Université Cadi Ayad
Département des sciences de la terre

Division d'évaluation des bassins

Mémoire de fin d'étude :

Licence sciences et techniques en géologie appliquée aux ressources minières

Sous thème :

Apport des analyses sismiques et diagraphiques dans l'exploration pétrolière : Cas du bassin du Gharb - Forage BOG-1 -

Soutenu le 24 juin 2014

Réalisé par :

Meryam BELMOUKADDAM
Nassima EL KHAILI

Encadré par :

Mr. Allal EL OUARGHIOUI
Mme. Khadija EL HARIRI

Remerciements

Au cours de l'élaboration de notre stage de fin d'études, nous avons bénéficié de l'aide et conseils de nombreuses personnes auxquelles nous tenons à adresser nos très sincères remerciements.

Nous adressons nos sincères remerciements à nos encadrants ***Mr. Allal EL OUARGHIOUI****, chef du département de diagraphie, et* ***Mme Khadija EL HARIRI****, professeur à la faculté des sciences et techniques de Marrakech, pour ce très intéressant sujet qui nous a permis d'allier la pratique à la théorie à travers l'application de tous les concepts de la sismique et des diagraphie au cas du forage du bassin du Gharb. Nous les remercions vivement pour leur suivi tout le long de ce travail entamé depuis Juillet 2013. Nous voudrions aussi les remercier pour leurs précieux conseils depuis le début jusqu'à l'aboutissement aujourd'hui de ce travail.*

Nous tenons également à remercier ***Mr. Abdellah AIT SALEM****, Chef de division d'évaluation des bassins, pour l'aide précieuse qu'il nous a accordée tout au long de notre stage.*

Nos remerciements s'adressent aux membres du jury qui ont pris la peine de juger et d'évaluer ce travail.

Nos sincères remerciements vont aussi à tous les enseignants du Département des Sciences de la Terre.

Enfin, nous ne saurons remercier assez, et respectivement, ***Nos Parents*** *pour leur soutien sans faille. A eux nous dédions notre travail.*

Sommaire :

Introduction générale : **6**

Chapitre I) : Présentation du cadre générale de l'étude **7**

I.1 : Présentation de l'organisme d'accueil **8**

I.2 : Cadre général de l'étude **11**

I.2.1. Cadre géologique du bassin du Gharb 11

I.2.2. Problématique et objectifs de l'étude et localisation du puits BOG-1 16

Chapitre II) : Sismique réflexion **18**

II.1 : Acquisition des données sismiques **19**

II.1.1. Définition 19
II.1. 2. Acquisition 20
II.1. 3. Traitement 21
II.1.4. Interprétation structurale 22
II.1.5. Interprétation stratigraphique 22
II.1.5.1. Analyse des faciès sismiques 22
II.1.5.2. Analyse des séquences sismiques 23

II.2 : Application sur les sections sismiques MD-1 et MD-2 ..... **25**

Chapitre III) : Diagraphies Différées **30**

III.1 : Acquisition des données diagraphiques **31**

III.1.1. Définition 31
III.1.2. But 31
III.1.3. Place des diagraphies dans l'exploration 31
III.1.4. Utilisation des diagraphies 32
III.1.5. Phénomène d'invasion 32
III.1.6. Loi d'Archie 33
III.1.7. Résistivité 33
III.1. 7.1. Les macrodispositifs 34
III.1.7.2. Les microdispositifs 36
III.1.8. Potentiel spontané 37
III.1.8.1. Potentiel de membrane 37
III.1. 8.2. Potentiel de diffusion 38
III.1.9. Diagraphie de la radioactivité naturelle (Gamma Ray) 39
III.1.10. Diagraphie neutron 40
III.1.10.1. Principe 40
III.1.10.2. Types de diagraphie neutron 41
III.1.11. Diagraphie de densité 42

III.1.12. Diagraphie Sonique (Sonic)..... 43

III.2 : Interprétation par méthode des sables argileux..... 44

III.3 : Interprétation diagraphique du puits BOG-1 48

Chapitre IV) : Résultats et interprétations 60

Conclusion..... 65

Références bibliographique 66

Annexe 67

Liste des figures

Figure 1 : Organigramme de l'ONHYM 9
Figure 2A : Cadre géologique du bassin du Gharb 12
Figure 2B : Carte géologique du bassin du Gharb 12
Figure 3 : Log stratigraphique du bassin du Gharb (modifié) 14
Figure 4 : Réservoirs potentiels 16
Figure 5 : Portion du puits BOG-1 17
Figure 6 : Localisation du forage BOG-1 dans le bassin du Gharb (modifié) 17
Figure 7 : Principe de la sismique réflexion 20
Figure 8 : Camion vibreur 20
Figure 9 : Acquisition sismique terrestre 21
Figure 10 : Types de configurations 23
Figure 11 : Types de terminaisons 24
Figure 12 : Courbe temps / Profondeur 26
Figure 13 : Section sismique MD-1 27
Figure 14 : Section sismique MD-2 28
Figure 15 : Localisation du puits BOG-1 29
Figure 16 : Représentation schématique de l'invasion 32
Figure 17 : Principe de mesure de la résistivité 34
Figure 18 : Principe de l'induction 35
Figure 19 : Principe du Laterologs 36
Figure 20A : Microlog ML 37
Figure 20B : Micro-spherically focused log MSFL 37
Figure 21 : Potentiel de membrane 38
Figure 22 : Potentiel de diffusion 39
Figure 23 : Principe du Gamma Ray 39
Figure 24 : Principe de diagraphie neutron 41
Figure 25 : Principe de la densité 42

Figure 26 : Principe du fonctionnement de la sonde sonique 44
Figure 27 : Abaque de la correction lithologique 45
Figure 28 : Abaque CP-10 Schlumberger 48
Figure 29 : Portion du log entre 870-940m 49
Figure 30 : Portion du log entre 950-970m 51
Figure 31 : Portion du log entre 1150-1190m 52
Figure 32 : Barre d'outils du logiciel PETROWORKS 54
Figure 33 : Log interprétatif du puits BOG-1 entre 870-940m 55
Figure 34 : Log interprétatif du puits BOG-1 entre 950-970m 56
Figure 35 : Log interprétatif du puits BOG-1 entre 1150-1190m 57
Figure 36 : Cross plot du Puits BOG-1 59
Figure 37 : Log stratigraphique du puits BOG-1 63

Liste des tableaux

Tableau 1 : Résultat de l'interprétation manuelle 50
Tableau 2 : Résultat de l'interprétation manuelle 51
Tableau 3 : Résultat de l'interprétation manuelle 52
Tableau 4 : Résultat de l'interprétation par ordinateur 56
Tableau 5 : Résultat de l'interprétation par ordinateur 57
Tableau 6 : Résultat de l'interprétation par ordinateur 58

Liste des Annexe

Annexe 1 : Section sismique MD-1 68
Annexe 2 : Section sismique MD-2 69
Annexe 3 : Log diagraphique complet du sondage 70
Annexe 4 : Log interprétatif réalisé par PETROWORKS 72

Introduction générale :

La présente étude traite les méthodes géophysiques employées pour l'exploration des zones potentielles à hydrocarbures.
Il s'agit de la sismique réflexion et diagraphies différées, qui permettent l'acquisition des renseignements sur les formations géologiques enfouies par :

- la sismique réflexion qui permet de mettre en évidence la présence des zones qui peuvent représenter des réservoirs potentiels par l'analyse des configurations sismiques typiques ;
- l'étude des formations enfouies en continu et de manière objective en s'appuyant sur l'imagerie et les enregistrements diagraphiques;
- la combinaison des données géologiques de surface et données géophysiques de subsurface ;
- la quantification des données, avec plus de rigueur quand il s'agit de description ou de représentation des différents phénomènes caractérisant l'évolution des bassins sédimentaires.

L'objectif de notre travail est l'étude sismique et diagraphique du forage BOG-1 afin de détecter les réservoirs potentiels, quantifier leurs volumes et calculer leurs saturations en eau et en hydrocarbures.

Le présent travail comporte quatre parties :

- Une présentation générale de l'organisme d'accueil ainsi que la zone d'étude.
- Une initiation à la méthode de la sismique réflexion et son application aux sections sismiques MD-1 et MD-2.
- Une initiation aux principes des diagraphies différées et son application au forage BOG-1.
- Résultats et interprétation.

Chapitre I :

Présentation du cadre général de l'étude

I.1. : Présentation de l'organisme d'accueil :

I.1.1) Présentation de l'ONHYM :

L'office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM) a été créé le 17 août 2005, par la fusion du Bureau de Recherches et de Participations Minières (BRPM) et de l'Office National de Recherche et d'Exploitations Pétrolières (ONAREP)

Depuis leur création, en 1928 pour le BRPM et en 1981 pour l'ONAREP, ces deux organismes ont été les pionniers et les leaders au Maroc dans leurs domaines d'activité respectifs, et ont bénéficié d'une grande renommée auprès des opérateurs internationaux.

C'est donc avec un nouvel élan, porté par une stratégie réactualisée dans le droit fil des orientations gouvernementales, que l'ONHYM reprend et développe les acquis des organismes fusionnés : l'expertise dans la recherche, la production et le traitement des substances minérales et hydrocarbures, les relations et les partenariats avec les opérateurs et investisseurs.

De par sa mission de promoteur du potentiel minier et hydrocarbure auprès des investisseurs, l'office met en avant :

- Une géologie potentiellement très favorable, aussi bien aux minéralisations qu'a la formation de gisement d'hydrocarbures ;
- Un code des hydrocarbures et un code minier attractifs ;
- Des bases de données documentaires riches et accessibles ;
- Une démarche promotionnelle soutenue, dynamique et proactive ;
- Des partenariats et une coopération dans les secteurs minier et pétrolier, construits et conduits en parfaite transparence ;
- Un leadership national reposant sur un savoir-faire et une expertise confirmés dans les travaux souterrains, les travaux de sondage et la réalisation de forages pétroliers ;
- Des hommes et des femmes au service des métiers de l'exploration du sous-sol et de l'exploitation et spécialistes de discipline multiples ;

→ *Ses missions :*

- Conduire la recherche, l'exploration et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures ou de schistes bitumineux, ainsi que des gisements miniers et de toute substance minérale à l'exclusion des phosphates ;
- Soutenir toute action de manière à contribuer au développement de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures et des substances minérales, notamment dans le cadre de partenariats ;

- Mettre à la disposition de tout opérateur des bases de données riches, fiables et accessibles sur le sol et le sous-sol national, ainsi qu'une documentation sur les dispositifs administratifs, financiers et juridiques ;
- Négocier avec tout partenaire potentiel, les termes contractuels conformément aux dispositions légales en vigueur ;

I.1.2.Organisation

Pour accomplir ses missions, l'ONHYM a adopté un mode de gouvernance lui permettant d'exceller dans l'exécution de ses activités au travers de directions métiers portées par des fonctions support.

→ *Organigramme :*

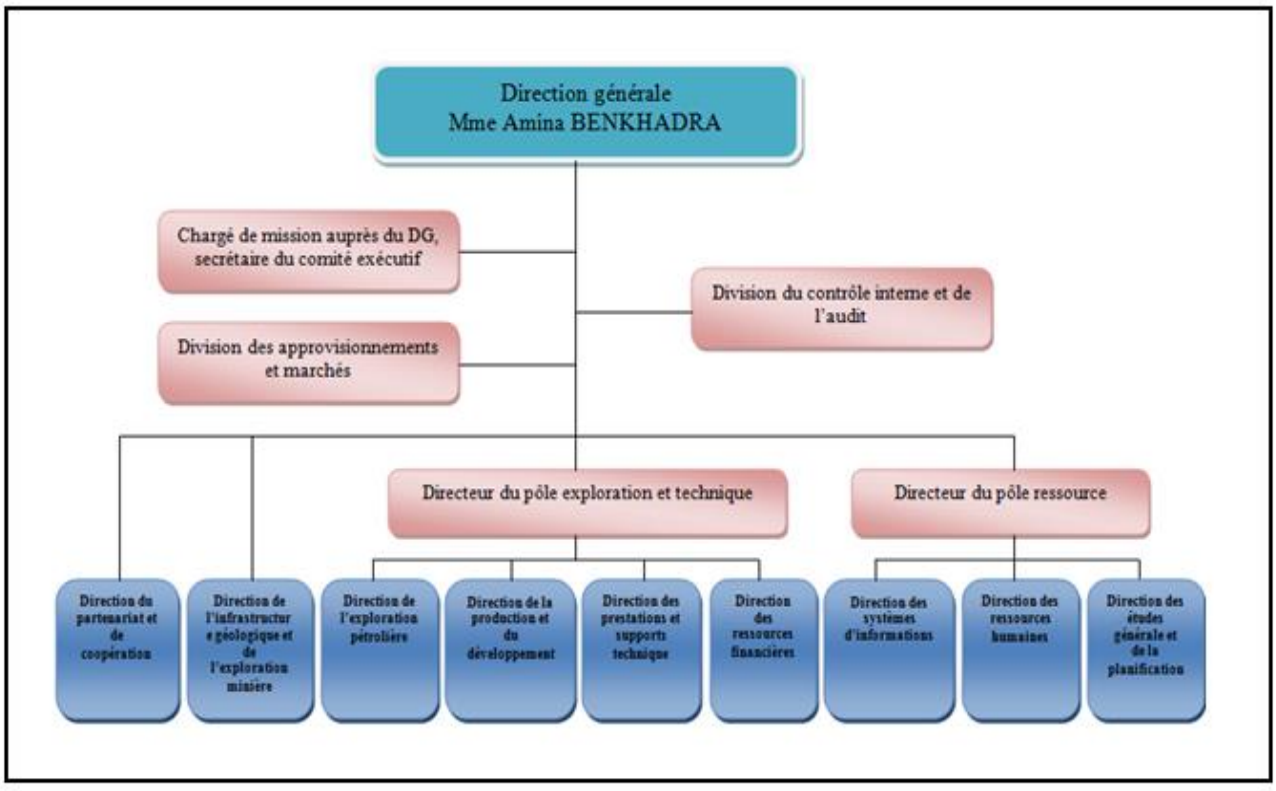


Figure1 : Organigramme de l'ONHYM

I.1.3.Stratégie :

Instituées par la loi depuis sa création, les missions de l'Office National des Hydrocarbures et des Mines se déclinent comme suit :

- Contribuer au développement socio-économique du Maroc à travers la mise en valeur efficiente des ressources minières et des hydrocarbures ;
- Conduire à travers une démarche technico-économique appropriée, la recherche et l'exploration des gisements d'hydrocarbures et des miniers ;
- Développer un partenariat proactif et dynamique ;
- Construire une expertise nationale dans le domaine pétrolier et minier ;

→ *Vision :*

Face aux multiples défis et aux spécificités de ses métiers, et pour être à même de promouvoir l'industrie minière et pétrolière du Royaume, l'ONHYM :

- Met en œuvre une stratégie appropriée planifiée à moyen et long terme ;
- Assure le développement de l'infrastructure géologique, en faisant appel à des technologies évoluées en matière de connaissances scientifiques et techniques ;
- Se positionne comme interlocuteur principal auprès des partenaires nationaux et internationaux ;

→ *Stratégie :*

L'ONHYM est l'opérateur clé du Royaume en matière d'exploration pétrolière et minière. Conscient de l'importance majeure de son rôle, l'Office a élaboré sa stratégie sur quatre principes fondamentaux :

- Faire monter en puissance l'exploration minière et pétrolière au Maroc ;
- Renforcer la dynamique d'ouverture sur le marché mondiale et le développement des partenariats, partie intégrante de la politique de promotion des richesses pétrolières et minières du pays ;
- Donner à l'ONHYM une solide crédibilité internationale, corollaire d'une politique de promotion efficiente ;

- Instaurer à toutes les phases de développement des projets métiers une culture managériale orientée performance ;

→ *Valeurs :*

Dans la perspective de fournir des services conformes aux standards les plus exigeants, la stratégie est fédérée par quatre valeurs structurantes qui inscrivent l'Office dans une logique d'amélioration continue

- L'excellence technique ;
- La contribution au développement durable ;
- L'ouverture internationale ;
- La performance managériale ;

I.2. : Cadre général de l'étude:

I.2.1. Cadre géologique du bassin du Gharb:

Le bassin du Gharb est situé dans les zones externes de la ceinture plissée du Rif. Ce bassin, couvrant une superficie approximative d'environ 7394Km², s'étend entre la ville de Sidi Kacem au Sud-Est et le village de Moulay Bousselham au Nord-Ouest. A l'Ouest, il est limité par la ligne côtière Atlantique entre Moulay Bousselham et la ville de Kenitra.

Grace à son intérêt économique, une centaine de campagnes de prospection ont été entreprises dans le bassin. En 2006, sur 300 puits forés sur l'ensemble des 17 bassins sédimentaires marocains, 92 forages d'exploration concernent le seul bassin du Gharb, ce qui représente environ le tiers.

De plus par rapport aux autres bassins du Maroc, le bassin du Gharb est caractérisé par une grande simplicité lithologique et structurale. Ceci justifie le choix de ce bassin pour l'application de l'approche diagraphique en exploration pétrolière.

Le bassin du Gharb est situé au Nord-Ouest du Maroc. Cette région est limitée au Nord et à l'Est par des nappes rifaines, au Sud, la Meseta occidentale et le causse moyen atlasique. Le bassin s'étend vers l'Ouest dans la marge atlantique.
Le bassin du Gharb fait partie du sillon sud rifain appelé également «détroit sud rifain ». Ce sillon qui s'étend depuis l'océan atlantique jusqu'à la mer méditerranée, sépare le Rif de son avant pays atlasique et mésetien. Après la fermeture de ce sillon probablement à la fin du Miocène, le bassin du Gharb s'est alors individualisé en avant du Rif qui constitue un élément des chaines alpines Ouest-Méditerranéenne.

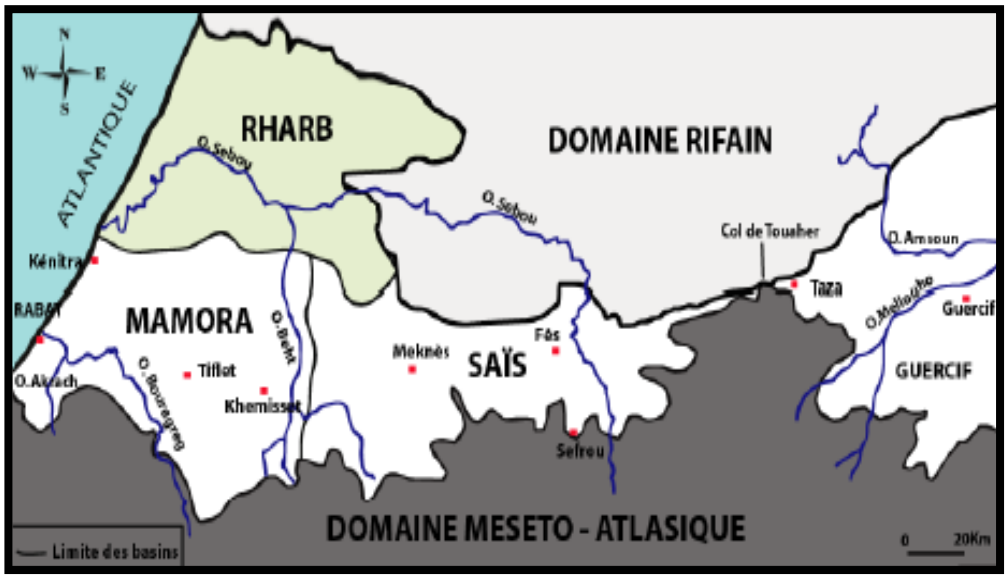


Figure 2A : Cadre géologique du bassin du Gharb

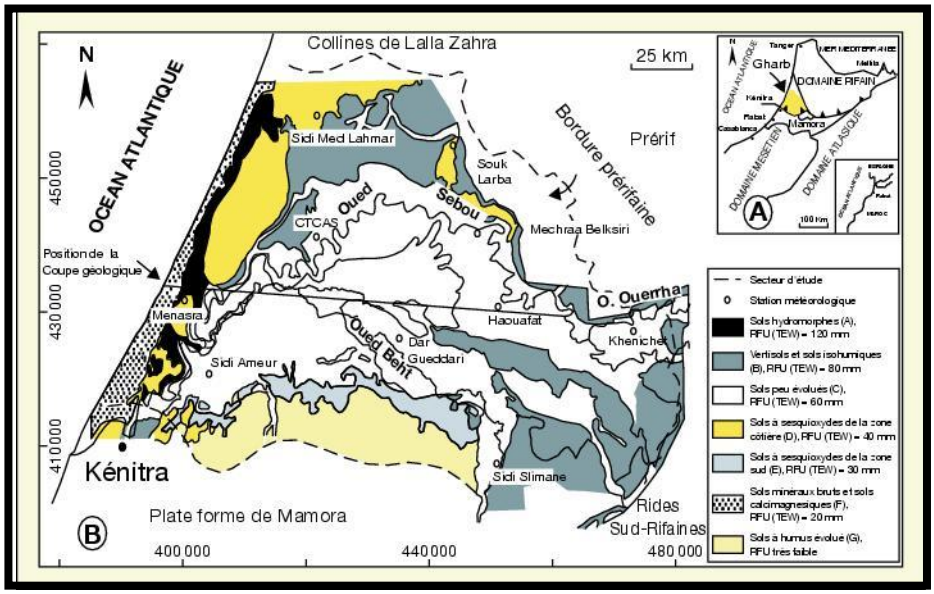


Figure 2B : Carte géologique du bassin du Gharb

- *Contexte géophysique :*

Le bassin du Gharb est lié à une importante anomalie gravimétrique négative atteignant 6130mgal Had Kourt. Il est le siège d'un flux thermique relativement élevé de l'ordre de 65 à 85 Mw/m². Les données gravimétriques et magnétiques ainsi que les forages indiquent que le socle qui affleure dans la région de Rabat s'enfonce progressivement vers le Nord jusqu'à une profondeur de 8km.

- *Contexte structural :*

Le bassin du Gharb constitue l'extrémité occidentale du sillon Sud-Rifain, avant-fosse subsidente ayant reçu une épaisseur considérable de dépôt du Miocène Supérieur et du Pliocène, séparant deux domaines structuraux très différents :

- La Meseta et le Moyen Atlas, sur la marge Sud correspondant à l'extrémité Nord-Ouest du craton Africain à socle paléozoïque rigide et relativement stable.

- Le Rif, sur la marge Nord, dont l'édification alpine s'est accompagnée de mouvements horizontaux importants, se traduisant jusqu'à la période actuelle par une grande instabilité.

- *Contexte stratigraphique :*

La colonne stratigraphique des formations néogènes du bassin du Gharb connue d'après les données de surface et de subsurface, comporte des sédiments d'âge tortonien à quaternaire.
La nature lithologique de ces dépôts varie de la bordure vers le centre du bassin, où l'épaisseur totale peut atteindre 2000m. Il s'agit en général d'une succession épaisse de marne, et de sables transgressifs, discordants sur les séries plus anciennes du Paléozoïque et du Mésozoïque au niveau de la marge Sud, et sur celle de la nappe prérifaine de la marge Nord. Ils constituent des séquences sédimentaires d'épais niveau argilo-silteux de mer ouverte, témoignant d'un environnement deltaïque. Sur les bordures du bassin les dépôts de sables bioclastique, ou de carbonates indiquent un environnement de plateforme.
Au sein des séquences à dominance argileuse sont développés des corps silto-sableux, d'extension réduite et de faible épaisseur (souvent quelque mètres) qui sont à l'origine des accumulations de gaz dans le bassin de Gharb.

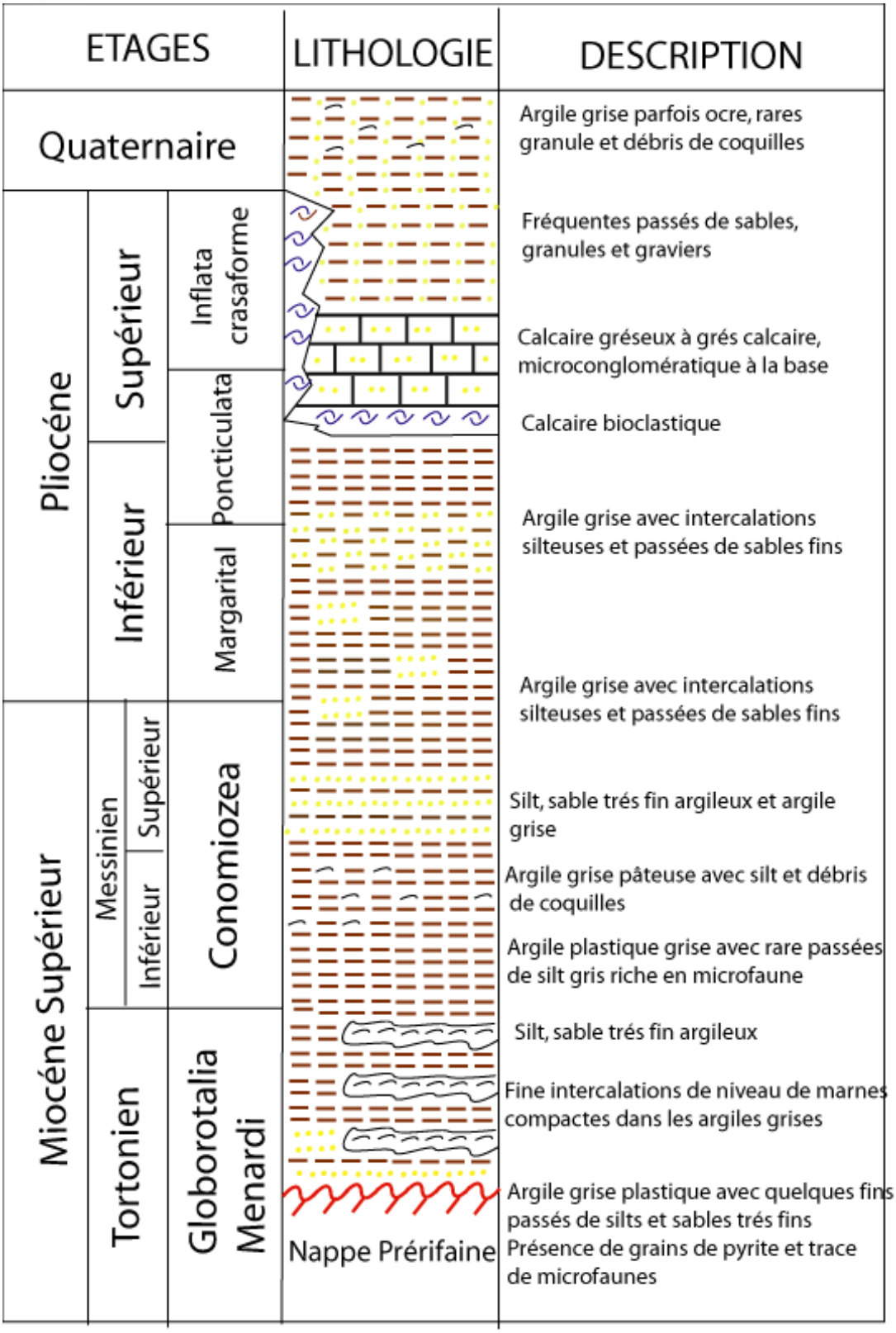


Figure 3 : log stratigraphique du bassin du Gharb (Rapport ONHYM, 2000 modifié)

➢ *Contexte géodynamique :*

Plusieurs modèles d'évolution structurale ont été proposés jusqu'ici pour expliquer la genèse du bassin du Gharb :

- Le Gharb aurait pris naissance au cours d'une phase distensive généralisé d'âge tortonien à pliocène, avec une direction d'extension NE-SW. Ensuite, un épisode compressif du pliocène supérieur au début du quaternaire, aurait donné naissance à des plis sur la bordure Nord du bassin.
  Enfin, un dernier épisode au cours du quaternaire aurait été à l'origine de déformation à grand rayon de courbure, et du rejeu de failles plus anciennes.

- L'évolution structurale du bassin du Gharb se serait effectuée dans un contexte compressif permanant avec une direction de compression NE-SW.

- D'après les analyses sismiques, les structures distensives et compressives sont synchrones et dues à l'effondrement gravitaire du front de la chaine rifaine. Dans ce dispositif, les failles normales délimitant les parties arrière des bassins, réemergent à leur front en chevauchements. Cette tectonique aurait eu lieu durant la période allant du tortonien supérieur jusqu'au Pliocène inférieur. C'est à partir du Pliocène moyen qu'aurait eu lieu un soulèvement général des bordures du bassin.

- L'histoire du bassin du Gharb semble donc être contrôlée par différents facteurs tel que la subsidence du substratum, les variations eustatiques, les apports sédimentaires et la tectonique régionale. Cependant le facteur le plus important reste celui de la mise en place de nappe prérifaine par glissement gravitaire sur la marge Nord du bassin, au cours du Tortonien inférieur accompagné d'une tectonique locale très avancée du Tortonien supérieur à l'actuel.

Le bassin du Gharb est connu par l'exploration et l'exploitation du gaz biogénique et caractérisé par sa lithologie simple sable et argile, les argiles riches en matière organique jouent le rôle de roche-mère et les corps sableux poreux font office de réservoirs.

I.2.2.Problématique et objectifs de l'étude et localisation du puits étudié:

La méthode de la sismique réflexion joue le rôle de détecteur des réservoirs potentiels. Les méthodes diagraphiques permettent, à travers les enregistrements effectués en subsurface, de confirmer les hypothèses préalablement émises.

Le bassin du Gharb est caractérisé par sa simple géologie. Ceci justifie le choix de ce bassin pour l'application géophysique en exploration pétrolière.
Le problème qui se pose est de trouver l'emplacement de ces réservoirs afin de les exploiter.

L'objectif principal de ce travail est l'initiation aux méthodes sismiques et diagraphiques à travers une étude de cas.
Il s'agit du puits BOG-1, qui se trouve dans le bassin sédimentaire du Gharb.

L'analyse des données géophysiques par la sismique réflexion de la région étudiée consiste à l'analyse et l'interprétation des faciès sismique à partir de deux sections sismique qui ont été mises à notre disposition (cf. MD1)

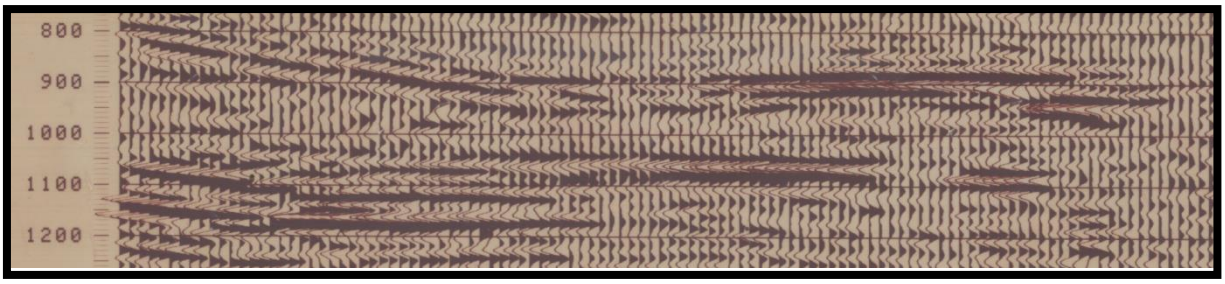


Figure 4 : Section sismique MD-1

Les diagraphies différées viennent en second lieu pour confirmer la présence ou non de réservoirs, spécifier leur nature (à eau ou à gaz) et quantifier leurs volumes en s'appuyant sur les différents éléctrofaciès obtenus. (cf. figure Figure5)

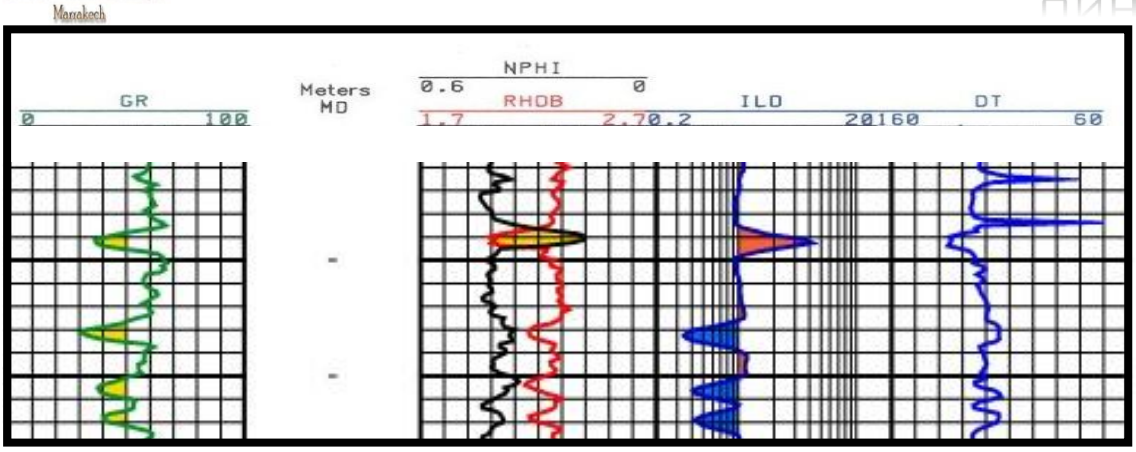


Figure 5 : Diagraphie différée

➢ Localisation du puits BOG-1:

Le présent travail porte sur l'étude du forage BOG-1 au bassin du Gharb, dont les coordonnées sont comme suit :

X= 437,400 / Y= 434,490 / Zt= 8,50

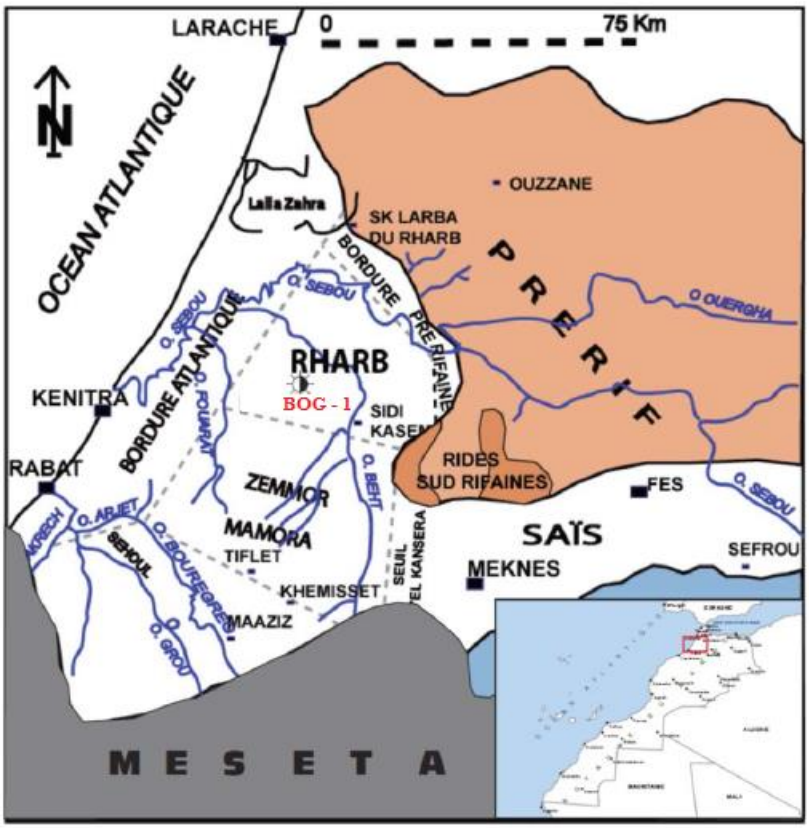


Figure 6 : Localisation du forage BOG-1 dans le bassin du Gharb (Article Yousfi, 2013 modifié)

Chapitre II :
Sismique réflexion

II .1. Acquisition des données sismiques

II.1.1.Définition :

La méthode géophysique la plus utilisée pour déterminer les structures du sous sol est la méthode sismique. La mise en œuvre la plus répandue est celle de type couverture multiple en sismique réflexion. Cette technique fournit une « échographie » du sous sol en deux ou trois dimensions.

L'image obtenue après traitement est une section sismique. L'axe horizontal de la section représente les abscisses géographiques des points de subsurface le long du profil d'acquisition et l'axe vertical représente le temps d'écoûte. Les événements sismiques qui apparaissent sur la section sismique correspondent à des arrivées d'ondes réfléchies à incidence normale sur des marqueurs sismiques. Les marqueurs sismiques correspondent à des discontinuités d'impédance acoustique, leur pointé fournit une image structurale du sous sol. L'analyse des attributs et du caractère des événements sismiques ouvre la voie vers les interprétations stratigraphiques et lithologiques des sections sismiques obtenues.
La prospection sismique consiste à produire des séismes artificiels de très faibles amplitudes à des instants et en des endroits prédéterminés. Chaque enregistrement sismique est échantillonné, numérisé, puis mémorisé sur support magnétique (bande ou disquette).

Le séisme artificiel est généré par un dispositif émetteur composé d'une ou de plusieurs sources. Le dispositif émetteur correspond à ce qu'on appelle des tirs sismiques. Un profil sismique est un ensemble de tirs. La répartition des points de tir et des traces sismiques définit la géométrie d'acquisition.

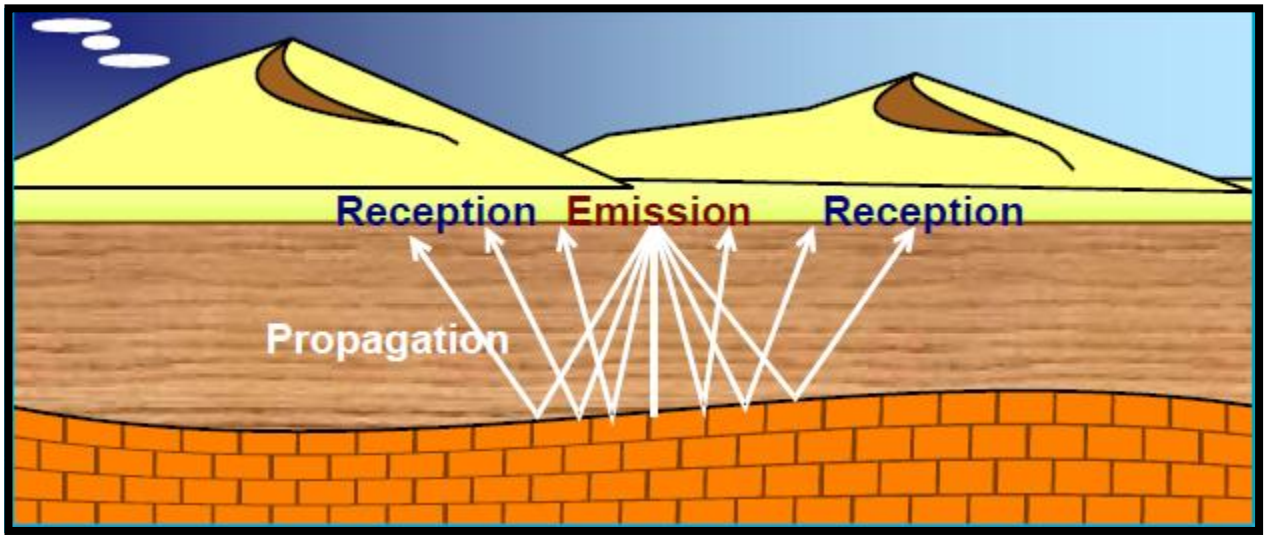


Figure 7 : Principe de la sismique réflexion

II.1.2. Acquisition :

La mise en œuvre de la sismique réflexion nécessite un dispositif émetteur (source), un dispositif récepteur (traces, capteurs) et un laboratoire d'enregistrement numérique.

- Les sources sismiques : sont les explosifs, les chutes de point, et les vibreurs.

Figure 8 : Camion vibreur

- Les capteurs sismiques : sont les géophones.

Les géophones sont regroupés pour former une antenne réceptrice à la trace. Le rôle de l'antenne réceptrice est de réaliser un filtrage en nombre d'ondes continues, avant échantillonnage et numérisation des données sismiques. Ces données sismiques seront traitées par la suite.

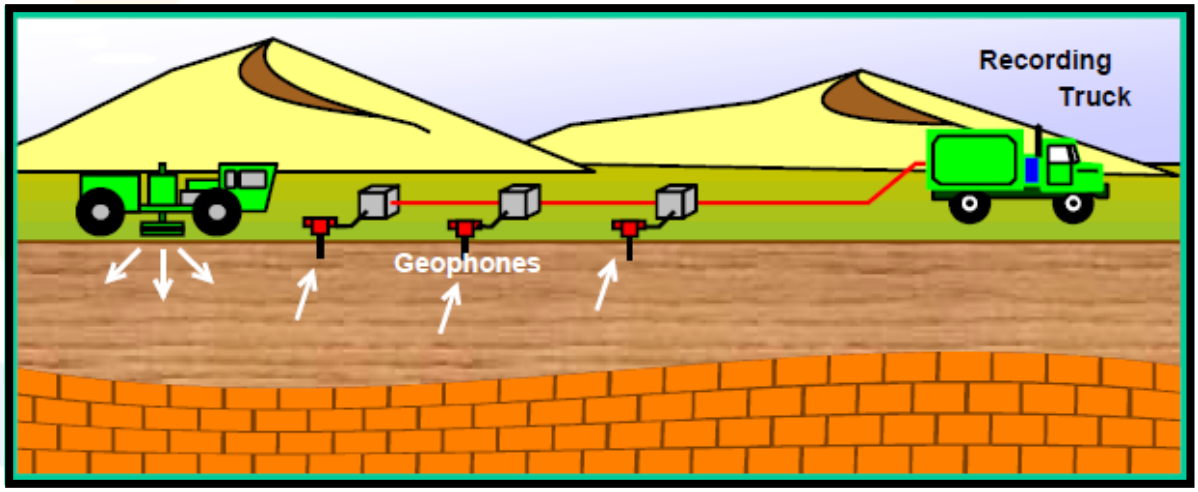


Figure 9 : Acquisition sismique terrestre

II.1.3.Traitement :

Le traitement sismique consiste en une succession de traitements élémentaires permettant de passer des données terrain généralement acquises en collection point de tir commun à une section sommée à 2D ou 3D.

- ✓ La première phase du traitement vise à extraire des tirs élémentaires des ondes réfléchies, en filtrant les événements parasites formés par les arrivées directes et réfractées, les ondes de surface, les ondes convertis, les multiples et les bruits.

Elle vise à améliorer la résolution des enregistrements et à harmoniser les enregistrements. Cette phase est appelée prétraitement.

- ✓ La deuxième phase est consacrée au calcul des corrections statiques et à l'application de ces corrections pour compenser les effets de zone altérée et de topographie. Ce traitement est spécifique à la sismique terrestre.

- ✓ La troisième phase est la sommation en couverture multiple. Certains filtrages réalisés avant sommation peuvent être additionnés après sommation s'ils sont linéaire au regard de l'opérateur de sommation.

- ✓ La quatrième phase du traitement est consacrée aux traitements après sommation tel que la migration ou l'inversion pour transformer la section sismique en section d'impédance acoustique

L'interprétation des données sismiques comprend une phase d'interprétation structurale et une phase d'interprétation stratigraphique, les deux phases pouvant être conjointes.

II.1.4.Interprétation structurale:

L'interprétation structurale de la sismique consiste à suivre une réflexion qui est l'image d'un certain niveau géologique et d'en donner une représentation spatiale. Les problèmes posés par cette interprétation sont liés au pointé, à la cartographie et aux variations des vitesses de propagation des ondes, c'est-à-dire à la restitution en profondeur.

II.1.5.Interprétation stratigraphique:

L'interprétation des sections sismiques est orientée vers une appréciation structurale de la subsurface et de l'acquisition du traitement sismique qui a permis d'extraire des informations et de forger une technique portant non seulement sur les formes structurales, mais aussi sur la nature des dépôts et environnement et les processus de sédimentation, c'est ce que l'on appelle la stratigraphie sismique.
Pour l'exploration, la connaissance d'une lithologie globale est insuffisante, en effet ce qui apparait globalement homogène est en fait hétérogène.

II.1.5.1. Analyse des faciès sismiques

L'analyse faciologique des sections sismiques par l'interprétation de la configuration des réflexions met en œuvre les paramètres sismiques tels que : Amplitude, fréquence, phase, continuité, vitesse d'intervalle, géométrie des réflexions. Une fois ces paramètres analysés permettant de caractériser une unité de faciès sismique avec son enveloppe et les relations latérales et verticales de cette unité avec les autres, on peut interpréter une unité de faciès sismique en termes d'environnement, d'énergie de dépôt et de lithologie. On peut rencontrer différents types de configurations de réflexion que l'on peut classer en zone sourde et en zone stratifiée. Ces dernières peuvent être simples ou complexes :

- Zone sourde et transparente : ne donne pas de réflexions : absence de réflecteur, donc de strates,
- Zone stratifiée : peut être simple ou complexe :

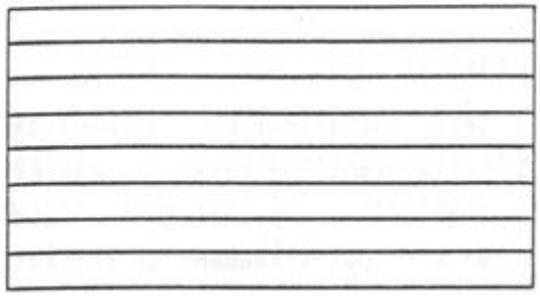
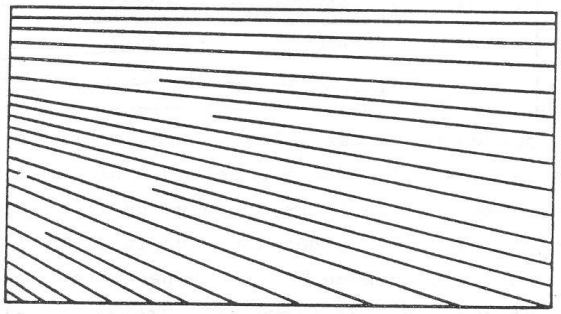
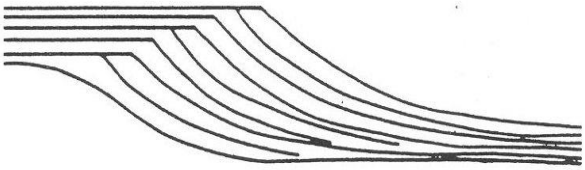
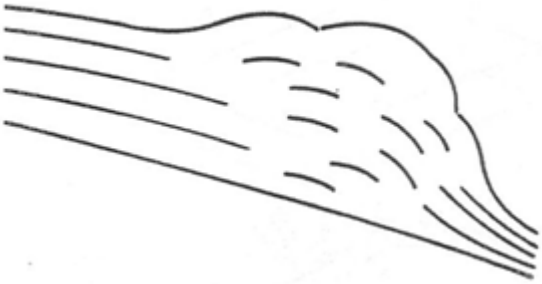
réflexion parallèle :	
réflexion divergente :	
Progradante :	
Chaotique :	

Figure 10 : Types de configurations

II.1.5.2. Analyse des séquences sismiques :

Les surfaces physiques qui provoquent des réflexions sont principalement des surfaces de strates ou de discontinuités. Une surface de strate présente une période de non dépôt ou d'un changement de type de dépôt. Les surfaces de strates et les discordances ont une signification temps dans la mesure où les couches qui les recouvrent son plus jeunes que celles situées au-dessous d'elles.

On peut définir des séquences de dépôt en sismique. Globalement, une séquence de dépôt comprend un paysage sédimentaire, du continent au bassin, formé dans un intervalle de temps, limité par des discontinuités en général d'origine tectonique.

Cette séquence est définie en sismique par un ensemble de réflexions concordantes limitées à la base et au sommet par des discontinuités reconnues à la terminaison latérale des réflexions.

Une séquence de dépôt à une signification chronostratigraphique car elle s'est déposée durant un intervalle de temps géologique déterminé par les âges des limites de la séquence, qui ne sont définies que lorsque la séquence est complète et qui se traduisent par une concordance de dépôt. On trouve deux types de surfaces chronostratigraphiques : les discontinuités en particulier les limites de séquence ; les réflexions à l'intérieurs des séquences c'est-à-dire les surfaces des strates.

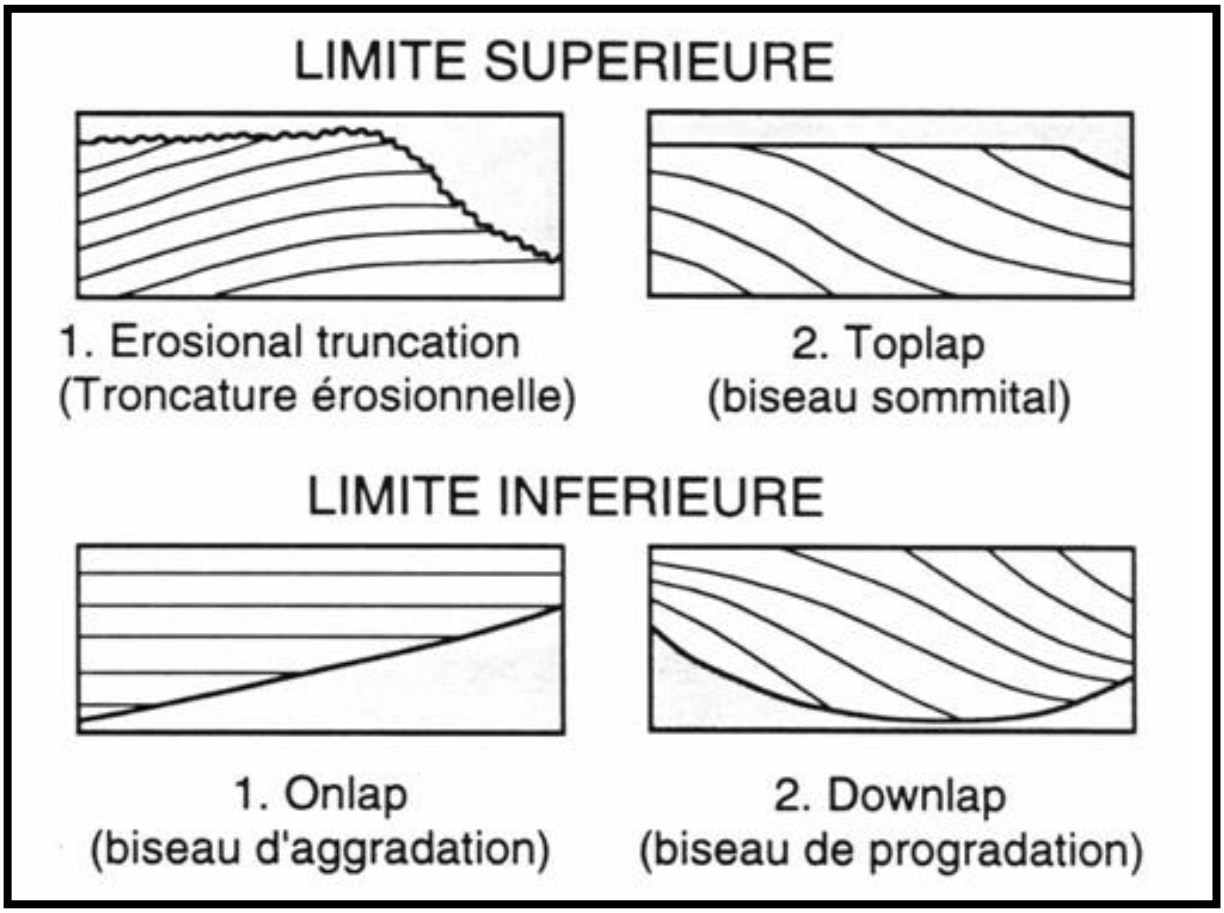


Figure 11 : Types de terminaisons

II.2. Application sur les sections sismique MD-1 et MD-2

- *Définition des âges* :

  - ✓ On calcule D/2 par (V*T)/1000

Temps	Vitesse (Vrms)	V inter	D/2	Distance
50	1600	1600	80	160
225	1660	1676	373,5	747
450	1875	2067	843,75	1687,5
570	2000	2411	1140	2280
700	2100	2491	1470	2940
880	2225	2655	1958	3916
1120	2300	2556	2576	5152
1300	2350	2639	3055	6110
1500	2600	3847	3900	7800
1670	2750	3826	4592,5	9185
1900	2900	3816	5510	11020
2120	3100	4469	6572	13144

  - ✓ On calcule ΔD pour déterminer les profondeurs en m

TWT(ms)	Vi (m/s)	ΔD	Z (m)
50	1600	40	40
225	1676	146,65	186,65
450	2067	232,53	419,18
570	2411	144,66	563,84
700	2491	161,91	725,75
880	2655	238,95	964,7
1120	2556	306,72	1271,425
1300	2639	237,51	1508,935
1500	3847	384,7	1893,635
1670	3826	325,21	2218,84
1900	3816	438,84	2657,68
2120	4469	491,59	3149,27

ΔD = Δt*Vi/2

Les toits des âges :

410m ----------> 445ms pliocène

550m ----------> 565ms miocène

➢ *Courbe Temps / Profondeur*

✓ On projette les points des profondeurs en m en fonction de la profondeur Z

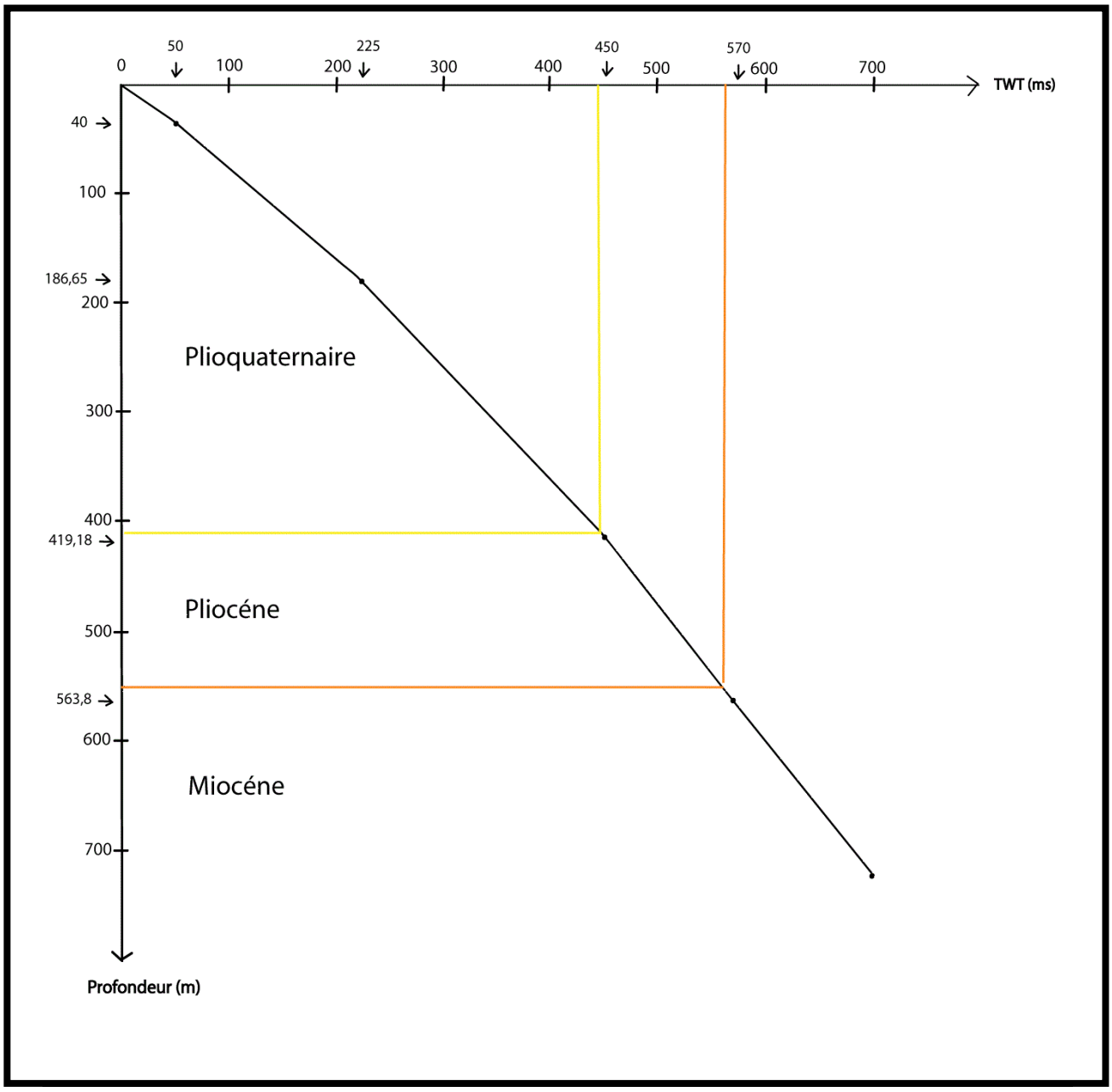


Figure 12 : Courbe temps/ profondeur

410m ---------- > 445ms (Toit du Pliocène)
550m ---------- > 565ms (Toit du Miocène)

➢ *Section sismique MD1*

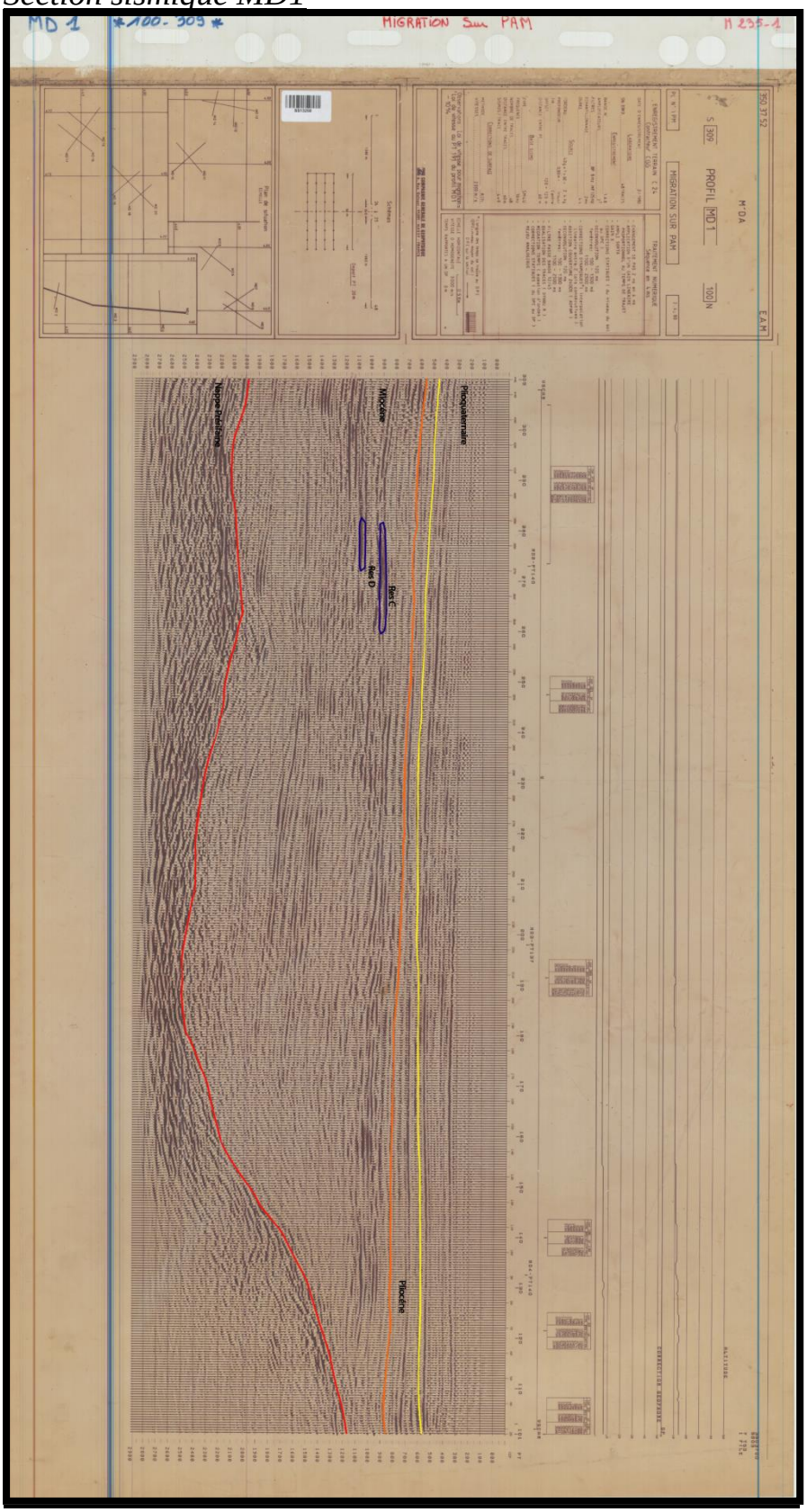


Figure 13 : Section sismique MD-1(Rapport ONHYM)

➢ *Section sismique MD2*

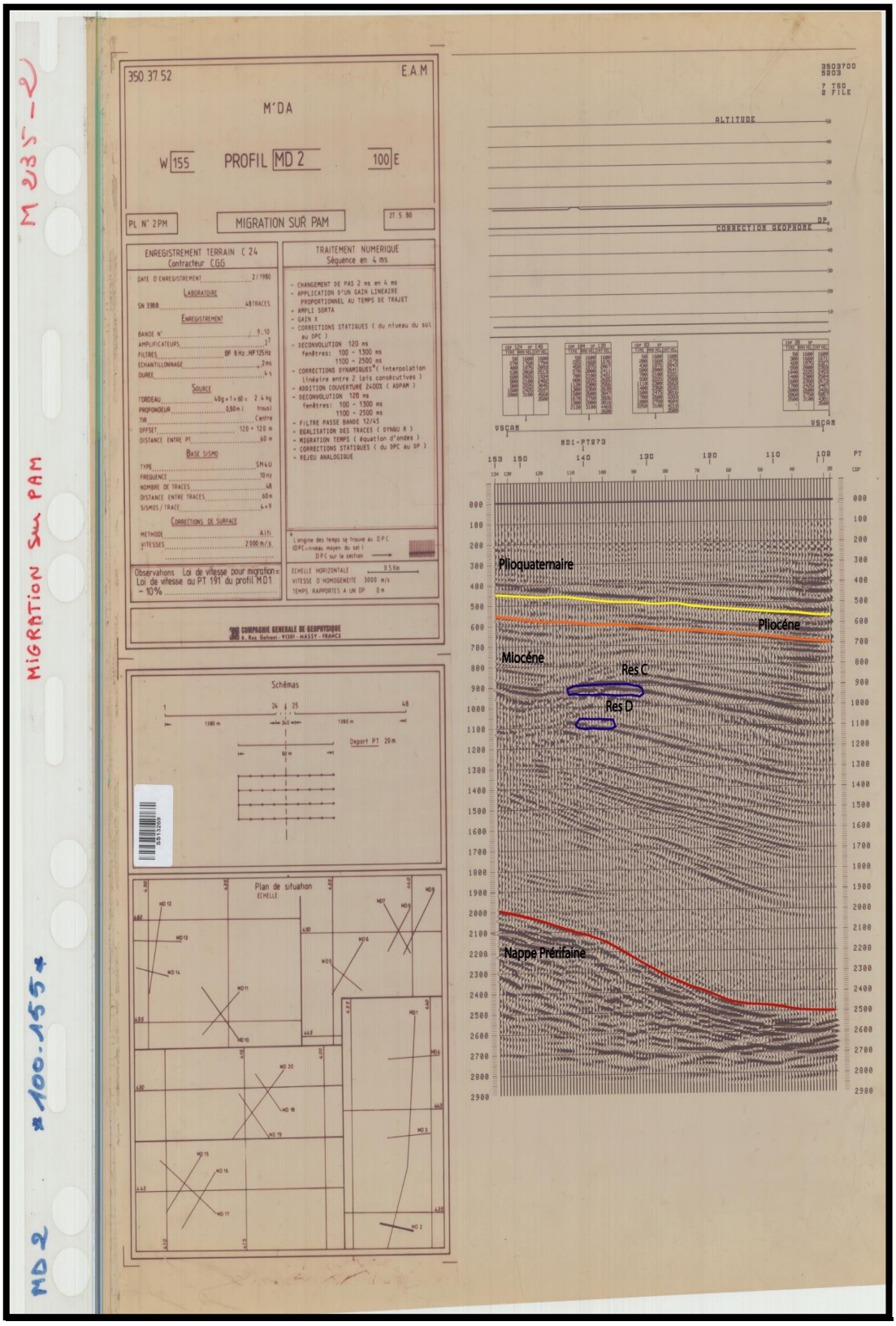


Figure 14 : Section sismique MD-2 (Rapport ONHYM)

✓ Interprétation :

L'intersection entre les deux sections sismiques MD1 et MD2 en un point localise l'emplacement des grands réservoirs de notre puits qui sont le réservoir C et le réservoir D.

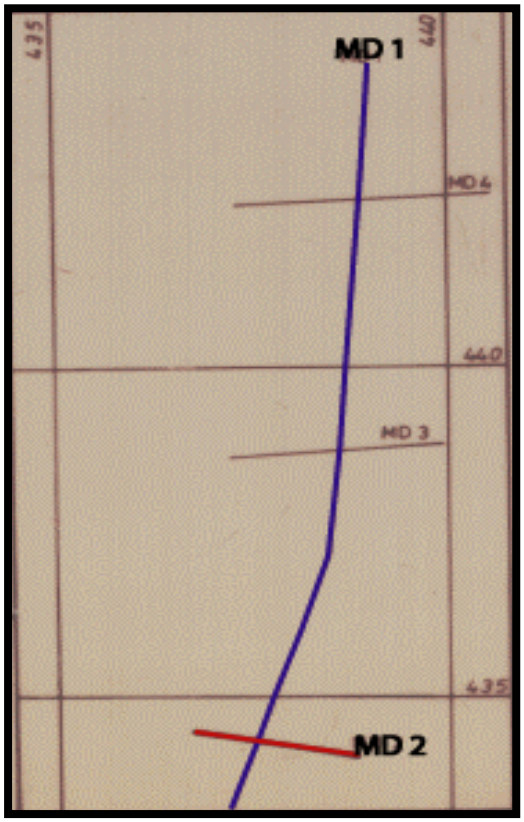


Figure 15 : Localisation du puits BOG-1

Nous allons procéder à l'étude des réservoirs localisés par la sismique par les méthodes diagraphiques.

Chapitre III :
Diagraphies différées

III.1. Acquisition des données diagraphiques.

III.1.1.Définition :

On désigne par diagraphie tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. C'est un enregistrement diagraphique, analogique ou digital d'un paramètre physique en fonction de la profondeur. Les diagraphies différées sont exécutés pendant des périodes d'arrêt du forage contrairement aux diagraphies instantanées qui donnent les informations au cours du forage.

III.1.2.But :

Le travail du géologue est basé sur l'échantillon de roche. En subsurface cet échantillon est constitué par des carottes ou des déblais. Les carottes par leur taille est dans la mesure où elles sont continues peuvent constituer un échantillon valable sur lequel on peut effectuer un ensemble d'analyses, mais malheureusement pour des raisons économiques et techniques, les carottes sont rares. Le géologue se trouve alors avec les déblais comme seuls représentants des formations.

La restitution de la colonne lithologique à partir des déblais est difficile et parfois impossible à cause de :

- Brassage par la boue
- Perte de certains constituants (sel, silt…)
- Retombées
- Perte de circulation
- Taille de l'échantillon

Ceci a poussé certains chercheurs à surmonter ces problèmes d'où l'idée de mesurer sur place des paramètres physiques sensibles aux caractéristiques géologiques des formations traversées par le forage.

III.1.3.Place des diagraphies dans l'exploration :

Une interprétation appropriée des diagraphies peut apporter en grande partie des informations habituellement tirées de :

- Géologie de surface
- Géophysique
- Géochimie
- Forage
- Gisement

III.1.4.Utilisation de diagraphie :

Les diverses interprétations des diagraphies d'un forage conduisent à :

- La reconstitution de la série lithologique détaillée ;
- La corrélation avec les diagraphies de sondages voisins ;
- L'identification et la localisation des réservoirs ;
- La connaissance des fluides contenus dans les réservoirs ;
- La connaissance des volumes d'hydrocarbures en place ;

III.1.5.Phénomène d'invasion :

Le forage s'effectue à l'aide d'une boue dont la pression hydrostatique est légèrement supérieure à la pression des formations pour éviter les éruptions, il se produit alors un déplacement de fluide du puits vers les formations poreuses et perméables, les particules soldes de la boue sont arrêtées contre la paroi du puits formant le dépôt de boue *mud-cake*. Ce phénomène qui peut être considéré comme une gêne puisqu'il modifie les conditions originelles, est cependant exploité pour apprécier la mobilité des fluides dans le réservoir.
La répartition des fluides dans une formation poreuse et perméable est montrée par la figure ci-dessous :

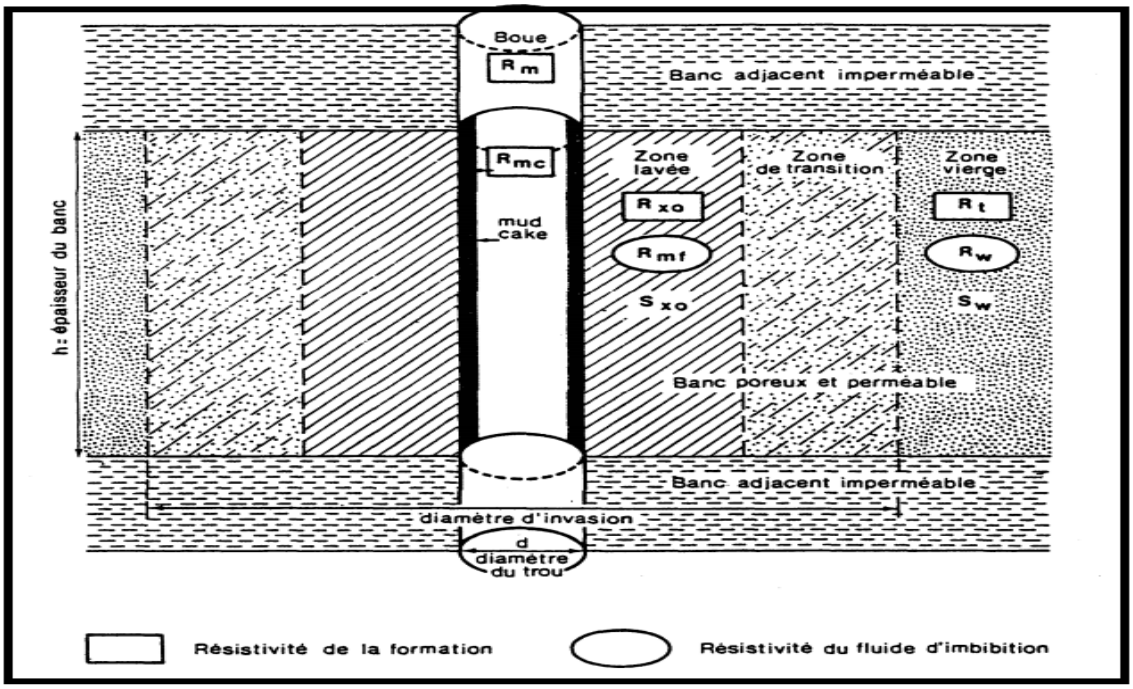


Figure 16 : Représentation schématique de l'invasion

- Rt : résistivité de la formation
- Rw : résistivité de l'eau de formation
- Sw : saturation en eau
- Rxo : résistivité de la zone lavée
- Rmf : résistivité de la phase aqueuse
- Rmc : résistivité du mud-cake
- Rm : résistivité de la boue

III.1.6.Loi d'Archie :

Dans le cas d'une roche saturée, ARCHIE a établi une relation expérimentale liant la résistivité de la roche à la porosité et à la saturation en eau :

$$Rt = a * Rw / (\phi^m * Sw^n)$$

- Rt : Résistivité de la roche en ohms.m ;
- Rw : Résistivité de l'eau d'imbibition ;
- Sw : Saturation en eau ;
- Φ : Porosité
- a : Facteur qui dépend de la lithologie (0,6 – 2) ; m : facteur de cémentation (1,3 – 2,6) ; n : exposant de saturation (1,2 – 2,6)

La loi d'Archie ne s'applique par rigoureusement pour les roches argileuses, à cause de deux phénomènes secondaires qui sont:

- L'ionisation de certains minéraux argileux
- la conductibilité superficielle

III.1.7.Résistivité :

La résistivité est le premier paramètre qui a été mesuré en diagraphie, sa connaissance est primordiale pour le calcul de la saturation en eau (SW) elle peut être mesurée de différentes façons mais quelque soit l'outil retenu, le principe fondamental de mesure reste le même : une source émettrice (électrode ou solénoïde) envoie un signal (courant électrique, champ électromagnétique). Un dispositif de mesure (récepteur) situé à une distance de la source appelée espacement, enregistre les réactions du terrain à ce signal. Le rayon d'investigation est lié à cet espacement : un grand espacement implique un grand rayon d'investigation, et un petit espacement implique un petit rayon d'investigation.
Selon cet espacement on distingue les micros-dispositifs qui mesurent dans la zone lavée par le filtrat et les macros-dispositifs qui mesurent plus loin que cette zone.

III.1.7.1-Les macrodispositifs :

Les macrodispositifs comprenant :

- *Diagraphie électrique conventionnelle (ES) :*

Dans un milieu homogène infiniment épais au sein duquel est noyée une électrode d'envoi de courant. Le courant **I** émis par l'électrode **A** se propage dans toutes les directions et porte à un même potentiel **V** tous les points situés à une même distance **r** de **A** donc sur une même sphère centrée sur **A.**
La chute du potentiel entre **r** et **r** + **dr** est :

$$- dV = R*I*dr / 4\pi r^2$$

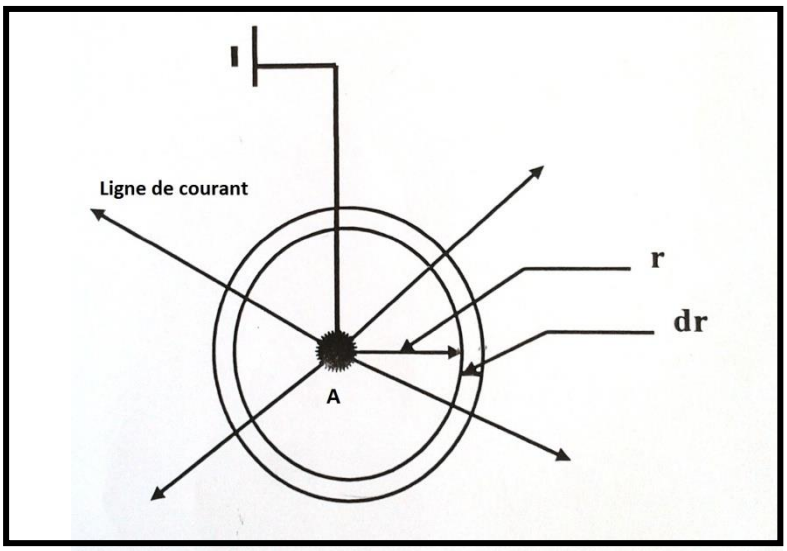


Figure 17 : Principe de mesure de la résistivité

Les diagraphies électriques conventionnelles ne sont plus utilisées dans la recherche pétrolière.

- *l'induction (IL) :*

Dans les cas des formations forées à l'air ou avec une boue à l'huile on ne peut pas utiliser les diagraphies électriques conventionnelles, alors il faut une sonde capable de mesurer la résistivité des formations sans envoi de courant par électrode. C'est la sonde à induction.

On envoi dans une bobine émettrice un courant alternatif, ce dernier crée un champ électromagnétique qui induit dans la formation des courants qui circulent en anneaux coaxiaux à la sonde, ces courants à leur tour créent un champ électromagnétique qui en traversant la bobine réceptrice induisent une force électromagnétique proportionnelle à la conductivité des formations.

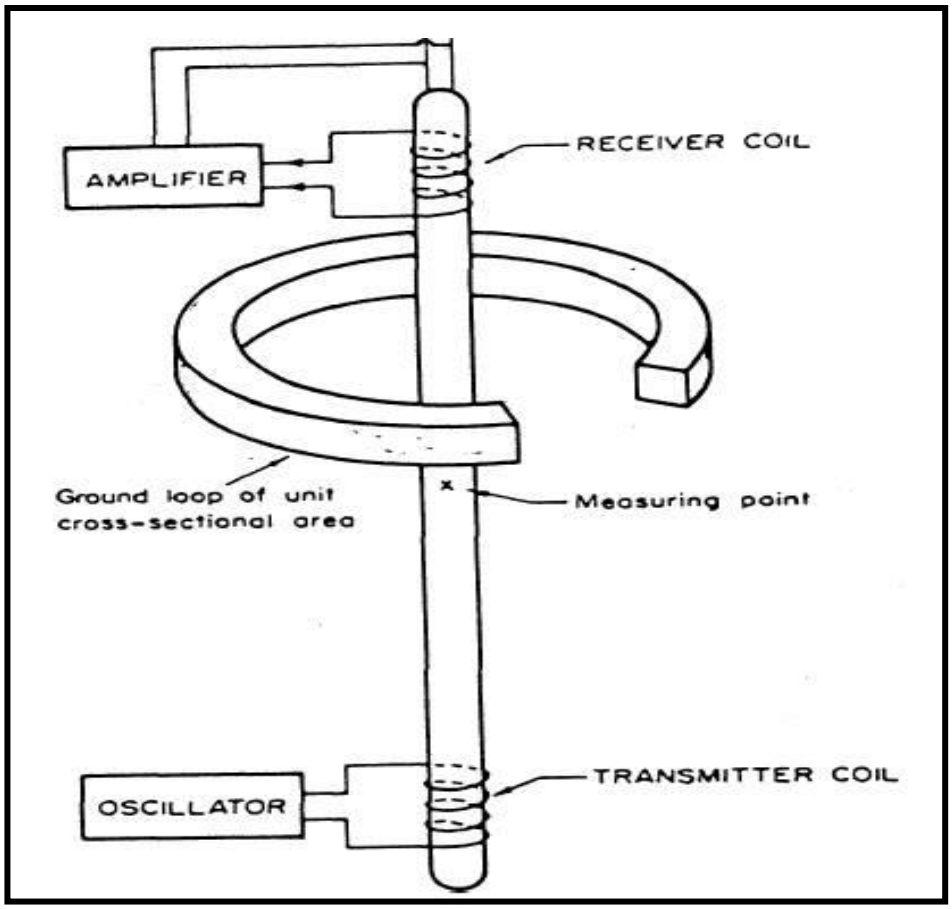


Figure 18 : Principe de l'induction

- *Laterologs (LL) :*

Il consiste à obliger le courant à pénétrer dans la formation suivant un fin pinceau de lignes de forces parallèles en envoyant de part et d'autre un courant de focalisation à l'aide d'électrodes de garde.

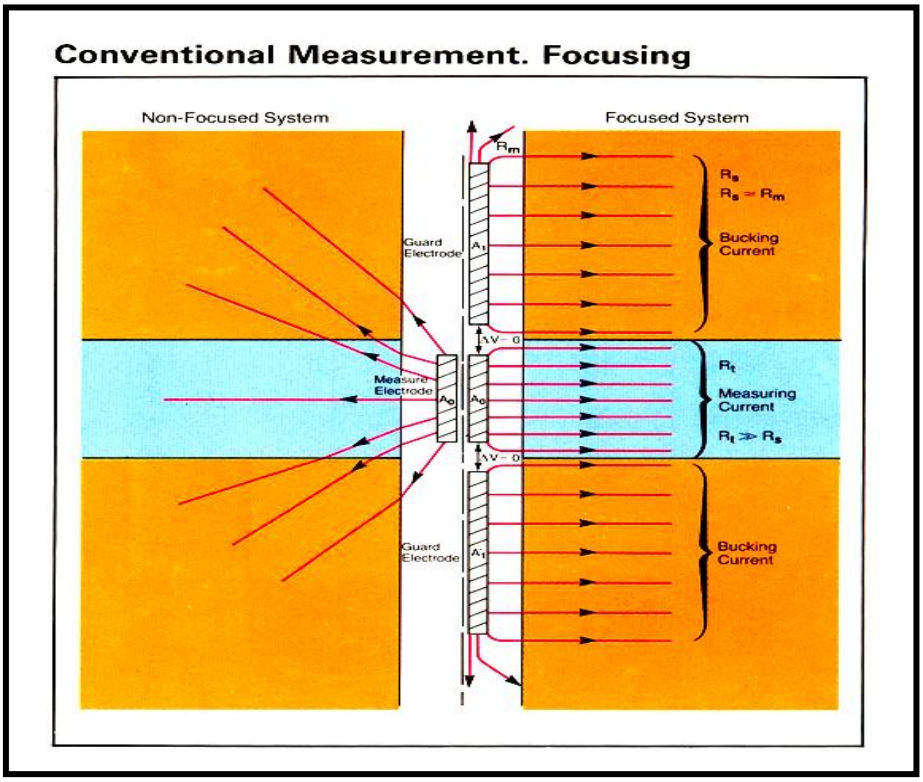


Figure 19 : Principe du Laterologs

Laterologs est utilisé si la boue est salée et dans les couches minces.
L'induction est utilisée dans les boues à l'huile.

III.1.7.2. Les microdispositifs :

Les microdispositifs montés sur patins appliqués contre la paroi du trou. De ce fait leur lecture n'est pratiquement pas affectée par le trou de sonde, mais peut par contre l'être par le mud-cake.
Ils comprennent :

- Microlog (ML)
- Micro-spherically focused log (MSFL)
- Microlaterologs (MLL)
- Proximité-log

L'espacement émetteur-récepteur étant faible, ils ont un rayon d'investigation très faible et de ce fait ils lisent dans les zones dites lavées par le filtrat de la boue dans le cas de roches poreuses envahies.
Ils donnent donc, généralement une lecture proche de résistivité.

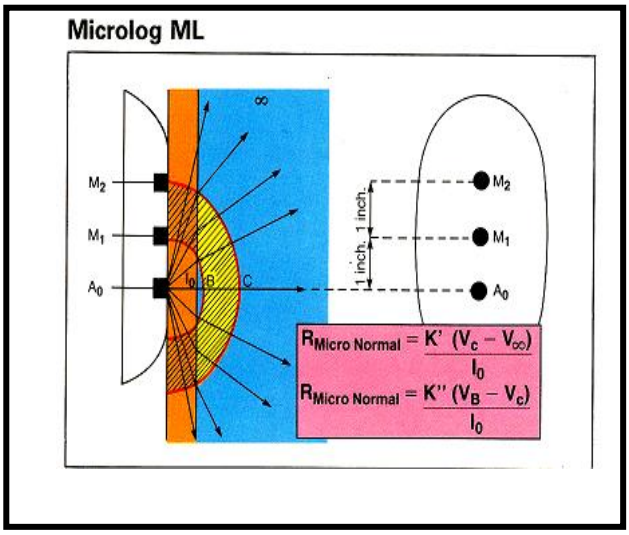


Figure 20A: Microlog (ML)

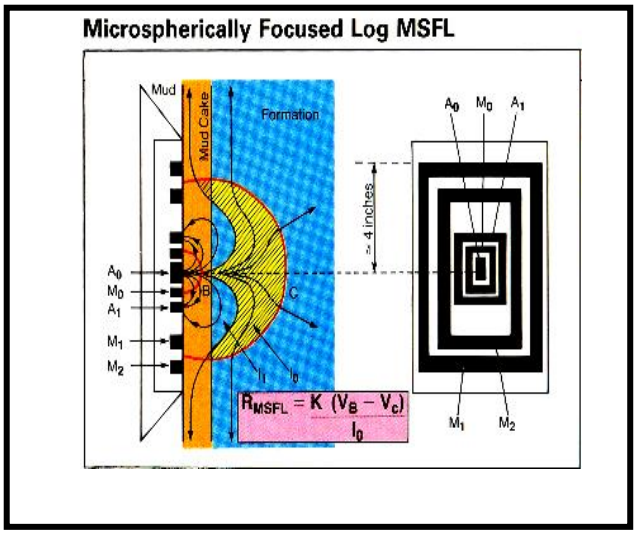


Figure 20B: Micro-spherically focused log

III.1.8.Potentiel spontané (PS) :

La PS est la différence entre le potentiel fixe d'une électrode de surface et le potentiel variable d'une électrode qui se déplace dans le trou de sonde.
Elle est mesurée en microvolts. Son origine est la résultante de deux potentiels : le potentiel de membrane et le potentiel de diffusion.

III.1.8.1. Potentiel de membrane :

Ce potentiel se crée lorsque deux solutions de concentrations différentes sont séparées par de l'argile.
Les argiles sont constituées par des couches d'atomes dont les bords sont formés par des ions négatifs (O^{2-}). Il en résulte que le réseau ayant une charge négative va attirer et laisser passer les ions positifs comme Na+ et repousser ou empêcher de passé les ions négatifs comme Cl^-.
Il se crée ainsi un déséquilibre ionique de chaque coté de la paroi argileuse engendrant la force électromagnétique spontanée à travers l'argile.

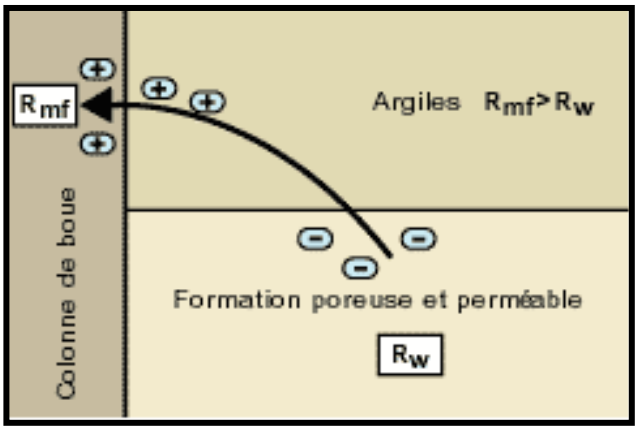


Figure 21 : Potentiel de membrane

III.1.8.2. Potentiel de diffusion :

Ce potentiel se crée au contact de deux solutions différentes (filtrat et eau de formation).
Il est dû à la différence de vitesse de diffusion des ions Na+ et Cl^- de la solution la plus concentrée à la solution la moins concentrée. Les ions Cl^- étant plus petits se déplacent plus vite, en conséquence la solution diluée devient plus négative et la solution concentrée plus positive.

$$PS = Em + Ej = -K.\ Log\ \frac{Rmfe}{Rwe}$$

Avec :

Rmfe : Résistivité équivalente du filtrat de la boue
Rwe : Résistivité équivalente de l'eau de formation
K est un paramètre dépendant de la température
K = 65 + 0,24 * T (T= Température en degrés c)

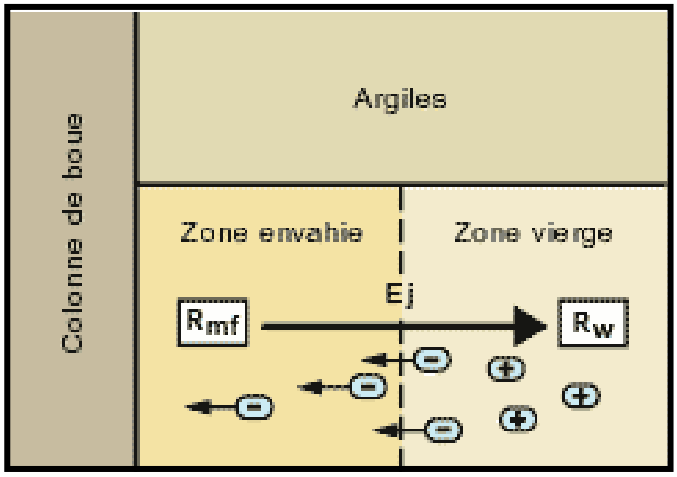


Figure 22 : Potentiel de diffusion

III.1.9.Diagraphie de la radioactivité naturelle (rayon gamma) :

C'est une diagraphie qui mesure la radioactivité naturelle des formations, qui est une transformation spontanée d'un noyau atomique au cour de laquelle il émet un rayonnement gamma.
Dans les roches sédimentaires seules pratiquement trois éléments contribuent à la radioactivité gamma : Potassium 40, Thorium232, Uranium238.

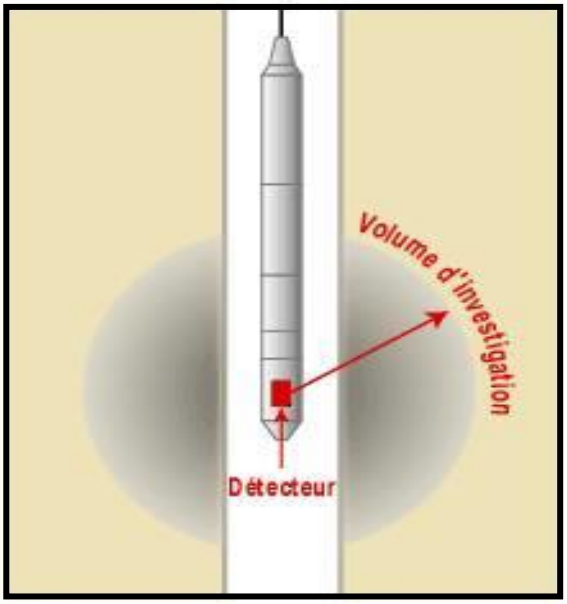


Figure 23 : Principe du GR

- *Principe de mesure :*

On mesure le rayonnement γ à l'aide de détecteurs appropriés : compteur Geiger, chambre à ionisation, compteur a scintillation, ce dernier étant préférable par son rendement (50 à 60 comparé au 1 à 5% des deux premiers) et ses dimensions (10cm contre 90cm).
La réponse de l'outil est liée à la concentration en poids du minéral radioactif dans la formation et à la densité de cette formation par la relation suivante :

$$GR = \frac{\rho * V * A}{\rho b}$$

Avec :

- GR : radioactivité globale mesurée
- V : concentration du minéral radioactif dans la formation
- ρ : densité du minéral radioactif
- ρb : densité globale de la formation
- A : facteur de proportionnalité

III.1.10. Diagraphie Neutron :

On soumet la formation à un bombardement intense de neutrons rapides. Ces neutrons vont entrer en collision avec les atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement leur énergie.
L'atome d'Hydrogène a une masse comparable à celle du neutron. Ce sont donc les collisions avec cet atome qui vont ralentir les neutrons.
Or, l'hydrogène se trouve soit dans l'eau soit dans les hydrocarbures, ces dernières à leurs tours se trouvent dans les pores. Ainsi la diagraphie neutron mesure indirectement la porosité des formations.

III.1.10.1. Principe :

Les neutrons émis par la source ont une énergie initiale entre 4 et 6Mev, après leur émission ils passent par trois phases :

- Phase de ralentissement des neutrons : dans cette phase les neutrons sont ralentis par les collisions avec les atomes surtout de l'hydrogène. Dans cette phase on distingue deux états :

- l'état épithermique : où l'énergie du neutron est entre 0 ,1 et 100ev
- l'état thermique : où l'énergie du neutron est égale à 0,025ev qui est comparable à l'agitation des atomes.

- Phase de diffusion : les neutrons continuent à se mouvoir mais leur énergie moyenne reste constante.

- Phase de capture : les neutrons thermique finissent par être capturer par les noyaux de certains éléments tel que le Bore, Clore et le Fer, cette capture s'accompagne d'une émission d'un rayon gamma.

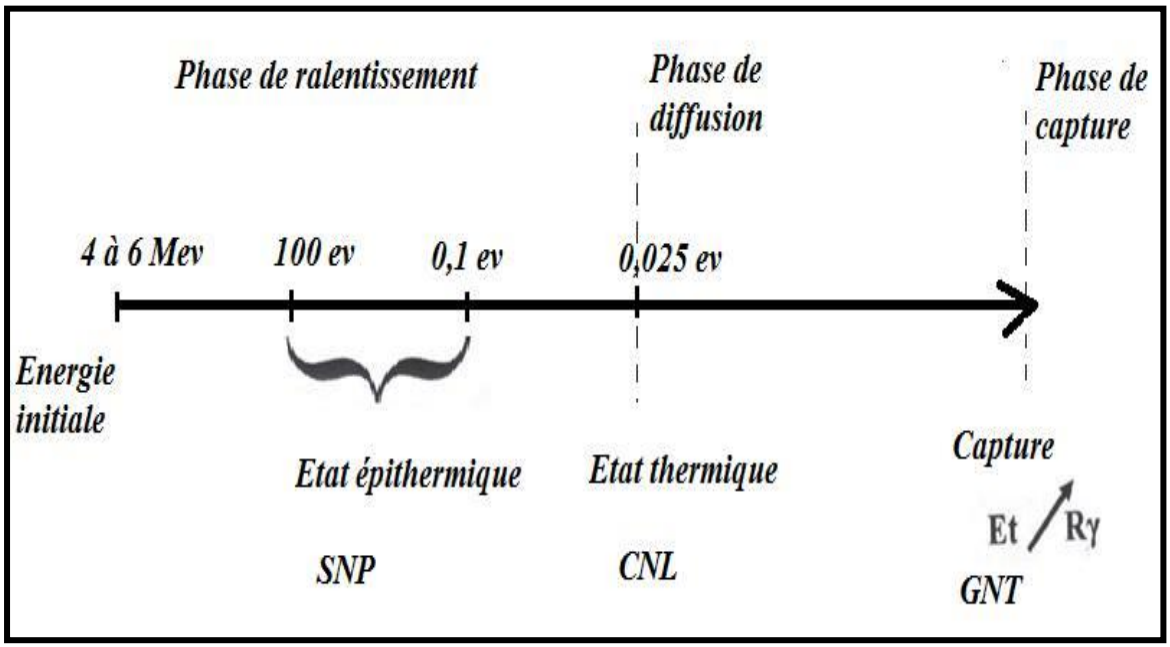


Figure 24 : Principe de diagraphie Neutron

III.1.10.2. Type de diagraphie neutron :

- Diagraphie neutron-gamma (GNP) :

Elle mesure le rayonnement gamma de capture à l'aide d'un détecteur de rayon gamma (scintillomètre) ;

- Diagraphie neutron-neutron thermique (CNL) :

Elle mesure la densité des neutrons thermiques à l'aide d'un compteur à l'Hélium 3 qui absorbe les neutrons thermiques ;

- Diagraphie neutron-neutron épithermique (SNP) :

Elle mesure la densité des neutrons épithermique à l'aide d'un compteur à scintillation munis d'un cristal de Bore ou de Fluor de lithium ;

III.1.11.Diagraphie de densité :

- *Principe :*

On soumet la formation à un rayonnement gamma émis par une source spéciale (Cobalt 60 ou Césium 137). Les rayons gamma sont des particules sans masse, ils se propagent à la vitesse de la lumière. Ces photons gamma incidents entrent en collision avec la matière et ils sont diffusés vers le détecteur.

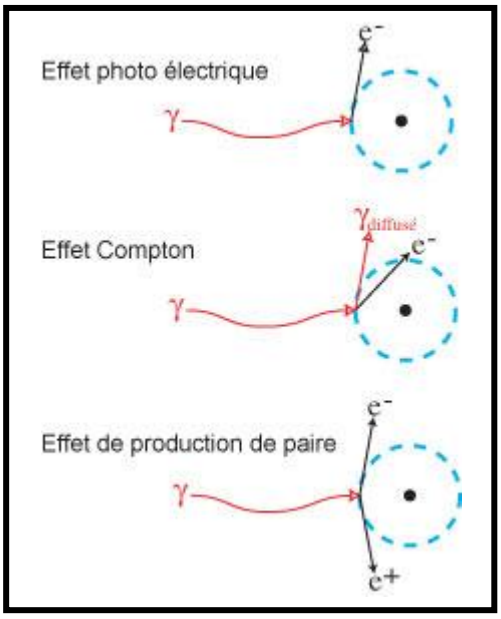


Figure 25 : Principe de la densité

L'intensité des rayons gamma détectés est une fonction de la densité électronique des formations :

$$I = Io * e^{-cdL}$$

Avec :

- I : Intensité du rayon gamma
- Io : Intensité du rayon gamma émis par la source
- c : constante
- d : densité électronique de la formation
- L : distance entre la source et le détecteur

L'outil utilisé actuellement possède une source et deux détecteurs montés sur un patin qui doit être collé contre la paroi du puits au moment d'enregistrement, il est appelé FDC (Formation Density Componsated)

III.1.12. Diagraphie sonique :

C'est une diagraphie qui mesure la vitesse acoustique dans les formations. Son unité de mesure est microseconde/pied ou microseconde/mètre.

- *Principe :*

Le premier dispositif est composé d'un émetteur de son et d'un récepteur placé plus loin. Ce récepteur mesure le temps mit par l'onde acoustique entre l'émission et la réception.

Avec ce dispositif à un seul récepteur le temps de parcours de l'onde sonique dans la formation est difficile à connaitre à cause du trajet dans la boue.

Un deuxième dispositif a été construit avec deux récepteurs ce qui a permit de retranché le temps mit pour traverser la boue. Ce système a connu lui aussi des problèmes dus à la variation des diamètres du puits et à l'inclinaison de la sonde dans le forage.

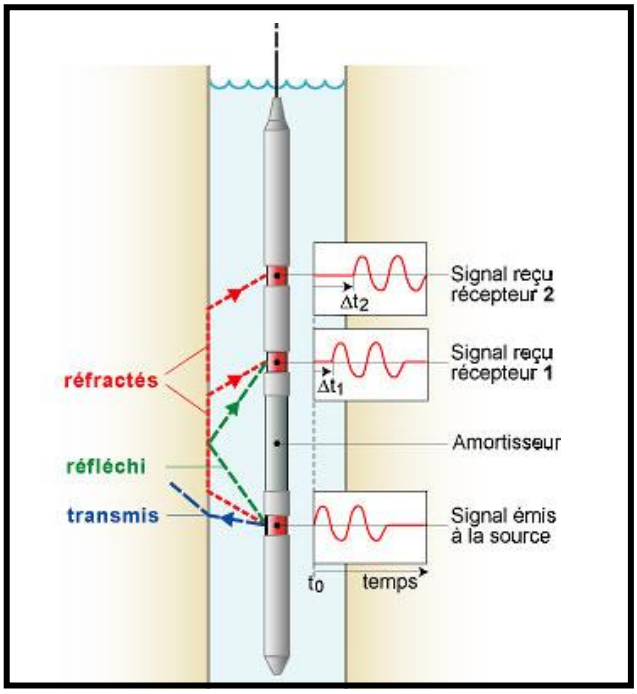


Figure 26 : Principe du fonctionnement de la sonde sonique

Ceci a nécessité la construction d'un outil avec deux émetteurs et quatre récepteurs qui donnent une moyenne du temps de transite, c'est la sonde BHC (Bore Hole Compensated) qu'on utilise actuellement.

III.2. Interprétation par méthode des sables argileux

Dans cette méthode, on suppose que la lithologie est connue ; on calcul les pointés utiles et les densités d'hydrocarbures, ceci implique un choix de densité de matrice (RHOMA), ce qui convient bien aux série argilo-gréseuse.

Les différentes étapes suivies sont :

- *Chercher les paramètres d'argiles :*

Les valeurs de ces paramètres sont constantes dans tout le forage étudié et sont : la porosité neutron d'argile (PHINsh), la porosité densité d'argile (RHOBsh) et la résistivité d'argile (Rsh), ces paramètres sont lus directement sur le log.

- *Calcul du volume d'argile (Vsh) dans le réservoir étudié* :

Elle est évaluée à partir des indicateurs d'argile exemple GR :

$$Vsh = \frac{GR - GRmin}{GRmax - GRmin}$$

- *Correction de lithologie :*

On lit la valeur de la porosité neutron à partir du log et on la projette sur la courbe de l'abaque spécifique à la nature du réservoir pour obtenir la correction de lithologie (PHINlitho).

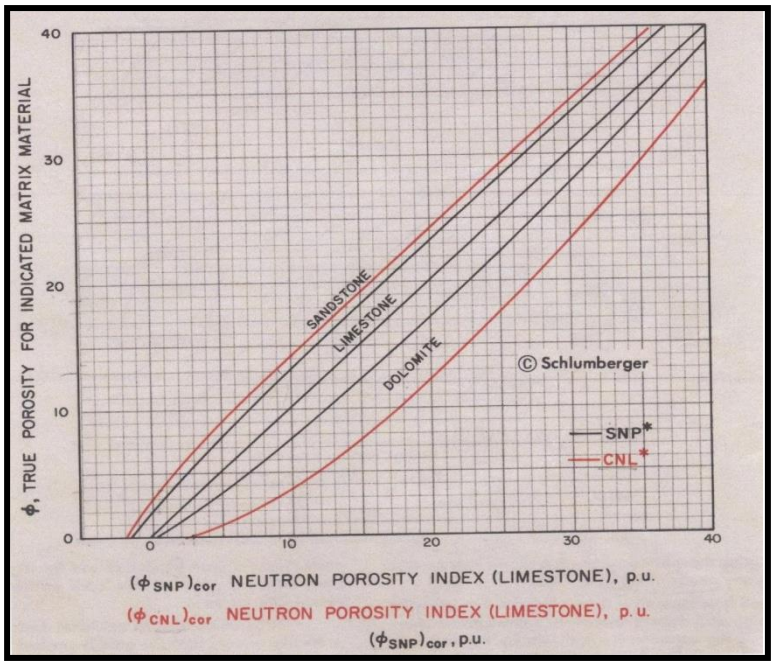


Figure 27 : Abaque de la correction lithologique

- *Correction d'argile :*

La correction pour l'effet de l'argile s'effectue dans les unités de porosité de la matrice considérée, c'est-à-dire à l'aide des relations de porosité neutron corrigé et porosité densité corrigée de notre réservoir.
Ces relations sont :

$$PHINcor = PHINlitho - Vsh * PHINsh$$

$$PHIDcor = PHID - Vsh * PHIDsh$$

Avec: $PHID = \frac{RHOMA - RHOB}{RHOMA - RHOF}$ $PHIDsh = \frac{RHOMA - RHOBsh}{RHOMA - RHOF}$

RHOF = 1 mg/ m³ dans le cas d'une boue douce
RHOF = 1,1mg/m³ dans le cas d'une boue salée

- *Calcul de la porosité :*

Si CNL : $PHI1 = \frac{2 * PHINcor + 7 * PHIDcor}{9}$

Si SNP : $PHI1 = \frac{0.85 * PHINcor + 2.15 * PHIDcor}{3}$

- *Détermination de Sw :*

D'après l'équation de saturation de Poupon on détermine Sw :

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^{1-Vsh/2}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e}{\sqrt{R_w}} \right] . S_w$$

- *Détermination de Shr :*

En connaissant Sw on peut déterminer Sxo :

$$Sxo = \sqrt[5]{Sw}$$

Sxo : Saturation dans la zone lavée

Et on détermine Shr par l'équation suivante :

$$Shr = 1 - Sxo$$

Shr : Saturation en hydrocarbure

- *Correction d'hydrocarbure :*

A l'aide de PHI1 on calcul Sxo1 en utilisant la formule de Poupon (Shr1= 1- Sxo1)

$$PHI2 = PHI1 * (1 - 0.1 * Shr1)$$

A l'aide de PHI2 on calcul Sxo2 en utilisant la formule de Poupon (Shr2= 1- Sxo2)

$$PHI3 = PHI1 * (1 - 0.1 * Shr2)$$

A l'aide de PHI3 on calcul Sxo3 en utilisant la formule de Poupon (Shr3= 1- Sxo3)

$$\boxed{PHI3 = PHI1 * (1 - 0.1 * Shr3)}$$

On poursuit les itérations jusqu'à ce qu'on trouve une valeur stable de PHI.

La porosité du réservoir sera la valeur finale de PHI trouvée.

- *Calcul de la densité de l'hydrocarbure :*

Si CNL

$$\boxed{RHOhc = \frac{\Psi - 1 + Shr * (1.69 + 0.72 * \Psi)}{Shr * (2.34 + 0.75 * \Psi)}}$$

Si SNP

$$\boxed{RHOhc = \frac{\Psi - 1 + Shr * (1.17 + 0.72 * \Psi)}{Shr * (1.67 + 0.75 * \Psi)}}$$

Avec $\Psi = \dfrac{PHINcor}{PHIDcor}$

On peut déterminer la densité d'hydrocarbure depuis l'abaque :

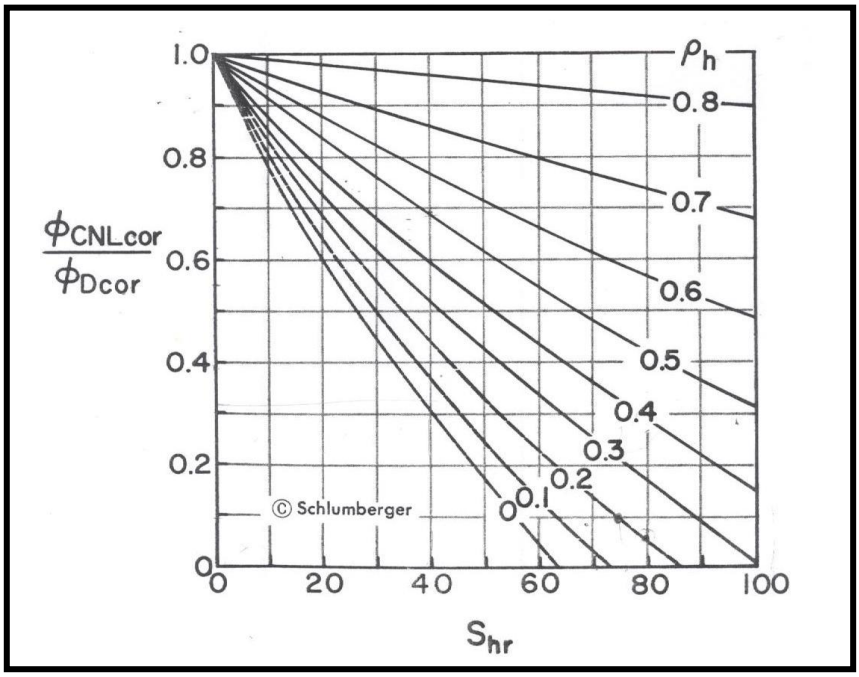


Figure 28 : abaque CP-10 Schlumberger

III.3.Interprétation diagraphique du puits BOG-1 :

La méthode des diagraphies différées a été réalisée par deux méthodes différentes :

- Interprétation manuelle
- Interprétation par PETROWORKS

Interprétation manuelle :

- Puits BOG-1 :

Entre 870-940m :

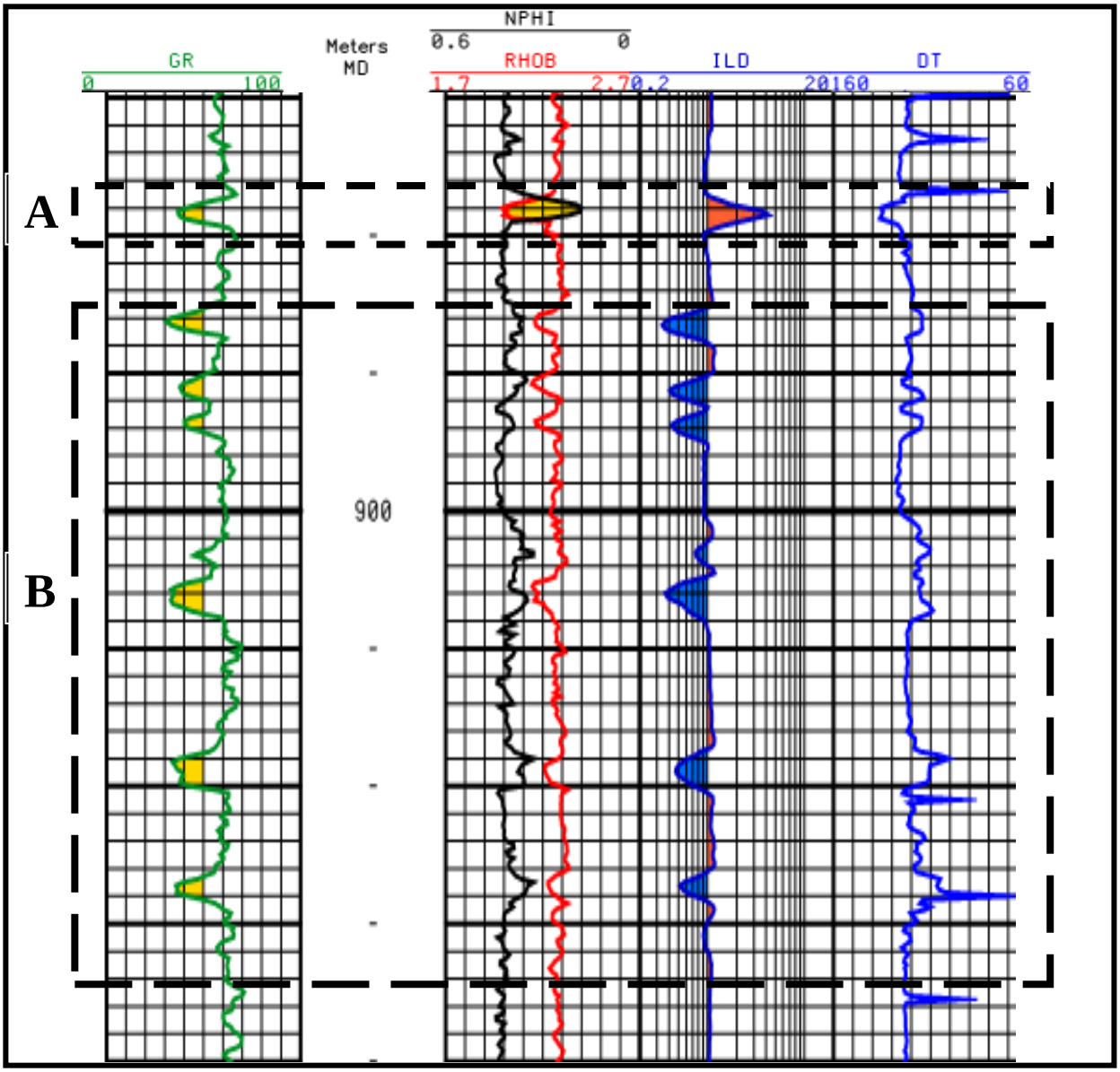


Figure 29 : portion du log entre 870-940m (Rapport ONHYM)

Données :

RHOMA = 2.65 ; RHOF = 1 ; PHINsh = 0.42 ; RHOBsh = 2.3 ; Rsh = 1 ;
PHIDsh = 0.21 ; Rw = 0.024 ; GRmax = 70 ; GRmin = 25;

Formation	Profondeur (m)	GR APÏ	Rt Ohm/m	NPHI	RHOB g/cm³	Vsh	PHINcor	PHID	PHIDcor	PHI1	Sw1	Sxo1	Shr1	PHI2
A	877-879	35	5	0.18	2	0.22	0.12	0.39	0.34	0.3	0.18	0.71	0.29	0.3
B	884-930	36	0.4	0.35	2.2	0.24	0.3	0.27	0.22	0.23	0.81	0.95	0.05	0.23

Tableau 1 : Résultat de l'interprétation manuelle

Avec :

RHOMA : Densité de la matrice
RHOF : Densité du fluide
PHINsh : neutron des argiles
PHIDsh : Densité des argiles
Rsh : Résistivité des argiles
Shr : Saturation en hydrocarbures
Sxo : Saturation dans la zone lavée

- Interprétation :

Formation A : Dans cette formation on remarque un réservoir détecté par le log Gamma ray vue sa radioactivité faible, on remarque aussi une baisse de la densité et du neutron donnant ainsi un cross-over qui caractérise les réservoirs à gaz. Au niveau de ce réservoir la résistivité est élevée ce qui confirme notre hypothèse.

Formation B : Dans cette zone on remarque la présence de plusieurs réservoirs détectés à l'aide du log Gamma ray vue leurs faibles radioactivités mais on ne remarque pas de variation au niveau du log neutron-densité, avec de faibles résistivités, donc on peut les considérer comme des réservoirs à eau.

Entre 950-970m :

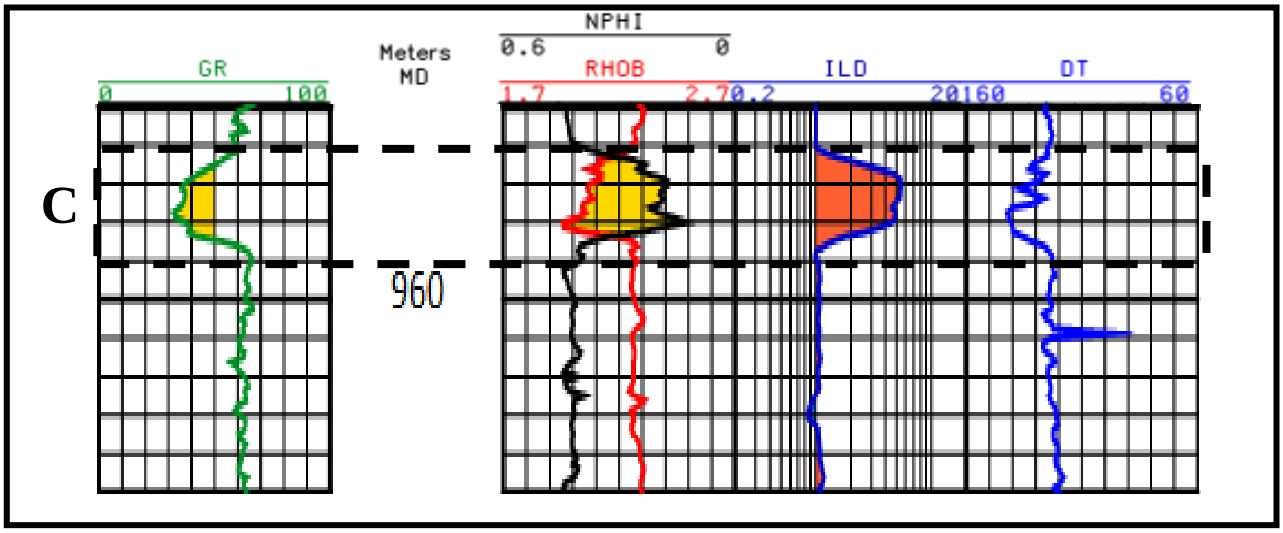


Figure 30 : Portion du log entre 950 -970m (Rapport ONHYM)

Formation	Profondeur (m)	GR APÏ	Rt Ohm/m	NPHI	RHOB g/cm³	Vsh	PHINcor	PHID	PHIDcor	PHIl	Swl	Sxol	Shrl	PHI2
C	952-958	30	6	0.15	2.1	0.11	0.14	0.33	0.3	0.26	0.16	0.7	0.3	0.25

Tableau 2 : Résultat de l'interprétation manuelle

- Interprétation :

Cette formation contient un réservoir important avec une épaisseur de 8m, c'est un réservoir à gaz qui est détecté par le log Gamma Ray ainsi que les courbes de densité et neutron montre un cross over et la résistivité est élevée.

Entre 1150-1190m :

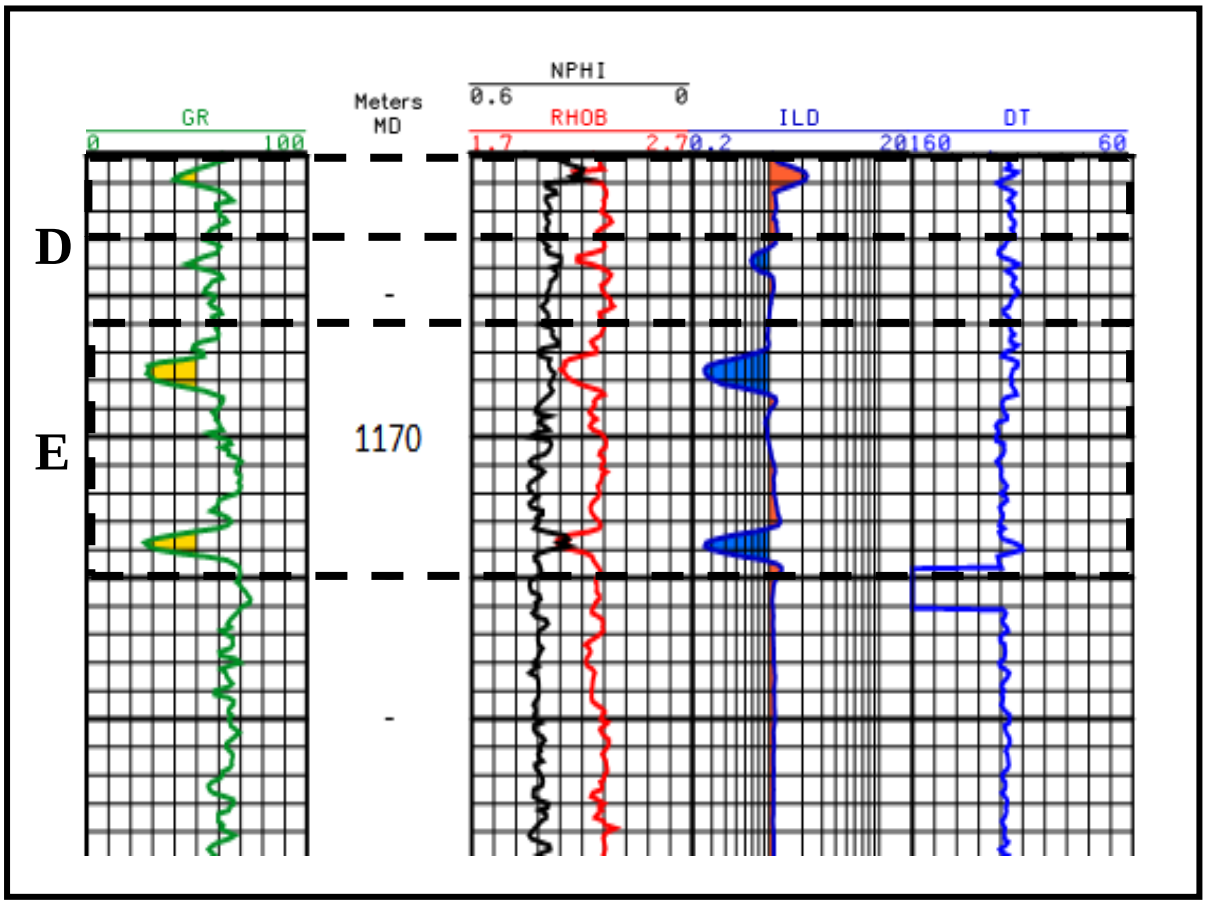


Figure 31 : Portion du log entre 1150-1190m (Rapport ONHYM)

Formation	Profondeur (m)	GR APÏ	Rt Ohm/m	NPHI	RHOB g/cm³	Vsh	PHINcor	PHID	PHIDcor	PHIl	Swl	Sxol	Shrl	PHI2
D	1150-1152	40	2	0.3	2.2	0.33	0.2	0.27	0.2	0.2	0.38	0.82	0.18	0.19
E	1160 - 1180	27	0.3	0.35	2.1	0.04	0.37	0.33	0.32	0.33	0.21	0.73	0.27	0.32

Tableau 3 : Résultat de l'interprétation manuelle

- Interprétation :

Dans cette zone on a la présence de deux réservoirs à eau et aussi un réservoir à gaz qui est détecté par la résistivité élevée ce qui confirme notre hypothèse. Par contre, les réservoirs à eau montrent une faible radioactivité ainsi qu'une faible résistivité.

Interprétation par ordinateur:

➢ PETROWORKS de Landmark :

Petroworks est un logiciel d'interprétation et d'analyse diagraphique opérant sur un système d'exploitation LINUX. C'est un logiciel d'interprétation très performant, mis au point pour le géologue, l'ingénieur, le pétrophysicien et le géophysicien. PETROWORKS est le produit de Landmark, mis en fonction au Maroc depuis 2004. Il est caractérisé par sa rapidité de traitement et sa précision, et aussi par sa grande capacité de stockage des données.

L'interprétation des données diagraphiques par le logiciel PETROWORKS se fait suivant trois grandes étapes :

- Etape de préparation des données
- Pré-interprétation des modules
- Interprétation des modules

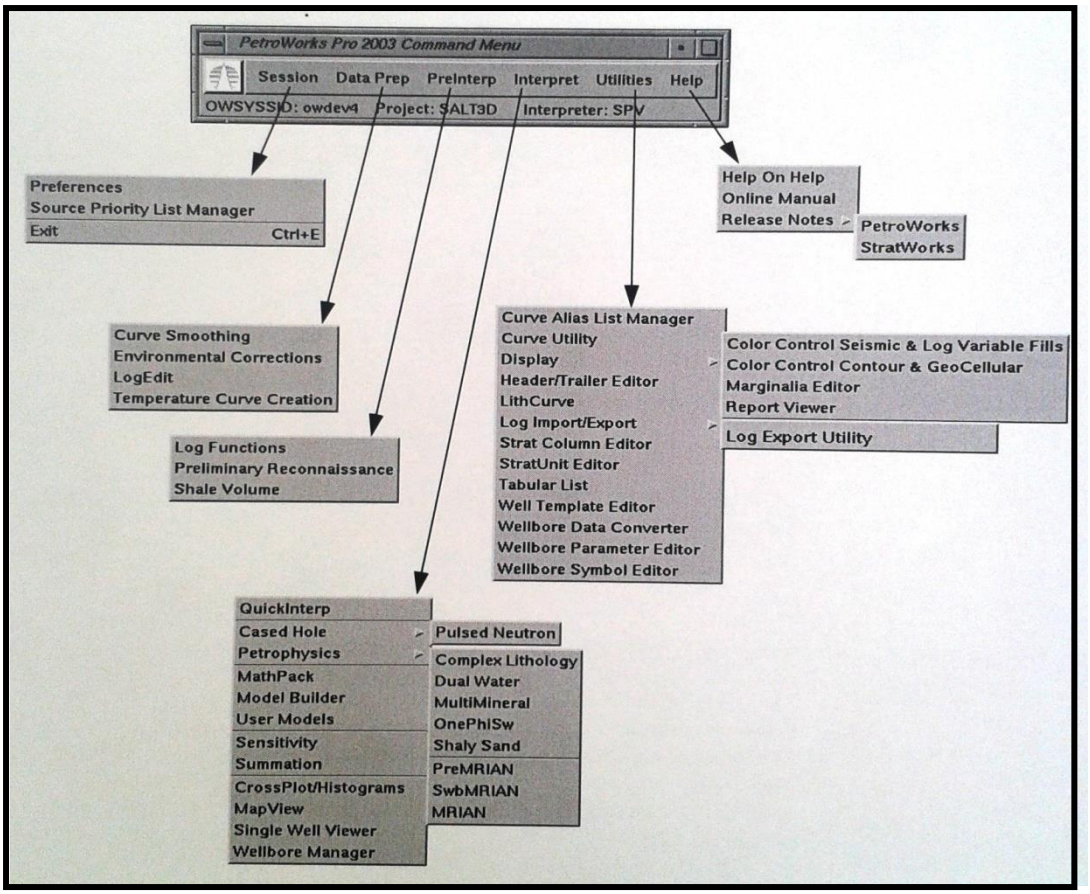


Figure 32: Barre d'outils du logiciel PETROWORKS

➢ *Interprétation des données :*

Entre 870-940m :

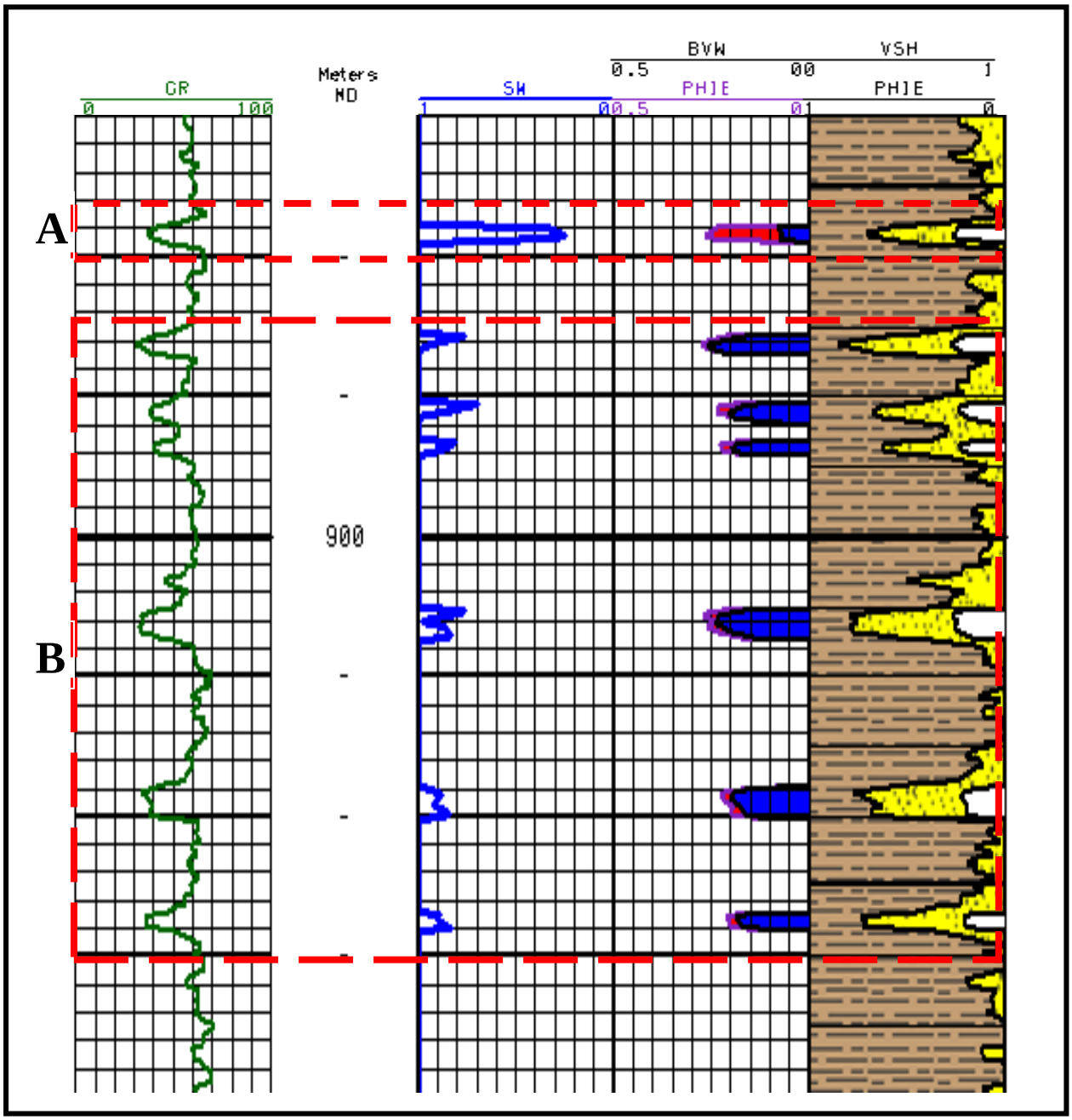


Figure 33 : Log interprétatif du puits BOG-1 entre 870-940m

Formation	Profondeur (m)	GR APÏ	Rt Ohm/m	NPHI	RHOB g/cm³	Vsh	PHINcor	PHID	PHIDcor	PHI1	Sw1	Sxo1	Shr1	PHI2
A	877-879	35	5	0.18	2	0.32	0.12	0.39	0.34	0.3	0.17	0.71	0.29	0.3
B	884-930	36	0.4	0.35	2.2	0.24	0.3	0.27	0.22	0.24	-	-	-	0.24

Tableau 4 : Résultat de l'interprétation par ordinateur

- Interprétation :

Formation A : on remarque la présence d'un banc poreux avec une saturation en eau très faible de 20%, une porosité de 30% avec un pourcentage d'argile de 30%. Cette zone contient un réservoir à gaz.

Formation B : Cette zone est caractérisée par la présence des bancs poreux qui présentent une faible radioactivité et une saturation en eau très élevé de 80%. Le pourcentage d'argile dans ces réservoirs est de 25%. Cette zone est une zone aquifère.

Entre 950-970m :

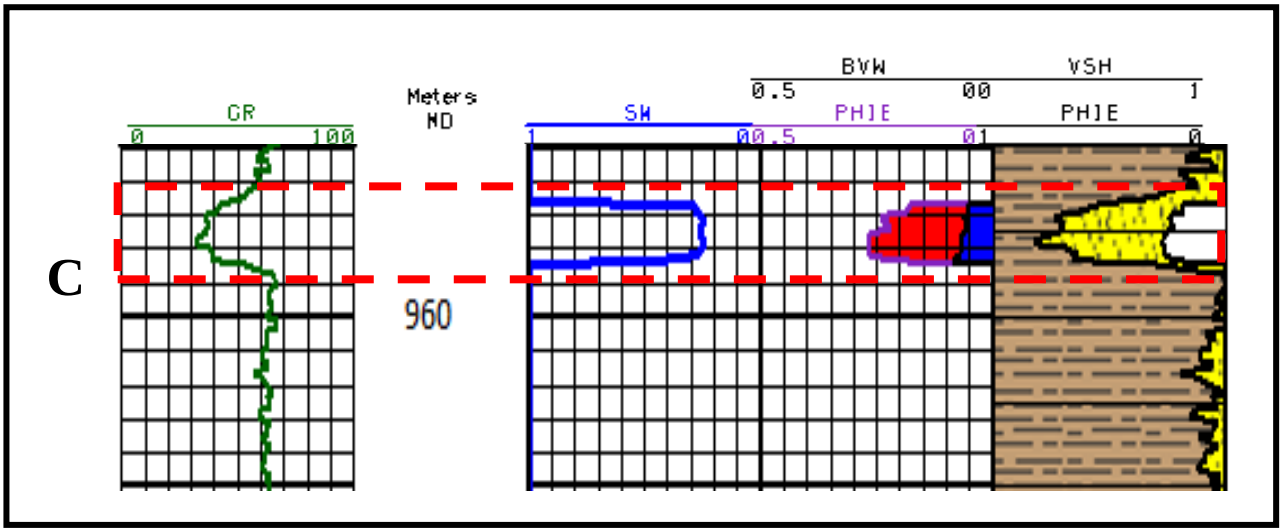


Figure 34 : Log interprétatif du puits BOG-1 entre 950-970m

Formation	Profondeur (m)	GR APÏ	Rt Ohm/m	NPHI	RHOB g/cm³	Vsh	PHINcor	PHID	PHIDcor	PHI1	Sw1	Sxo1	Shr1	PHI2
C	952-958	30	6	0.15	2.1	0.15	0.14	0.33	0.3	0.25	0.12	0.65	0.35	0.25

Tableau 5: Résultat de l'interprétation par ordinateur

- Interprétation :

Formation C : Ce réservoir est important par son épaisseur, c'est un réservoir à gaz, sa saturation en eau très faible, sa porosité est de 25% et son pourcentage d'argile est de 15%.

Entre 1150-1190m :

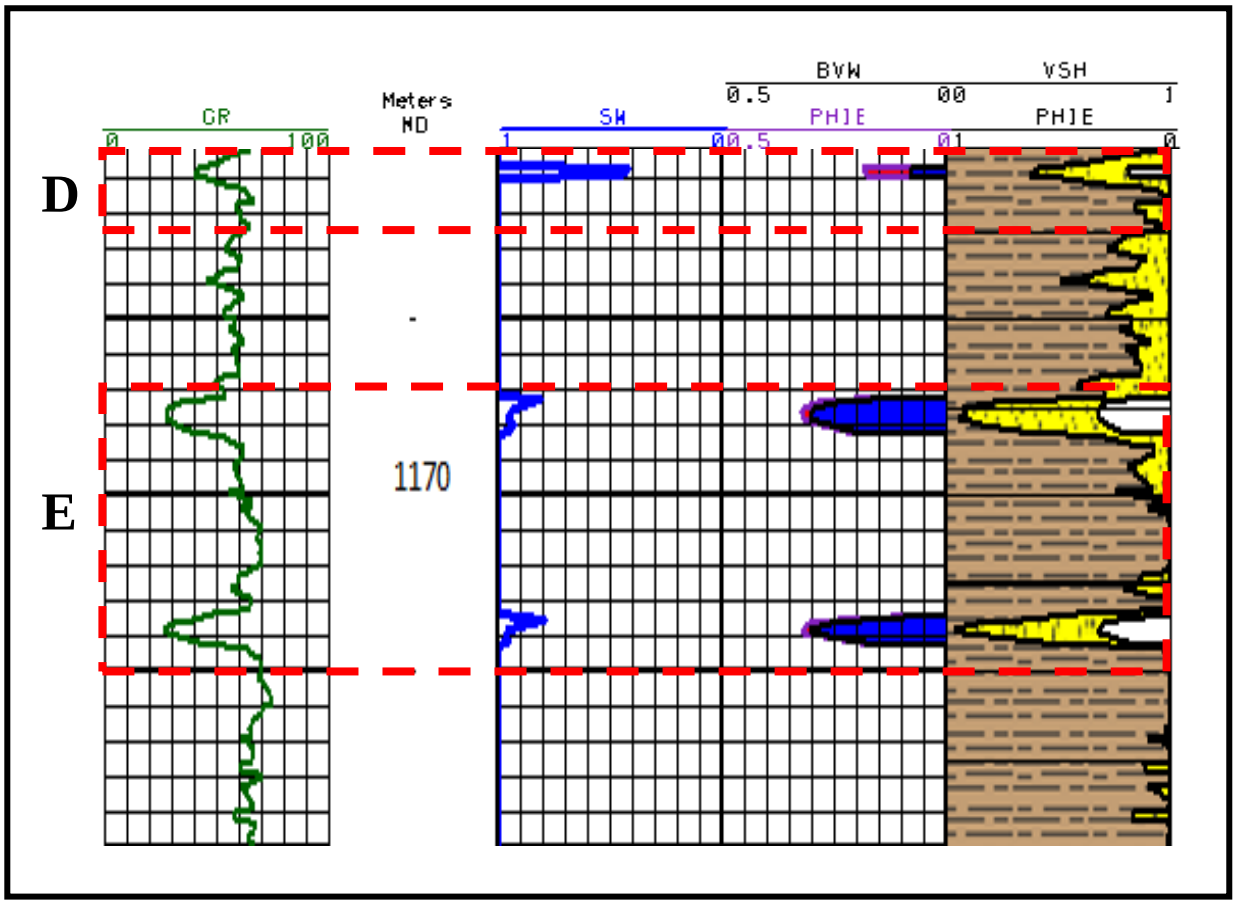


Figure 35 : Log interprétatif du puits BOG-1 entre 1150-1190m

Formation	Profondeur (m)	GR APÏ	Rt Ohm/m	NPHI	RHOB g/cm³	Vsh	PHINcor	PHID	PHIDcor	PHI1	Sw1	Sxo1	Shr1	PHI2
D	1150-1152	40	2	0.3	2.2	0.36	0.2	0.27	0.2	0.19	0.42	0.83	0.17	0.19
E	1160-1180	27	0.3	0.35	2.1	0.04	0.37	0.33	0.32	0.31	-	-	-	0.31

Tableau 6 : Résultat de l'interprétation par ordinateur

- Interprétation :

Formation D : On remarque une saturation en eau de 50%, de point de vue porosité ce réservoir présente une porosité de 19% et un pourcentage d'argile de 36%.C'est un réservoir à gaz.

Formation E : Cette zone présente des bancs sableux à Gamma Ray faible, une saturation en eau est très forte, elle est de 80% et le pourcentage d'argile est très faible avec une valeur de 4%. C'est une zone aquifère.

➢ *Cross Plot du puits BOG-1 :*

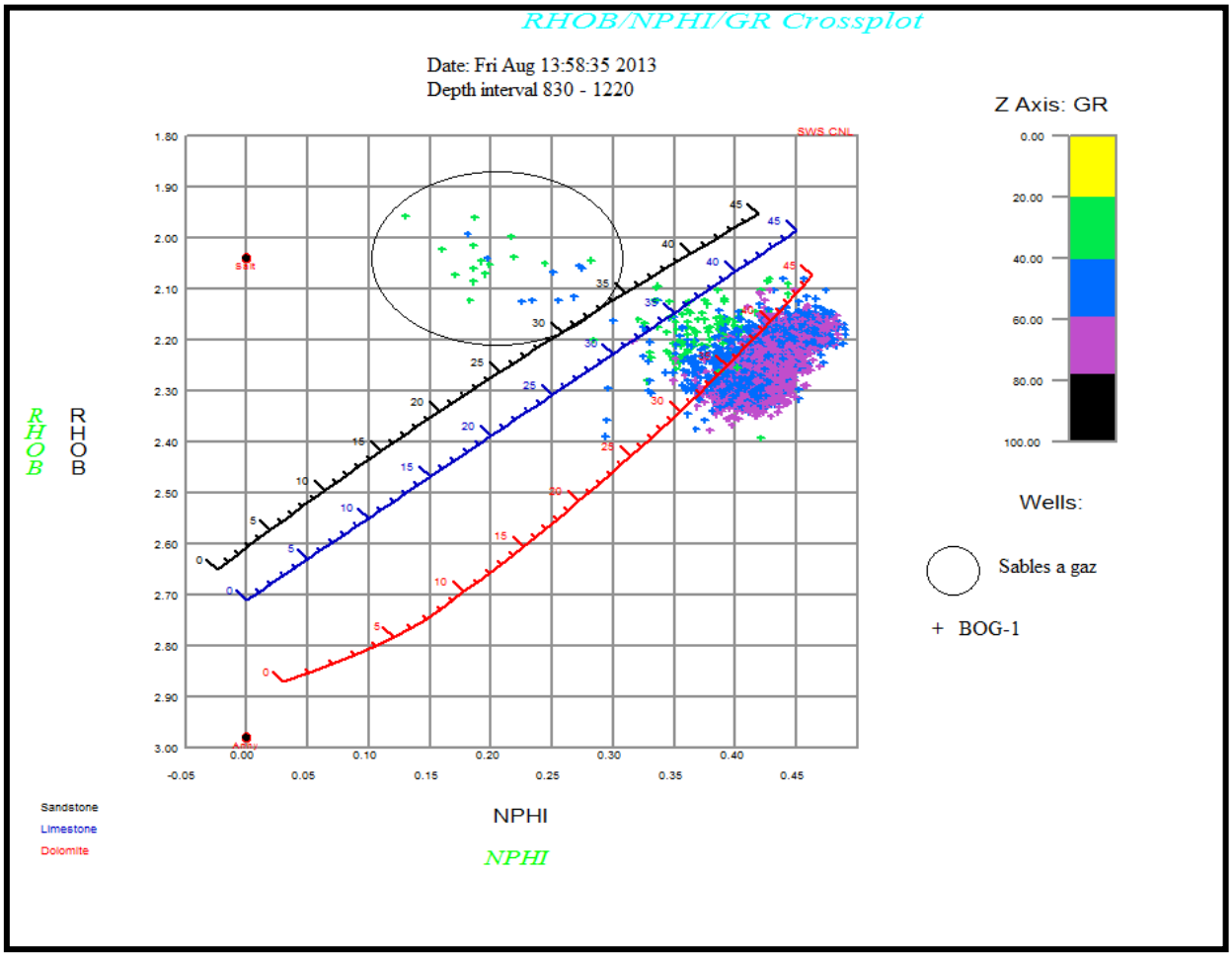


Figure 36 : Cross plot du Puits BOG-1

➢ Interprétation :

Le Cross Plot du puits BOG-1 présente trois différentes populations :

- La population de couleur verte présente des sables à gaz dont la radioactivité est comprise entre 20 et 40 et qui se situe au dessus de la ligne des grés.
- La Population de couleur bleue présente des sables argileux aquifères (se sont des réservoirs à eau) et se situe à proximité de la ligne des grés.
- La population de couleur mauve présente des argiles dont la radioactivité est comprise entre 60 et 100.

Chapitre IV :
Résultats et interprétations

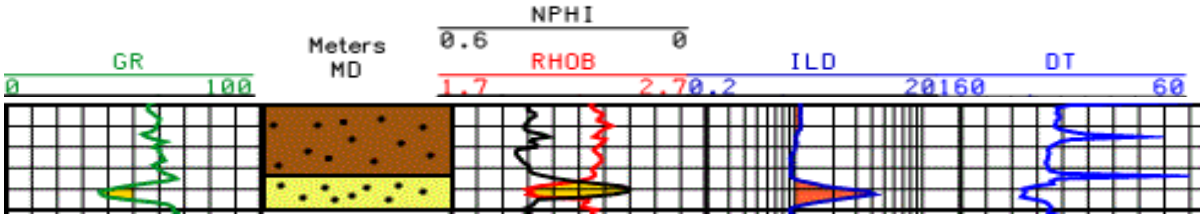
Une fois l'identification d'un réservoir potentiel souterrain par les méthodes sismiques et diagraphiques ses qualités vont être analysées.
Les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier, sont principalement :

- Son volume ;
- Sa porosité ;
- Son taux de saturation ;
- Sa perméabilité ;
- Les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau).

Dans notre travail, nous avons rencontré les réservoirs suivant dont nous avons fait l'étude :

Réservoir A :

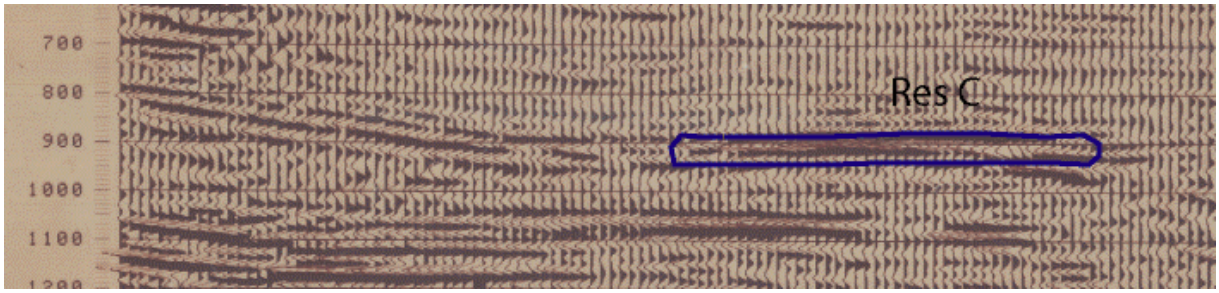
Diagraphie :



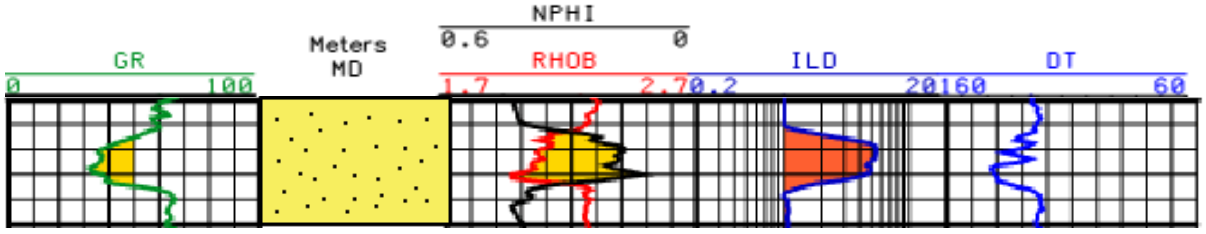
Le réservoir A n'apparait pas sur la section sismique vu sa petite dimension.

Réservoir C :

Sismique :

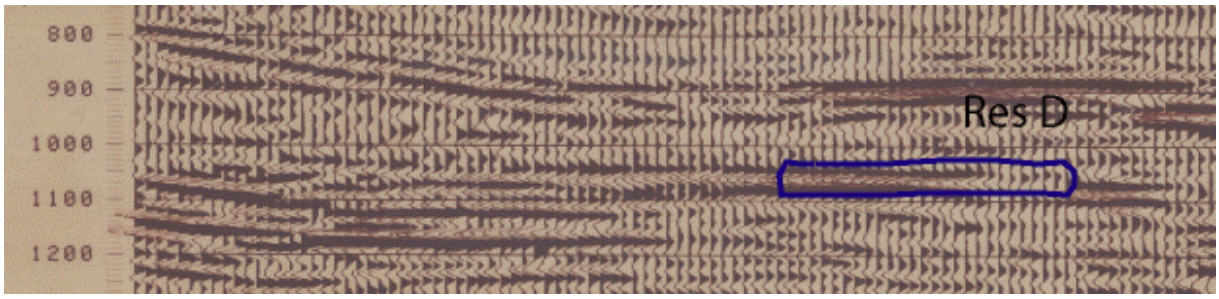


Diagraphie :

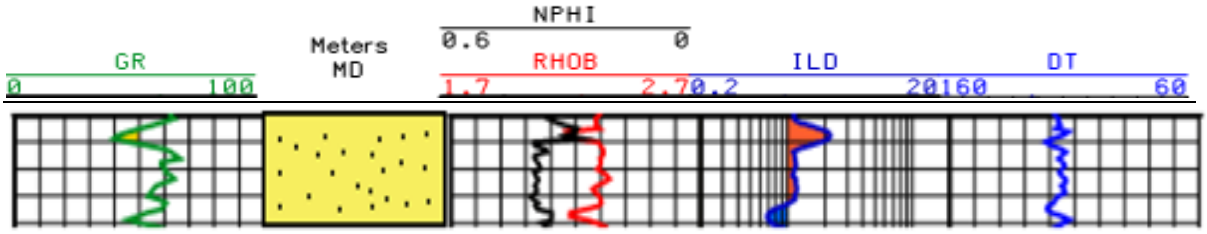


Réservoir D

Sismique :



Diagraphie :



D'après les diagraphies on a pu établir le log suivant :

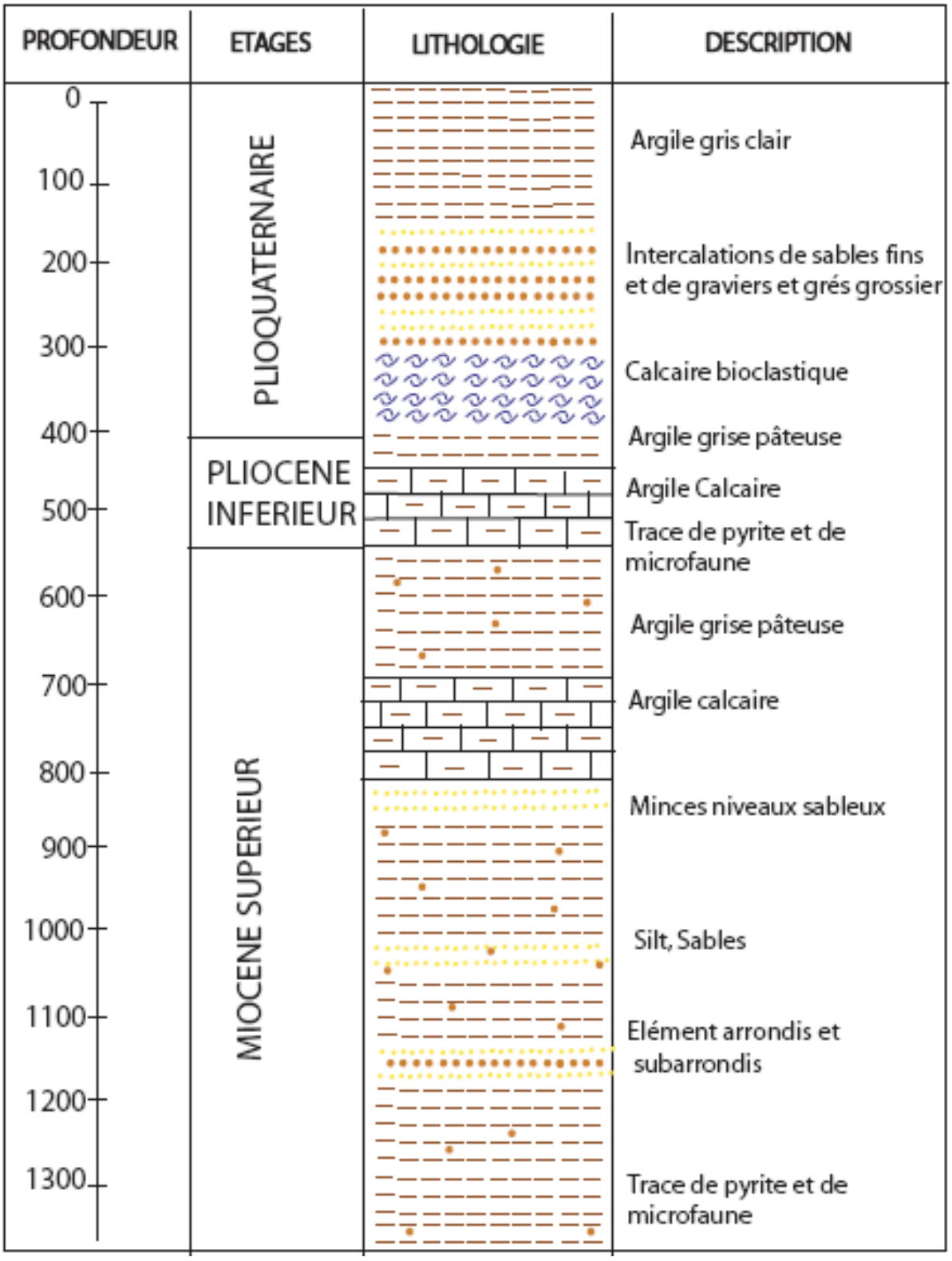
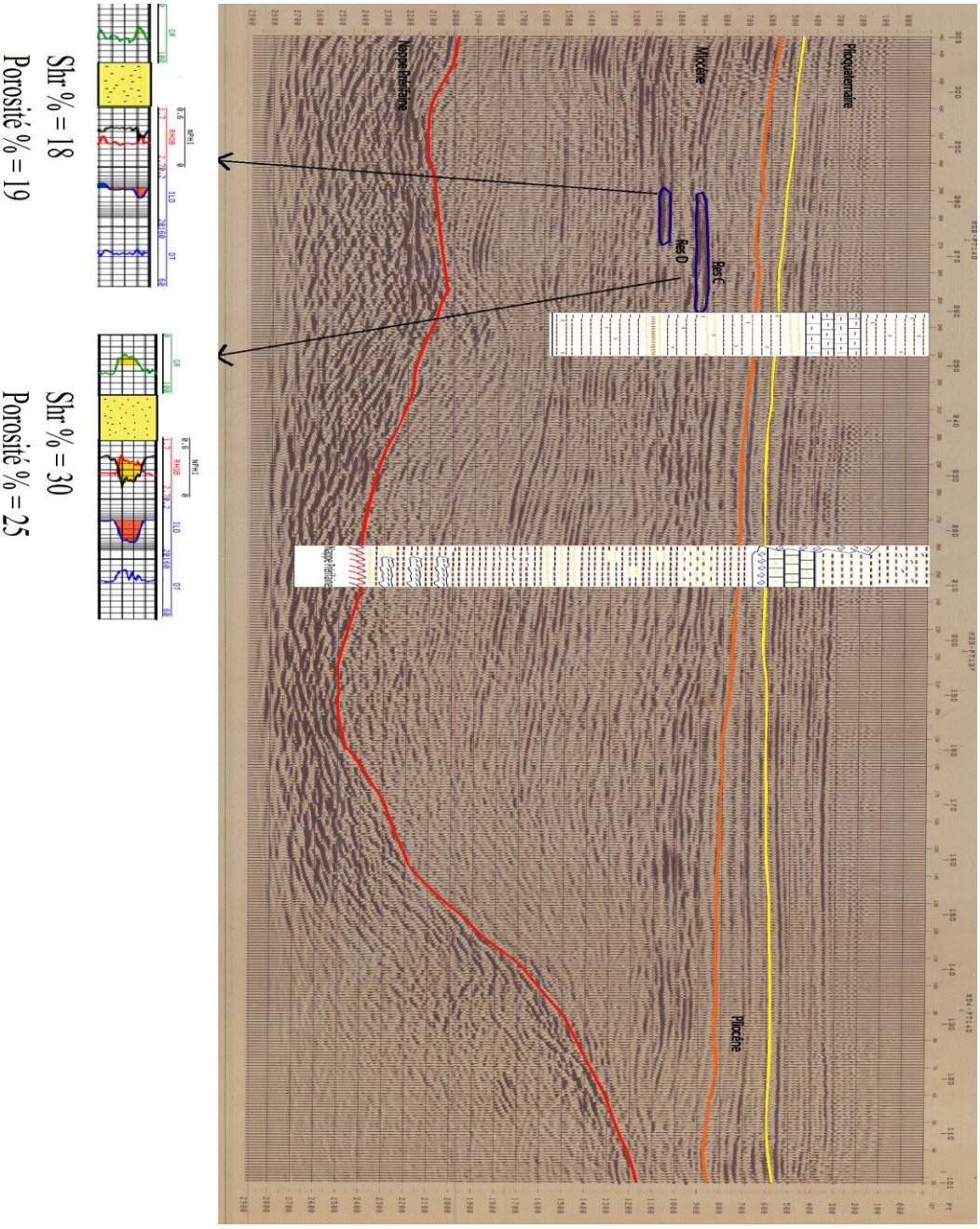


Figure 37 : Log stratigraphique du puits BOG-1


Shr % = 18
Porosité % = 19
Shr % = 30
Porosité % = 25
Plioquaternaire
Miocène
Nappe Pontique
Res D
Res C
Pliocène

Conclusion :

L'interprétation du puits BOG-1 situé dans le bassin du Gharb a été réalisé par deux méthodes géophysiques :

- Une méthode d'analyse sismique basée sur l'interprétation des sections sismique qui nous a permis de détecter deux réservoirs potentiels dans notre puits.

- Une méthode diagraphique basée sur la technique des sables argileux à travers laquelle nous avons pu confirmer la présence de deux réservoirs importants de point de vue épaisseur. Par ailleurs, nous avons pu déterminer les volumes de ces deux réservoirs et les quantifier.

  Les diagraphies nous ont également permis de détecter un troisième réservoir poreux et très important de point de vue saturation en hydrocarbures mais qui n'apparait pas dans les sections sismiques vue sa petite dimension.

Ces réservoirs sont :

- Réservoir A : De porosité égale à 30% et de saturation en hydrocarbures égale à 29%.

- Réservoir C : Sa porosité est de 19%, sa saturation en hydrocarbures est de 18%.

- Réservoir D : Sa porosité est égale à 25% et sa saturation en hydrocarbures est de 30%.

Références bibliographiques

EL IMRANI Assmaa : 2013, Cours initiations à la sismique réflexion (document interne)

EL OUARGHIOUI Allal : 2013, Cours éléments de diagraphie. (Document interne)

GAUDIANI.P et Al : 1998, Géophysique de gisements et de génie civil

HOSSIN.A : (1982), Manuel de diagraphie différée appareils et interprétation de l'institut français du pétrole.

LANDMARK Graphics Corporation (2001): Introduction to Petroworks Family of Products.

MANAR Mohamed Amine :(2008), Approche diagraphique dans la prospection pétrolière : Application sur le sondage DKT-1 au bassin du Gharb, Mémoire de fin d'étude, faculté des Sciences et Techniques, Marrakech

SERRA Oberto : 1979, Diagraphie différée bases de l'interprétation, acquisition données diagraphique Tome 1,

Webographie :

Cours de diagraphie de l'université de Lausanne :
http://wwwig.unil.ch/cours/c_diaf.htm

www.onhym.com

Annexe :