

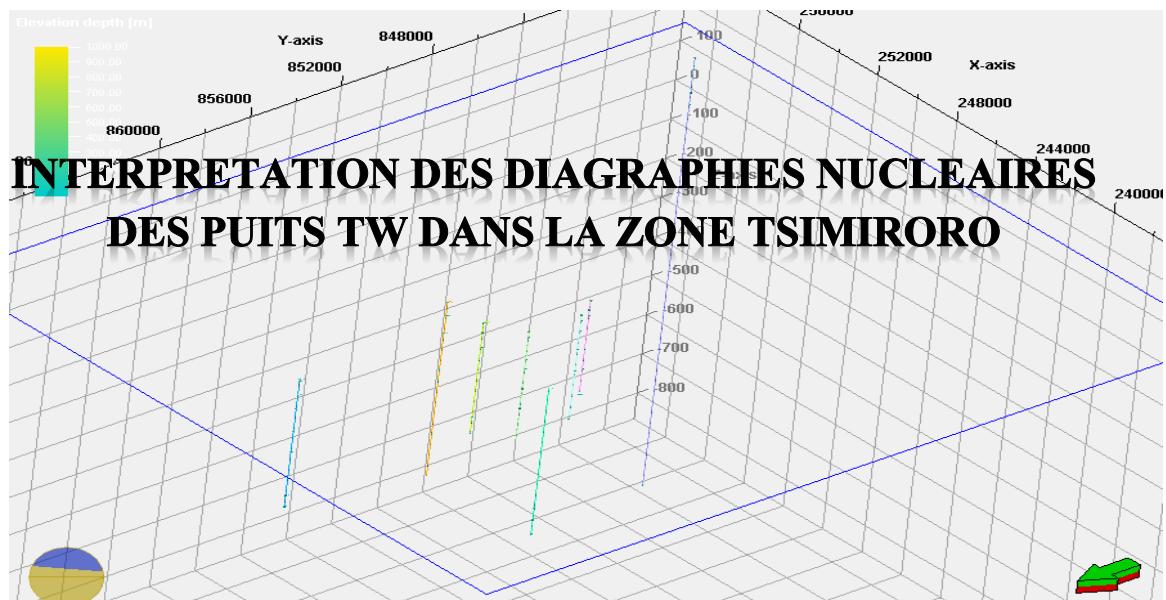


UNIVERSITE D'ANTANANARIVO

UNIVERSITE D'ANTANANARIVO  
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE  
DEPARTEMENT PETROLE



MÉMOIRE DE FIN D'ETUDES  
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME D'INGÉNIEUR DU PÉTROLE



Présenté par : ANDRIANONY TSIHOARANA CHRYSANTHE

Soutenu le 29 Juillet 2014

Promotion 2011



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO

UNIVERSITE D'ANTANANARIVO  
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE  
DEPARTEMENT PETROLE

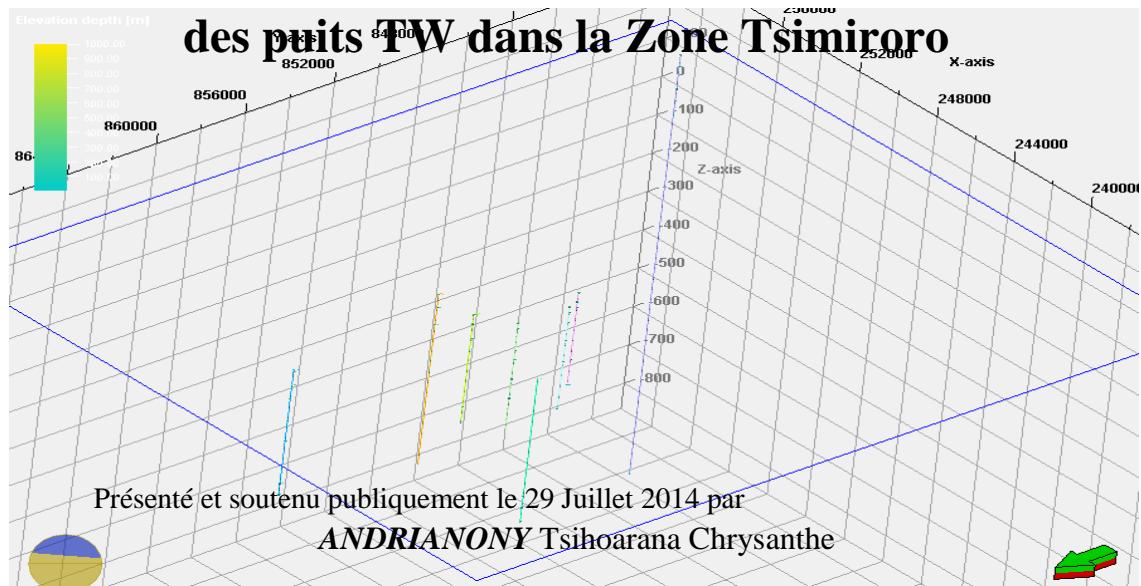


MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

En vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur du Pétrole

Intitulé

**INTERPRETATION des Diagraphies Nucléaires**



Devant les membres du jury composé de :

**Président :** *RAJEMIARIMIRAHO Manitriniaina*, Chef du Département Pétrole ESPA

**Encadreur:** **Professeur RAKOTONINDRAINY**, Enseignant chercheur à l'ESPA

**Examinateurs :** *RAZANAKOTONASOLO Michael*, ancien Directeur des Hydrocarbures OMNIS

*RANARISON Solofo*, ancien Directeur de Laboratoire OMNIS

**Professeur RASOLOMANANA Eddy**, Enseignant chercheur à l'ESPA

Promotion 2011



## **Avant-Propos**

En préambule à ce mémoire, je souhaite adresser mes remerciements les plus sincères aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Je tiens à remercier sincèrement :

- Monsieur ANDRIANARY Philippe Antoine, Directeur de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, de nous avoir donné son accord pour la soutenance de ce mémoire
- Monsieur RAJEMIARIMIRAHO Manitriniaina, Chef du Département Pétrole à l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo et présidente du jury de ce mémoire pour les précieuses directives
- Monsieur RAKOTONINDRAINY, qui, en tant que Directeur de mémoire, s'est toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer et sans qui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour
- Monsieur RAZANAKOTONASOLO Michael : Directeur des Hydrocarbures à l'OMNIS, par son expérience, nous a orientés vers les ouvrages adéquats
- Monsieur RANARISON Solofo : Directeur de Laboratoire à l'OMNIS, par son expérience nous a transmis sa rigueur et son respect des normes
- Monsieur ANDRIATSARAFARA Panoël : Chef de département Géochimie OMNIS
- Monsieur ANDRIAMANALINA Samy : Chef de département bio stratigraphie OMNIS, pour leur générosité et leur grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académiques et professionnelles
- Monsieur RASOLOMANANA Eddy et Madame RAHARIMANANIRINA Clodette qui ont accepté d'apporter leurs compétences à l'examen de ce travail

J'exprime ma gratitude à tous les consultants et internautes rencontrés lors des recherches effectuées et qui ont accepté de répondre à mes questions avec gentillesse. Je n'oublie pas mes parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience. Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous mes proches et amis, qui m'ont toujours soutenu et encouragée au cours de la réalisation de ce mémoire et pour le tracé que Jésus Christ mon maître donne au chemin de ma vie.

Merci à tous et à toutes.

## Liste des abréviations

<b>AAPG</b>	American Association of Petroleum Geologists
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>CAL</b>	Caliper Log
<b>CNL</b>	Compensated Neutron Log
<b>DF</b>	Derrick Floor
<b>ELF</b>	Essences et Lubrifiants de France
<b>FDC</b>	Formation Density Log
<b>GL</b>	Ground Level
<b>GR</b>	Gamma Ray
<b>GRC</b>	Gamma Ray Log corrected
<b>IFP</b>	Institut Française du Pétrole
<b>IH</b>	Indice of Hydrocarbon
<b>IL</b>	Induction Log
<b>Ish</b>	Indice of Shale
<b>KB</b>	Kelly Bushing
<b>LL</b>	LaterLog
<b>MD</b>	Mesured Depth
<b>MLL</b>	Micro Later Log
<b>MSFL</b>	Micro Spherical Focused Log
<b>MW</b>	Mud Weight
<b>OMNIS</b>	Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques
<b>PE</b>	Photo Electric effets Log
<b>PHID</b>	Density Log in Porosity unit
<b>PHIDsh</b>	Shale corrected , Density Log
<b>PHIN</b>	Neutron Log in Porosity unit
<b>PHINsh</b>	Shale corrected , Neutron Log
<b>PHIxDN</b>	Porosity from neutron density crossplot
<b>SFL</b>	Spherical Focused Log
<b>SP</b>	Spontaneous Potential
<b>SSTVD</b>	Sub sea true vertical Depth
<b>Sx</b>	Saturation de la zone vierge
<b>Sxo</b>	Saturation de la zones envahi
<b>TD</b>	Total Depth
<b>Temp</b>	Température
<b>TVD</b>	True Vertical Depth
<b>Vsh</b>	Volume of Shale

## Liste des Annexes

I.	Les Faciès de la période KAROO .....	I
II.	Passages Latéraux du Karroo Continental .....	II
III.	Les faciès du jurassique supérieur.....	III
IV.	Carte de la subdivision des permis d'explorations pétroliers.....	IV
V.	Quelques définitions : .....	V
VI.	Le Trias (Larousse) .....	V

## Liste des Tableaux

Tableau 1 : vitesse d'enregistrement .....	25
Tableau 2 : Pouvoir de ralentissement des éléments .....	39
Tableau 3 : Détermination de lithologie .....	76
Tableau 4: Distances relatives des puits .....	117
Tableau 5: Distances relatives des puits .....	119
Tableau 6 : Coût moyen des forages onshores aux USA en 2004.....	131
Tableau 7 : Coûts moyens des puits similaires à ceux forés à Madagascar.....	131
Tableau 8 : Économie probable sur les dépenses d'explorations .....	133

## Liste des figures

Figure 1 : Datum du système Laborde.....	5
Figure 2 : Carte géologique de Madagascar .....	6
Figure 3: Légende de la carte géologique de Madagascar.....	7
Figure 4 : Géologie du bassin de Morondava .....	8
Figure 5: Géologie de la zone d'étude.....	9
Figure 6 : Log lithologique global de la zone d'étude.....	14
Figure 7 : Les effets de la boue de forage sur les parois du trou .....	17
Figure 8 : Position de la sonde de diagraphie pendant la mesure .....	19
Figure 9 : Volume pris en compte par les outils de diagraphie .....	21
Figure 10 : Graduation sur les anciens films diagraphiques .....	26
Figure 11 : Choix de la valeur enregistré.....	31
Figure 12 : Erreur.....	31
Figure 13 : Capteur Geiger-Müller .....	33
Figure 14 : Chambre d'ionisation .....	34
Figure 15 : Compteur à scintillation .....	35
Figure 16 : Etat d'énergie des neutrons .....	37
Figure 17 : Répartitions spatiales en fonction de leur énergie.....	40
Figure 18: Correction de l'effet de l'excavation en fonction de S (effet de calcaire, sable et dolomite) .....	48
Figure 19 : Abaque pour déterminer la porosité .....	51
Figure 20: Carte topographique de Madagascar .....	61
Figure 21: Plan rapproché du puits "TW1" .....	62
Figure 22: Plan rapproché du puits "TW2" .....	62
Figure 23: Plan rapproché des puits "TW 3" et "TW12" .....	62
Figure 24: Plan rapproché du puits "TW4" .....	63

Figure 25: Plan rapproché des puits "TW9" et "TW11".....	63
Figure 26: Plan rapproché du puits "TW10".....	63
Figure 27: Carte topographique 1/100.000 et carte géologique de Morondava dans Petrel .....	64
Figure 28: Plan rapproché des puits "TW" sur carte (sans le puits « TW10 ») .....	65
Figure 29 : Situation géographique des puits TW .....	66
Figure 30 : Vue des puits « TW » sur Petrel.....	67
Figure 31 : Exemple d'ancien Log sur film transparent , sur la première piste le Log GR,sur la seconde piste les Logs Neutron en unité de porosité , Densité en unité de porosité et Densité en g/cm <sup>3</sup> .....	68
Figure 32 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW1 .....	70
Figure 33 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW2 .....	70
Figure 34 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW3 .....	71
Figure 35 : Log Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW4 .....	71
Figure 36 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW9 .....	71
Figure 37 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW10 .....	71
Figure 38 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW11 .....	72
Figure 39 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW12 .....	72
Figure 40 : Courbe classique des Log pour des lithologies déterminées .....	74
Figure 41 : Courbe classique du Log Gamma Ray pour la détection de lithologie .....	75
Figure 42 : Modèle de détermination de lithologie selon la tendance des Logs : Gamma Ray, PHID, NPHI et PE.....	76
Figure 43 : A l'extrême droite l'interprétation .....	78
Figure 44 : A l'extrême droite l'interprétation .....	79
Figure 45: A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW2 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron.....	80
Figure 46 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW2 [200-370m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron.....	81
Figure 47: A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron.....	82
Figure 48 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [200-280m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron .....	83
Figure 49: A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron .....	84
Figure 50 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [200-440] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron .....	85
Figure 51 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW9 sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron .....	86
Figure 52 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW10 [1-880m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron .....	87
Figure 53 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW10 [880-1090m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron .....	88
Figure 54: A l'extrême droite l'interprétation .....	89
Figure 55 : A l'extrême droite l'interprétation .....	90
Figure 56 : A l'extrême droite l'interprétation .....	91
Figure 57 : Facteur de correction des effets du diamètre du trou .....	92
Figure 58:Courbe du facteur de correction selon la densité de boue de forage.....	93

Figure 59 : Coefficient de calcul du facteur de correction .....	93
Figure 60: A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW1 .....	95
Figure 61 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW2 .....	95
Figure 62 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW3 .....	96
Figure 63 : Le log GR n'a pu être corrigé faute d'information sur le diamètre du trou pour le puits TW4 .....	96
Figure 64 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW9 .....	96
Figure 65 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW10 .....	96
Figure 66 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW11 .....	97
Figure 67 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW12 .....	97
Figure 68: Représentation des différents modes de calcul des fractions volumétriques d'argile dans les couches .....	99
Figure 69 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW1 .....	100
Figure 70 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW2 .....	100
Figure 71 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW3 .....	100
Figure 72 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW9 .....	100
Figure 73 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW10 .....	101
<i>Figure 74 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW11 .....</i>	101
Figure 75 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW12 .....	101
Figure 76 : A l'extrémité droite la porosité effective pour TW1 .....	105
Figure 77 : A l'extrémité droite la porosité effective pour TW2 .....	105
Figure 78 : A l'extrémité droite la porosité effective pour TW3 .....	106
Figure 79 : A l'extrémité droite la porosité effective pour TW9 .....	106
Figure 80 : A l'extrémité droite la porosité effective pour TW10 .....	106
Figure 81 : A l'extrémité droite la porosité effective pour TW11 .....	106
Figure 82 : A l'extrémité droite la porosité effective pour TW12 .....	107
Figure 83 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW1 .....	109
Figure 84 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW2 .....	110
Figure 85 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW3 .....	111

Figure 86 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW4.....	112
Figure 87 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW9.....	113
Figure 88 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW10.....	114
Figure 89 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW11.....	115
Figure 90 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le puits TW12.....	116
Figure 91 : Vue de dessus de la région de Tsimiroro avec les puits TW classés par ordre décroissant selon la longitude de leur positionnement .....	117
Figure 92 : Corrélation sur la direction Nord-Sud .....	118
Figure 93 : Vue de dessus de la région de Tsimiroro avec les puits TW classés par ordre croissant selon la latitude de leur positionnement .....	119
Figure 94 : Corrélation sur la direction Est-Ouest.....	120
Figure 95 : Modélisation de l'épaisseur de l'ISALO 1 sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	121
Figure 96 : Modélisation de l'épaisseur de l'ARGILE DE BASE sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	122
Figure 97 : Modélisation de l'épaisseur de l'AMBOLOANDO sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	123
Figure 98 : Modélisation de l'épaisseur du MOKARA sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	124
Figure 99 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANDRAKARAKA sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	125
Figure 100 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANKARAMENABE sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	126
Figure 101 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANKISATRA sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	127
Figure 102 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANDOLOTELO sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles .....	128
Figure 103 : Modèle 3D de la région de Tsimiroro où se situent les Puits TW , en se basant sur les stratifications dans les différents puits. ....	129

# SOMMAIRE

REMERCIEMENTS

LISTE DES ABRÉVIATIONS

LISTE DES ANNEXES

LISTE DES FIGURES

INTRODUCTION

## **PARTIE I – Théories sur les diagraphies nucléaires**

- CHAPITRE I – Système géodésique Malgache et les nouveaux Logiciels géomatiques
- CHAPITRE II – Géologie du bassin de Morondava Madagascar
- CHAPITRE III – Généralités sur les diagraphies différencées ou Logging
- CHAPITRE IV – Le Log Gamma Ray
- CHAPITRE V – Le Log neutron CNL
- CHAPITRE VI – Log Densité FDC

## **PARTIE II – Interprétations des diagraphies nucléaires des puits « TW »**

- CHAPITRE I – Présentation des données
- CHAPITRE II – Collecte et préparation des données
- CHAPITRE III – Identification des roches par GR FDC-CNL
- CHAPITRE IV – Interprétation quantitative
- CHAPITRE V – Vérification de la cohérence
- CHAPITRE VI – Corrélation
- CHAPITRE VII – Évaluation économiques

CONCLUSION

ANNEXE

TABLE DES MATIÈRES

BIBLIOGRAPHIE

## INTRODUCTION

L'histoire de l'exploration pétrolière à Tsimiroro peut être divisée en trois périodes :

- Avant 1960, il a été réalisé principalement par la SPM, une filiale d'ELF Aquitaine (la société pétrolière nationale française),
- De 1960 à 1975 : première entrée des autres compagnies internationales autres que françaises dans l'exploration pétrolière à Madagascar (Chevron - Agip - Conoco - Teneco),
- La période après 1976 (année de création de OMNIS) : partenariat avec les compagnies pétrolières internationales importantes et majeures (Mobil - Oxy - Amoco - Agip - Shell - Maxus - BHP- Hunt Oil - Triton - Gulfstream - Vanco - Norks Hydro - Sterling Energy - Vuna Energy - ExxonMobil).

Le pétrole représente depuis l'année 2012 environ 42% des sources d'énergie mondiales ; il conditionne la faculté de production de presque toute entité actuellement. Ainsi, la recherche de nouvelles sources de Pétrole est une course incessante. La prospection pétrolière est très coûteuse, car elle occupe des domaines vastes (géologie, géophysique, géochimie).

Le forage est le meilleur moyen de prouver l'existence de gisement d'hydrocarbure et de déterminer les propriétés physiques et chimiques des réservoirs.

Le plus précis est le carottage, et c'est le plus coûteux tant pour le forage que pour la gestion et le transport des carottes. A Madagascar « Total EP » a engagé pour sous-traitant « ALS Petrophysics » connu sous le nom « Kirk Petrophysics » sis à Ampandrianomby Antananarivo 101 pour la gestion et le transport des carottes issues de Bemolanga. La lithologie, la porosité, la saturation, la proportion d'hydrocarbure, la viscosité des fluides, etc. peuvent être déterminées et calées à leurs profondeurs respectives en prenant des échantillons sur les carottes.

Le forage destructif est largement moins coûteux (*voir dans Chapitre VII*) et le plus utilisé, mais moins précis, car, la détermination des propriétés physiques et chimiques est généralement viciée d'erreur ou impossible, vue que la roche est broyée en cuttings et

contaminée par la boue de forage. Après le lavage des cuttings, il est possible de déterminer la lithologie, mais avec des erreurs probables sur la profondeur.

La diagraphie est une solution qui s'ajoute au forage destructif pour la détermination des propriétés physico-chimiques du réservoir, car la somme du coût du forage destructif et de la diagraphie est abordable par rapport à celui du carottage. En plus, les stockages des carottes créent des frais supplémentaires et engagent beaucoup de place alors que les résultats des diographies sont sur des supports numériques actuellement.

L'interprétation des diographies de la banque de données de l'OMNIS pour les puits datant de 1983 nécessite un prétraitement des données. En effet, les diographies sont stockées sur des films et doivent être numérisées avant l'interprétation sur les logiciels « Schlumberger Techlog» et « Schlumberger Petrel ». C'est une tâche difficile, car l'OMNIS ne dispose pas de scanner capable de numériser ces films pourtant les Logs ou diographies sont des données confidentielles et ne peuvent en aucun cas être sortis de la banque de donnée de l'OMNIS.

Ce sont les diographies nucléaires des puits TW1, TW2, TW3, TW4, TW9, TW10, TW11 et TW12 qui seront traitées dans cet ouvrage.

La diagraphie Gamma Ray (GR) permet de distinguer les couches argileuses et de calculer ; selon les modèles : linéaire, Larionov ou Steiber ; le pourcentage d'argile dans les formations selon les modèles : linéaire, Larionov ou Steiber.

Les diographies Neutron (CNL) et Densité (FDC) sont utilisées pour le calcul de la porosité des couches. De plus, la combinaison des Logs GR, CNL et FDC sont utilisées pour l'interprétation qualitative des diographies ; plus exactement la détermination de la lithologie. L'interprétation qualitative « quick look » ne nécessite pas de correction à l'inverse de l'interprétation quantitative nécessitant les corrections des Logs pour les erreurs dues à la géométrie de l'outil de mesure, l'environnement de mesure, l'effet du forage et la vitesse d'enregistrement.

Il est à noter que, les données d'un champ de puits sont ponctuelles, contrairement à la sismique qui recouvre au minimum deux dimensions (y, z) ou (x, z)

ou ( $u$ ,  $z$ ) et un volume pour la sismique 3D. L'absence de données sismiques n'empêche pas l'estimation de l'épaisseur de formation moyennant les données des champs de puits pour une région donnée. La corrélation puits par puits est facilitée par les résultats des analyses biostratigraphiques des cuttings.

La phase la plus importante de l'exploitation des données de puits est l'interprétation. Pendant cette phase, les géologues, géophysiciens, ingénieurs analystes en diagraphie utilisent les « Logs» pour obtenir des informations nécessaires à l'exécution de leurs tâches.

En ce sens, la première partie de cet ouvrage recouvre : les détails sur le système de coordonnées géographiques utilisé à Madagascar et les théories sur les diographies nucléaires. Et la deuxième partie contient la présentation des données et les résultats de leurs interprétations qualitative et quantitative. Cela pour arriver à un modèle tridimensionnel simple, sans prise en compte des failles, du sous-sol de la région étudiée.

PARTIE I

RAPPELS THEORIQUES

## CHAPITRE I - Système géodésique Malgache et les nouveaux Logiciels géomatiques

L'Arrêté N° 1991-S.G.M du 29 août 1951 impose aux géomètres et topographes des secteurs privés et publics de rattacher les travaux dont les surfaces et les échelles dépassent certaines limites déterminées, au système LABORDE.

L'**ellipsoïde de référence** utilisé à l'époque « Hayford International » ne correspond plus au modèle utilisé pour les technologies actuelles basées sur les satellites artificiels ou GNSS (Global Navigation satellite System) : actuellement le Système américain GPS, le système russe GLONASS sont opérationnel, prochainement le système européen GALILEO et le système chinois BAIDOU le seront aussi.

**LE RÉSEAU GÉODÉSIQUE DE MADAGASCAR (RGM 65)** est caractérisé par une origine O, proche du centre des masses de la Terre ; OZ est proche de l'axe de rotation terrestre et OXZ est proche du plan méridien origine. Ce réseau comporte : 996 points du 1er ordre, 1267 points du 2e ordre, 3510 points de 3e ordre, 154 points du 4e ordre. Les points de 1er ordre sont obtenus par expansion à l'aide de mesures angulaires horizontales : triangulation à l'aide de théodolites ; à partir des points de base via une longueur de base. Ceux du 2d ordre s'obtiennent par triangulation à partir d'angles mesurés depuis des points d'ordre 1 ; et ainsi de suite.

La précision de ce réseau est de 70 cm

Les Paramètres fondamentaux sont :

Coordonnées géographiques :

$$L = -21^\circ 018228828$$

$$M = 50^\circ 238295075$$

Coordonnées cartésiennes :

$$X_v = 517\,353.5 \text{ m}$$

$$Y_v = 797\,717.3 \text{ m}$$

Ellipsoïde associé : Hayford International 1924

Demi-grand axe  $a = 6\,378\,388.0 \text{ m}$

Demi-petit axe  $b = 6\,356\,911.946 \text{ m}$

Excentricité  $e^2 = 0.0067226700223$

Aplatissement  $f = 0.003367003367$

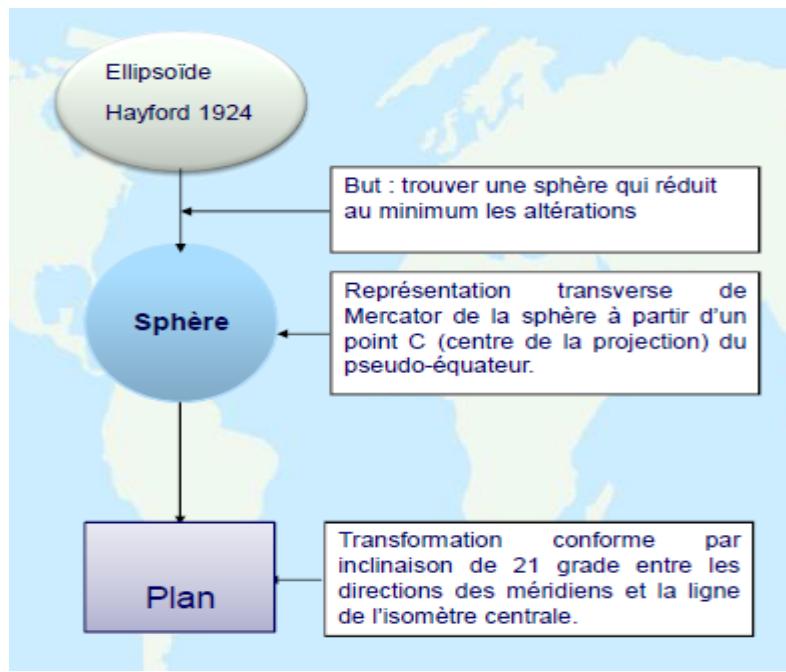


Figure 1 : Datum du système Laborde

La figure ci-dessus montre le processus de Normalisation de système d'Information géographique. La Topographie de la région de Morondava est importante, mais aussi la géologie de celle-ci. Ainsi, la géologie du bassin de Morondava sera traitée dans le chapitre suivant.

## CHAPITRE II - Géologie du bassin de Morondava

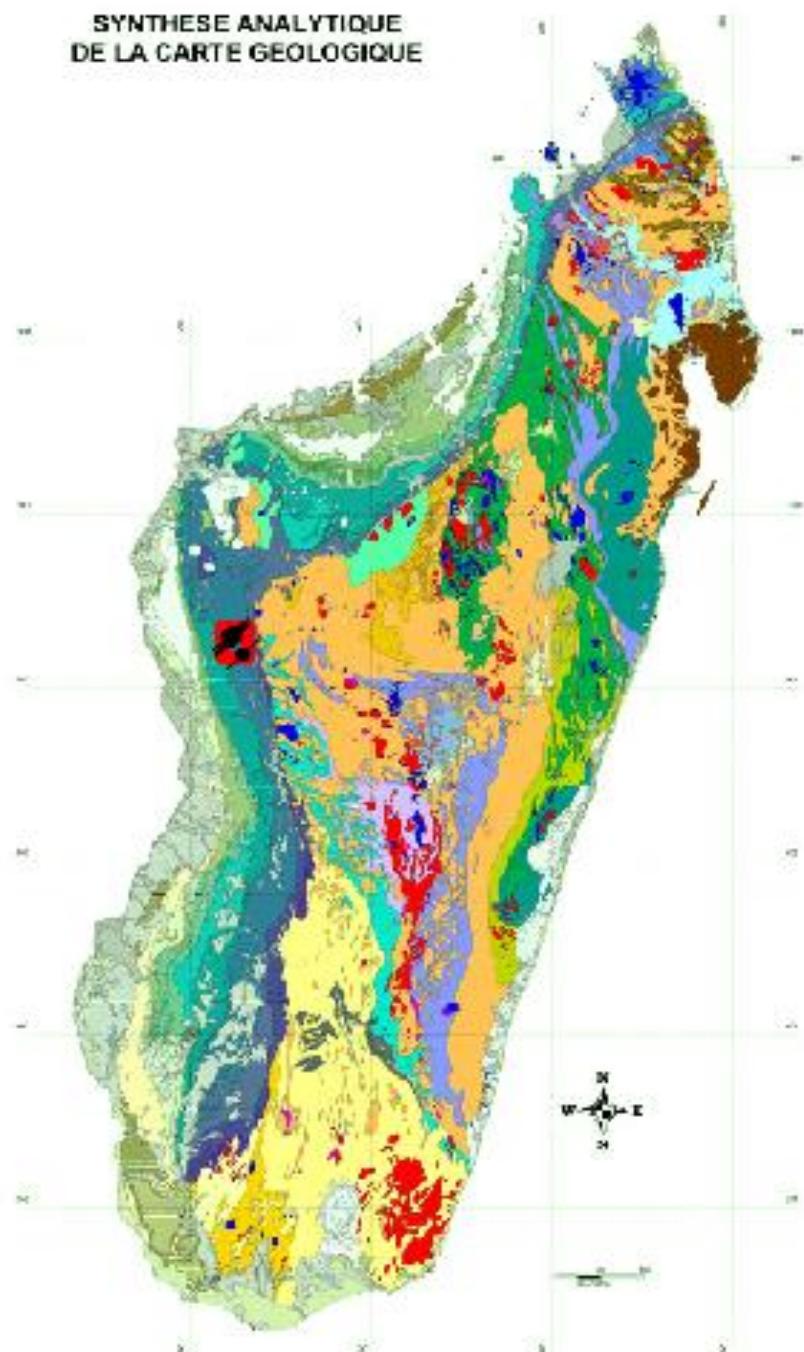


Figure 2 : Carte géologique de Madagascar

■ Zone d'étude

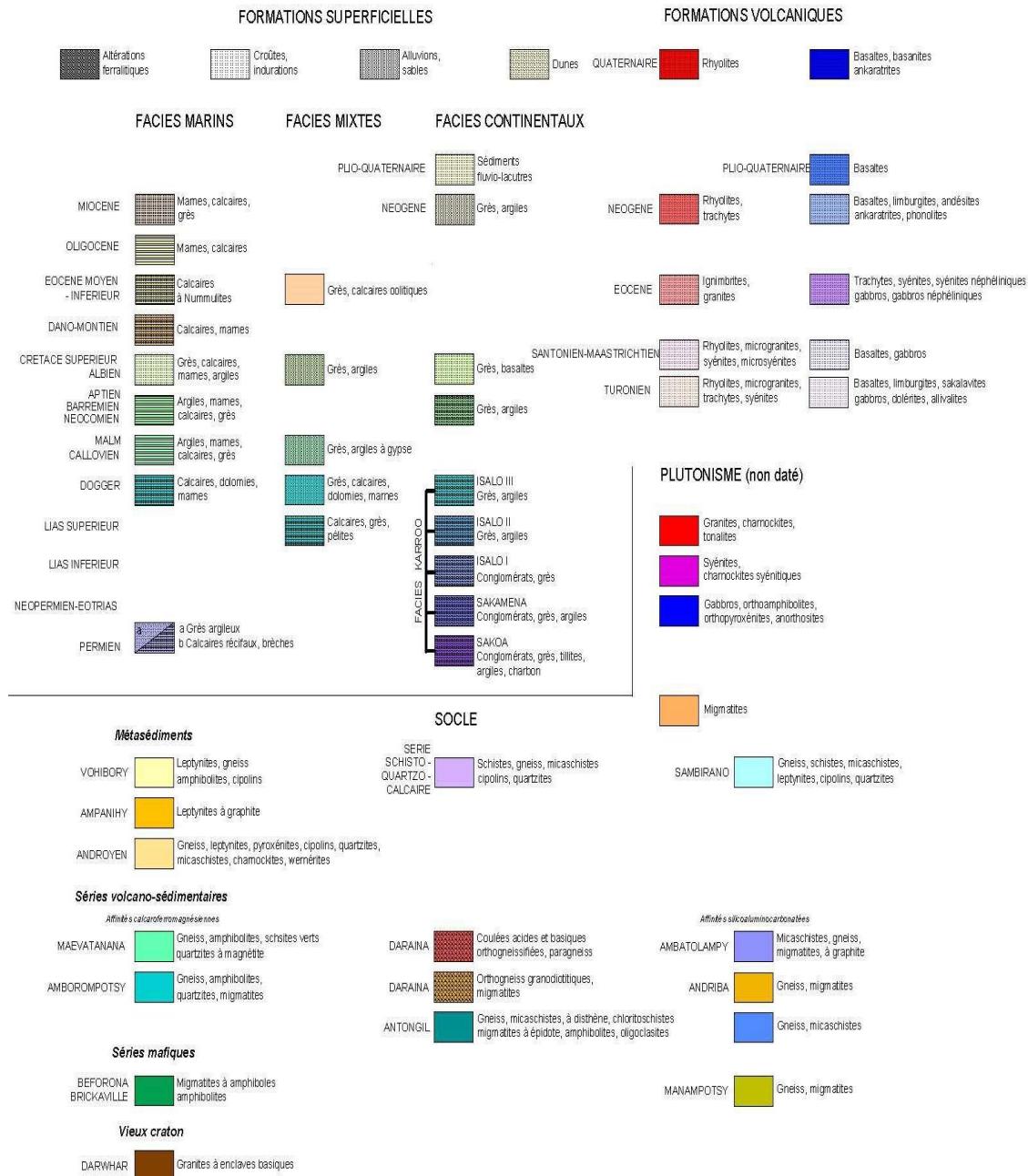


Figure 3: Légende de la carte géologique de Madagascar

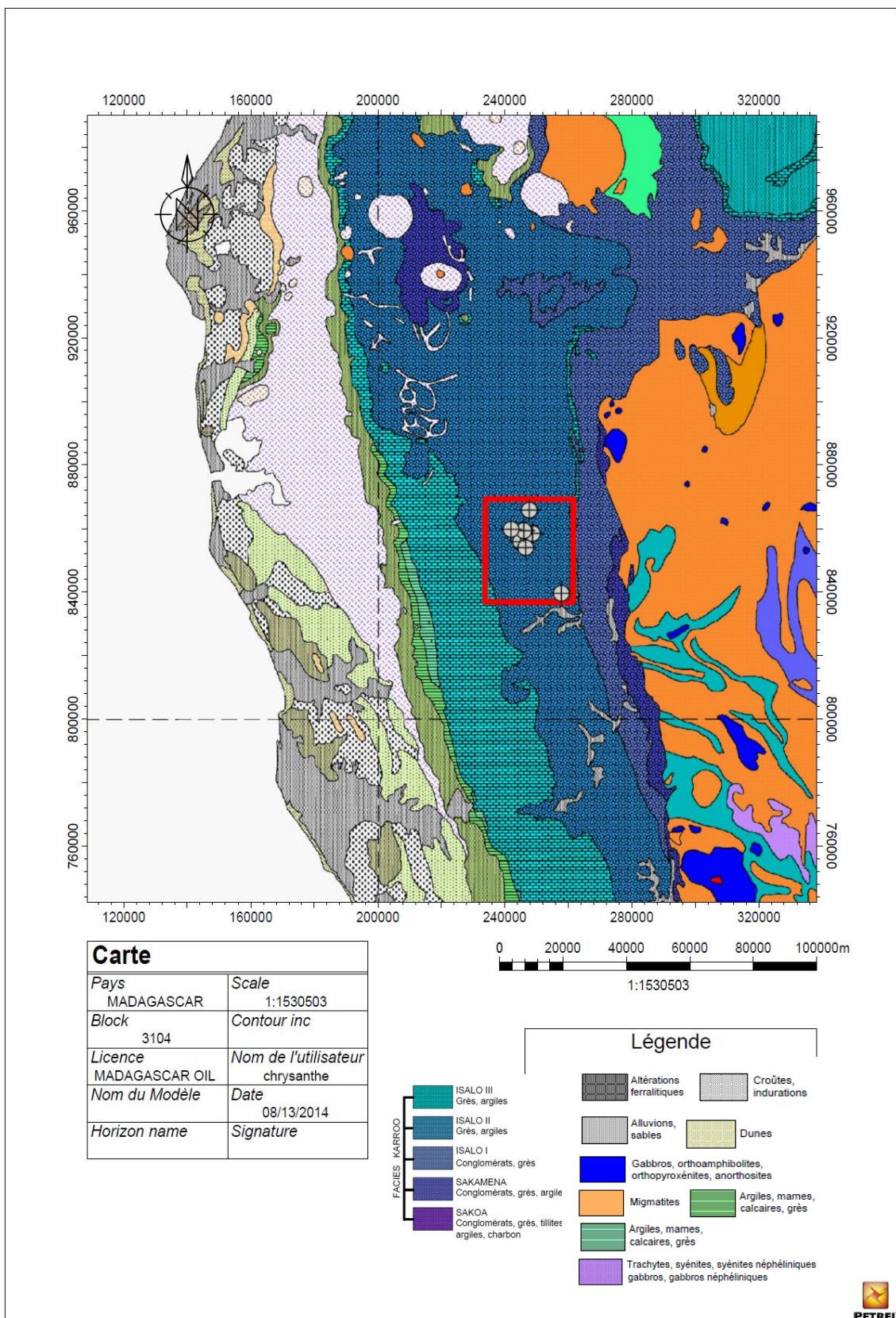


Figure 4 : Géologie du bassin de Morondava

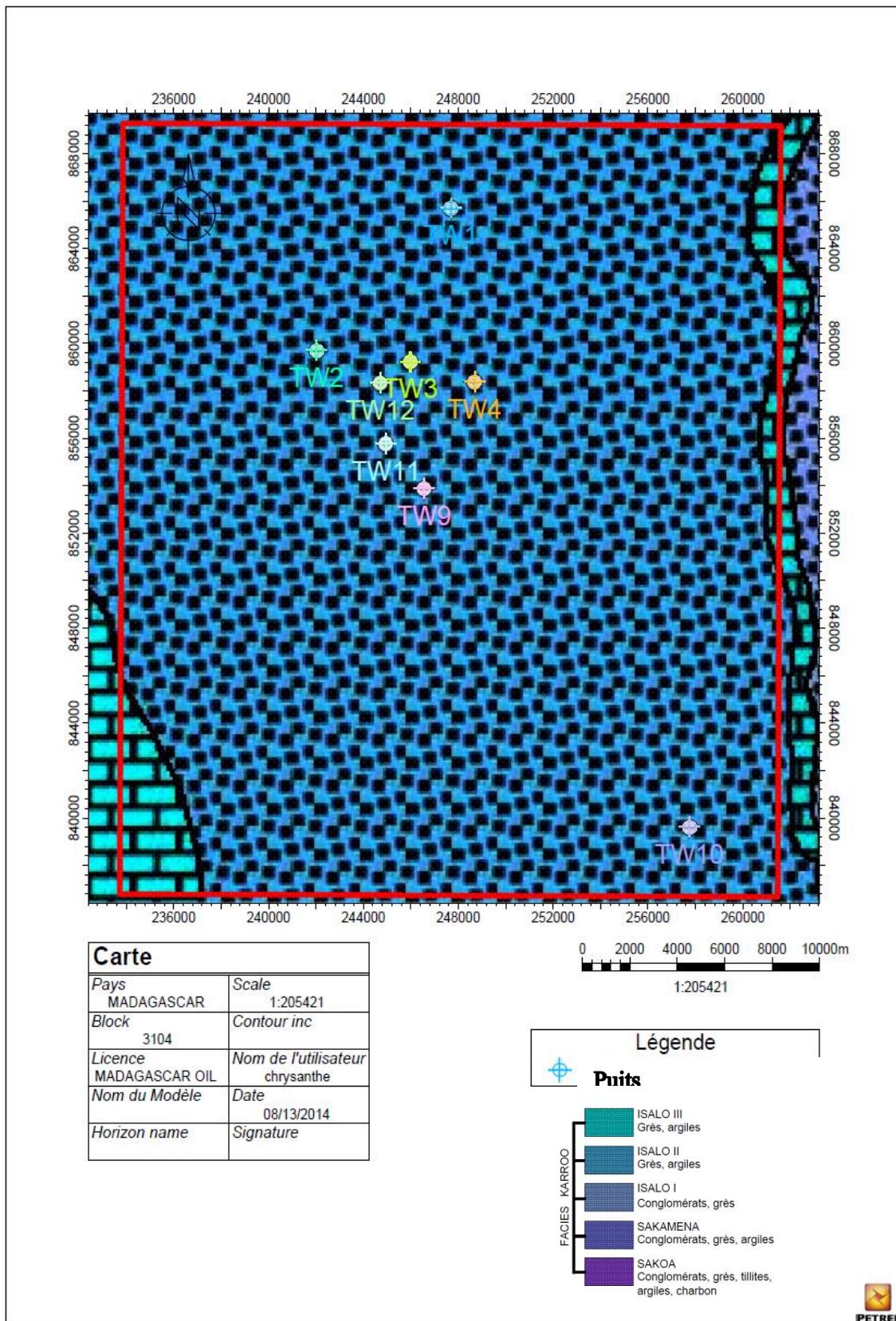


Figure 5: Géologie de la zone d'étude

Le bassin de Morondava est constitué par un développement longitudinal et par quelques extensions des coulées basaltiques, ce qui facilite un drainage facile et direct vers la mer par de nombreux fleuves.

Les traits physiques caractéristiques sont : de grands escarpements en cuesta ou dérives de failles : une forme du relief dissymétrique constituée d'un côté par un talus à profil concave « le front », en pente raide et de l'autre, par un plateau doucement incliné en sens inverse « le revers ». Le bassin est bordé à l'Est par la grande falaise, en partie faillée, du Bongolava. Les principales cuestas sont la cuesta Isalienne en contrebas de laquelle s'allonge le couloir sakamenien (autrefois dénommée vallée permo triasique), la grande cuesta du Bermaraha culminant à 800 mètres qui, interrompue au sud de la Tsiribihina, se poursuit d'une manière discontinue jusqu'à l'Onilahy, la cuesta des basaltes moyens entre Mangoky et l'Onilahy puis dans le Sud-Ouest, la cuesta du plateau calcaire éocène entre Mangoky et Menarandra. Des escarpements dérivés de failles se trouvent dans le Crétacé de la région du Mangoky avec égards Ouest (Manja, Sikily) et le plus important est lié à la faille de Tuléar qui borde, à l'Ouest, le plateau calcaire éocène. Au nord-ouest de Tuléar, il faut noter le massif basaltique de l'Analavelona constituant un relief culminant à 1 300 mètres. Dans l'extrême Sud, entre le Menarandra et la Linta, un grand cordon dunaire s'élève à 200 mètres d'altitude au bord de mer en obturant complètement les bassins d'Ambovombe et de Beloha.

Les grands fleuves dans leurs parties internes ne comportent que des alluvions peu étendues à l'exception toutefois de la zone du Betsiriry, de part et d'autre de Miandrivazo. Ce n'est que dans les zones externes que les alluvions se développent largement pour se terminer par de vastes deltas, en particulier aux embouchures du Mangoky et du Manambolo. Pour plus de précision, la description des formations rencontrées ainsi que leur datation dans ce bassin est nécessaire.

## Section 1 - LE KARROO ET SES INTERCALATIONS MARINES

La base de la série sédimentaire malgache du Carbonifère supérieur jusqu'à la fin du Jurassique moyen est essentiellement constituée de formations continentales qui constituent le système dit du Karoo, par analogie avec le système similaire de l'Afrique Australe.

Dans cet ensemble continental, les formations marines ne constituent que des

intercalations locales, inégalement développées.

Le système du Karoo est divisé à Madagascar en trois groupes : Sakoa, Sakamena et Isalo, séparés par des discordances. Chacun de ces groupes est caractérisé par sa composition pétrographique, sa faune et sa flore.

### I. LE GROUPE DE LA SAKOA

Localisé dans le sud-ouest de l'Île, le groupe de la Sakoa comporte quatre formations successives :

1. *La série glaciaire a la base*
2. *La série houillère*
3. *La série rouge*
4. *Les calcaires marins de Vohitolia*

### II. LE GROUPE DE LA SAKAMENA

Le groupe de la Sakamena est en grande partie continental, mais il renferme des intercalations marines. En particulier, dans l'extrême Nord, il est entièrement marin (Permotriias à Productus, Poissons et Ammonites).

*La Sakamena du bassin de Morondava*

Le groupe de la Sakamena s'étend régulièrement depuis les dômes cristallins du cap Saint-André jusqu'à la région de Feliva, au sud de l'Onilahy.

On y sépare trois séries :

1. *La Sakamena inférieure continentale constituée de roches grises à facies schisteux (schistes et grès micacés) avec Reptiles et flore a Glossopteris et Thinnfeldia.*
2. *La Sakamena moyenne, en grande partie marine et lagunaire, formée d'argiles grises à nodules, septaria, lits calcaires cône in-cône avec Poissons marins et Crustacés lagunaires (Estheries).*
3. *La Sakamena supérieure, continentale avec grès et argiles rouges.*

### III. LE GROUPE DE L'ISALO

Le groupe de l'Isalo recouvre le groupe de la Sakamena avec une discordance de quelques degrés. La base est entièrement continentale. Des incursions marines parfois importantes et de longue durée se sont introduites dans les parties moyennes et

supérieures.

Le groupe de l'Isalo débute au sommet du Trias inférieur et se poursuit jusqu'à la fin du Jurassique moyen. On y sépare :

1. *L'Isalo I a la base, surtout gréseuse, continentale,*
2. *L'Isalo II, argile gréseuse avec quelques intercalations marines.*
3. *L'Isalo III, argile gréseuse avec passage latéral à de grandes formations marines.*

## Section 2 - LES FORMATIONS POST-KARROO DU BASSIN DE MORONDAVA

Le bassin de Morondava est caractérisé par une tectonique cassante très accusée où les failles, de même direction à la côte ouest, sont très nombreuses avec souvent des rejets importants. Transgressions et régressions marines diversement localisées, sont plus amples et font disparaître des étages entiers aux affleurements.

### I. LE JURASSIQUE SUPÉRIEUR

Au-dessus du système du Karoo renfermant, comme précédemment, de nombreuses intercalations marines, le Jurassique supérieur débuté par la transgression des marnocalcaires à Macrocéphalites. Il est peu visible dans l'extrême nord du bassin où il est souvent escamoté par des failles et jusqu'au parallèle de Maintirano, il est généralement recouvert par la transgression crétacée. Près d'Antsalova, le Callovien est bien fossilifère à Antsiareza et Ambohidroa, directement recouvert par le Kimmeridgien et le Tithonique. Ces deux étages sont constitués de marnes lauconieuses avec bancs de grès glauconieux et renferment des faunes abondantes.

### II. LE NÉOGÈNE CONTINENTAL

Constitué de grès à stratification entrecroisée et d'argiles sableuses, il recouvre toute la région côtière, sous une couverture de carapace sableuse. Il n'affleure que très exceptionnellement et est surtout connu par les sondages, en particulier dans la région de Befandriana où il est épais de plus de cent mètres. Il est beaucoup plus apparent au sud de l'Onilahy où il constitue la série d'Andranoabo qui débute par un horizon de

kaolin très pur, épais de 1 à 2 mètres (Ampanihy) surmonté par une alternance de bancs souvent lenticulaires de grès kaoliniques ou siliceux rouges et jaunes, de sables, d'argiles et de pélites violacées avec Bois silicifiés. La stratification est entrecroisée et les épaisseurs atteignent 150 mètres.

### III. LE QUATERNAIRE

Le Quaternaire comprend des formations alluviales très réduites à l'intérieur, mais largement étalées dans la zone côtière où elles s'épanouissent en vastes deltas aux embouchures des fleuves. La côte est bordée par une ligne plus ou moins large de mangrove. Les alluvions anciennes renferment en de nombreux points la faune subfossile à Lémuriens, Aepyornis, Hippopotames.

### Section 3 - LES RAPPORTS DES SOCIÉTÉS EN EXPLORATIONS DANS LA RÉGION

Le rapport provenant de TOTAL EP dit qu'à la faveur de l'appréciation du gisement de bitume de Bemolanga situé au nord du bassin de Morandava à Madagascar, 150 forages carottés, combinés à une révision cartographique ont mis en évidence que les séries Karoo d'âges triasiques réputés jusqu'alors essentiellement lacustres étaient des séries margino-littorales à influence tidale et ouverte sur la Téthys vers le nord. L'isopacité des formations suggère aussi qu'elles se sont déposées dans un bassin de type sag. La série débute par une épaisse série continentale (Isalo 1) d'âges Anisien probable qui repose sur le socle. Elle se poursuit avec les Argiles de base, qui marquent la première inondation marine marquée par des acritarches Ladinien. Cette série à dominante argileuse inclut des dépôts deltaïques, lagunaires et de plaine deltaïque. Elle peut être découpée en 2 séquences de dépôts. Elle est surmontée par les Grès de l'Amboloando subdivisés en 3 membres et formant 3 séquences de dépôts. À la base les Grès de l'Amboloando Inférieur transgressifs forment un brai delta dominé tidal surmonté par des grès littoraux régressifs dominés vagues. La partie supérieure de l'Amboloando Inférieur est constituée par un second brai delta dominé fluvial (IVF) ; au sommet la continuité des horizons et la présence de structures de déferlement suggèrent des dépôts transgressifs scellant une surface de ravinement. Le cortège régressif correspond aux Argiles intermédiaires lesquelles sont constituées par des argiles silteuses dominées

vagues au sommet desquelles un paléosol d'extension régional marque la limite de séquence suivante et définitie la base de l'Amboloando Supérieur. Ce dernier inclut au nord un mince cortège transgressif qui marque la limite de l'empiétement marin puis la superposition de chenaux fluviatiles méandriformes formant le cortège progradant de la 3e séquence. Une nouvelle limite de séquence se marque par l'incision d'une profonde vallée remplie par l'unité de base des Grès du Mokara lesquels forment un estuaire transgressif, la régression est peu marquée et se traduisent par la préservation locale d'argiles marines sous la seconde incision des Grès du Mokara. Ces derniers montrent aussi des caractères tidaux, le dernier cortège préservé correspond aux Argiles du Mokara et comprennent des black shales et des dépôts de tempêtes progradant. Une ultime incision se manifeste à la base des grès de l'Amkaranenabe. L'évolution stratigraphique et environnementale est résumée sur la figure ci-dessous. Notre étude outre les connections marines avec la Téthys qu'elles impliquent et qui change la paléogéographie de 3000km suggère aussi que l'histoire du Karoo doit être revue comme une alternance entre des bassins de type rift et sag et que la mer rentre beaucoup plus tôt que ce qui est admis lors du sag et bien avant l'ouverture océanique jurassique.

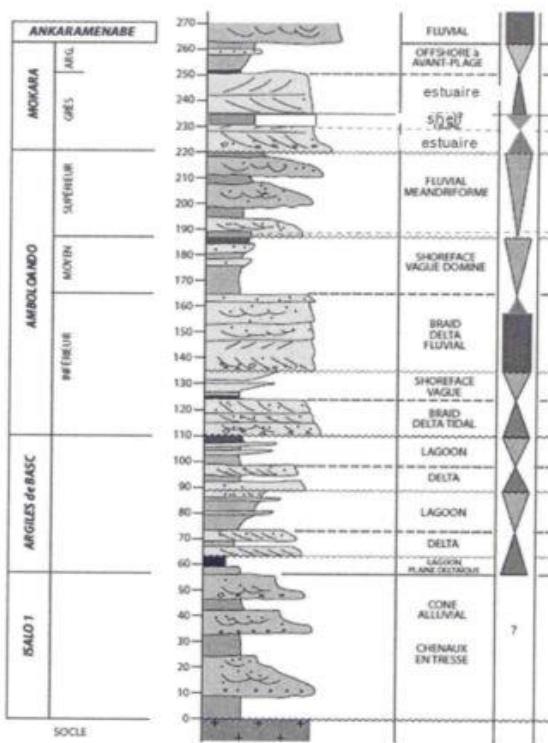


Figure 6 : Log lithologique global de la zone d'étude

Après ce bref résumé de la géologie du bassin de Morondava, un rappel des théories sur la diagrphie différée est aussi indispensable.

## CHAPITRE III - Généralités sur les diagraphies différées ou Logging

Une diagraphie différée est un enregistrement continu effectué lors d'un arrêt ou en fin de forage des variations d'un paramètre donné en fonction de la profondeur.

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. Et on peut définir un "faciès géophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies. Le "faciès géophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec les mêmes outils, dans le même trou

### Section 1 - CLASSIFICATION DES DIAGRAPHIQUES

#### I. CELLES DÉCOULANT DE PHÉNOMÈNE NATUREL OU PHÉNOMÈNES SPONTANÉS

Emploie simplement un détecteur approprié pour obtenir la mesure, ce sont :

- la radioactivité gamma naturelle
  - totale : GR
  - Spectrométrie : NGS ou spectralog
- le potentiel spontané : SP
- Température : T
- Calipper : C
- Déviation : Dev

#### II. CELLES DÉCOULANT DE PHÉNOMÈNES INDUITS

Nécessite un émetteur de type approprié à "exciter" une réponse particulière à la formation, ainsi qu'un système de détections telles :

- Résistivité:
  - Les appareils à grands champs :
    - Focalisé : Laterlog (LL), Spherical Focused Log (SFL)

- Non focalisé : Normal (N), Latéral (L)
- les micro-dispositifs
  - Focalisé
  - Non focalisé
- des périphériques à champ Ultra long
- Conductivité
- Constant Diélectrique (propagation électromagnétique) « PE »
- Indice d'hydrogène (par bombardement de neutrons)
- Temps de désintégration des neutrons thermiques (durée de vie du neutron)
- L'absorption photoélectrique à la section transversale
- Densité électronique
- Temps de relaxation du spin du proton (résonance magnétique nucléaire)
- Composition élémentaire (induite par spectroscopie gamma-ray)
- La vitesse acoustique
- Immersion de la formation
- Propriétés mécaniques (amplitude des ondes acoustiques)

## Section 2 - LES PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE POUR LA MESURE DE LOG DE PUITS

### I. LES EFFETS DU FORAGE

#### 1- *La boue de forage « l'invasion »*

Les formations forées contiennent des fluides : eau ou pétrole ; qui doit être maintenu en place afin d'éviter leur venue en surface. Il se produit dans la formation une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes : c'est le **filtrat**. Les particules dispersées, elles, s'accumulent sur la paroi du trou, formant le dépôt de boue encore appelé "**gâteau de boue**" ou "**mud-cake**". La composition, l'épaisseur et la perméabilité du mud-cake dépendent surtout de la nature de la boue. L'épaisseur du mud cake varie en général entre 1/8" et 1" (3 mm à 2,54 cm). Ce mud cake a une perméabilité faible et c'est lui qui conditionne en partie la filtration, petit à petit la filtration va diminuer puis stopper. La cause de ces phénomènes est que la boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent.

Le filtrat, envahis la formation, perturbe la répartition des fluides en place, et ses caractéristiques physiques contribuent à modifier celles des formations. La figure suivante montre la représentation schématique de l'invasion d'une formation par le filtrat de boue

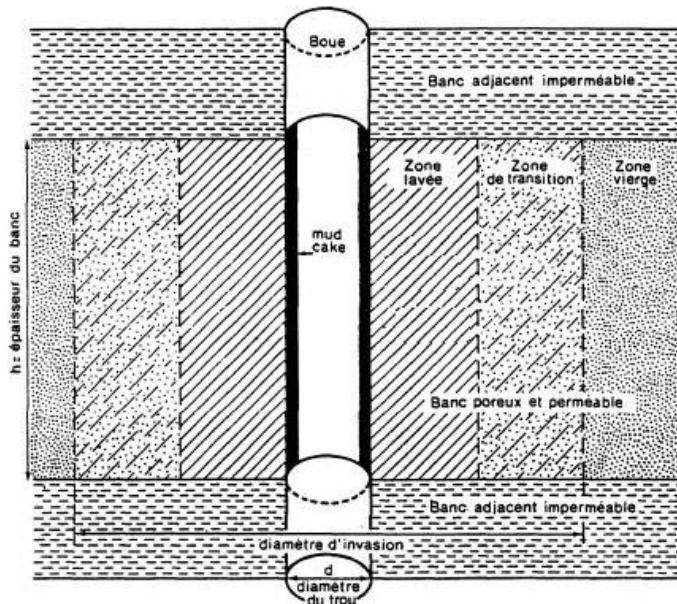


Figure 7 : Les effets de la boue de forage sur les parois du trou

## 2- Le Diamètre du puits

Plus le trou est grand, plus le volume de fluide autour de l'outil de diagraphie a des effets sur la lecture du Log. Au-delà d'un certain diamètre, le signal de la formation est très faible ou nul. Well logging society précisent toujours un diamètre maximal et minimal de trou recommandé pour le passage d'un outil de diagraphie.

## 3- Le type et la densité de boue

L'exécution de certains Log dépend du type de la boue de forage dans le trou. Ainsi, les signaux acoustiques sont mal transmis dans un trou rempli d'air, en Log à induction, l'huile ou l'air ne pourront pas conduire le courant, et une boue saturée en sel en raison de sa conductivité élevée contribuera à un grand signal, d'autre part, elle améliore la conduction entre les électrodes et la formation, ce qui est avantageux pour les dispositifs focalisés de résistivité). La densité de la boue influe sur l'absorption de rayons gamma. Des abaques sont disponibles pour corriger ces diographies

#### *4- Le tubage*

La présence de l'enveloppe et de ciment empêche certaine mesure diagraphique. La résistivité par exemple.

En général, seulement les Log nucléaires et certaines Logs acoustiques peuvent être faits en présence de tubage

#### *5- La mobilité des fluides*

L'invasion peut être utilisée comme une indication de la mobilité des fluides du réservoir ; la mobilité des hydrocarbures est sa facilité de déplacement. La différence entre les saturations  $S_{xo}$  des zones d'invasion, et  $S_w$  de la zone vierge est la quantité des hydrocarbures déplacés par le filtrat. L'indice de l'huile produite « POI », également appelé Indice huile mobile est défini comme suit:

$$POI = \phi (S_{xo} - S_w)$$

S'il est possible de supposer que le déplacement d'hydrocarbures au cours de l'invasion de filtrats est représentatif de ce qui va se produire au cours de la production ultérieure, le POI est un indice utile de recouvrabilité. Certes, si la différence ( $S_{xo} - S_w$ ) est petite, il est probable que la mobilité de l'hydrocarbure est faible, et la récupération sera faible. Inversement, une grande différence promet une bonne récupération.

Le facteur de recouvrabilité f est défini comme suit:

$$f = (S_{xo} - S_w) / (1 - S_w)$$

Qui est tout simplement la fraction recouvrable d'hydrocarbures initiale en place.

## II. L'EFFET DE LA GÉOMÉTRIE DE L'OUTIL DE MESURE DIAGRAPHIQUE

#### *1- Diamètre de l'outil, et sa positionnement*

Il s'agit d'un diamètre de trou minimum à travers lequel un outil d'une certaine taille peut passer en toute sécurité. Pour la plupart des services de diagraphie, il existe une gamme de diamètres d'outils appropriés à un intervalle de diamètre de trou, y compris des équipements spéciaux pour les puits très étroits.

L'outil de diagraphie peut prendre l'une des trois positions par rapport à l'axe de trou

selon la figure ci-dessous :

- Centré,
- Décentré contre le mur ( $\delta = 0$ ),
- Décentré à partir de la paroi par une petite quantité ( $\delta = \text{constante}$ ).

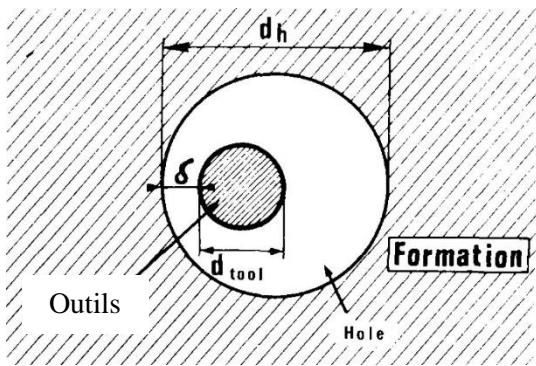


Figure 8 : Position de la sonde de diagraphie pendant la mesure

Le positionnement correct de l'outil est obligatoire pour certaines mesures, et est assuré par des moyens mécaniques; un ou plusieurs centreurs multiarmés pour le BHC : un manchot « excentralizer » et pour les Log CNL et FDC un caoutchouc stand-off.

Cet équipement devient encore plus important dans les puits déviés, où la sonde de diagraphie autrement a tendance à se coucher sur le côté bas de la paroi du trou. De plus, les puits sont rarement parfaitement verticaux.

Le coefficient d'ex-centralisation est défini comme suit:

$$\varepsilon = 2 \delta / (d_h - d_{\text{tool}})$$

$\varepsilon$  est de 1,0 pour une sonde d'outil parfaitement centré, et 0 lorsqu'il est contre la paroi du trou.

## 2- L'espacement des capteurs et profondeur d'investigation

Les outils de diagraphie ne prennent pas des lectures ponctuelles, les signaux qu'ils viennent de mesurer sont issus d'un volume fini de formation.

On distingue :

- Pour les diagraphies découlant de phénomène naturel :

Les signaux proviennent de mesure correspondant à une sphère centrée sur le capteur, si

le milieu environnant était homogène.

b. Pour celles issues d'induction :

Ce sont les outils qui utilisent une source ou un émetteur (jeu d'électrodes, bobines d'induction, source de neutrons, émetteur à ondes acoustiques, etc.) et un détecteur (Électrode de mesure, bobine réceptrice, neutron ou détecteur de rayons gamma, récepteur acoustique, etc.). Ces outils reçoivent un signal à partir d'un volume de formation dont la hauteur est de même ordre que l'espacement source-détecteur.

La figure ci-dessous illustre les différents volumes selon les types de diagraphie

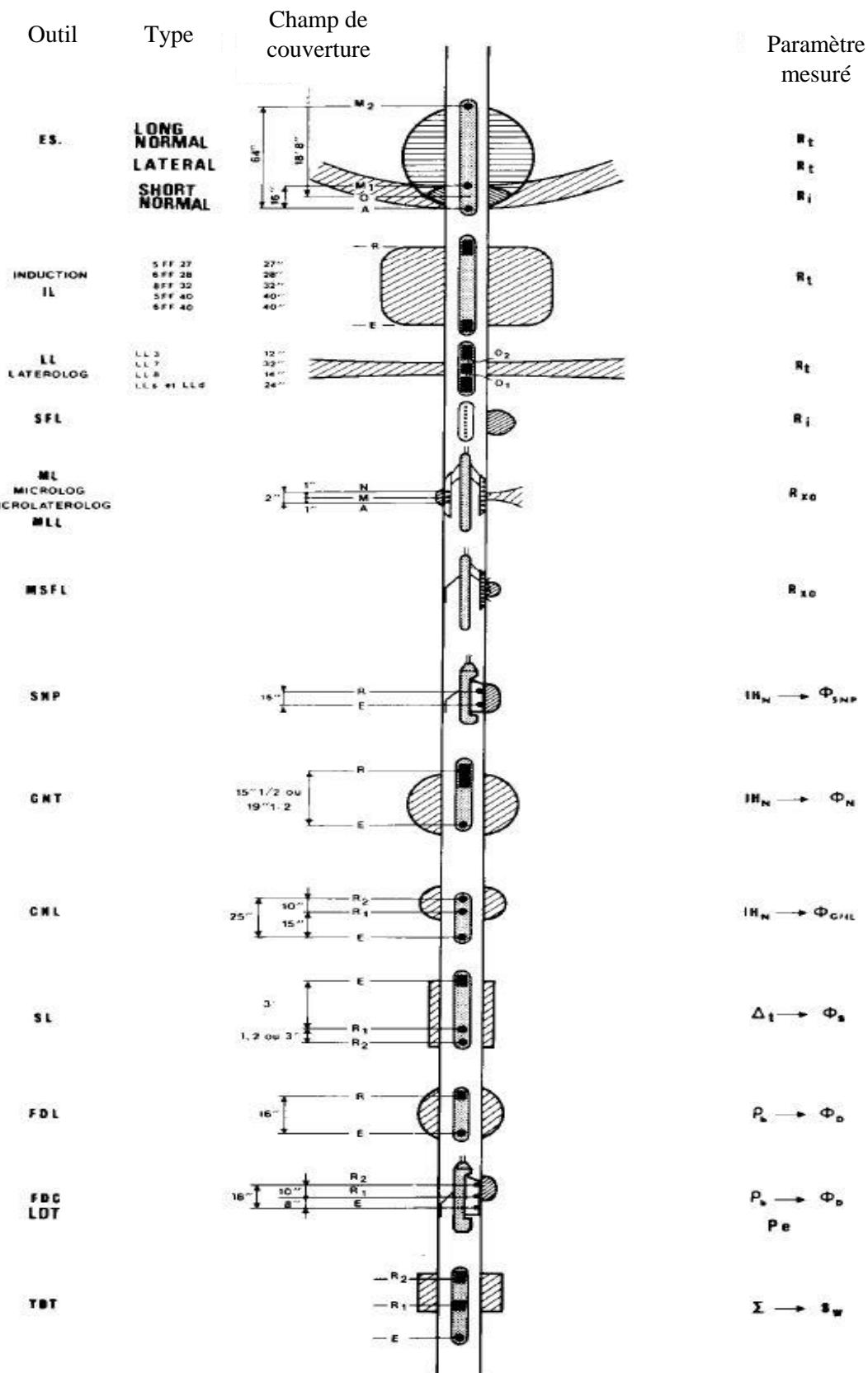


Figure 9 : Volume pris en compte par les outils de diagraphie

Les Micro-outils ont des capteurs et des émetteurs généralement montés sur un patin qui est pressé contre la paroi du trou. Le volume étudié est faible.

- Le Microlog \* (ML) : il est un hémisphère de rayon moins de 10 cm, car l'hémisphère est seulement un rayon de quelques centimètres
- micro-laterolog \* (MLL), il est en forme de trompette, l'extension peut-être 10 cm dans la formation
- log micro-sphérique focalisée (MSFL) le volume est en forme de haricot, plutôt que sphérique

Les Macro-outils captent sur un volume entre 0,5 et 5 m<sup>3</sup>, ce qui peut être de forme sphérique, cylindrique ou encore près d'un disque avec la sonde de l'outil comme axe. Bien que n'étant pas strictement vrai, ce qui est généralement supposé coïncider avec l'axe du trou.

Lorsque deux détecteurs sont utilisés, les mesures de Log sont des valeurs moyennes, intégrées sur un volume de la formation, dont les dimensions, et la forme dépendent de la géométrie de l'outil, ainsi que la nature de la mesure.

### 3- *Résolution verticale*

Une série sédimentaire est constituée d'une séquence de lits de différentes épaisseurs, avec des lithologiques et des propriétés pétro physiques différentes. En théorie, chaque lit doit être distingué de ses voisins par son propre trait particulier. C'est en effet visible dans la pratique, lorsque les lits sont épais.

Les couches minces présentent une image différente sur certains Logs, il sera possible de choisir les frontières de certaines couches, mais sur d'autres pas du tout. Deux facteurs doivent être pris en compte, l'un lié à la conception de l'outil de diagraphie, l'autre sur le fait que la mesure est faite pendant que l'outil est en mouvement.

La résolution verticale de Log fait à travers une série sédimentaire dépend d'un certain nombre de facteurs, et sera différent pour chaque outil:

- (a) l'épaisseur de lit
- (b) la géométrie de l'outil et le type de mesure faits, dans la mesure où ils affectent le volume de l'enquête (par rapport à l'épaisseur du lit)
- (c) le contraste entre les signaux dans le lit en question et ses voisins immédiats
- (d) dans quelques cas, des réponses parasites de l'outil (tels que les déviations aveugles de la zone et la déflection inverse caractéristiques de mesures de résistivité conventionnelles, la normale et latérale peut masquer ou déformer l'épaisseur du lit, et donner des valeurs erronées).

La résolution de lit sur les Log de GR est affectée par la "constante de temps" et la vitesse de mesure.

Les limites de couche sur les Logs ne sont pas parfaitement nettes, mais apparaissent comme une transition plus ou moins progressive entre une limite inférieure et une limite supérieure. La pente de la transition dépend de la résolution du lit de l'outil de diagraphie. Souvent, les frontières apparaissent déplacées légèrement vers le haut.

*Voici quelques définitions :*

a. Un Lit mince:

C'est le lit le plus mince que l'espacement de l'outil de diagraphie peut encore discerner sur le Log.

Le signal mesuré, cependant, est une moyenne des signaux de tous les lits à l'intérieur du volume d'enquête, et la valeur vraie, de log dans un lit mince est rarement obtenue, même après correction.

b. "electro-bed" :

Correspondent aux lits discernables à l'œil sur un Log. Electro-bed présentent les caractéristiques suivantes:

(a)ils sont au moins aussi épais que la distance effective de l'outil de diagraphie, et pourrait bien être constitués de plusieurs couches lithologiques minces qui sont "en moyenne" sur le volume de l'enquête

(b) leur lithologie est un mélange volume à volume de chacun de ces substrats

(c) leur courbe apparemment homogène

La réponse est en fait une moyenne des contributions de n'importe quel substrat, en fonction de leur épaisseur et leur Log caractéristiques.

Un electro-lit correspond à un intervalle de profondeur dans lequel la réponse du Log est constante dans certaines limites.

Il est d'usage d'appliquer des lissages ou moyennes verticales de ce dernier de manière à obtenir la résolution de lit de tous les Log.

### III. LA VITESSE DE DIAGRAPHIE

Vitesses d'enregistrement ne sont nullement les mêmes pour tous types de Log.

Les Phénomènes naturels et induits sont aléatoires par nature, il est nécessaire d'accumuler compter des données sur une période de temps et de calculer la moyenne afin d'obtenir une lecture représentative.

#### *1. La Constante de temps*

Cette période d'accumulation ou d'échantillonnage correspond à la "constante de temps" conventionnel (capacitive-type) de l'équipement de mesure. La constante de temps est choisie en fonction du niveau de taux de comptage et de mesure et précision souhaitée.

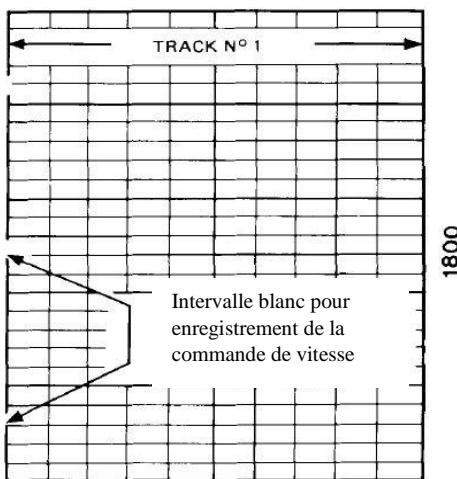
#### *2. La vitesse d'enregistrement*

La vitesse d'enregistrement est ensuite généralement ajustée de telle sorte que l'outil se déplace 1 ft (0,30 m) dans une période de constante de temps, comme indiqué dans le tableau. Résolution verticale de 2-3 ft (0,60-0,90 m) peut être atteinte dans ces conditions.

Tableau 1 : vitesse d'enregistrement

<b>Log</b>		<b>Maximum logging speed</b>	
		(ft/min)	(m/min)
SP		100	30
Induction		100	30
Laterolog		50	15
Microlaterolog		35	10
Neutron	<u>Constante de temps=2s</u>	30	9
GR	<u>Constante de temps=3s</u>	20	6
Densité	<u>Constante de temps=4s</u>	15	4.5
TDT			
Sonic		70	20
Amplitude		35	10

Les autres facteurs qui limitent la vitesse de diagraphie sont *l'inertie du galvanomètre* (ils doivent avoir suffisamment de temps pour détourner de la pleine valeur, ce qui exclut une vitesse d'enregistrement très élevée dans le cas où de forts contrastes dans les lectures vont être rencontrées), et *diverses considérations de sécurité*, en particulier la tension du câble et le risque de détérioration de l'équipement pad type. Sur les films de Log, un marqueur de vitesse fournit un enregistrement de la vitesse d'enregistrement. Il s'agit généralement d'une petite pause survenant chaque minute sur la grille de ligne verticale à la bordure gauche ou d'extrême droite du Log.



Le curseur temporel, un enregistrement de distance parcourue par le câble par minute

*Figure 10 : Graduation sur les anciens films diagraphiques*

Le tableau ci-dessus indique les vitesses maximales de Logging recommandé pour certaines des diagraphies. De toute évidence, pour des combinaisons de plusieurs outils, la vitesse maximum du Log le plus lent doit être respectée.

#### IV. ENVIRONNEMENTS HOSTILES

La Température dans le puits de forage et la pression augmentent avec la profondeur comme le gradient géothermique et la densité de la boue.

Les outils de Logging doivent être capables de résister aux conditions extrêmes qui peuvent être rencontrées. La boue de forage fraîchement diffusée peut d'abord être considérablement plus froide que les formations avec lesquelles elle est en contact. La période "d'échauffement" peut fournir une brève période de sécurité pour les Logging des puits très chauds.

La présence de gaz corrosifs, comme l'hydrogène sulfuré, peut nécessiter des précautions particulières et des équipements résistants.

Les compagnies de Logging fournissent les limites de fonctionnement pour chaque outil. En dehors de ces limites, il y a le risque de panne ou de destruction de l'équipement par la température, la défaillance de composants électroniques, des fuites de boue sur joints d'étanchéité, l'effondrement de la pression le logement, et ainsi de suite.

### Section 3 - PRÉSENTATION DU LOG (PENDANT LES ANNÉES 1980)

Les variations des paramètres mesurés sont enregistrées sur un film ou une bande en fonction de la profondeur. Le film est développé, ou la bande lut, pour produire la bille, qui peut être un opaque ou transparent imprimé.

La présentation est très importante. Sur l'entête du log, on doit voir figurer un certain nombre de renseignements :

- Le nom de la compagnie
- Le numéro du forage et ces coordonnées
- L'outil utilisé
- Tous les autres logs enregistrés en même temps, c'est-à-dire pendant la même opération
- Depth - driller = la profondeur atteinte par le forage
- Depth - logger = la profondeur maximum atteinte par le log
- Btm log interval = La profondeur à laquelle le log commence véritablement
- Top log interval = la profondeur à laquelle le log est arrêté
- Type fluid in hole = le type de fluide remplissant le forage, type de boue avec ses
- caractéristiques, densité, viscosité, PH, etc.
- Source sample = l'endroit où l'on a prélevé l'échantillon de boue, généralement à la dernière
- circulation dans le bac à boue
- Rm (de m = mud = boue) = résistivité de la boue
- Rmf (mud filtrate) = résistivité du filtrat
- Rmc (mud-cake) = résistivité du mud-cake

Exemple de présentation d'une diagraphie

DATE : LOG :

COMPAGNIE

FORAGE N° : Coordonnées : Pays :

Altitude :

Opérateur :

Origine des profondeurs :

Profondeur du forage :

Diamètre du forage :

Tubage :

Nature de la boue : Provenance de l'échantillon :

Densité : Viscosité :

Rm : à T :

Rmf : à T :

Roc : à T :

Température du fond du trou (B.H.T.) :

Température de surface :

Temps après la dernière circulation :

Autres logs effectués :

Échelle verticale choisie :

Vitesse d'enregistrement :

Remarque :

Time since last circulation = temps qui s'est écoulé après la dernière circulation jusqu'à L'enregistrement du log

Permanent datum = niveau de référence

Casing = tubage

KB= Kelly bush

Ces caractéristiques concernent toutes les diographies en général. Les Logs nucléaires ont leurs spécificités propres. Et les trois chapitres suivants seront consacrés d'abord au Log Gamma Ray, puis au Log Neutron et au Log Densité.

## CHAPITRE IV – Le Log Gamma Ray

Le Log des rayons gamma est un enregistrement continu de l'intensité des rayons gamma naturels provenant des formations forées en fonction de la profondeur.

Toutes les roches ont une certaine radioactivité.

La source la plus abondante de la radioactivité naturelle est l'isotope radioactif du potassium, K40, et les éléments radioactifs de la série de l'uranium et du thorium. Ces matériaux radioactifs ont été contenus initialement dans les roches ignées. Il a été distribué par la suite inégalement tout au long de formations sédimentaires durant l'érosion, le transport, et de dépôt. Dans les formations sédimentaires, d'éléments radioactifs ont tendance à se concentrer dans les minéraux argileux, qui, à son tour, se concentrent dans les schistes.

En général, les grès, calcaires et dolomies, ont très peu de contenu radioactif.

Schistes noirs et schistes marine présentent les plus hauts niveaux de radioactivité.

La radioactivité est liée à la lithologie, mais pas directement ou rigoureusement vu qu'on ne peut pas différencier les roches carbonatées des sables. En effet, ces deux types de roches ont les mêmes réponses « bas niveau de radioactivité » sur les Log GR. Il peut être néanmoins utilisé pour la distinction entre argile et autres formations et d'estimer le contenu d'argile dans les formations.

Le Schiste est un mélange d'environ 60% d'argile et 40% de limon, mais parfois en interprétation argile et schiste sont confondus. Les argiles sont des minéraux silico-alumineux disposés dans les différentes structures pour former des argiles communes comme la montmorillonite, l'illite, le chlorite et la kaolinite. Les argiles absorbent facilement l'eau en raison de leur grande surface d'échange de cations et cette surface quand les argiles sont humides devient très conductrice. Les limons sont des particules à grains fins de quartz et de feldspath, mais c'est la teneur en argile qui complique l'analyse du Log.

Un niveau élevé de radioactivité n'est pas toujours associé à la présence de minéraux argileux. Ces cas comprennent les sels de potasse anormale, qui ont un taux

élevé de potassium, et de grès qui contiennent de l'uranium ou des sels de thorium.

L'utilisation de la radioactivité naturelle dans la différenciation de la lithologie nécessite une bonne connaissance de la lithologie locale.

Le Log rayons gamma est généralement enregistré avec la porosité, la densité de neutron, et le Log Sonic.

Sur les Logs nucléaires, la courbe de rayon gamma est enregistrée sur la première piste du Log avec une échelle linéaire.

Tous les enregistrements sont positifs, le niveau de radioactivité augmentant vers la droite. Parce que les argiles affichent normalement le plus de niveaux de la radioactivité naturelle, la courbe de rayons gamma apparaît généralement semblable à la courbe de potentiel spontané (PS) des diagraphies électriques.

Dans les trous de forages réalisés avec de la boue à base d'huile, aucun Courbe SP ne peut être enregistré. La courbe de rayon gamma remplace la Courbe SP sur la première piste du Log d'induction

## Section 1 – LES PERSPECTIVES D'ENREGISTREMENT DES SIGNAUX

Les rayons gamma peuvent passer à travers l'acier, les Logs Gamma Ray peuvent tous, en principe, être faits dans un trou tubé ou ouvert. Toutefois, la qualité de la mesure peut être détériorée.

### I. LES VARIATIONS STATISTIQUES

Tous les phénomènes radioactifs sont aléatoires dans la nature. Les Taux de comptage varient autour d'une valeur moyenne, et les comptages doivent être accumulés sur une période de temps et les moyennes des comptages constitueront les résultats afin d'obtenir une estimation raisonnable et significative.

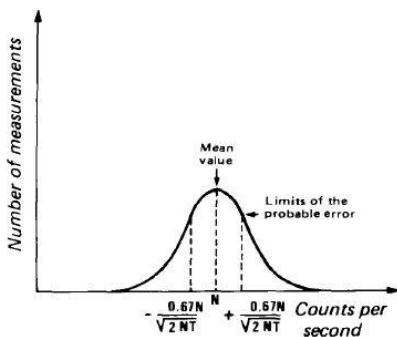


Figure 11 : Choix de la valeur enregistré

La période d'accumulation et *la constante de temps* ont expliqué dans les sections précédentes.

L'estimation de la moyenne sera plus précise si le taux de comptage augmente ainsi que la constante de temps.

La figure ci-dessus montre que pour les variations statistiques aléatoires, 50% des données échantillonnées se situeront à l'intérieur de  $[-0.67N/\sqrt{2NT}; +0.67N/\sqrt{2NT}]$ ; l'erreur probable de la moyenne, où T est la constante de temps, et N est la moyenne du taux de comptage est montrée par la courbe ci-dessous.

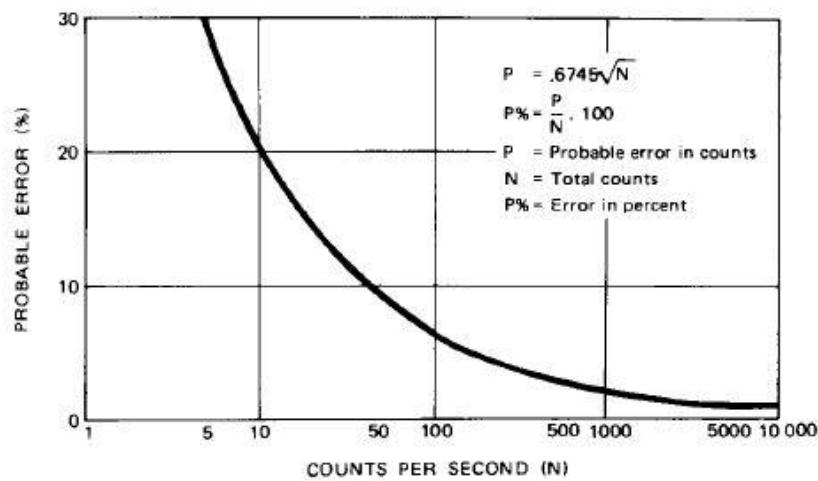


Figure 12 : Erreur

La figure ci-dessus montre comment l'erreur probable relative, exprimée en pourcentage

par rapport aux valeurs moyennes, diminue à mesure que le taux de comptage augmente ( $T = 1/2s$ ).

La constante de temps est choisie pour maintenir l'écart de la moyenne à la valeur significative inférieur à 2,5%, ce qui implique que NT devrait être plus de 400.

T doit être augmenté au cas où le niveau de taux de comptage est faible.

Avec le système CSU, le temps de mesure est fixe et des échantillons sont prélevés tous les six pouces pendant le déplacement de l'outil. La période d'échantillonnage choisie est suffisante pour maintenir l'écart-type inférieur à 2,5% lorsque la vitesse d'enregistrement standard de 900 ft / h (= 0,25 ft / s) est utilisée.

Si des variations statistiques plus faibles sont nécessaires, un ralentissement de vitesse de diagraphie peut être adoptée, ce qui augmentera N, où le NT du produit dans l'équation ci-dessus, et la réduction l'erreur probable.

Une petite anomalie sur un Log de radioactivité peut correspondre à un phénomène physique, ou tout simplement des variations statistiques. L'écart-type exprime la probabilité que les anomalies soient en corrélation.

Les analystes de Log parlent souvent de l'incertitude ou la répétabilité des mesures radioactives. Ces termes ne sont pas rigoureusement définis, mais font allusion à l'erreur probable.

Remarques. La répétabilité entre plusieurs mesures sur le même intervalle ne peut pas être parfaite. À cause des fluctuations statistiques qui sont toujours présentes, et sont particulièrement importantes à faibles taux de comptage.

L'empilement (en moyenne) de plusieurs points sur le même intervalle permettra d'améliorer la mesure en diminuant l'incertitude statistique.

---

## Section 2 – LES INSTRUMENTATIONS NÉCESSAIRES AU LOGGING « GAMMA RAY »

Le rayonnement gamma peut être mesuré par le compteur de Geiger- Mueller, des chambres d'ionisation, et compteurs à scintillation

## I. COMPTEUR GEIGER-MÜLLER

Il est composé d'une enceinte en métal avec un fil central maintenue à un potentiel positif (900 - 1000 V) par rapport à la paroi de la chambre cylindrique.

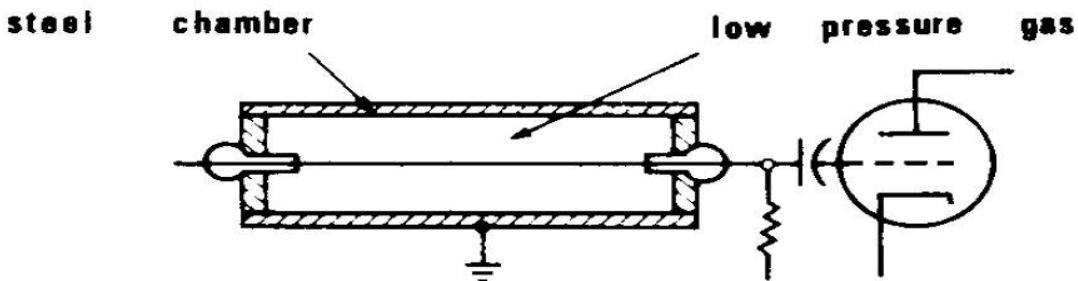


Figure 13 : Capteur Geiger-Müller

La chambre contient un gaz (argon, hélium, néon ou) à une faible pression. Les rayons gamma incidents provoquent l'éjection d'électrons à partir de la paroi de détection dans le gaz.

Comme l'électron éjecté est attiré vers le fil central très chargé, d'autres collisions se produisent entre chaque électron et atome de gaz, produisant ainsi plus électrons qui à leur tour provoquent l'ionisation supplémentaire par collision. Il en résulte une multiplication des événements d'ionisation. Une avalanche d'électrons arrive au fil central pour chaque incident de rayons gamma interaction avec la paroi cylindrique de la chambre.

Le temps mort est de l'ordre de 0,1-0,2 ms.

## II. CHAMBRE D'IONISATION

Il se compose d'une chambre métallique cylindrique remplie de gaz contenant une tige centrale maintenue à environ 100 V positifs à la paroi du cylindre. Le gaz est maintenu à haute pression (100 atmosphères).

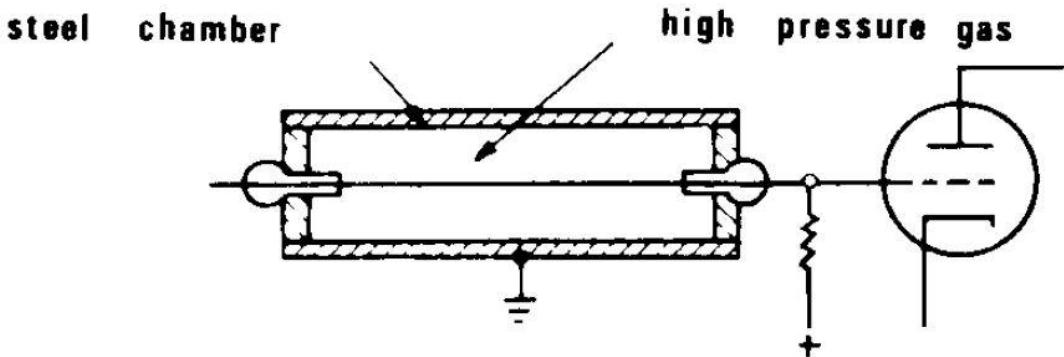


Figure 14 : Chambre d'ionisation

Les Rayons gamma incidents interagissent avec les matériaux de la paroi et provoquent l'éjection d'électrons. Les électrons attirés par la tige centrale produisent des électrons supplémentaires dans les collisions avec des atomes de gaz. Les électrons se déplaçant à la tige centrale constituent un flux de courant électrique, proportionnel au nombre de rayons gamma en interactions.

### III. COMPTEUR A SCINTILLATION

Cela comprend à la fois un détecteur de cristal, souvent appelé luminophore, et un photomultiplicateur pour produire des impulsions dénombrables. Les rayons gamma entrant dans le cristal produisent des flashes de lumière. Le flash produit frappe la surface sensible d'une photocathode du photomultiplicateur, provoquant l'émission d'un certain nombre d'électrons primaire par effet photoélectrique. Ces électrons sont attirés par une série d'anodes, chacun maintenu à un potentiel successivement positif et supérieur par une source de tension et un diviseur de potentiel.

Chaque surface de l'anode émet plusieurs électrons lorsqu'il a été frappé avec un seul électron d'énergie suffisante.

Les anodes sont conformées et disposées de telle sorte que chaque mouvement secondaire d'électrons vers l'anode prochaine soit accéléré par le potentiel positif et élevé. Ainsi, un Tube de 10 anodes avec un gain de 6 par étage dispose d'un gain global de  $6^{10}$ . La dernière anode est reliée à l'alimentation en tension positive à travers une

série de résistances.

Un trait de lumière sur la photocathode se traduira par l'apparition d'une impulsion d'électrons à l'anode qui va produire une impulsion de sortie négative à cause de la chute de tension aux bornes de la résistance de charge. Cette impulsion négative peut être transmise aux circuits d'enregistrement à travers la capacité C. L'impulsion qui en résulte est proportionnelle à l'énergie du rayon gamma incident.

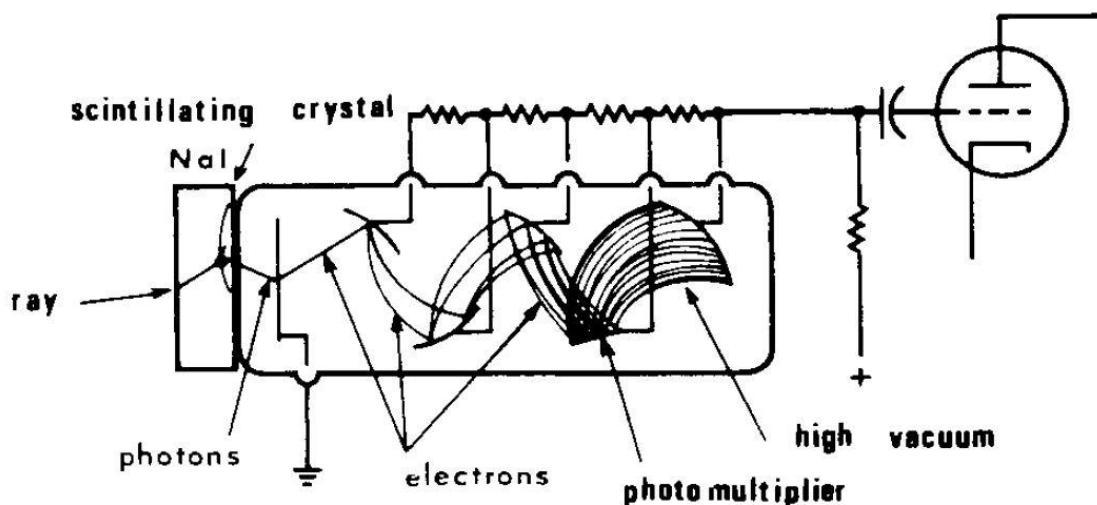


Figure 15 : Compteur à scintillation

Ce dernier type a une efficacité de quelque 50-60% contre 1-5% pour les autres et des cristaux aux environ de 4 à 8 pouces de longueur peuvent être utilisés au lieu de 30 pouces ou plus, ce qui donne une bonne résolution verticale.

### Section 3 - LA RÉPONSE DES INSTRUMENTS DE MESURE

Elle est fonction de la concentration en poids de la matière minérale radioactive dans la roche, et la densité de la roche.

$$GR = \frac{\rho V}{\rho_b} \dot{A}$$

où:

GR est le total de rayonnement  $\gamma$  mesurable et

$\rho$  la densité de la matière minérale radioactive où l'élément

V représente le pourcentage en volume

$\rho_b$  est la densité apparente de la formation

A est une constante de proportionnalité qui caractérise le minéral radioactif ou l'élément

Une certaine fraction de volume d'un minéral radioactif présente dans une roche dense produirait pourtant un Nombre de rayonnements inférieur à la même fraction présente dans une roche plus légère. Ceci est en partie dû au fait que l'absorption de rayons gamma par la formation augmente avec la densité.

Lorsqu'il y a plusieurs minéraux radioactifs présents, l'équation est :

$$GR = \frac{\rho_1 V_1}{\rho_b} A_1 + \frac{\rho_2 V_2}{\rho_b} A_2 + \frac{\rho_3 V_3}{\rho_b} A_3 + \dots + \frac{\rho_n V_n}{\rho_b} A_n$$

C'est-à-dire

$$\rho_b GR = B_1 V_1 + B_2 V_2 + \dots + B_n V_n$$

$B_1 = \rho_1 A_1$ ,  $B_2 = \rho_2 A_2$ , etc., et sont constants pour un type de minéral donné. La réponse du GR pour une formation de densité  $\rho_b$  est normalisée en prenant le produit  $\rho_b * GR$ .  $\rho_b$  peut-être obtenu à partir du Log de densité.

## CHAPITRE V – LE LOG DE NEUTRON CNL

Lorsque la formation est bombardée par des neutrons à haute énergie, plusieurs types d'interactions peuvent se produire entre les neutrons et noyaux atomiques.

- Collision élastique
- diffusion
- capture

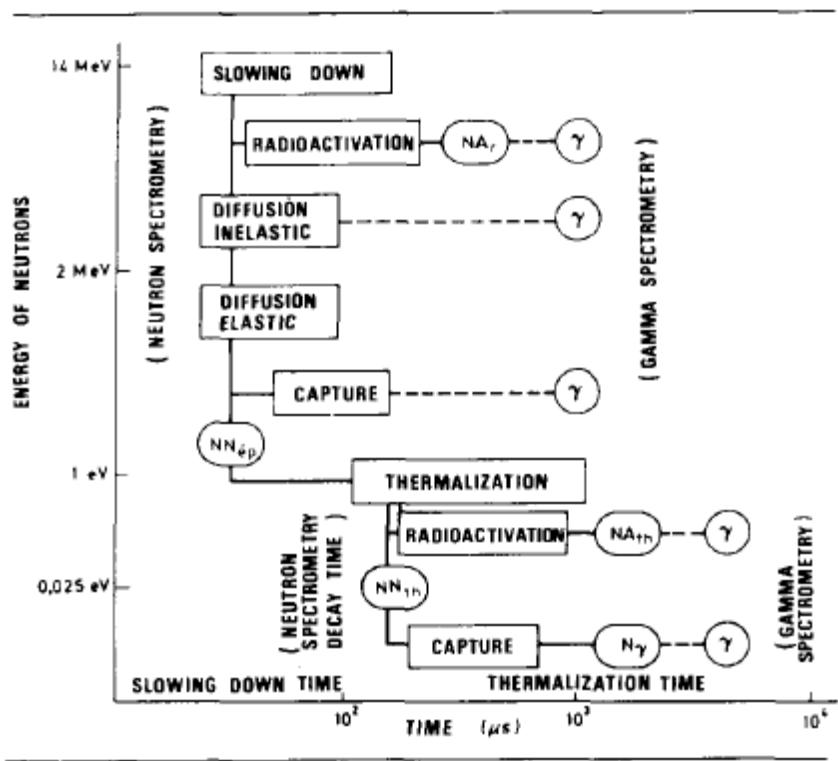


Figure 16 : Etat d'énergie des neutrons

### Section 1 – INTERACTION DES NEUTRONS AVEC LES NOYAUX ATOMIQUES

Des Neutrons d'énergie comprise entre 4 et 6 MeV sont émis en continu à partir d'une source chimique. Les neutrons se déplacent initialement à quelque 10.000 km/s et a un pouvoir de pénétration élevé. Ils interagissent d'une manière non élastique et élastique

avec des noyaux atomiques à la formation et la boue de forage entourant la source.

La vie de ces neutrons peut être divisée en quatre phases : rapide, ralentissement, la diffusion et la capture.

## I. LA COLLISION ÉLASTIQUE

Après la phase de neutrons rapides, les neutrons sont rapidement ralenti par des collisions élastiques avec les noyaux.

L'énergie perdue à chaque rencontre dépend de l'angle d'incidence avec du neutron avec le noyau cible, et la masse de celui-ci. La mécanique de collisions élastiques prédit que le maximum d'énergie est perdu lorsque la cible « le noyau » a une masse égale à celle des neutrons incidents.

C'est ainsi que les atomes d'hydrogène (H) affectent plus fortement le ralentissement des neutrons, les seuls protons du noyau ayant à peu près la masse d'un neutron. Par exemple, la perte d'énergie par les collisions entre les neutrons et de l'hydrogène est de 50% tandis que l'énergie moyenne perdue dans des collisions impliquant des noyaux de carbone (12) par exemple n'est que de 14 %, tandis que pour l'oxygène (16) (qui est encore plus lourde), il est de 11 %.

La probabilité qu'une collision se produise avec un élément particulier dépend, évidemment, du nombre des atomes présents dans un volume donné de la formation, c'est-à-dire la concentration atomique par  $\text{cm}^3$ . Cependant, un autre paramètre doit être pris en compte: l'interaction élastique de section transversale. C'est une caractéristique de chaque type d'atome. Il a les dimensions d'espace et peut être considéré comme la surface effective présentée par le noyau avec un neutron venant en sens inverse. Il n'est cependant pas simplement lié à la taille physique du noyau et dépend, par exemple, de l'énergie du neutron.

La puissance totale de ralentissement d'un certain élément de la formation est donnée par la proportionnalité :

$$\text{SDP} = N\sigma_c \xi$$

Où  $N$  nombre d'atome par  $\text{cm}^3$ ;  $\sigma_c$ : collision moyenne en coupe transversale ;  
 $\xi$  : énergie perdue par collision

---

À porosités modérées, l'hydrogène est relativement très abondant, et ses atomes sont au moins un facteur 10 fois plus efficace pour ralentir les neutrons que les autres éléments communs. Il s'ensuit que la phase de ralentissant des neutrons sont très dépendante de la concentration de l'hydrogène ou de l'indice d'hydrogène.

Les neutrons continuent à être ralentis jusqu'à ce que leurs énergies cinétiques soient égales aux énergies vibratoires des atomes en équilibre thermique qui est de l'ordre de 0,025 eV à 25, ce qui correspond à une vitesse moyenne de 2200 m / s.

*Tableau 2 : Pouvoir de ralentissement des éléments*

**Slowing down power of elements (from I. Kaplan)**

Element	Number of collisions needed to reduce the energy of neutrons from 2 MeV to 0.025 eV
Hydrogen	18
Carbon	114
Oxygen	150
Silicon	257
Chlorine	329
Calcium	368

\* Nuclear Physics, Irving Kaplan.

Ce tableau montre que seulement 18 collisions sont nécessaires pour que l'hydrogène ralentisse un neutron en baisse de 2 MeV à l'énergie thermique, mais d'autres éléments communs en nécessitent plusieurs centaines.

L'ensemble phase de ralentissement demande une durée de temps de l'ordre de 10 à 100 microsecondes, en fonction des conditions.

Le terme épithermal est appliqué à la gamme d'énergie 100 eV- 0.1 eV, ce qui représente plus ou moins l'étape finale de la phase de ralentissement.

## II. LA DIFFUSION

Un nuage de neutrons thermiques se forme autour de la source. Elle est inégalement répartie dans l'espace en raison de la nature hétérogène du trou de forage et de la formation.

Les collisions entre les neutrons vibrants et les noyaux se poursuivent et il y a un grand étalement de diffusion vers l'extérieur des nuages dans la formation, où la concentration

des neutrons thermiques est faible.

Certaines diffusions de neutrons en arrière vers le trou de forage peuvent également survenir.

### III. LA CAPTURE

De temps en temps, au cours de cette phase de diffusion, un noyau captera un neutron, ce qui entraîne son absorption totale. Le noyau devient momentanément excité et le retour à son état d'énergie normal, émet un ou plusieurs rayons gamma, ou d'autres rayonnements.

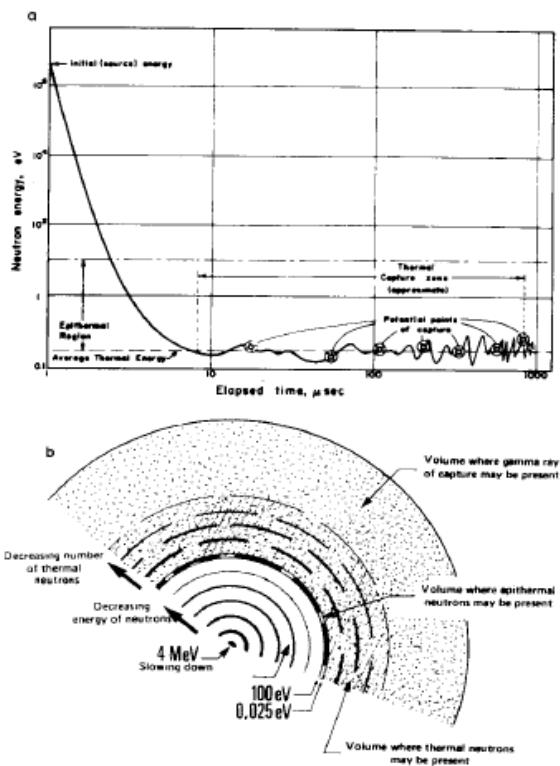


Figure 17 : Répartitions spatiales en fonction de leur énergie

Considérons un point source de neutrons entourés par un milieu homogène infini. Des neutrons de haute énergie sont continuellement émis dans toutes les directions.

La durée de vie de ces neutrons (de l'émission à la capture) est en moyenne moins d'une milliseconde en général.

Un équilibre s'établit rapidement entre l'afflux de neutrons "fraîches" de la source et de

l'absorption de neutrons thermiques par capture, résultant en un nuage sphérique de neutrons thermiques dont la dimension spatiale est essentiellement fonction de la concentration en hydrogène.

La situation idéalisée est représentée sur la figure précédente.

La densité de neutrons thermiques est constante sur toute la surface d'une sphère centrée sur la source, et diminue avec la distance à partir de la source en fonction de la distance par rapport à la source.

À noter que près de la source «région proche» la densité de neutrons thermiques croît avec la concentration de l'hydrogène, tandis que plus loin dans la «région périphérique » c'est le contraire. Dans l'intermédiaire " région Cross-over ", il n'y a presque pas de dépendance avec la concentration d'hydrogène.

Comme le nombre de rayons gamma émis par capture est proportionnel au nombre de neutrons thermiques étant capturés, les commentaires précédents s'appliquent, à la différence que les rayons gamma sont capables de pénétrer davantage dans la formation

## Section 2 - APPLICATION A LA DIAGRAPHIE NEUTRONS

Pour des raisons pratiques, tous les outils de diagraphie neutron fonctionnent dans la configuration de la "région périphérique", avec un Détecteur à 30 cm (12 ") de distance au-delà de la source.

Les Logs de neutrons sont des mesures de la concentration apparente des atomes d'hydrogène par unité de volume. Il existe plusieurs types.

### I. LE LOG NEUTRON-GAMMA (GNT)

Cette mesure est basée sur le taux d'émission de rayon gamma due à la capture des neutrons thermiques. Un rayonnement gamma est mesuré en scintillation ou Détecteurs Geiger- Mueller. La source de rayons gamma est obtenue par des substances naturelles, ou provenant de la source chimique (Ra – Be, Am -Be, etc.) est généralement relativement faible et peut être atténué avec des boucliers et des circuits électroniques.

## II. LE LOG DES NEUTRONS-NEUTRONS THERMIQUES (CNT)

Ceci est une mesure de la densité de neutrons thermiques dans la formation encore non capturée. Des détecteurs sont utilisés, l'hélium ayant une grande section transversale de capture.

Une particule est produite dans le détecteur à chaque détection des neutrons. À des énergies plus élevées (épithermal, etc.) les neutrons n'interagissent pas avec de l'hélium, parce que la section transversale de capture devient négligeable au-dessus d'un certain niveau d'énergie thermique.

## III. LE LOG DES NEUTRONS-NEUTRONS ÉPITHERMAL (SNP, CNT- G)

Ici, c'est la densité de neutrons épithermiques (énergie entre 100 eV et 0,1 eV) dans la formation qui est mesurée. Détecteurs contiennent du bore activé ou cristaux de fluorure ou de lithium.

## Section 3 - SOURCES DE NEUTRONS

Une source de neutrons chimique est un mélange intime de beryllium et des émetteurs radioactifs comme: Radium, ou plutonium ou américium.

Ils sont capables de bombarder le beryllium et des neutrons sont émis à haute énergie :



Les sources de neutrons sont caractérisées par leur activité en neutrons par seconde, cette dernière dépend, de l'activité alpha à l'intérieur de la source. Plus le taux d'émission alpha est grand, plus grand sera : le débit d'émission de neutron, le nombre d'interactions avec la formation, et le signal mesuré.

Comme précédemment, des taux de comptage élevés réduisent statistiquement l'incertitude sur la mesure de log. La réponse à des porosités élevées, des argiles et du charbon, qui produisent au détecteur de bas taux de comptage, est donc améliorée en utilisant une Source forte.

### I. LA SOURCE Ra-Be

À une activité de 300 milli curies, peut produire  $4,5 \times 10^6$  neutrons / seconde, avec une énergie moyenne de 4,5 MeV. La demi-vie est de 1620 années. Pour chaque neutron, 10.000 rayons gamma sont émis.

### II. LA SOURCE Pu-Be

À une activité de 5 curies et émet environ  $8,5 \times 10^6$  neutrons / seconde d'énergie moyenne 4,5 MeV. La demi-vie est de 24300 années. Il n'y a pratiquement pas de rayonnement gamma d'accompagnement. La combinaison  $^{238}\text{Pu}$  -Be produit  $4 \times 10^6$  neutrons / second avec une activité de 16 curies.

### III. LA SOURCE Am-Be

Émet  $10^7$  neutrons / seconde, d'énergie moyenne 4.5 MeV, avec presque pas de rayonnement gamma. Son activité est de 4 curies, et la demi-vie est de 458 ans.

Ces deux dernières sources sont utilisées dans Schlumberger CNL et SNP.

N.B. La Curie est une unité de la radioactivité totale, soit  $3,7 \times 10^6$  désintégrations / seconde.

## Section 4 - ÉTALONNAGE ET UNITÉS DE MESURE POUR LA SONDE DE DIAGRAPHIE DE NEUTRON

### Définition de l'Unité API

Initialement, chaque entreprise de diagraphie avait son propre système d'unités de neutrons : cps (Schlumberger), unités de neutrons standards (ACGP), des unités de l'environnement (Lane Wells), etc.

L'American Petroleum Institute (API) est devenu le standard sur l'unité de neutrons API, maintenant utilisé par toutes les sociétés de diagraphie. 1000 unités d'API sont définies comme la différence entre les lectures de l'outil de neutrons sans une source (niveau de référence), avec une source, dans une fosse de calibrage spécial à l'Université

de Houston.

Les Logs de neutrons modernes sont mis à l'échelle directement dans la porosité ou des unités de l'indice d'hydrogène. La conversion d'Unités API est faite avec une fonction - ancien ou logiciel en temps réel, actuellement, la réponse de l'outil est correctement connue et peut être incorporée dans l'équipement de surface

L'outil de neutrons est calibré dans les calcaires et l'eau douce. Les corrections peuvent être appliquées en temps réel, ou plus tard, à l'aide d'abaques, d'autres lithologies ou salinités.

## Section 5 - OUTILS NEUTRONS SCHLUMBERGER

L'outil de diagraphe de neutrons Schlumberger à double détecteur de neutrons (CNL)

### I. PROFONDEUR D'INVESTIGATION

La profondeur de pénétration des neutrons dans la formation devient plus petite quand la concentration d'hydrogène augmente.

La profondeur d'investigation est d'environ 12 " pour la CNL

La thermalisation et des procédés de captage se produisent rapidement à proximité de la source.

### II. RÉSOLUTION VERTICALE

Il est généralement un peu au-delà de la source / détecteur ou détecteur / détecteur (double détection) de distances r qui sont:

CNL : 10 "(double détection)

Bien que les Log puissent réagir à la présence de lits minces, les lectures ont rarement le temps d'atteindre les vraies valeurs

En général une épaisseur d'au moins 3 à 4 m est nécessaire pour obtenir une lecture

réaliste et environ 12 "(double détection)

### III. POINT DE MESURE

Cela correspond à la distance à mi-parcours des deux – détecteur (système à double détection).

## Section 6 - FACTEURS INFLUENÇANT LA MESURE

### I. HYDROGÈNE

L'indice hydrogène contribue principalement dans le ralentissement des neutrons. Il est aussi relativement abondant dans la nature.

L'indice d'hydrogène IH d'un matériau est défini comme le rapport de la concentration des atomes d'hydrogène par  $\text{cm}^3$  dans le matériau, à celle de l'eau pure à 75 ° F.

L'eau pure a donc un IH de 1,0.

La teneur en hydrogène de la plupart des grains de rock pur (quartz, la calcite, etc.) étant égale à zéro, leur puissance de ralentissement est faible, et il s'ensuit que la diagraphie des neutrons est une mesure de la porosité, à condition que le IH des fluides dans les pores soit égal à 1,0. Les caractéristiques de fluide et le type de roche doivent être pris en compte, si l'on veut estimer la porosité en conditions non idéales.

### II. ARGILES, MICAS, ETC

Certains minéraux contiennent de l'hydrogène dans le cristal à peu près identique à celle de l'eau douce (sous une pression et condition de température identique) dans le cas de fluides. Cela peut être de l'eau de cristallisation, ou de l'hydrogène moléculaire lié. Bien que cet hydrogène ne soit pas associé à la porosité, elle est néanmoins visible en tant que tel par l'outil de diagraphie de neutrons. En outre, les argiles peuvent souvent retenir de grandes quantités d'eau à l'intérieur de leurs structures lamellaires.

Il est donc courant d'observer une grande lecture de porosité via la diagraphie neutron due aux argiles, et la présence d'argile dans une roche-réservoir nécessite une correction à la lecture du Log :

### III. LE TYPE DE MINERAL

Bien que l'IH des minéraux matrice commune, telle que le quartz, la calcite et la dolomite, sont égaux à zéro, la présence de ces éléments ont une certaine incidence sur les phases de ralentissement et des captures de neutron

La mesure de porosité, généralement calibrée en unités de calcaire, doit être corrigée pour la matrice lithologique correspondante.

### IV. LA PRÉSENCE D'ABSORBEURS DE NEUTRONS

Le cas des outils diagraphie de neutrons mesurant la *phase thermique*, le détecteur de taux de comptage sont affectés par la présence de solides absorbeurs de neutrons, tels que le chlore, le lithium et le bore, en raison de leur influence sur la population de neutrons thermiques et, dans une moindre mesure, de la phase de ralentissement. Le chlore est le plus souvent rencontré et ; a une forte absorption, des corrections sont régulièrement apportées à la mesure de porosité pour rendre compte de la *salinité de la boue de forage et le filtrat et l'eau captive*.

Mesures de neutrons *épithermiques* sont beaucoup moins sensibles à la présence de ces amortisseurs.

### V. LA SALINITÉ

En plus d'affecter le nombre de neutrons thermiques le taux tel que discuté dans la section sur les amortisseurs, la salinité des fluides modifie la quantité d'hydrogène présent. Le NaCl Dissous déplace l'Hydrogène et réduit l'indice hydrogène du fluide. Schlumberger a proposé la relation suivant :

$$H I_w = \rho_w * (I - p)$$

Où  $\rho_w$  est la masse volumique du fluide (g/cm<sup>3</sup>) et

P est la salinité en ppm x 10<sup>-6</sup>.

Ceci doit être pris en compte pour les zones de forage envahies par le fluide ou vierges. Pour un puits foré avec de l'air ou de la boue à base d'huile, la salinité de l'eau doit être considérée.

## VI. HYDROCARBURES

La plupart des huiles lourdes ont un indice d'hydrogène proche de l'unité, et leur présence aura peu d'effet sur la mesure de la diagraphie de neutrons. L'Huile légère et de gaz, d'autre part, peut modifier nettement la lecture de neutrons, en raison de leur faible I H. À la lumière des zones d'appui l'hydrocarbure est donc caractérisé par une porosité apparente qui est inférieure à ce que seraient observés dans la zone aquifère.

Certaines huiles ont une influence sur les premiers stades de vie de neutrons (interactions à neutrons rapides de haute énergie) qui peut avoir un effet mesurable sur les neutrons thermiques (PEV)

L'équation ci-dessous:

$$IH_{hy} = (9n/12 + n) \rho_{hy}$$

a été proposé par Schlumberger pour déterminer l'IH d'un hydrocarbure de la formule  $CH_n$ , de la densité  $\rho_{hy}$

Dans sa forme la plus simpliste, on peut écrire que la porosité détectée par la diagraphie neutrons mesurée dans une formation contenant du gaz assez pure est:

$$\phi_N = \phi [IH_{hy}S_{hr} + HI_wS_{xo}]$$

Où  $\phi$  est la porosité effective

Cependant, il a été constaté que cela n'expliquait entièrement les effets des gaz sur la réponse du Log Neutron. Un «Effet d'excavation » a été postulé, celui-ci introduit une diminution supplémentaire de  $\phi_N$ . C'est un moyen de lecture inférieur à celui prévu sur la base d'un atome d'indices d'hydrogène des composants de formation . L'effet d'excavation résulte de la présence d'un second fluide de formation ; le fluide ayant un indice de l'hydrogène inférieur à celle de l'eau

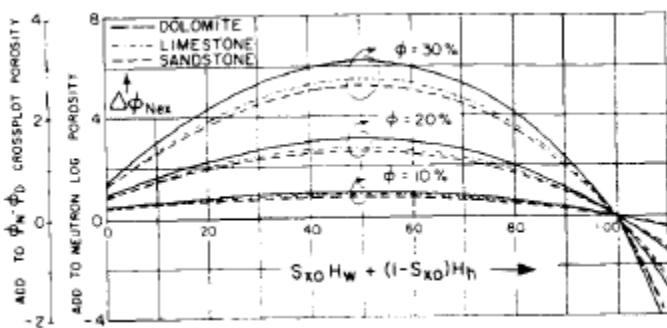


Figure 18: Correction de l'effet de l'excavation en fonction de  $S$  (effet de calcaire, sable et dolomite)

Le terme « effet d'excavation » provient de la comparaison d'une formation entièrement saturée d'eau avec une autre contenant la même teneur en eau , mais ayant une porosité plus grande, la porosité supplémentaire étant remplie d'un gaz d'indice d'hydrogène zéro .

À la base ; ayant un indice d'hydrogène égal ; de deux formations devrait donner la même réponse sur le Log de porosité neutronique. Cependant, l'une des formations diffère de l'autre en ce que l'espace des pores supplémentaires occupés par le gaz a été fourni par " l'excavation " d'une partie de la roche

## Section 7 – INTERPRÉTATION

### I. LES OUTILS MODERNES

La réponse de l'outil est enregistrée avec plus de précision, les signaux parasites sont réduits ou automatiquement corrigés, et les données du Log sont enregistrés directement dans une unité porosité. Habituellement, seules les corrections mineures sont nécessaires plus tard, pour tenir compte des effets résiduels de la lithologie, la salinité, de la température et ainsi de suite.

### II. L'ÉQUATION DE LA RÉACTION DE NEUTRONS

Enfin l'indice d'hydrogène apparent ( $H_I$ ), mesuré par l'outil est lié à la porosité comme suit:

$$(HI)_N = \phi_e (HI)_{mf} S_{xo} + \phi_e (HI)_{hy} (1 - S_{xo}) + V_{sh} (HI) + \sum_i V_i (HI)_{mai} \quad (8-12)$$

where

$$\phi_e + V_{sh} + \sum V_i = 1$$

Cela suppose que la zone envahie représente les fractions de minéraux ( $i = 1, 2, \dots n$ ), et  $IH$ , est leurs indices hydrogène correspondants ;  $\phi_e$  est la porosité effective;  $HI_{sh}$  comprend le HI de l'eau liée et libre dans l'argile et des minéraux de limon ;  $IH_{mf}$  représente la boue à filtrer, et  $IH_{hy}$  est l'indice d'hydrogène des hydrocarbures dans la zone envahie.

$IH_N$  n'est pas supposé avoir été corrigé pour effet d'excavation.

### III. L'ÉQUATION DE LA RÉACTION POUR LE LOG DE POROSITÉ DES NEUTRONS SUIT LA FORME CLASSIQUE :

$$PHIN = PHIE * Sxo * PHINw \quad (\text{terme de l'eau})$$

$$+ PHIE * (1 - Sxo) * PHINh \quad (\text{terme d'hydrocarbures})$$

$$+ Vsh * PHINsh \quad (\text{terme d'argile})$$

$$+ (1 - Vsh - PHIE) * \text{somme} (Vi * PHINI) \quad (\text{terme de matrice})$$

OÙ :

PHINh = lecture de Log dans 100 % d'hydrocarbures

PHINI = lecture de Log dans 100 % de la composante i du rock de la matrice

PHIN = lecture de Log

PHINsh = lecture de Log dans 100 % d'argile

PHINw = lecture de Log dans 100 % d'eau

PHIE = porosité effective (fractionnaire)

Sxo = saturation d'eau dans la zone envahie (fractionnaire)

VI = volume de la composante i du rock de la matrice

VSH = volume d'argile (fractionnaire)

#### IV. Méthode de résolution

Pour résoudre le problème de la porosité dans le Log des neutrons, on suppose que PHINh, PHINI, PHINsh, PHINw, et Vsh sont connus. On suppose également PHINw = PHINh et Sxo=1.0 lorsqu'aucun gaz n'est présent. Si le gaz est indiqué, on fait des hypothèses sur PHINh et Sxo, généralement sous la forme d'un facteur de correction pour le cas de gaz libre.

#### V. APPLICATION DES CORRECTIONS DE LITHOLOGIE ET EFFETS DE L'ARGILE

PHINm = (PHIN = PHINMA) / (PHINW - PHINMA)

PHInc = PHINm - Vsh \* PHINSH

Où

PHInc = porosité de neutrons corrigés en argile (fractionnaire)

PHINSH = porosité log neutron apparent de l'argile de 100 % (fraction)

VSH = volume d'argile (fractionnaire)

PHInc - porosité dans le Log des neutrons corrigé selon les volumes d'argile

On suppose généralement PHINw = PHINh = 1.0, et que PHINsh et Vsh sont connus.

#### VI. CALCUL DE LA CORRECTION DE GAZ POUR LE LOG DES NEUTRONS

PHIN = KN \* PHIN

OÙ :

$KN$  = facteur de correction de gaz neutrons

$PHIN$  = Log porosité de neutrons corrigés en lithologie ou du gaz

On trouvera ci-dessous un abaque pour l'application des corrections nécessaires

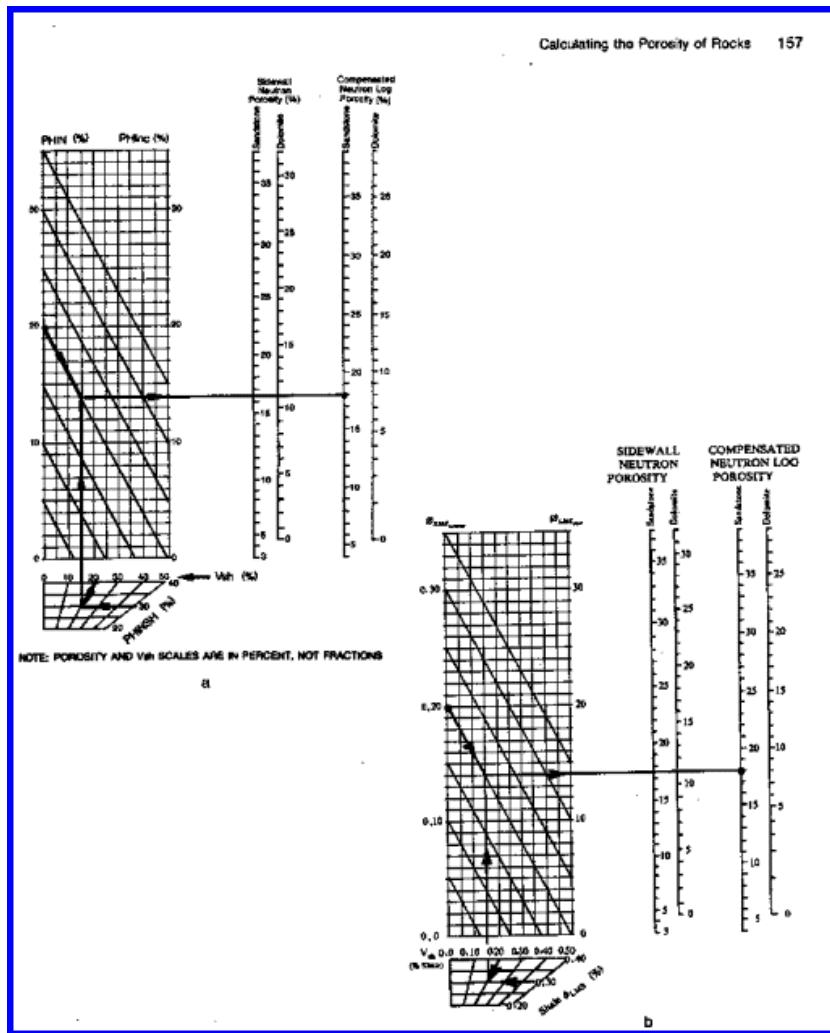


Figure 19 : Aboque pour déterminer la porosité

Sur cet abaque,  $KN$  est de l'ordre de 1,0 à 3,0 selon la profondeur d'invasion, de masse volumique du gaz et le type d'outil de diagraphe.

Le Log de neutrons corrigé en argile est une des méthodes moins précises et ne doit être utilisé que si aucune autre donnée de porosité n'est disponible. C'est fréquent pour les

puits forés avant 1957 et les puits tubés.

Remarque : Si le Log des neutrons est sur une échelle (grès, calcaire) qui ne correspond pas au minéral des roches, des corrections de lithologie sont nécessaires.

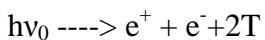
## CHAPITRE VI – LOG DE DENSITE FDC

### Section 1 - PRINCIPE (FDC)

La formation est soumise à des rayons gamma émis par une source particulière  $^{60}\text{Co}$  ou  $^{137}\text{Cs}$ . Rappelons que les rayons gamma sont des particules n'ayant pas de masse et se déplaçant à la vitesse de lumière. Ces rayons gamma où les photons entrent en collision avec la matière dans trois types différents d'interactions, en fonction de leurs énergies incidentes respectives.

#### I. PRODUCTION DE PAIRES

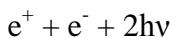
Lorsque l'énergie du photon est supérieure à 1,02 MeV, l'interaction des photons et la matière conduit à la production de paires, donc il y a production d'un neutron négatif et d'un positron ou électron positif, chacun avec une énergie de 0,51 MeV. Ces deux masses d'électrons qui n'existaient pas auparavant apparaissent à la suite de la disparition de l'énergie du photon. Toute l'énergie des photons est donnée aux deux électrons, à l'exception d'un très faible montant transmis dans la vitesse de recul du noyau.



Ce phénomène ne peut se produire lorsque l'énergie du photon est supérieure à  $2mc^2$  ou 1,02 MeV

L'exigence de conservation de l'énergie et du moment de ce processus est possible dans le champ électrique d'un noyau.

Après que la paire a été créée, positrons et électron perdent de l'énergie par ionisation qui se déplace à partir du point d'origine. Lorsque l'énergie de positons devient faible, il s'annihile en combinaison avec un électron dans un processus qui est l'inverse de celle par lequel il a été créé:



Cela signifie que l'énergie de repos des deux particules mutuellement annihilant est transformée en énergie rayonnante.

## II. LA DIFFUSION COMPTON

C'est la réaction qui permet de déterminer principalement les mesures de densité.

L'effet de diffusion est sensible à la densité électronique de la formation ou du nombre d'électrons par unité de volume.

Une caractéristique importante de la diffusion Compton est que, si l'énergie incidente sur le rayon gamma, E, est connue, alors l'angle de diffusion et la dispersion des rayons gamma d'énergie sont calculables.

## III. EFFET PHOTO- ÉLECTRIQUE

Au cours de la collision d'un photon avec un électron, ceci peut transférer toute son énergie à l'électron sous forme d'énergie cinétique. L'électron est éjecté à partir de son atome et le photon disparaît.

La section transversale microscopique de cette réaction, T, a été prouvé, comme étant liée au numéro atomique de l'atome cible, Z, et l'énergie de l'incident gamma, E, par la relation suivante :

$$\tau = 12.1 \frac{Z^{4.6}}{(E_\gamma)^{3.15}} \quad \text{barns/atom}$$

L'effet photo- électrique est plus élevé lorsque l'énergie des rayons gamma est petite et le numéro atomique de l'Élément est élevé.

## Section 2 – FONCTIONNEMENT DE L'OUTIL DE DIAGRAPHIE DENSITE (FDC)

L'outil de densité mesure l'intensité des rayons gamma dispersés à une distance fixe de la source. Quand cette intensité est petite, le nombre de collisions subies par un photon

augmente, par conséquent, la densité d'électrons est plus élevée. Pour en première approximation, la densité d'électrons est proportionnelle à la densité de la formation. Ainsi, le nombre de rayons gamma détecté est plus petit lorsque la densité de la formation augmente.

Ainsi, dans des formations denses quelques rayons gamma sont détectés puisque le nombre de collisions est élevé et les rayons gamma sont absorbés (effet photo - électrique) ayant perdu une partie de leur énergie dans chaque collision.

Dans les formations de faible densité, quelques collisions sont faites et donc moins d'énergie est perdue. Plus de rayons gamma sont détectés.

### ÉQUATION D'ABSORPTION

Si  $L$  est suffisamment grand alors l'intensité de rayons gamma est une fonction exponentielle de la densité d'électrons de la formation et est donnée par l'équation :

$$I = I_0 e^{-\mu \rho L}$$

Où:

$I$  = intensité des rayons gamma mesurés à la détection

$I_0$  = intensité de rayons gamma à la source

$\rho$  = densité électronique de la formation dans l'intervalle  $L$  (nombre d'électrons par unité de volume)

$L$  = distance détecteur-source

$\mu$  = est, en première approximation, une constante dépendant sur la géométrie de l'outil, les rayons gamma émis par la source et les caractéristiques des détecteurs

$$L_n I = L_n I_0 - \mu \rho_e L$$

Cette relation dit en effet que la densité électronique est une fonction linéaire et logarithme de l'intensité de rayons gamma détectés.

### Section 3 - LES RELATIONS ENTRE DENSITÉS ÉLECTRONIQUES ET LA DENSITÉ

La densité apparente ( $\rho_b$ ) de la formation est liée à la densité d'électron ( $\rho_e$ ) par ce qui suit :

$$\rho_e = \rho_b (Z/A)N$$

Où:

$Z$  = numéro atomique

$A$  = masse atomique

$N$  = Nombre d'Avogadro

Pour la majorité des éléments et composants de roches ( $Z / A$ ) est très proche de 0,5, sauf pour l'hydrogène pour lesquels il est presque 1

$$(\rho_e)_i = 2\rho_e/N$$

Comme l'outil est calibré en eau douce saturée calcaire, la densité apparente globale ( $\rho_a$ ) est liée à  $(\rho_e)_i$  par l'équation:

$$(\rho_a) = 1,07 (\rho_e)_i - 0,1883$$

Pour les sables, les calcaires et les dolomies (saturé)  $\rho_a$  est pratiquement égal à  $\rho_b$ , mais pour certaines des substances ou des formations remplies de gaz des corrections doivent être prises.

#### I. SOURCES DE RAYONS GAMMA

Les plus couramment utilisés sont :

$^{60}\text{Cobalt}$  qui émet des photons à des énergies de 1,17 MeV et 1,33 MeV

$^{137}\text{Cesium}$  qui émet des photons d'énergie 0,66 MeV

## II. DÉTECTEURS

Ce sont des détecteurs à scintillation configurée pour détecter des rayons gamma au-dessus d'un certain niveau d'énergie.

### *Unités de calibrage*

Les étalonnages initiaux de laboratoire sont effectués dans calcaire pur saturé d'eau douce, où la densité est connue exactement.

Les matériaux nécessaires à l'étalonnage secondaire sont livrés dans les blocs d'aluminium et de soufre ou de magnésium. Enfin, au site d'utilisation un gabarit de calibration est utilisé qui donne une radioactivité à un niveau d'intensité connue destinée à tester le système de détection.

Au départ, les unités de mesure étaient l'unité standard fournis par Schlumberger ou la norme unité de densité ACGP. Ceux-ci ont ensuite été par les sociétés de diagraphies. Cependant, depuis l'introduction des outils à deux détecteurs, la transformation est réalisée à l'intérieur de l'instrumentation de surface et le Log est donné directement en grammes par centimètre cube, g/cm<sup>3</sup>. Des fois, la mesure est erronée par des effets du gâteau de boue : l'épaisseur et la densité.

Pour éliminer les effets du gâteau de boue, des sociétés de services offrent des systèmes à deux détecteurs en soi-disant *outils compensés*. Les corrections sont faites à l'intérieur de l'équipement de surface en fonction des lectures des deux détecteurs.

Les lectures des deux détecteurs tombent sur une courbe moyenne, quelle que soit la densité ou l'épaisseur du gâteau de boue.

## III. PROFONDEUR D'INVESTIGATION

La profondeur d'investigation diminue si la densité de la roche est élevée.

Il est faible et ne dépasse pas 6 pouces. Dans les formations poreuses et perméables, l'outil densité étudie essentiellement la zone envahie.

#### IV. RÉSOLUTION VERTICALE

Pour les outils à simple détecteur, elle correspond à l'espacement source-détecteur, environ 16 pouces pour le FDL. Pour les outils de deux détecteurs de la distance entre les détecteurs donne la résolution, d'environ 10 pouces pour le FDC.

#### V. POINT DE MESURE

Il s'agit soit au point milieu de l'espacement de la source-détecteur (système à un détecteur FDL), soit le milieu des deux détecteurs (FDC ou système deux détecteur).

### Section 4 - LES FACTEURS FONDAMENTAUX INFLUENÇANT LA MESURE

Pour une source et un espacement donné les principaux facteurs sont la densité et le rapport Z / A.

En première approximation Z / A est considéré comme une constante. La densité globale dans la région étudiée par l'outil dépend alors : de la densité et du pourcentage des différents constituants minéralogiques dans la roche, et dans le cas des poreuses roches, la densité des différents fluides et de leurs pourcentages dans le réservoir (porosité) et l'espace dans les pores (saturation). Cependant, une interprétation correcte implique la prise en compte de l'influence Z / A comme ceci diffère de 1 pour le pétrole, le gaz et l'eau

Il faut envisager en particulier l'influence des trois paramètres suivants sur la mesure : l'eau, l'argile et les hydrocarbures

#### I. EAU

Le fluide dans la zone étudiée par l'outil est principalement du filtrat de boue, si la roche est poreuse et envahie.

Comme la densité peut varier avec la température et la pression en fonction de la salinité, des corrections s'imposent

## II. HYDROCARBURE

Les effets induits par l'argile pour les Log de densité sont beaucoup moins que pour les Log de neutrons. La densité du "sec" argiles se situe autour de celle du quartz et ils ont approximativement le même effet à l'intérieur de la matrice.

La réponse de l'outil Densités sur de l'hydrocarbure, et notamment de gaz, est inférieure à celui pour l'eau, ce qui signifie que la même formation remplie de gaz apparaît beaucoup plus légère et donc plus poreuse que les sols détrempés. Il s'agit d'un cas pour effectuer une correction d'hydrocarbures en particulier lors de la détermination de la porosité.

$$\rho_b = \rho_{bc} + \Delta\rho_{bh}$$

Où:

$\rho_{bc}$  = densité apparente corrigée pour hydrocarbures

$\rho_b$  = lecture brute du Log de densité.

On peut montrer que  $\Delta\rho_{bh}$  est donné par:

$$\Delta\rho_{bh} = -1.07\phi S_{HR} (C_{mf}\rho_{mf} - C_h\rho_h)$$

$$\rho_{bc} = \rho_b + 1.07\phi S_{HR} (C_{mf}\rho_{mf} - C_h\rho_h)$$

## III. ARGILE

En tout cas, si une interprétation de lithologie ou la porosité est faite il est préférable de prendre en compte l'effet de l'argile, surtout si leur densité est très différente de celle des autres minéraux qui composent la roche.

Donnée par l'équation suivante:

$$\rho_{bc} = \rho_b + V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh})$$

Où:

$\rho_{bc}$  = densité apparente corrigée en argile

$\rho_b$  = lecture de la masse volumique sur le log

$\rho_{ma}$  = matrice de densité en vrac

$\rho_{sh}$  = masse volumique d'argile

$V_{sh}$  = pourcentage d'argile

## Section 5 – INTERPRÉTATION

La masse volumique apparente est exactement égale à la somme des densités des composantes de la formation multipliée par le pourcentage du volume respectif de chaque composant de la formation en question, ce qui implique :

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma}$$

Avec

$$\rho_f = S_{hr} \rho_h + S_{x_0} \rho_{mf}$$

$$\rho_{ma} = \sum_1^n V_n \rho_{ma_n}$$

$$S_{hr} + S_{x_0} = 1$$

$$\phi + \sum_1^n V_n = 1$$

En termes de porosité, on peut écrire

$$\phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_{mf})$$

Avec

$\phi_D$  = porosité

$\rho_{ma}$  = densité apparente du minéral

$S_{x_0}$  = saturation en eau dans la zone envahie

$v$  = pourcentage volumique du minéral

En général, pour la plupart des liquides, à l'exception de gaz ou d'hydrocarbures légers, et la plupart des minéraux  $\rho_b$  sont obtenus directement à partir de la densité apparente.

# PARTIE II

## INTERPRETATIONS DES DIAGRAPHIES

## CHAPITRE I - Présentation des données

### I. SITUATION GÉOGRAPHIQUE DES PUITS TW

La région qu'on va étudier se situe au Nord-Ouest de Madagascar, actuellement incluse dans le bloc 3104 dont les permis de prospection et exploitation appartiennent à Madagascar Oil S.A.



Figure 20: Carte topographique de Madagascar

■ : Zone d'étude



Figure 21: Plan rapproché du puits "TW1"



Figure 22: Plan rapproché du puits "TW2"

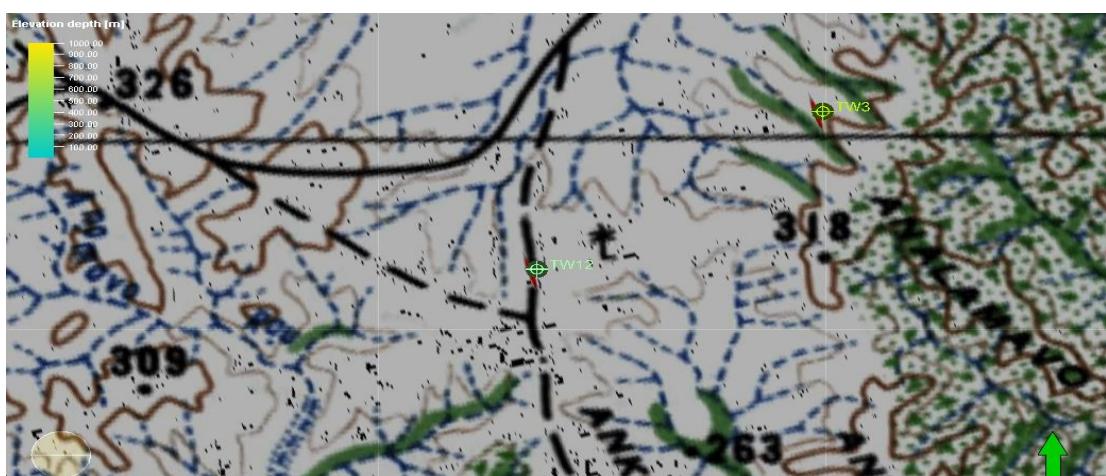


Figure 23: Plan rapproché des puits "TW 3" et "TW12"

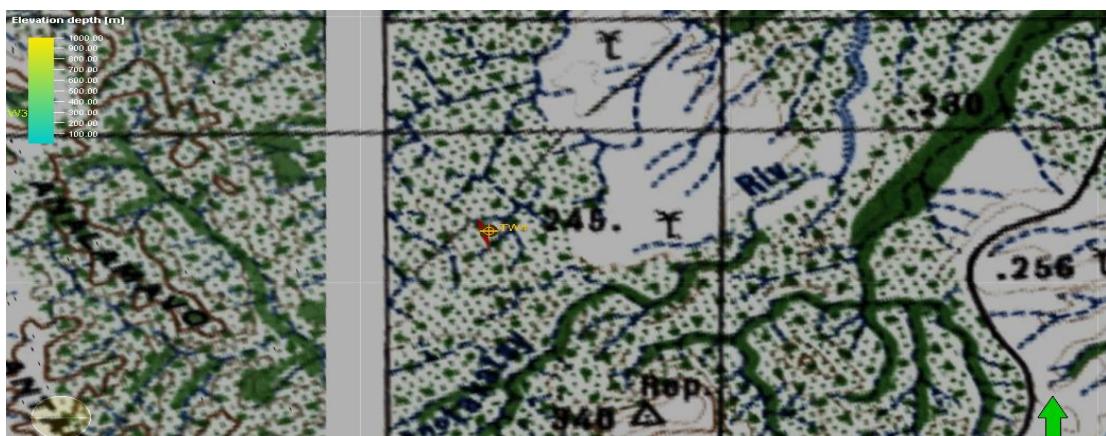


Figure 24: Plan rapproché du puits "TW4"

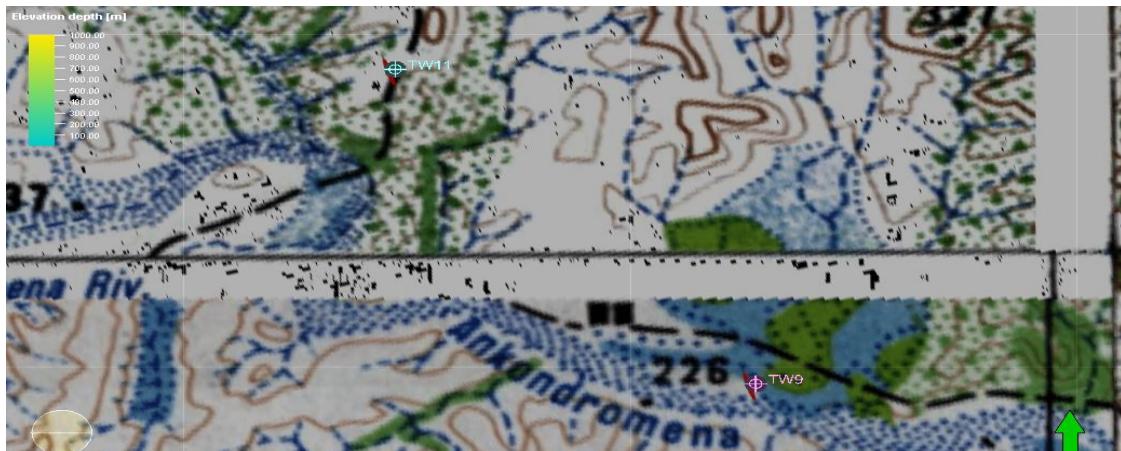


Figure 25: Plan rapproché des puits "TW9" et "TW11"



Figure 26: Plan rapproché du puits "TW10"

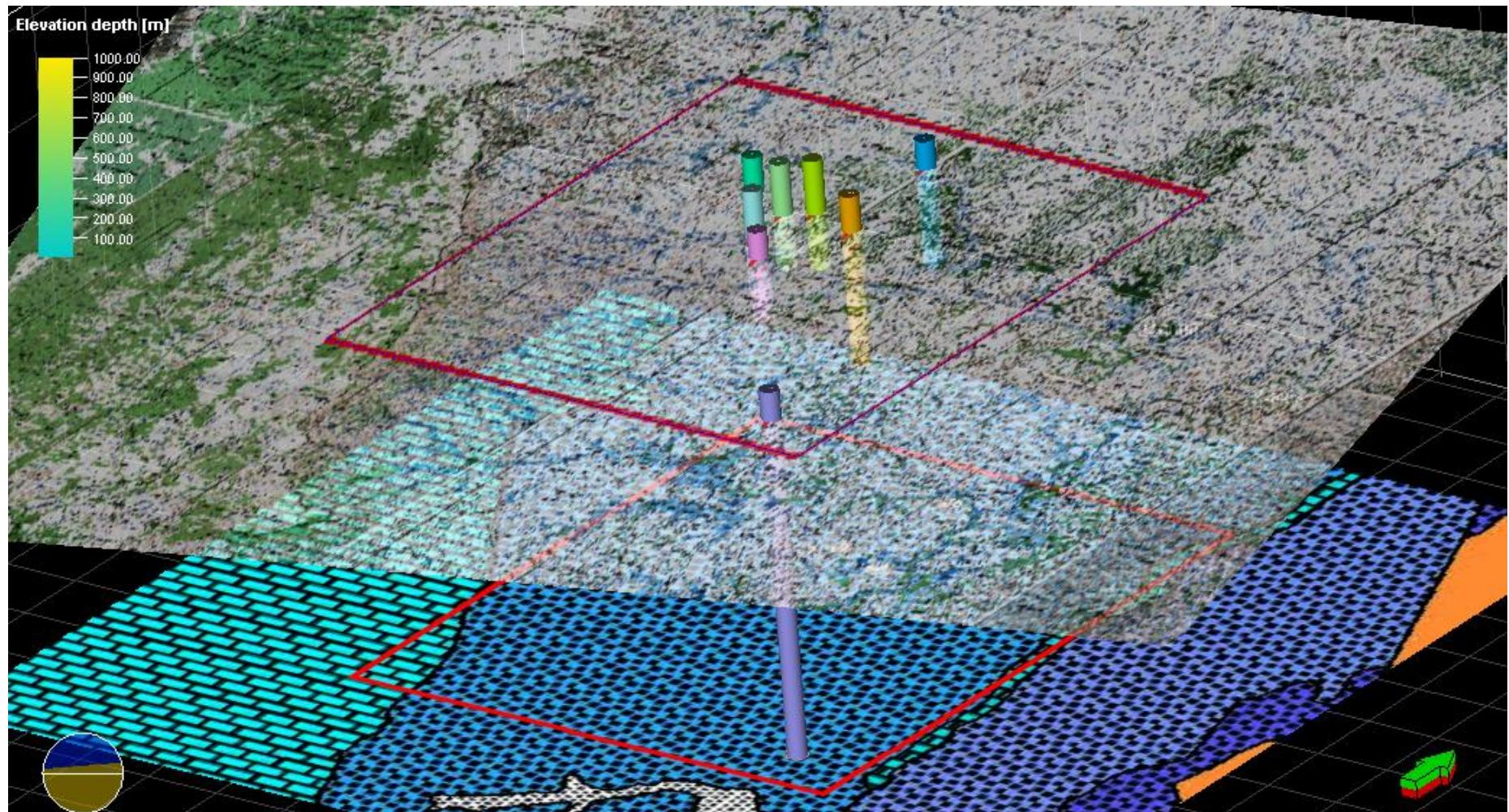


Figure 27: Carte topographique 1/100.000 et carte géologique de Morondava dans Petrel

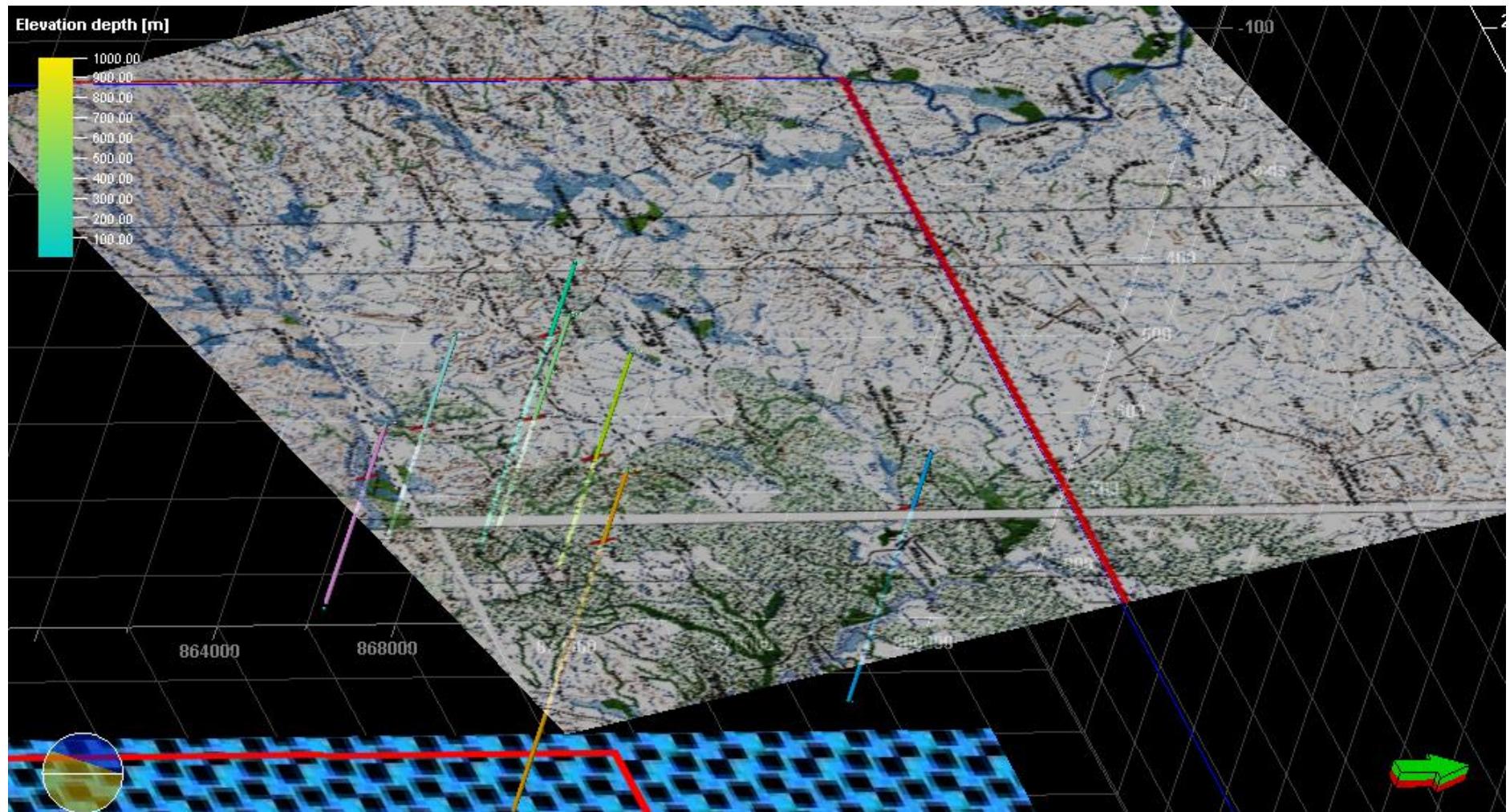
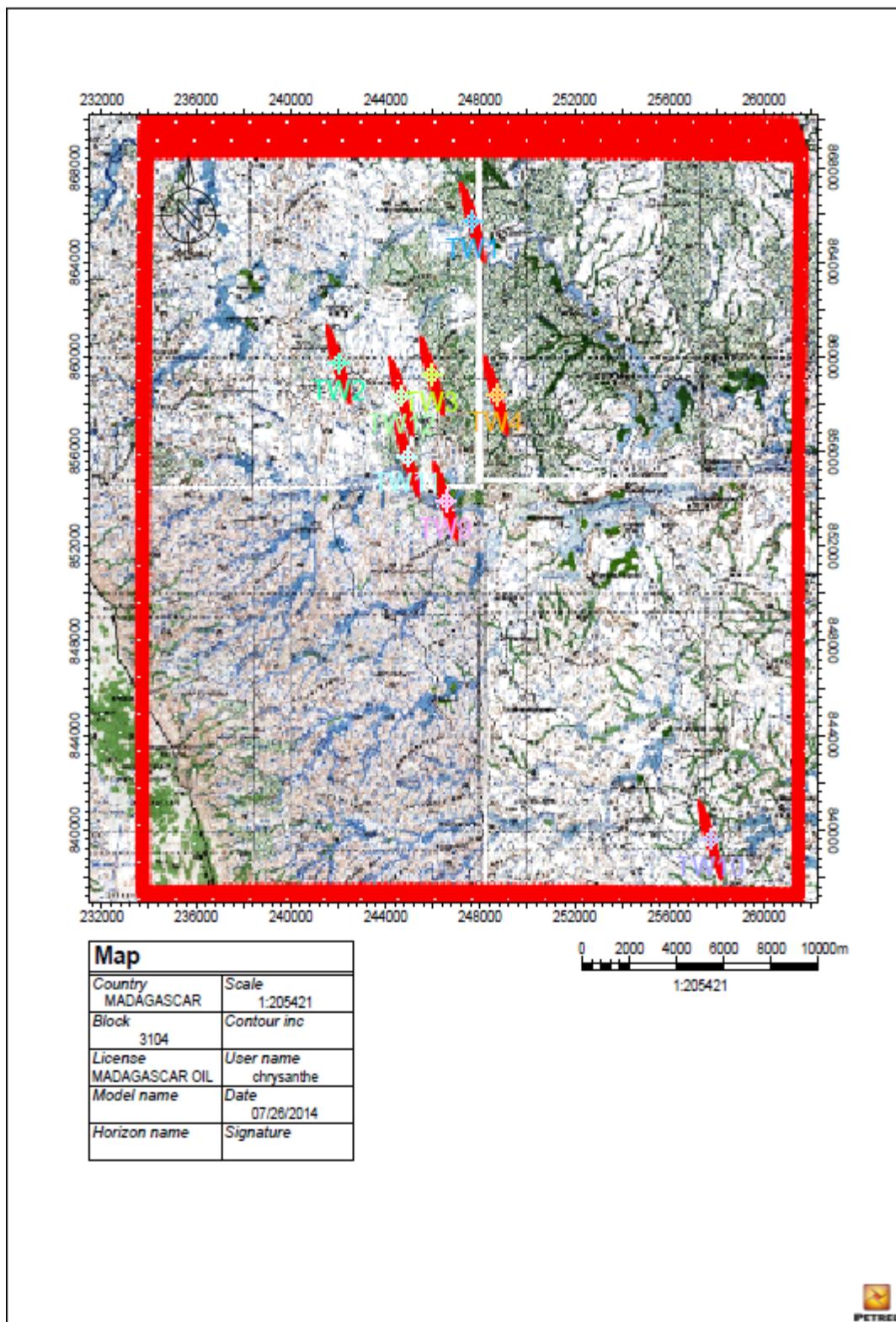


Figure 28: Plan rapproché des puits "TW" sur carte (sans le puits « TW10 »)

Les puits « TW » :



*Figure 29 : Situation géographique des puits TW*

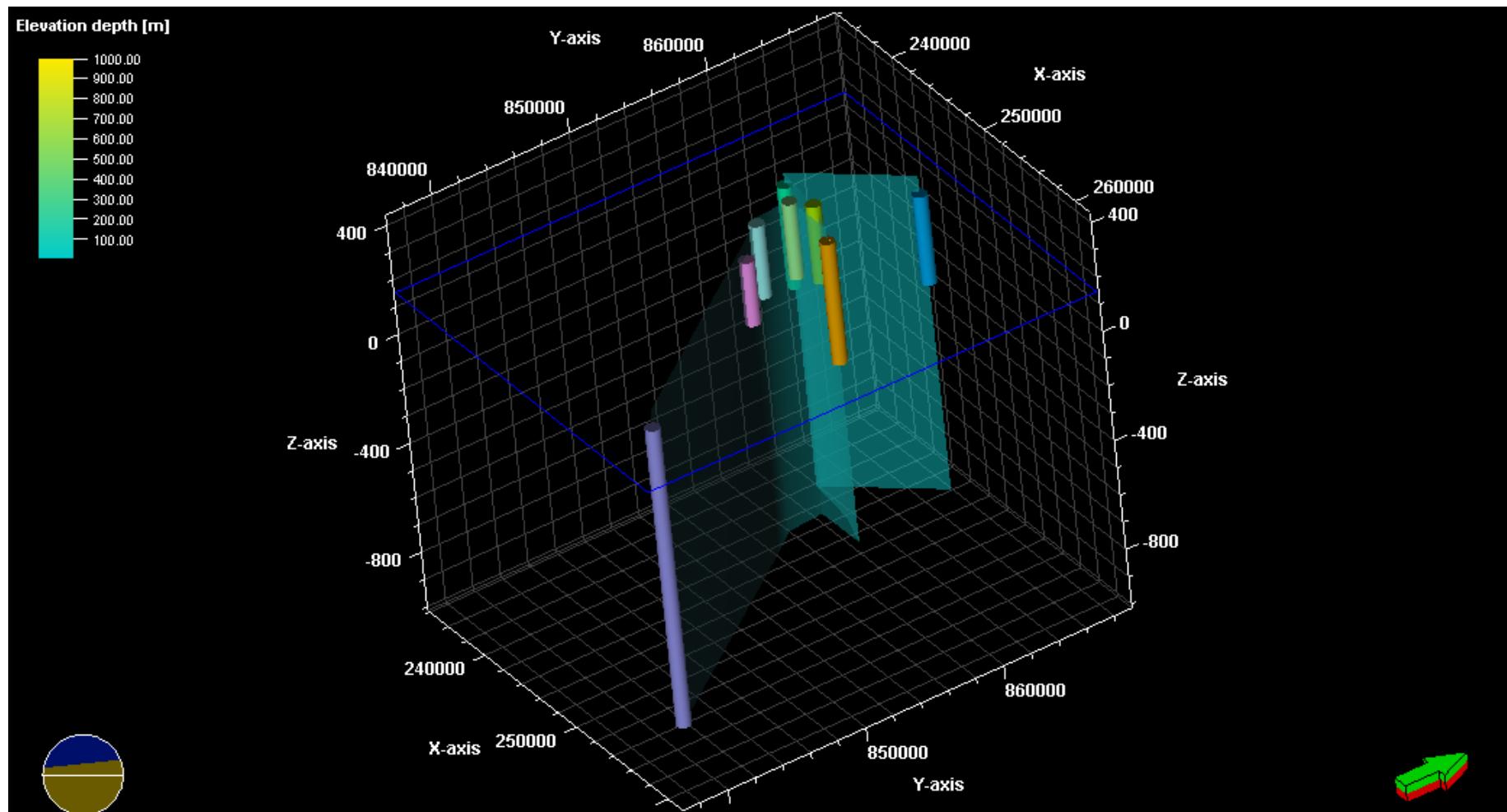


Figure 30 : Vue des puits « TW » sur Petrel

## II. PRÉSENTATION DES DONNÉES

Les données diagraphiques qui seront traitées proviennent de l'OMNIS « Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques » obtenues lors du stage au Département base de données de la Direction des Hydrocarbures (OMNIS) Mangasoavina. La figure ci-après est un extrait de log similaire pris sur internet pour montrer un aperçu des anciens Logs.

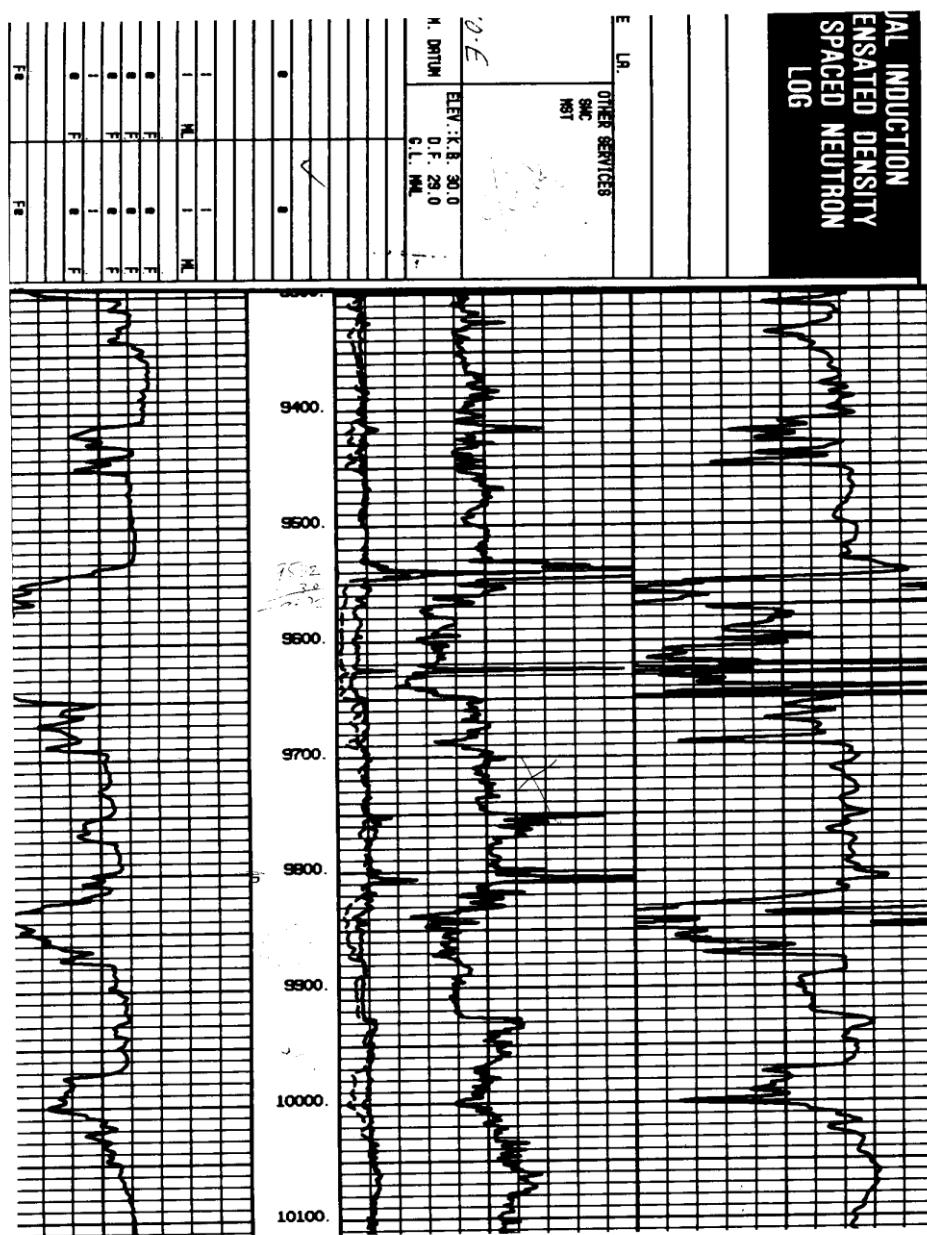


Figure 31 : Exemple d'ancien Log sur film transparent , sur la première piste le Log GR,sur la seconde piste les Logs Neutron en unité de porosité , Densité en unité de porosité et Densité en g/cm<sup>3</sup>

## CHAPITRE II - Collecte et préparation des données

La politique de confidentialité de l'OMNIS ne permet pas la numérisation et la copie des données ainsi, pour l'acquisition des données, la mise en place d'une plateforme pour garder les coordonnées de chaque courbe du Log est assez difficile.

Les logiciels suivants ont été utilisés : ArcGIS pour la cartographie ; Schlumberger Petrel pour l'interprétation des différents Logs qui sont : Gamma Ray, Neutron, et Densité. La création de fichiers « las » est pratique pour l'introduction des données dans ces logiciels et ainsi pouvoir interpréter. « LAS » est un standard de format de fichier courant dans l'industrie du pétrole et du gaz pour stocker les informations des Logs des puits de forage. On a utilisé « Las » version 2.0, mais actuellement, il existe déjà un nouveau format « las » 3.0.

L'invariant du format de fichier est qu'il doit comporter un bloc d'entête et un bloc de données.

Voici un exemple sans les coordonnées du puits TW1 :

```
# LAS format log file from ANDRIANONY
# Project units are specified as depth units
=====
~Version Information
VERS. 2.0:
WRAP. NO:
=====
~Well
STRT .m      :
STOP .m      :
STEP .m      :
NULL .       - :
COMP.        : OMNIS
WELL. TW1    : WELL
FLD.         : FIELD
LOC.         : LOCATION
SRVC.        : SERVICE COMPANY
DATE.        : DATE
PROV.        : Tsimiroro
UWI. 105768f0-8409-46a0-bcc5-4b582c25a41f : UNIQUE WELL ID
API.         : API NUMBER
=====
~Curve
DEPT .m      : DEPTH
CALI .mm     :
Gamma .API   :
NPHI         :
DPHI         :
.m          :
=====
~Parameter
=====
```

Après la création des fichiers « las », on procède à l'importation des données de chaque puits dans Schlumberger Petrel. Le système de coordonnées qu'on utilise est LABORDE MADAGASCAR choisi pour le stockage des données des puits TW.

Enfin, les aperçus des données sont disponibles sur Petrel qui sera dans les huit graphiques suivants :

À l'extrême gauche le Log Caliper, ensuite le Log de rayon Gamma, puis le Log Neutron et à l'autre extrémité le Log Densité

Gamma Ray(GR), Caliper (CALI), Neutron(CNL) et Densité(FDC) des puits TW

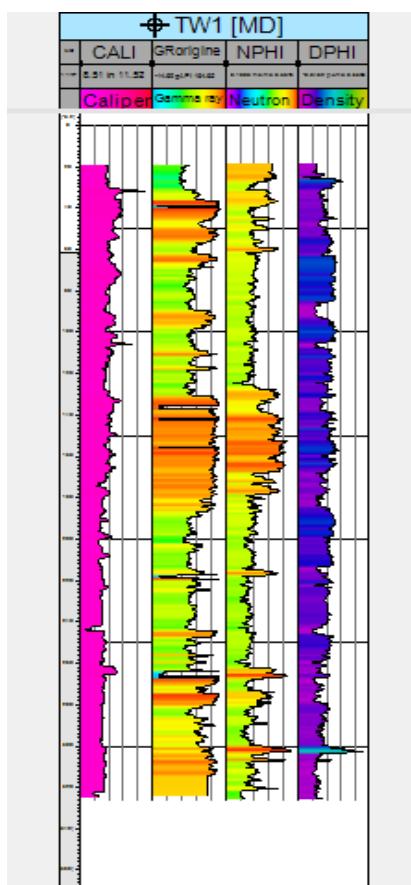


Figure 32 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW1

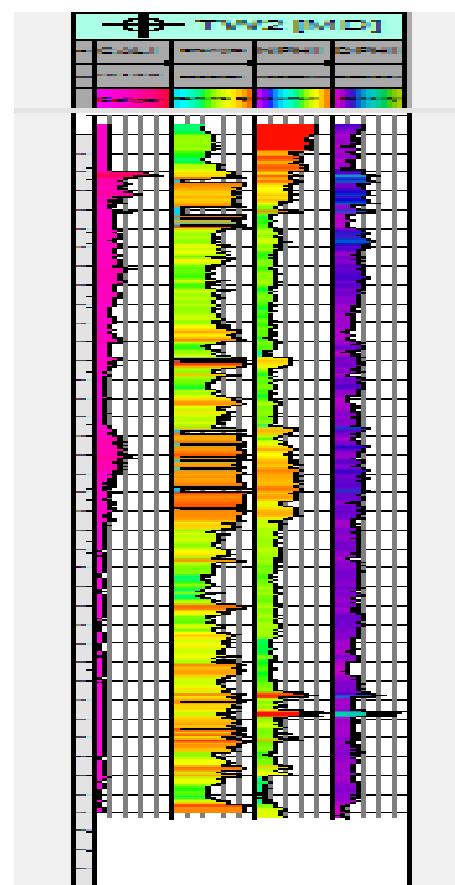


Figure 33 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW2

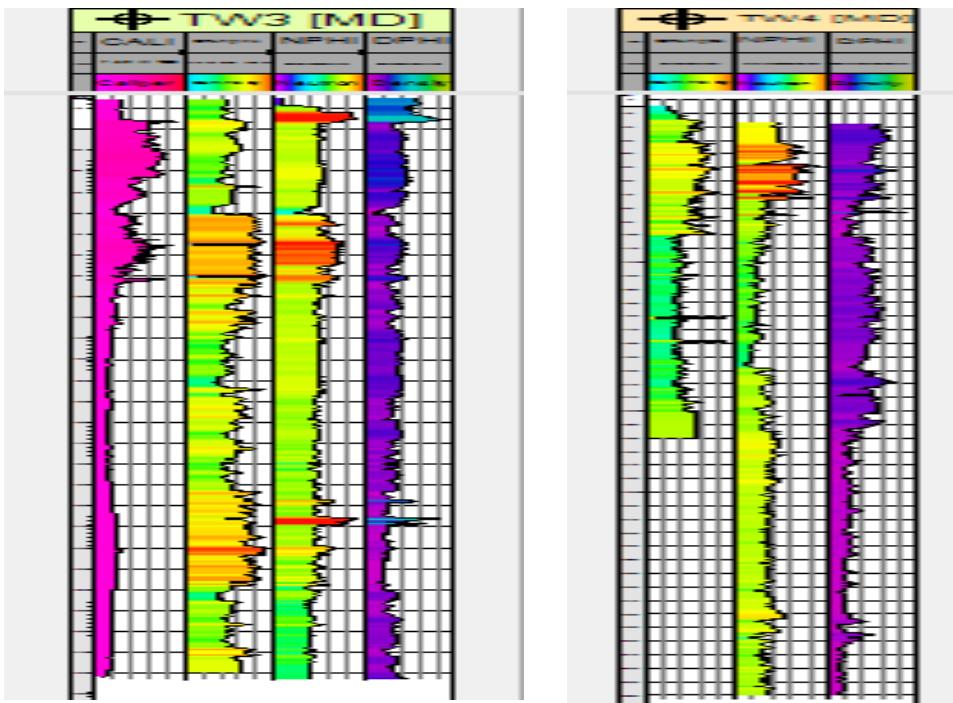


Figure 34 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW3

Figure 35 : Log Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW4

Pour le puits TW4, le Log CALIPER n'était pas présent à l'OMNIS

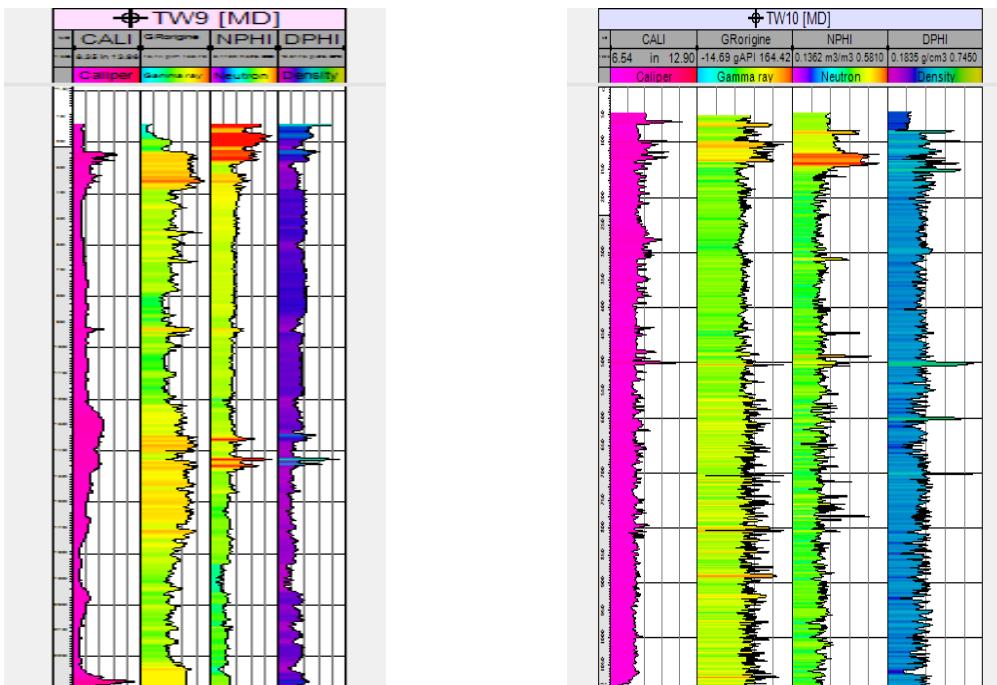


Figure 36 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW9

Figure 37 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW10

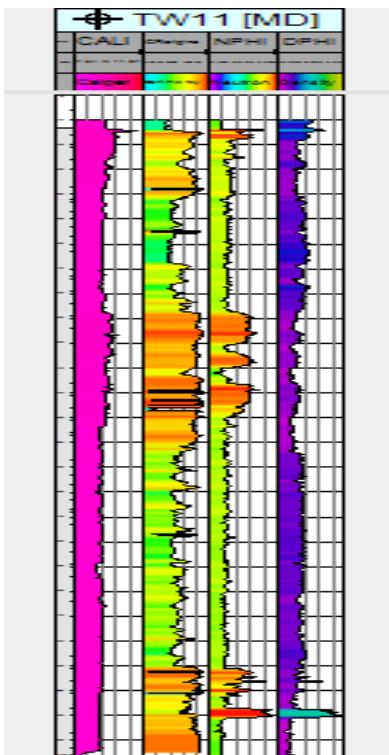


Figure 38 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW11

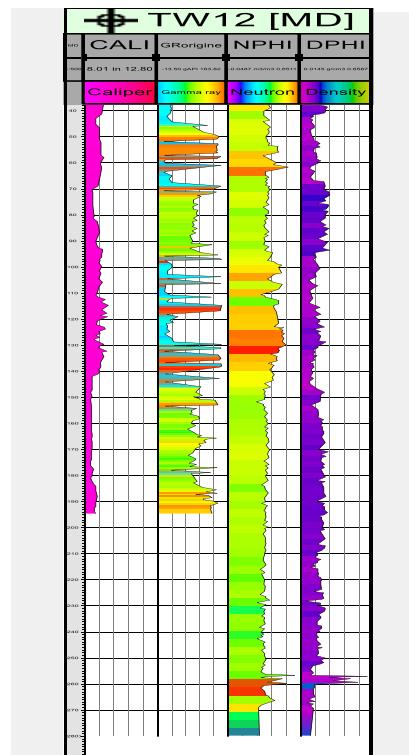
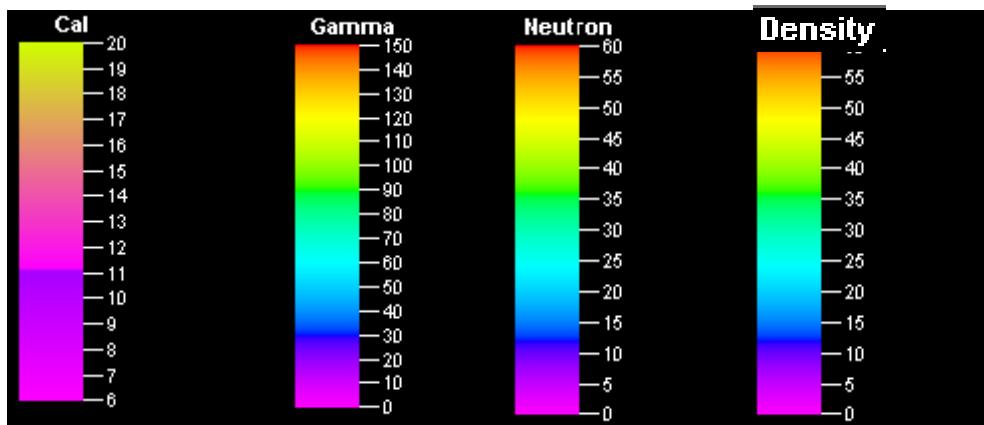


Figure 39 : Log Caliper, Gamma Ray, Neutron et Densité du puits TW12

Légende : Valeur des courbes selon les couleurs pour faciliter l'interprétation



Le diamètre du trou (c.-à-d.) Log caliper est en « pouce », le Log Gamma en API, le Log Neutron en % ainsi que le Log densité

## CHAPITRE III – Identification des roches par GR FDC-CNL

### I. INTERPRETATION QUALITATIVE

#### Modèle mathématique d’interprétation

L’analyse des combinaisons des diagraphies par rayons gamma, et neutron ainsi que celle de la densité est un moyen efficace pour la mise en évidence des différentes lithologies. D’abord, la diagraphie Gamma Ray qui ne peut pas définir de façon unique une lithologie, mais permet la détection d’argile par leur forte radioactivité. La figure ci-dessous montre comment les différentes lithologies affectent le Log de rayons gamma. Noter que pour les schistes, riches en matière organique et volcanique ; les valeurs de rayons gamma sont les plus élevées alors que celles du charbon, des grès propres, la dolomite et le calcaire ont des valeurs faibles. Il faut prendre soin de ne pas trop généraliser ces règles. Par exemple, un grès propre peut contenir des feldspaths (grès arkose), micas (grès micacés) ou les deux, ou glauconite ou minéraux lourds, dont chacun donnera des réponses gamma Ray supérieurs à la valeur des rayons gamma prévus pour ces formations.

Il faut noter que les roches sédimentaires peuvent être classées en deux séries selon leurs origines.

- Les roches détritiques (ex : sable)
- Les roches carbonatées (ex : dolomie)

Ensuite, le Log de neutron permet de déterminer le pourcentage d’hydrogène dans les formations et ainsi met en évidence la porosité.

Enfin, le Log de densité met en évidence la densité électronique des matériaux constituant les formations traversées par le forage.

Les modèles mathématiques « Quick-Look » standard utilisés par les sociétés de diagraphie l’unité du FDC et du CNL est en unité de calcaire alors que dans les données de l’OMNIS c’est en unité de Sable.

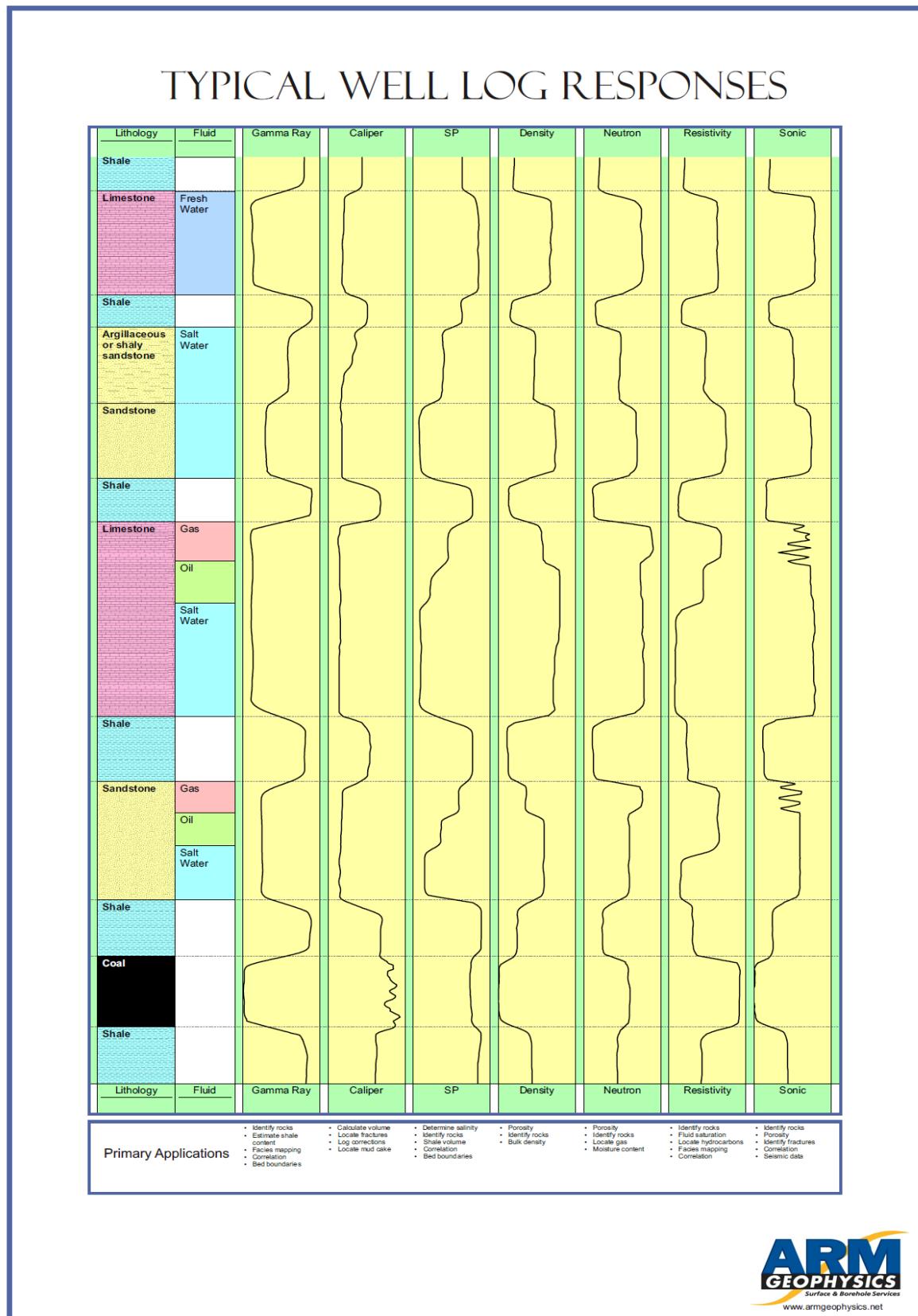


Figure 40 : Courbe classique des Log pour des lithologies déterminées

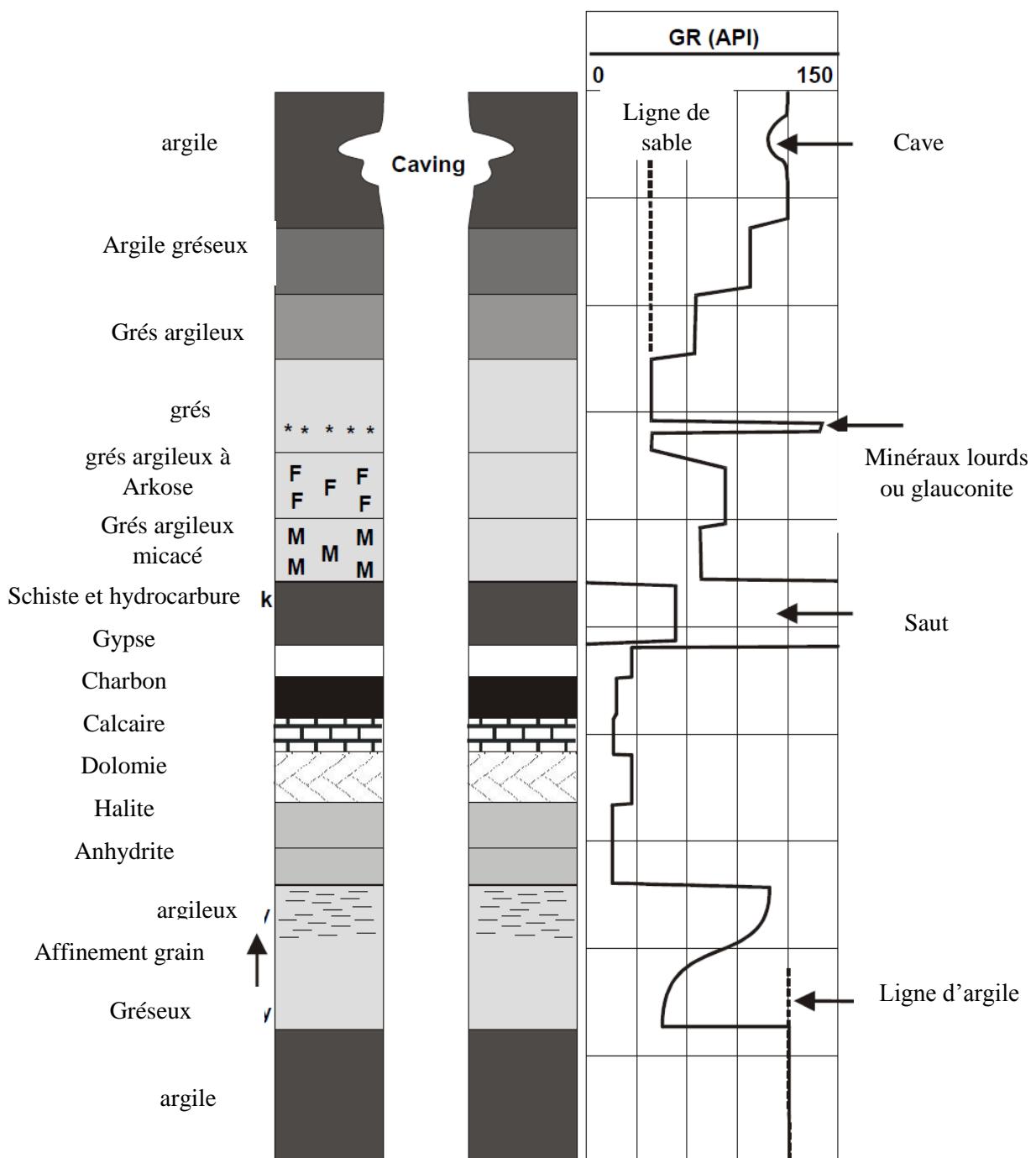


Figure 41 : Courbe classique du Log Gamma Ray pour la détection de lithologie

Le tableau suivant donne des indications assez précises

Tableau 3 : Détermination de lithologie

ROCK	N-D	N-D	PE	GR
	(SS)	(LS)		
SAND	0	- 7	2	LO
LIME	7	0	5	LO
DOLO	15+	8+	3	LO
ANHY	22+	15+	5	LO
SALT	- 37	- 45	4.5	LO
SHLE	20+	13+	3.5	HI

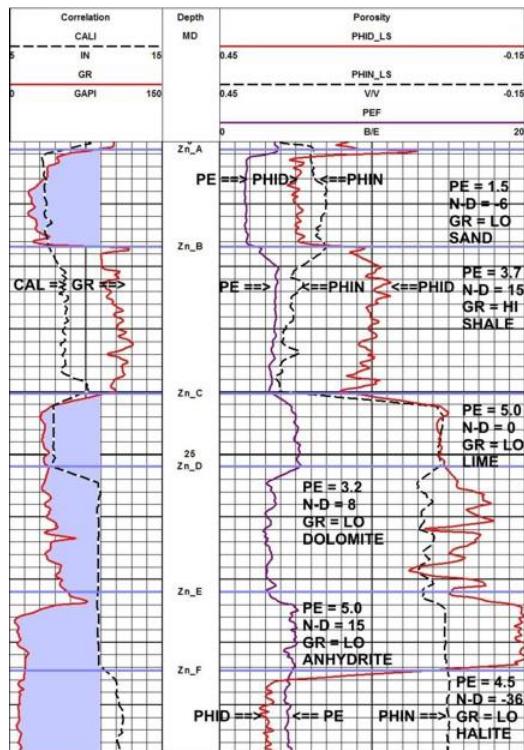


Figure 42 : Modèle de détermination de lithologie selon la tendance des Logs : Gamma Ray, PHID, NPHI et PE.

## II. RÉSULTAT D'INTERPRÉTATION QUALITATIVE

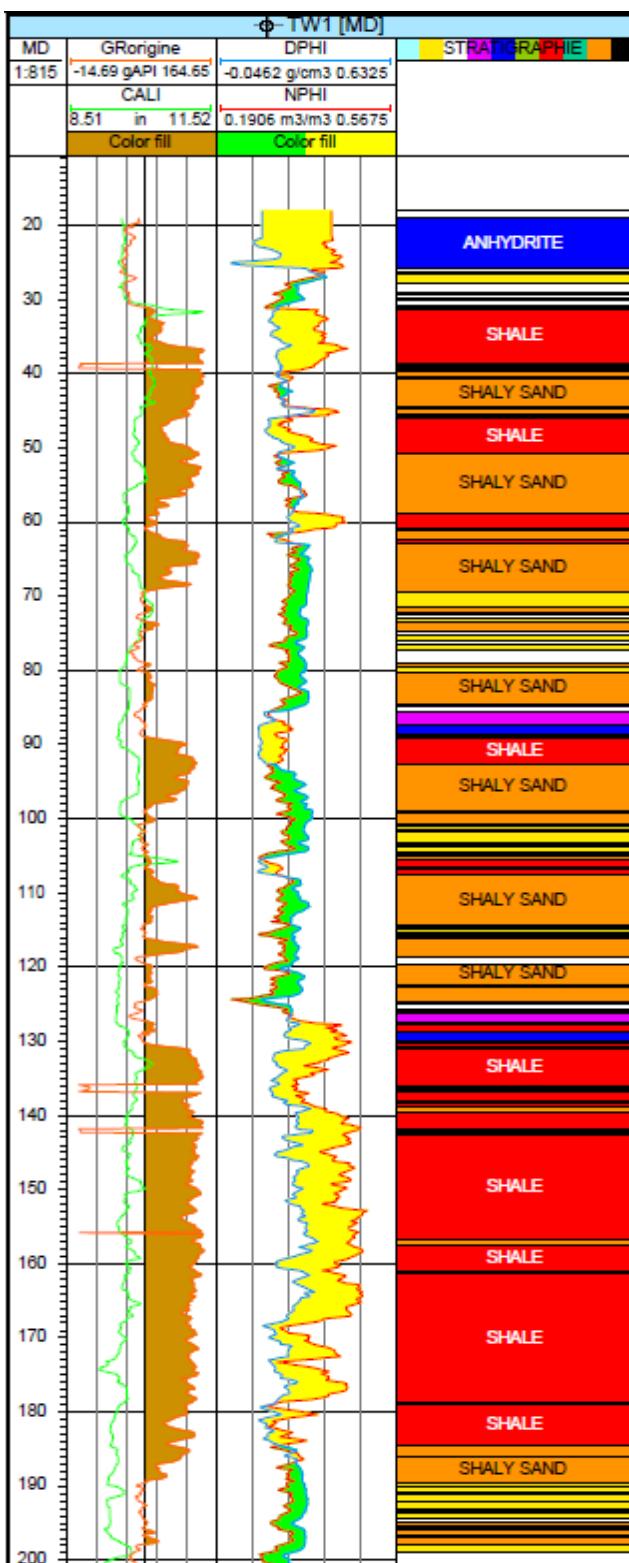
En se basant sur les critères d'interprétation qualitative, on peut mettre en évidence à partir des Logs, la nature des formations de la paroi de chaque puits. La légende ci-dessous montre la correspondance des formations sur différentes interprétations qualitatives qui suivent pour les puits : TW1, TW2, TW3, TW4, TW9, TW10, TW11, TW12



Les analyses des cuttings des forages permettent de voir l'existence d'hydrocarbure et de déterminer les formations traversées, mais la marge d'erreur des profondeurs est large. La diagraphie est plus précise et permet la mise en évidence des propriétés physiques des formations traversées et donc du réservoir sans avoir recours au carottage.

Les formations sableuses ou gréseuses en couleur jaune sont poreuses et sont des réservoirs potentiels tandis que les formations argileuses ou schisteuses en rouge peuvent constituer les couvertures.

## 1. TW1



Pour le puits TW1, l'interprétation qualitative donne : de 20 à 25 m de l'anhydrite, une espèce minérale composée de sulfate naturels de calcium et est classifié parmi les évaporites. La granulométrie devra être entre celui du grès et de l'argile.

De 25 à 31 m : il y a succession de couches mince de grès argileux et de calcaire

De 31 à 61 m : alternances décimétriques d'argile et de grès argileux et à 40 m, il y a une fine couche d'hydrocarbure

De 61 à 85 m : des couches de grès argileux assez épais et des intercalations de fine couche de sable et de calcaire

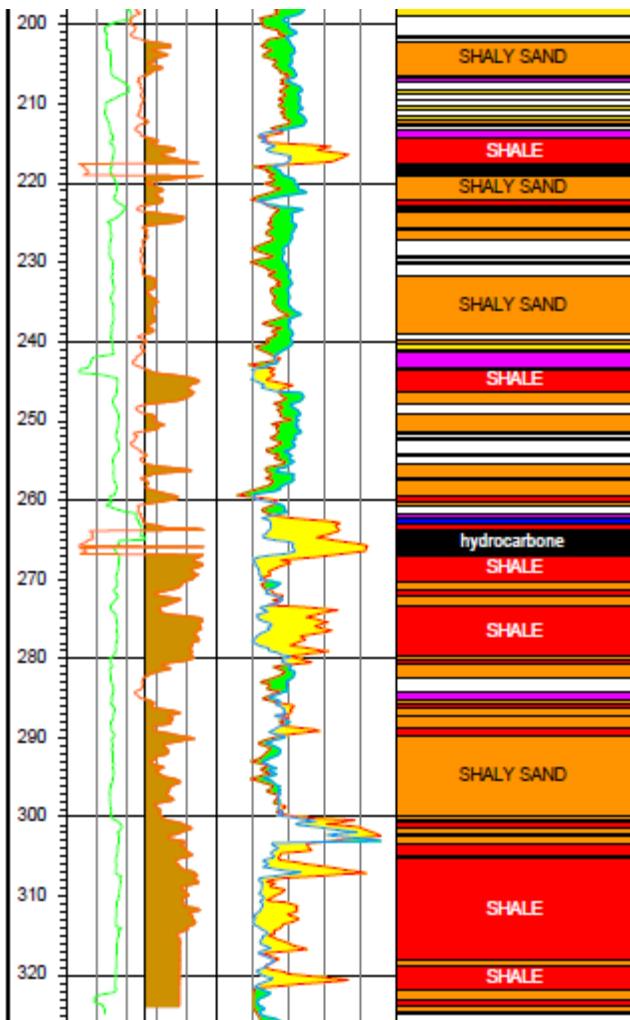
De 85 à 130 m : des couches de grès argileux d'épaisseur allant de 5 à 10 m séparées par des lits minces de sable , d'argile, de calcaire ou d'anhydrite.

De 130 à 185 m : couches d'argile très épaisse avec intercalation de couches fines de sable tous les 10 à 20 m et fines couches d'hydrocarbure à 138 m, 142 m et à 155 m

De 185 à 190 m : grès argileux

De 190 à 200 m : structures litées de sable de calcaire et de grès argileux.

Figure 43 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW1 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron



De 200 à 270 m : grès argileux à passée de calcaire, dolomite et sable. Présence de couche d'hydrocarbure à environ 220 m, et à 265 m

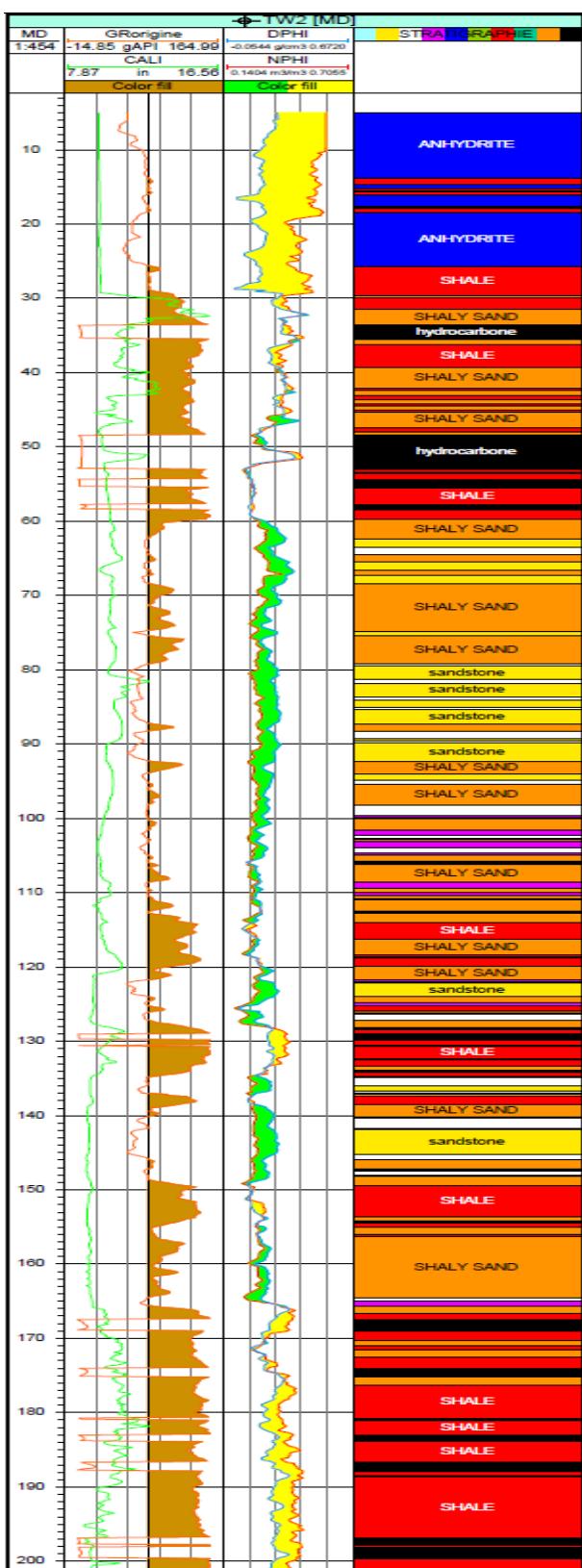
De 270 à 280 m : couches d'argiles divisées en deux par deux couches minces de grès argileux

De 280 à 302 m : grès argileux avec passage de deux couches minces d'argile

De 302 à 324 m : argiles avec passage de couche fine de grès argileux

*Figure 44 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW1 [200-320] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron*

## 2. TW2



De 5 à 24 m : comme ceux du puits TW1, sur le puits TW2 de l'anhydrite et de l'argile

De 24 à 60 m : successions de couche d'argile et de grès argileux. Présence de couche d'hydrocarbure d'abord mince à 35 m et assez épais à 50 m

De 60 à 100 m : couches de grès et de grès argileux.

De 100 à 110 m : structures litées de dolomite de calcaire et de grès argileux

De 110 à 121 m : alternances d'argile et de grès argileux

De 125 à 131 m : puis à 135 m de l'hydrocarbure

De 138 à 166 m : alternances de grès argileux, d'argile et de grès

De 166 à 169 m : de l'hydrocarbure

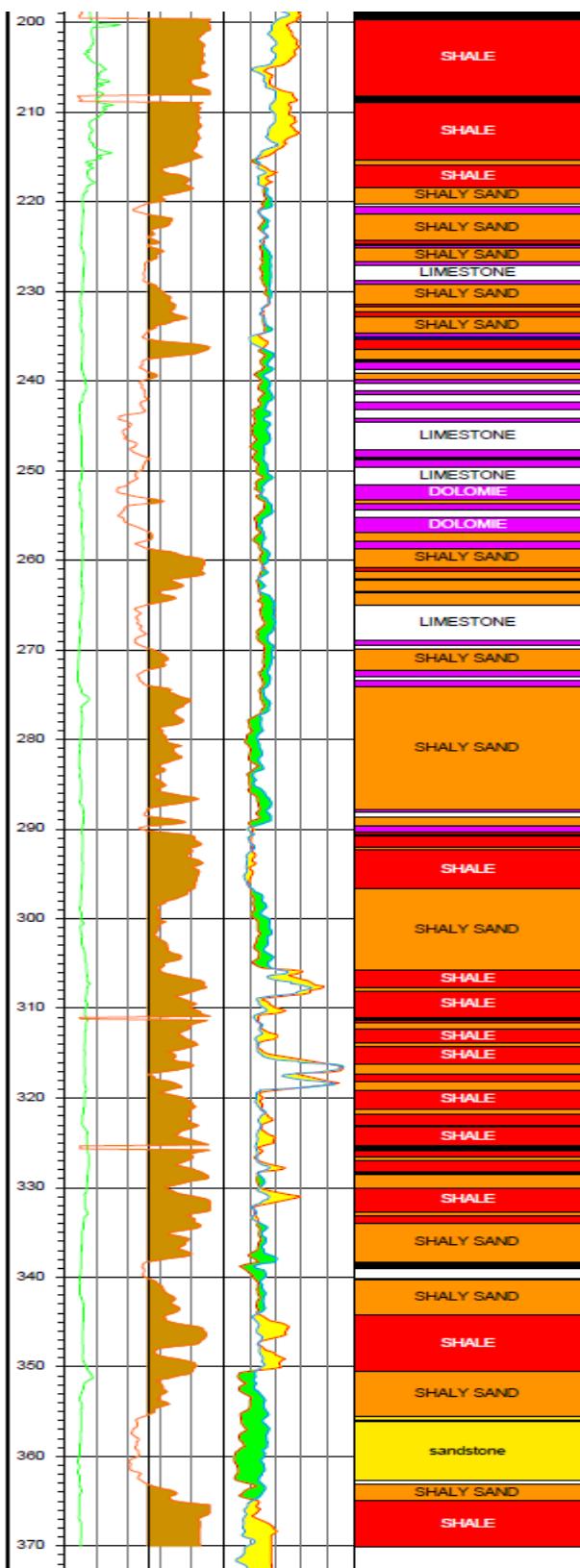
De 169 à 173 m : successions de couche d'environ 5 m d'épaisseur d'argile et de grès argileux

De 173 à 176 m : de l'hydrocarbure

À 177 m : du grès argileux

De 177 à 215 m : une épaisse couche d'argile sectionnée par des couches d'hydrocarbure d'abord à 180 m, à 184 m, à 187 m, à 197 m à 209 m

Figure 45: A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW2 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron



*Figure 46 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW2 [200-370m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron*

## 3. TW3

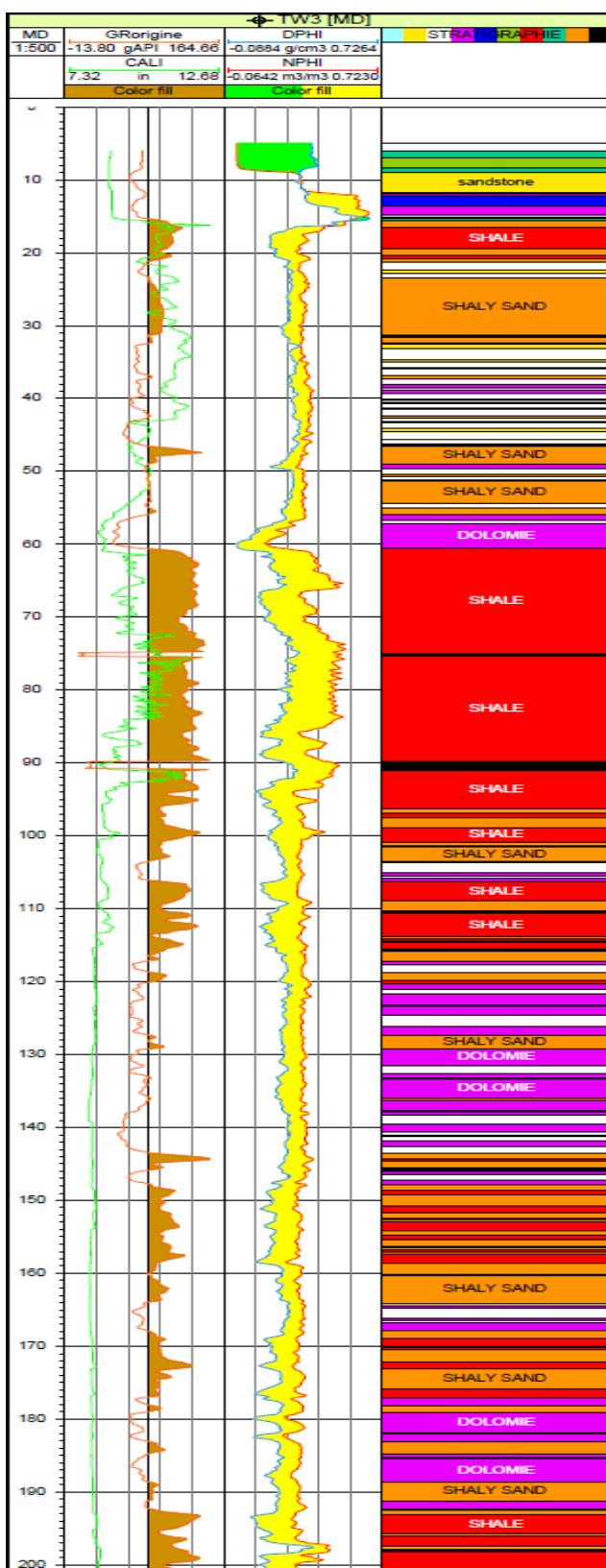


Figure 47: A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron

Jusqu'à 17m : du grès sur de l'anhydrite et de la dolomie

De 16 à 19 m : de l'argile et du grès argileux

De 19 à 23 m : du calcaire et du grès

De 23 à 32 m : du grès argileux

De 32 à 46 m : des roches calcaires avec intercalation de dolomie

De 46 à 60 m : Du grès argileux et à la base de la dolomie

De 60 à 105 m : De l'argile épaisse, et des fines couches d'hydrocarbures respectivement à 75 m et à 90 m.

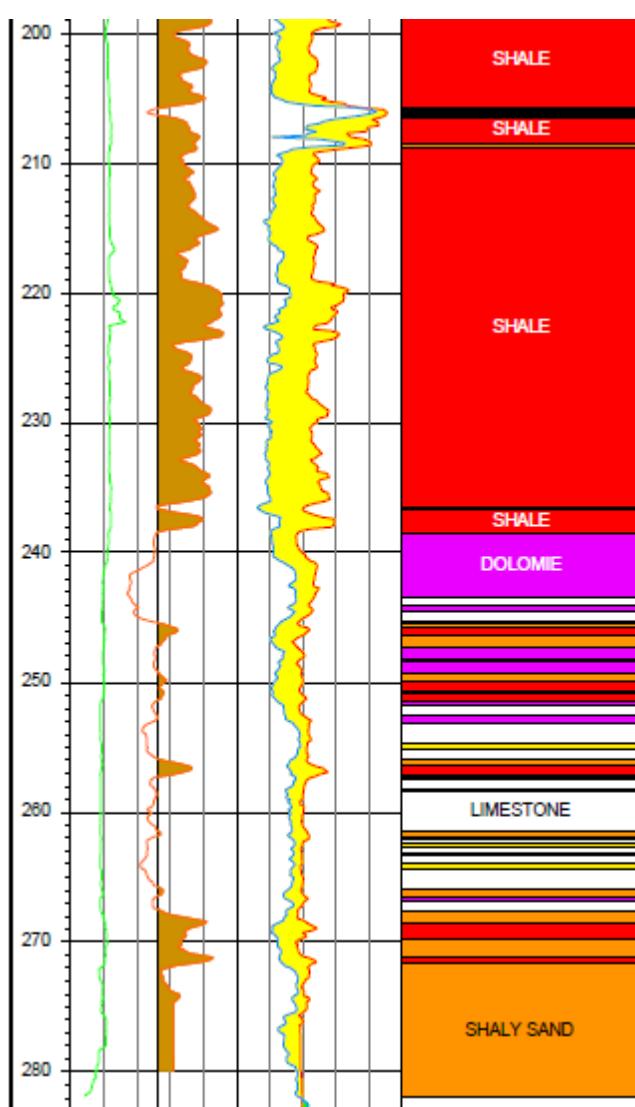
De 105 à 115 m : de l'argile avec intercalation de grès argileux.

De 115 à 145 m : succession de couche de calcaire et de dolomie avec de rares intercalations de grès argileux

De 145 à 178 m : succession métrique de couche d'argile et de grès argileux, et 165 m des roches calcaires.

178 à 193 m : alternance de couche de dolomie et de grès argileux

193 à 236 m : de l'argile et quelques couches fines de grès.

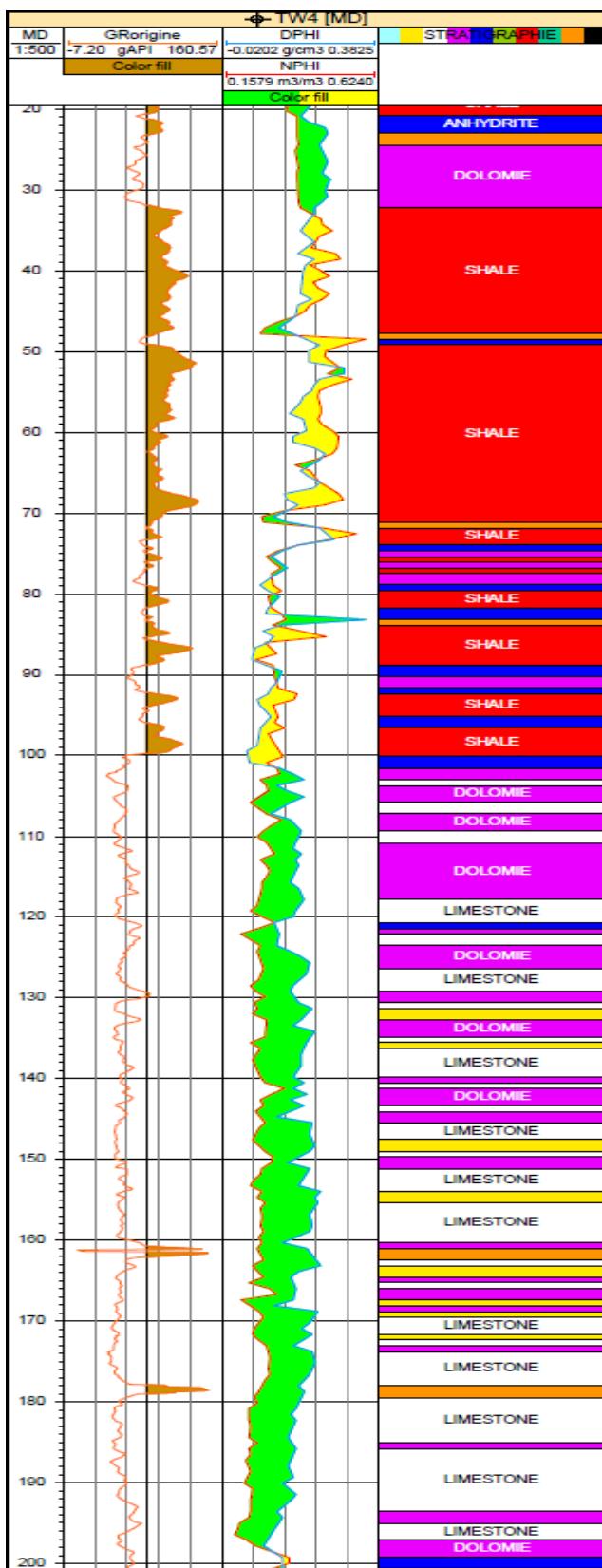


De 236 à 267 m : alternance de couche de calcaire et de dolomie et de rares grès argileux

De 267 à 282 m : du grès argileux

*Figure 48 : A l'extrémité droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [200-280m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron*

## 4. TW4



Jusqu'à 31 m : de l'anhydrite et puis de la dolomie

De 31 à 75 m : de l'argile coupée par une couche fine d'anhydrite à 50 m

De 75 m à 101 m : alternance de couche fine d'argile ou de schiste et de l'anhydrite.

De 101 m à 225 m : alternance de couche fine de calcaire, de dolomie et de grès.

De 225 à 250 m : couche d'argile et de grès argileux

Figure 49: A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron

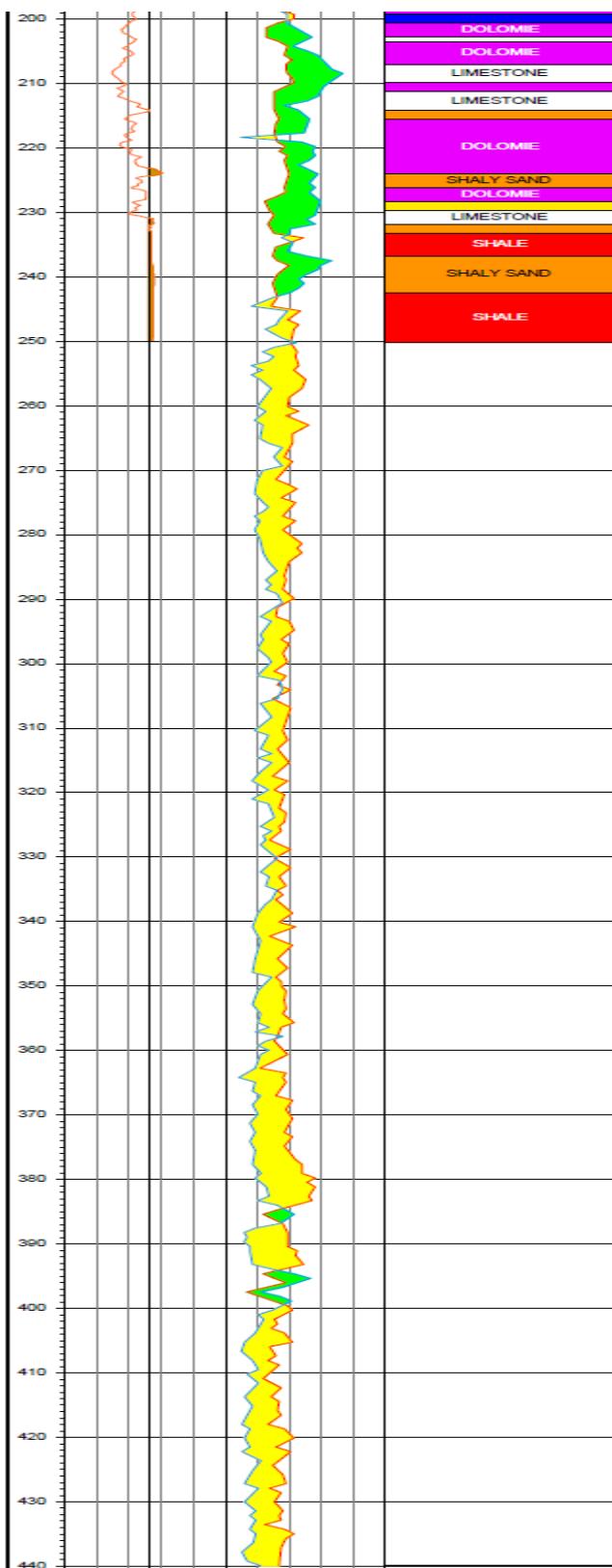


Figure 50 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW3 [200-440] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron

## 5. TW9

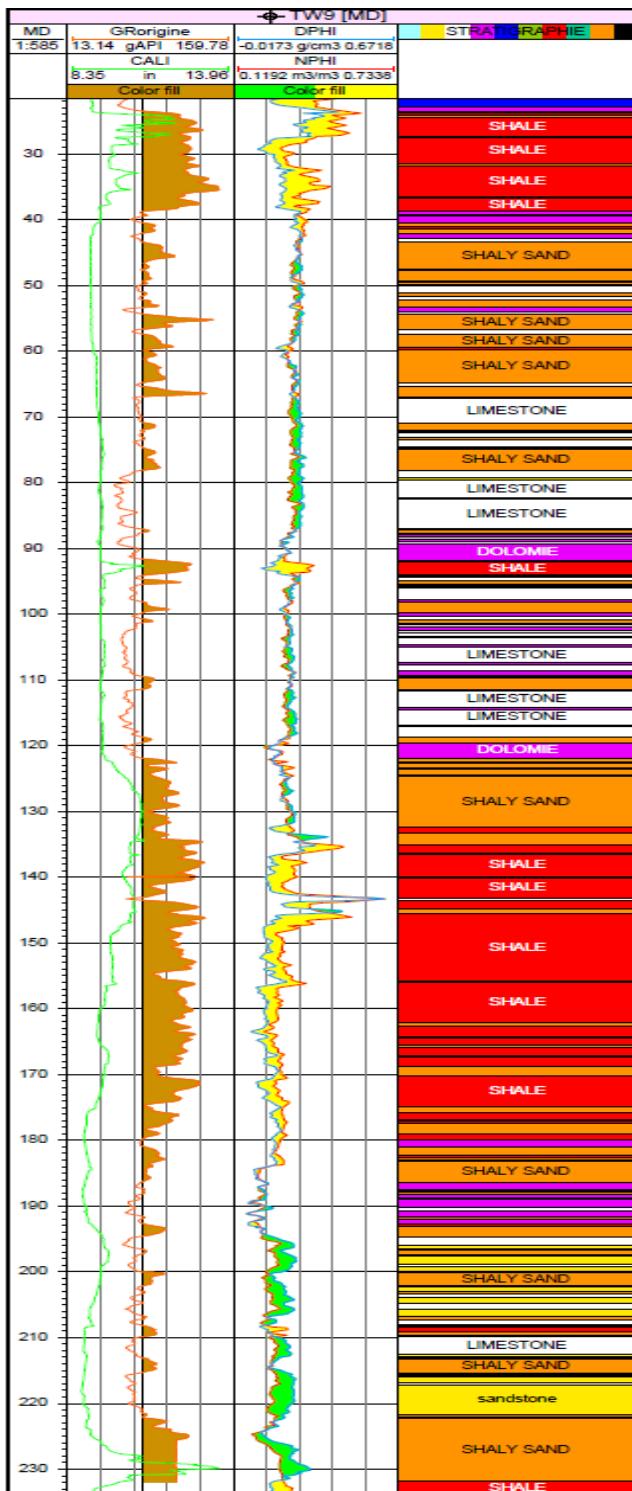


Figure 51 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW9 sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron

Jusqu'à 22 m : de l'anhydrite

De 22 à 39 m : de l'argile avec intercalation de grès argileux

De 39 à 66 m : du grès argileux à passée de calcaire et de dolomie

De 66 à 122 m : des roches carbonatées (dolomie et calcaire)

De 122 à 135 m : du grès argileux et quelques passages d'argile

De 137 à 177 m : de l'argile et quelques intercalations de grès argileux.

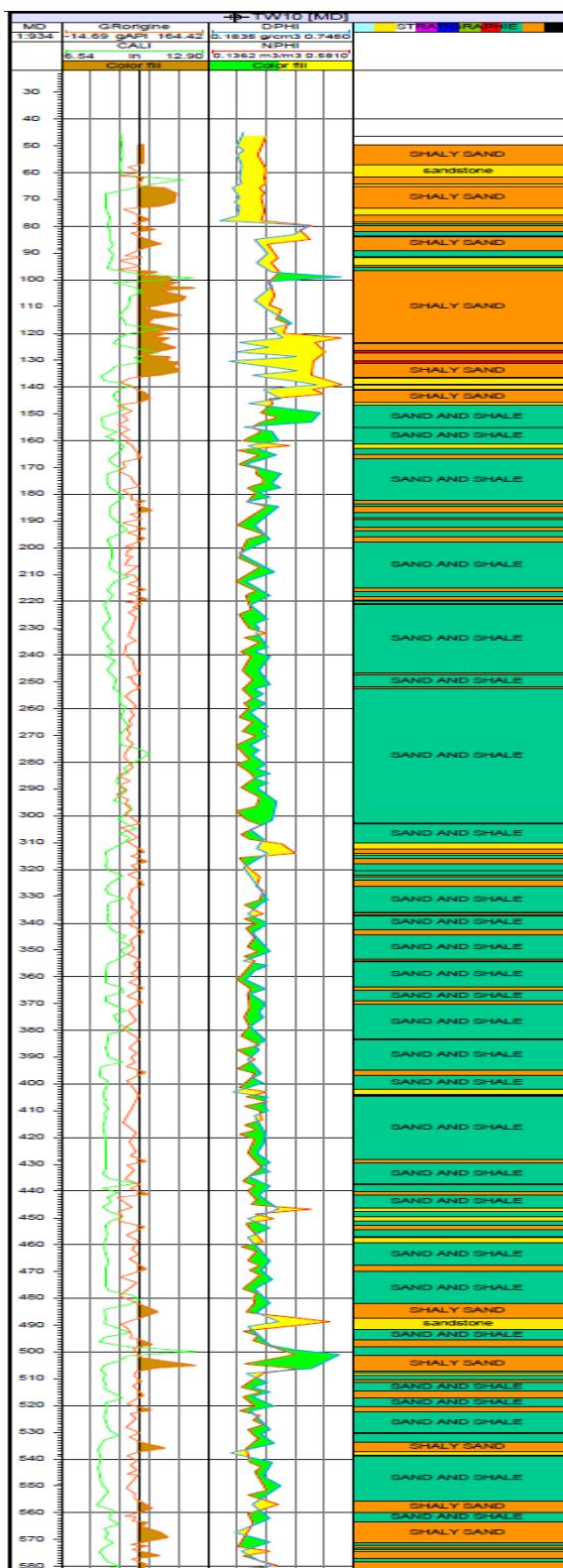
De 177 à 193 m : alternance de dolomie et de grès argileux et de rare calcaire.

De 193 à 222 m : alternance de couche métrique de calcaire, de grès et de dolomie et de rares couches d'argiles.

De 222 à 232 m : du grès argileux

De 232 à 234 m : de l'argile

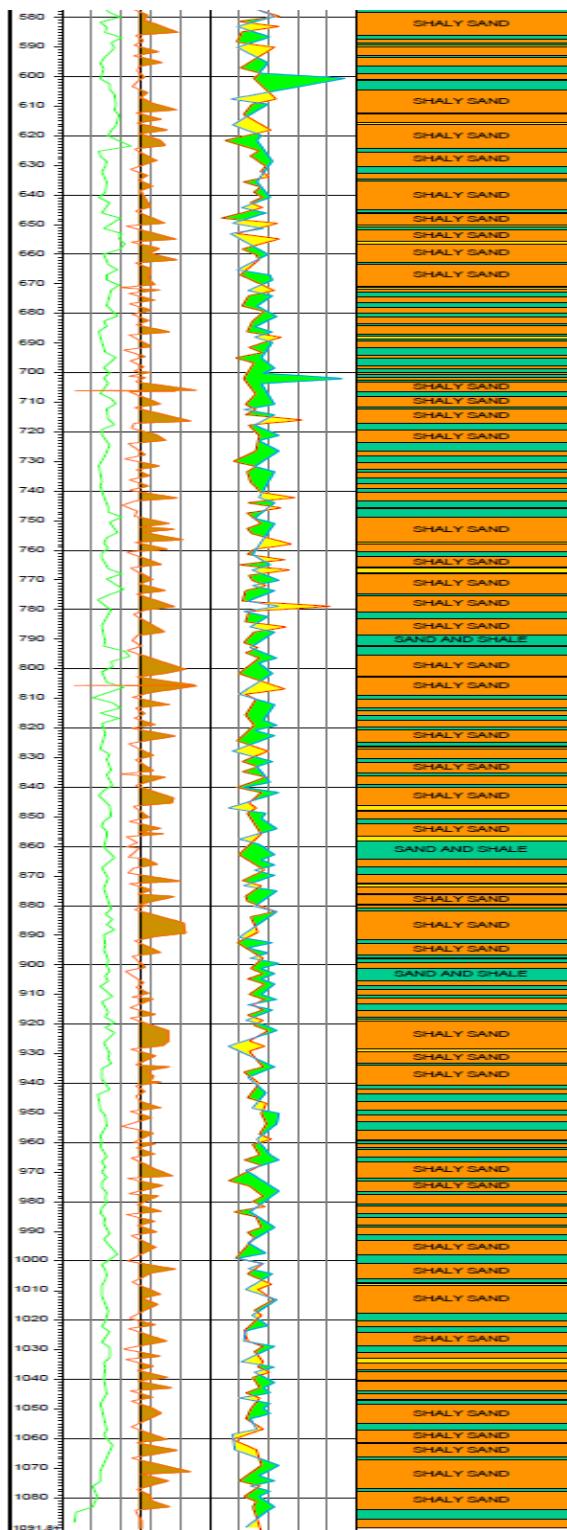
## 6. TW10



De 45 à 146 m : couche de grès argileux avec des intercalations irrégulières de grès et d'argile gréseux et parfois de l'argile

De 146 à 555 m : un mélange d'argile et de grès, avec intercalation de lame d'argile et de grès argileux

Figure 52 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW10 [1-880m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron



De 555 à 1090 m : alternance de grès argileux et de grès et de rares argiles

Figure 53 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW10 [880-1090m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron

## 7. TW11

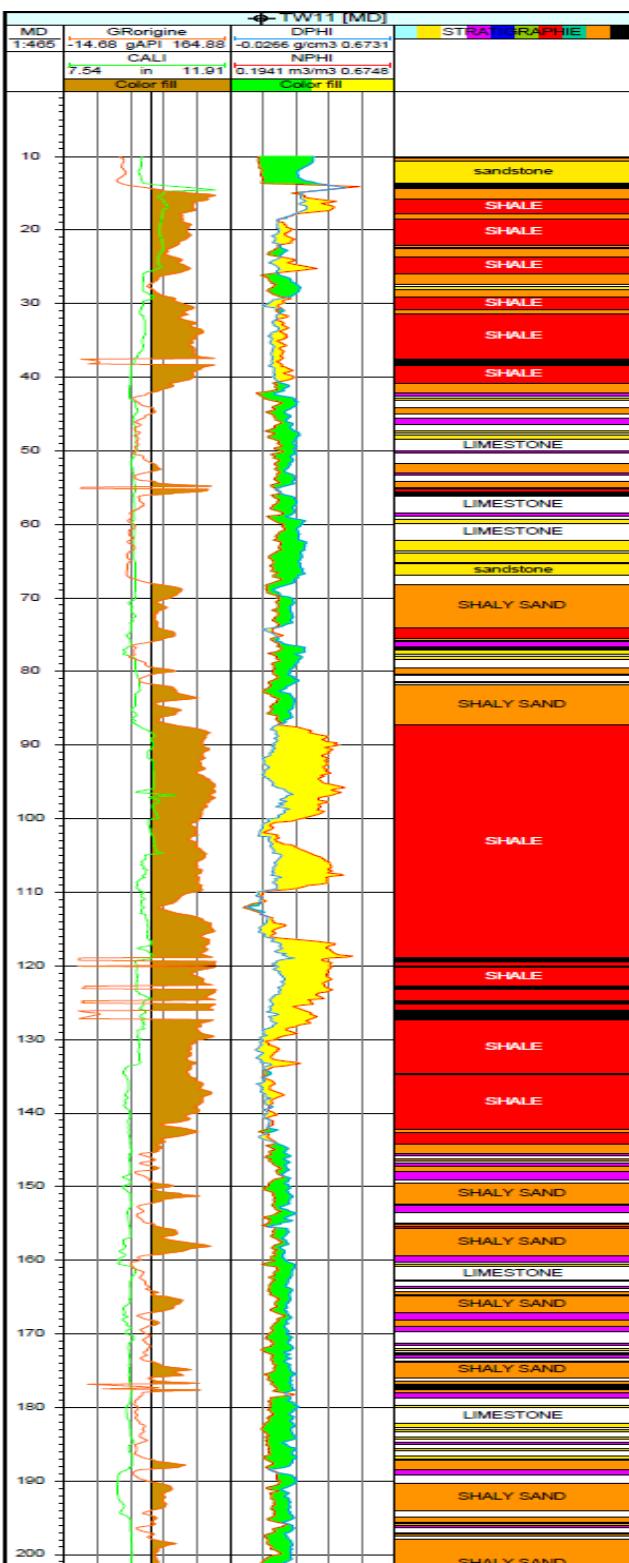


Figure 54: A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW11 [1-200m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron

De 10 à 14 m : du grès

De 14 à 16 m : du grès argileux

De 16 à 26 m : alternance de couche de grès et d'argile assez épais

De 26 à 29 m : du grès argileux sectionné au milieu par du calcaire

De 29 à 41 m : de l'argile et intercalation de grès argileux 31 m et de l'hydrocarbure d'environ 1m d'épaisseur à 38 m

De 41 à 55m : alternance assez régulière de grès argileux, de calcaire assez épais, de dolomie et quelquefois de grès.

À 55 m : une couche fine d'hydrocarbure ayant comme toit du grès argileux et comme base de l'argile

De 56 à 68 m : alternance de calcaire, de dolomie et de grès.

De 68 à 74 m : du grès argileux

De 74 à 76 m : de l'argile

De 76 à 82 m : au haut de la dolomie suivie d'une alternance de couche fine de calcaire de grès et un peu de grès argileux.

De 82 à 87 m : du grès argileux

De 87 à 144 m : de l'argile très épaisse avec intercalations de couches minces d'hydrocarbure respectivement à 119 m, à 120 m, 123 m, 125 m et à 127 m. Il y a aussi passage de grès argileux à 134 m et à 142 m

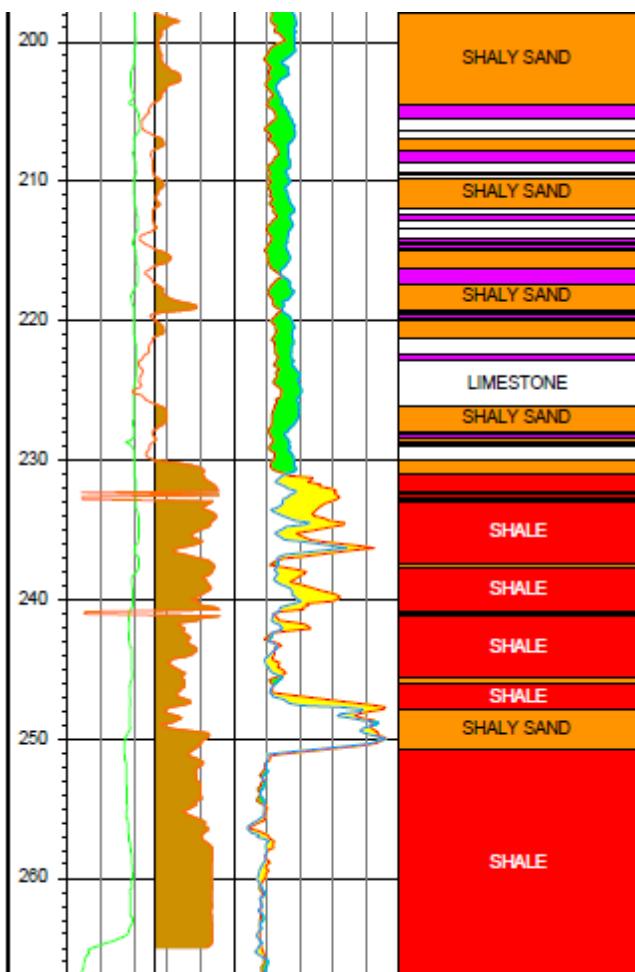


Figure 55 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW11 [200-260m] sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron

De 144 à 177 m : alternance de calcaire, de dolomie et de grès argileux ; couches supérieures assez fines puis épaisses au milieu et redeviennent fines à la base.

À 177 m de l'hydrocarbure d'environ 0,5 mètre d'épaisseur.

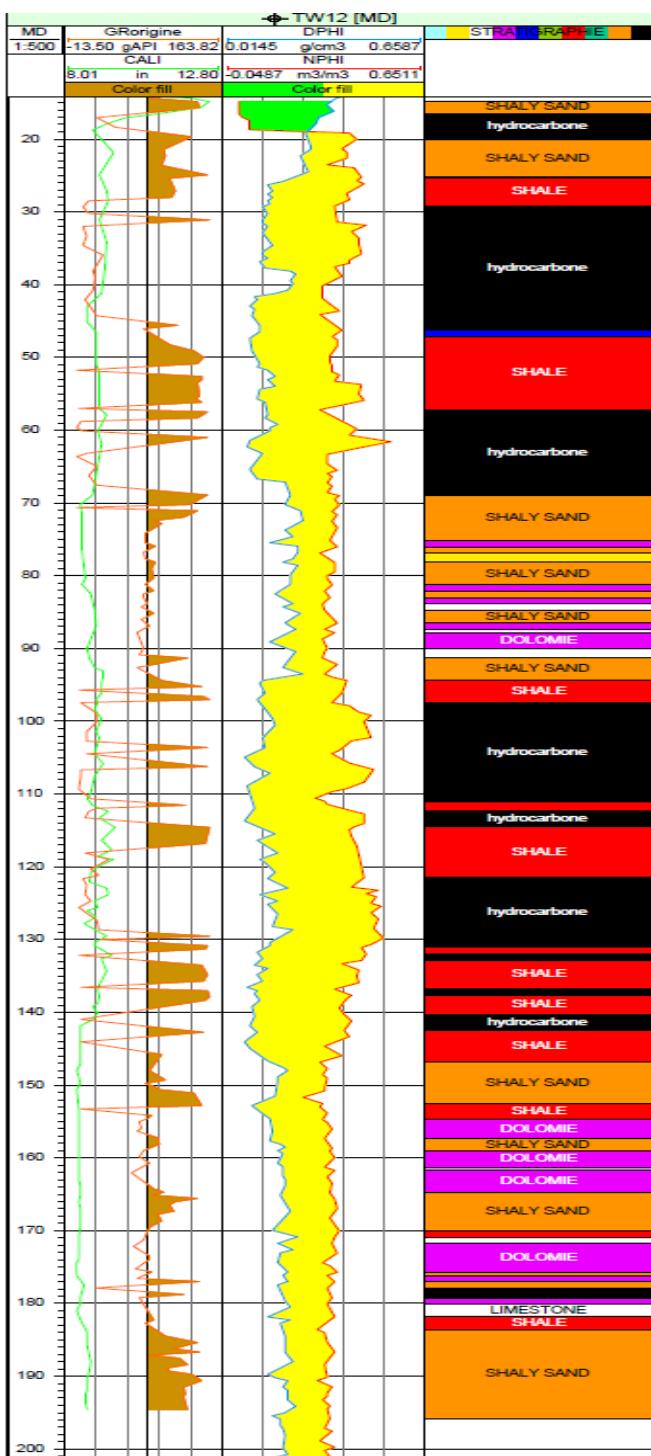
De 178 à 187 m : alternance de grès, de calcaire et quelquefois de dolomie.

De 187 à 204 m : succession couches d'environ 5m d'épaisseur de grès argileux séparée par des couches minces de calcaire et de dolomie

De 204 à 231 m : alternance de couche mince d'épaisseur irrégulière de calcaire, de dolomie et de grès argileux

De 231 à 267 m : de l'argile très épaisse sectionnée par des fines couches d'hydrocarbure respectivement à 232 m, 233 m et 241 m et du grès argileux à 237 m, 246 m et 250 m

8. TWI2



*Figure 56 : A l'extrême droite l'interprétation lithologique du puits TW12 sur la base des Logs : Gamma Ray, Densité et Neutron*

Jusqu'à 16 m : du grès argileux

De 16 à 20 m : de l'hydrocarbure

De 20 à 25 m : du grès argileux

De 25 à 29 m : de l'argile

De 29 à 46 m : de l'hydrocarbure

À 47 m : de l'anhydrite d'une épaisseur d'environ 80 cm

De 48 à 57 m : de l'argile

De 57 à 69 m : de l'hydrocarbure

De 69 à 94 m : alternance de couche assez épaisse et irrégulière de grès argileux, de dolomie de calcaire et de quelques fois de grès.

De 94 à 97 m : de l'argile

De 97 à 111 m : de l'hydrocarbure

De 111 à 112 m : de l'argile

De 112 à 114 m : de l'hydrocarbure

De 114 à 121 m : de l'argile

De 121 à 131 m : de l'hydrocarbure

De 131 à 147 m : de l'argile, mais avec intercalation d'hydrocarbures respectivement à 132 m, 137m, et à 141 m

De 147 à 152 m : du grès argileux

De 152 à 194 m : alternance pseudo régulière de couches d'argile, de dolomie, et de grès argileux. Intercalation de couche fine d'hydrocarbure à 179 m d'une épaisseur d'environ 2m

## CHAPITRE IV – INTERPRETATION QUANTITATIVE

### Section 1 - CORRECTION DUE AUX VARIABLES D'ENVIRONNEMENT

#### I. LES MÉTHODES DE CORRECTION DES LOGS GAMMA RAY (GR) POUR SCHLUMBERGER

Les corrections d'environnement sont fonction de la densité de boue dans le puits, le diamètre du puits ainsi que la centralisation de la sonde.

Les Diagraphies pour les puits TW ont été acquises avec des sondes Schlumberger ainsi les facteurs de correction sont issue du fabricant des sondes.

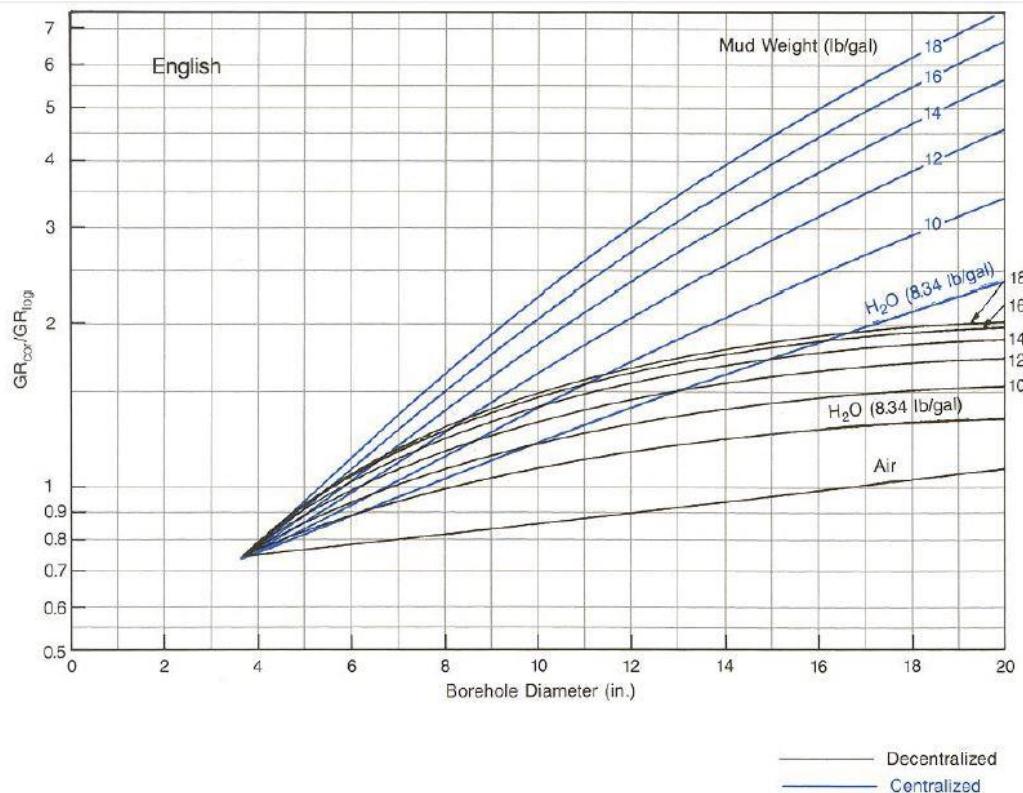


Figure 57 : Facteur de correction des effets du diamètre du trou

## II. CORRECTION DES EFFETS DE LA DENSITÉ DE BOUE

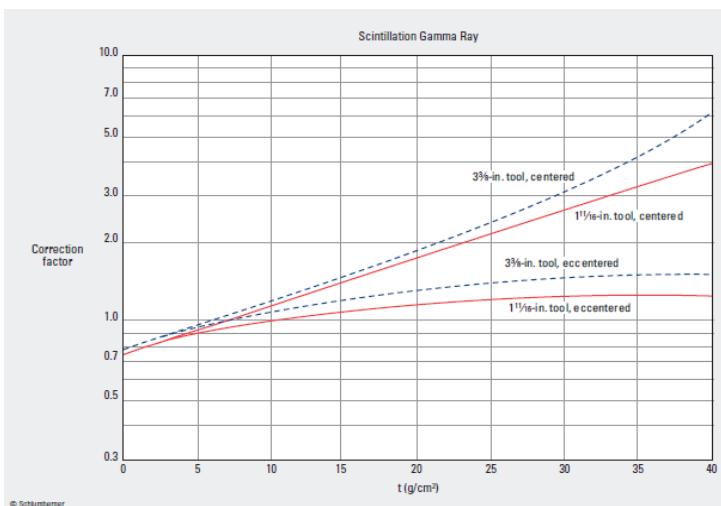


Figure 58: Courbe du facteur de correction selon la densité de boue de forage

$$t = \frac{\rho_{boue}}{8.345\rho_{eau}} \left( \frac{2.54}{2} d_h - \frac{2.54}{2} d_{sonde} \right)$$

$$\mathbf{GR1} = \mathbf{C}_{f1} \times \mathbf{GR}$$

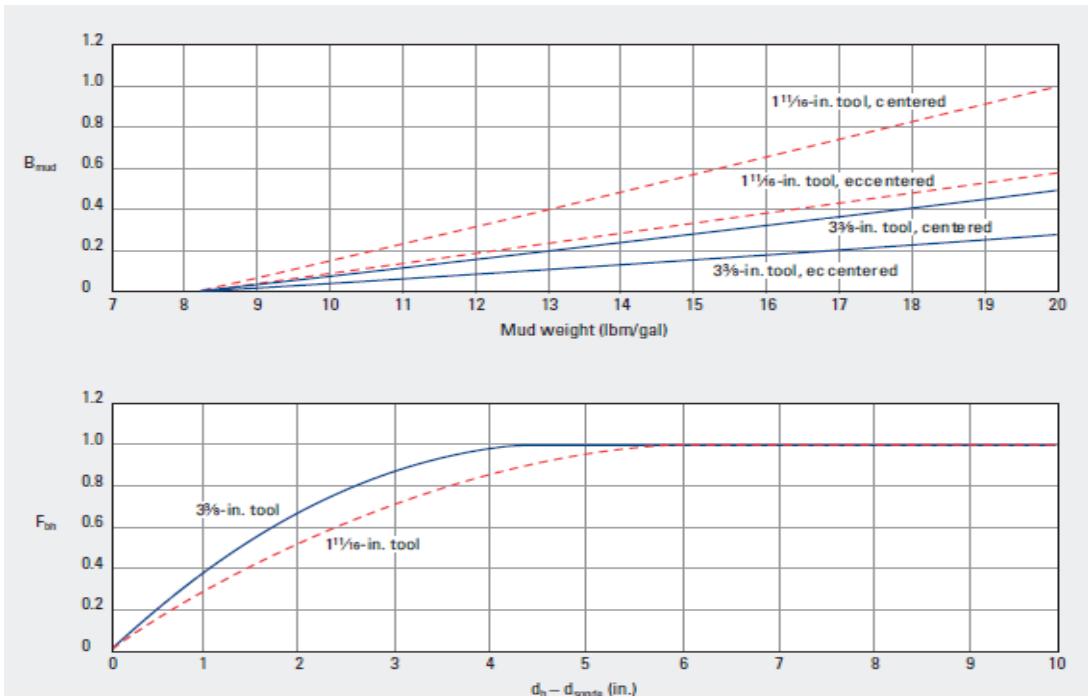


Figure 59 : Coefficient de calcul du facteur de correction

$$\mathbf{C}_{f1} = [\mathbf{C}_{f1} \times (1 + \mathbf{B}_{mud} \times \mathbf{F}_{bh})]$$

$$\text{GRC} = C_f \times \text{GR}$$

### III. CALCUL DES FACTEUR DE CORRECTION

En unité métrique

$$\boxed{\text{GRC} = \text{GR} \times (1 + 0.000332 \times (\rho_{\text{boue}}/\rho_{\text{eau}} - 1000)) \times (1 + 0.0024 \text{ (CAL-203)})}$$

**CAL** = caliper log reading (hole size) (mm)

**GR** = gamma ray log reading (API units)

**GRc** = gamma ray log reading corrected for borehole size and mud weight (API units)

**MWT** = mud weight (Kg/m<sup>3</sup>)

En unité Anglais

$$\boxed{\text{GRC} = \text{GR} * (1 + 0.04 * (\text{MWT} - 8.3)) * (1 + 0.06 * (\text{CAL} - 8))}$$

**CAL** = caliper log reading (hole size) (in)

**GR** = gamma ray log reading (API units)

**GRc** = gamma ray log reading corrected for borehole size and mud weight (API units)

**MWT** = mud weight (lb/US gal)

### Section 2 – DONNÉES CORRIGÉE POUR LE LOG RAYON GAMMA (GR)

À l'issue de l'application des facteurs de corrections tenant en compte les effets du forage, ceux de l'outil de mesure ainsi que les effets des roches voisins et autres facteurs d'environnement ; on obtient les Logs Gamma Ray corrigés suivants :

Légende : valeur des courbes selon leur couleur

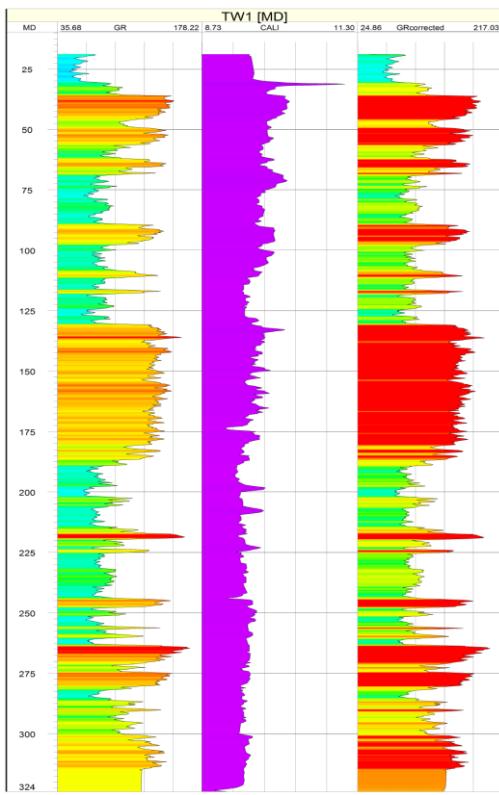
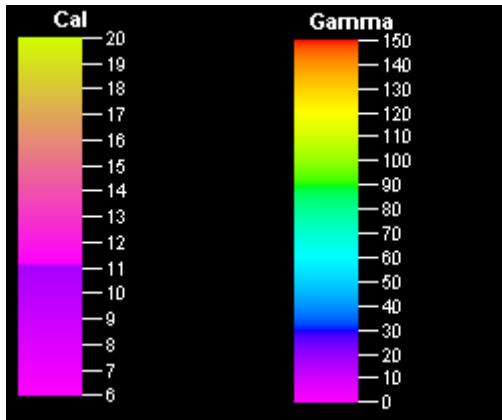


Figure 60: A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW1

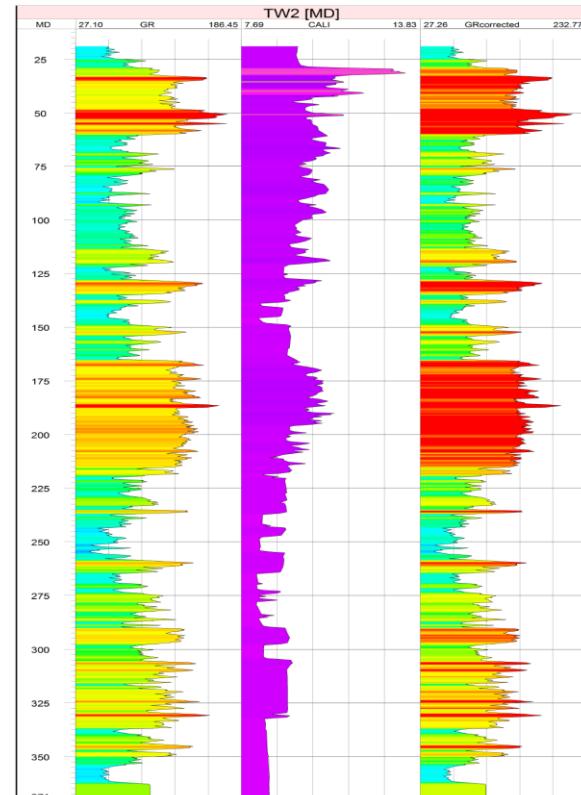
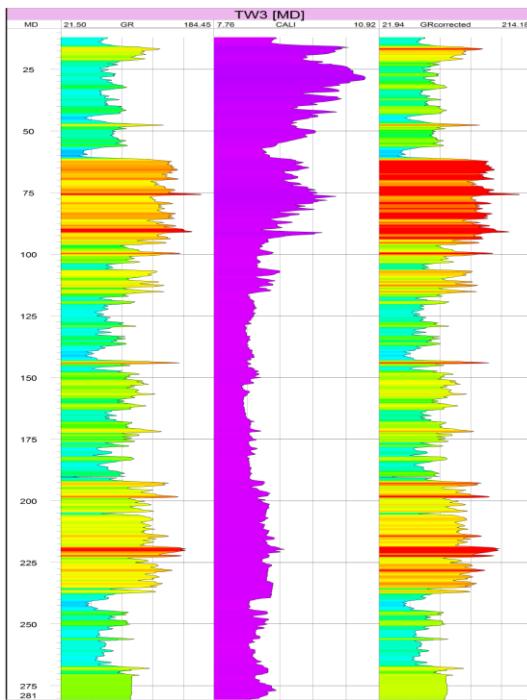
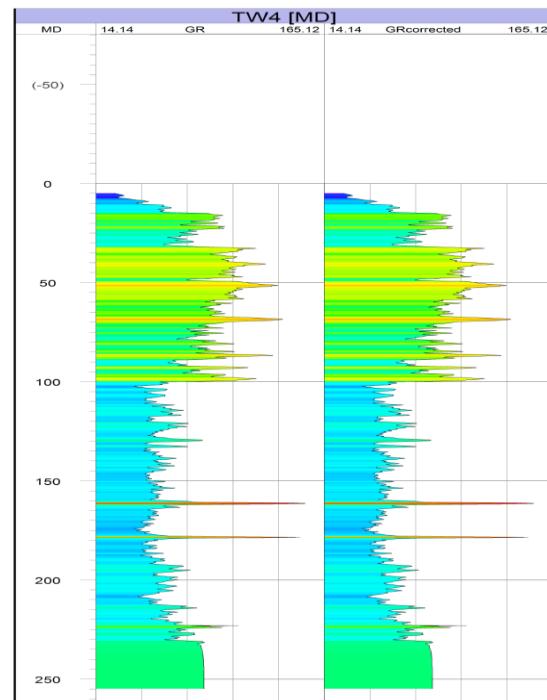


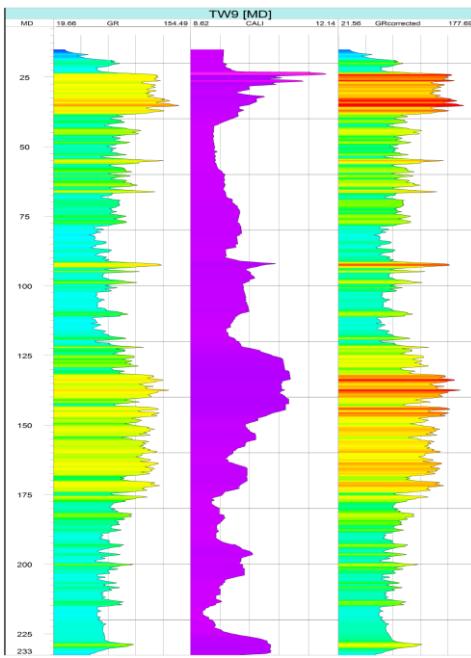
Figure 61 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW2



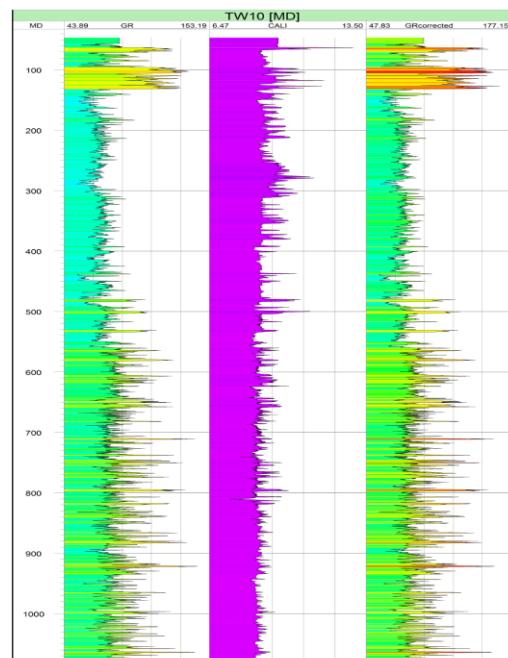
*Figure 62 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW3*



*Figure 63 : Le log GR n'a pu être corrigé faute d'information sur le diamètre du trou pour le puits TW4*



*Figure 64 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW9*



*Figure 65 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW10*

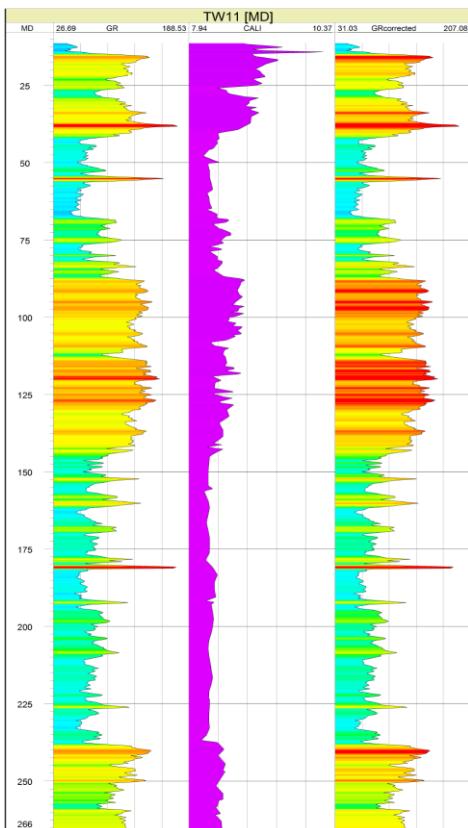


Figure 66 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW11

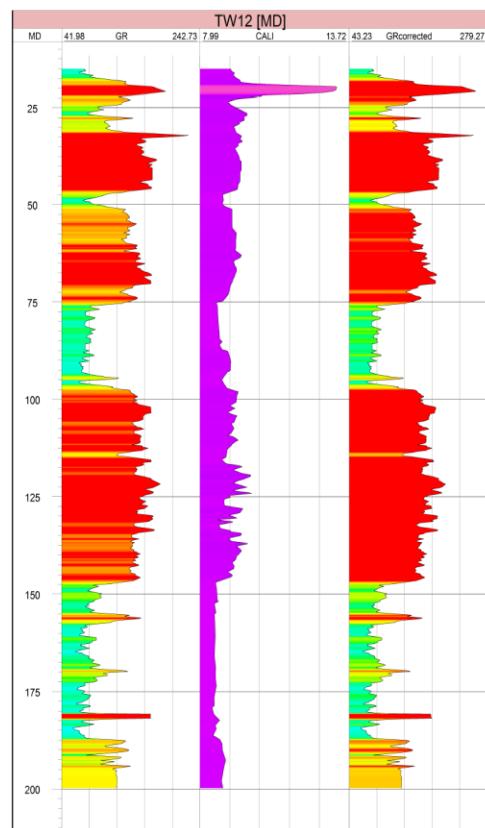


Figure 67 : A gauche le Log GR non corrigé, au milieu le log Caliper et à droite le Log GR corrigé pour le puits TW12

### Section 3 - DÉTERMINATION DES LIGNES DE BASE « SHALE-LINE » ET « SAND-LINE »

Le calcul de volume d'argile dépend surtout de la détermination de la ligne de base de d'argile ou « shale line » et celle du sable.

Le « shale line » correspond pour le Log GR à une ligne moyenne des zones ayant une radioactivité naturelle haute où seulement 10 % des points au maximum peuvent la dépasser.

Le « Sand line » est à l'inverse du « shale line », 10 % des points de la courbe GR seulement peuvent être inférieur au « Sand line ».

## Section 4 - FRACTION VOLUMÉTRIQUE D'ARGILE

La méthode commence par le calcul de l'indice d'argile.

$$I(GR)(\%) = \frac{GR \text{ value (log)} - GR(\text{matrix})}{GR(\text{shale}) - GR(\text{matrix})}$$

$I(GR)$  Indice d'argile GR (max) = GR pour l'argile à 100% et GR (min) pour 0% d'argile

### I. LES DIFFERENTES METHODES DE CALCUL DU POURCENTAGE D'ARGILE

1. Larionov (1969) pour les Roches du Tertiaire :  
 $V_{sh} = 0.083 (2^{3.7I(GR)} - 1)$

2. Steiber (1970)

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2I_{GR}}$$

3. Clavier (1971)

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2]^{1/2}$$

4. Larionov (1969) pour les Roches plus âgées

$$V_{sh} = 0.33 (2^{2I(GR)} - 1)$$

Représentation des différentes formules de détermination de volume d'argile

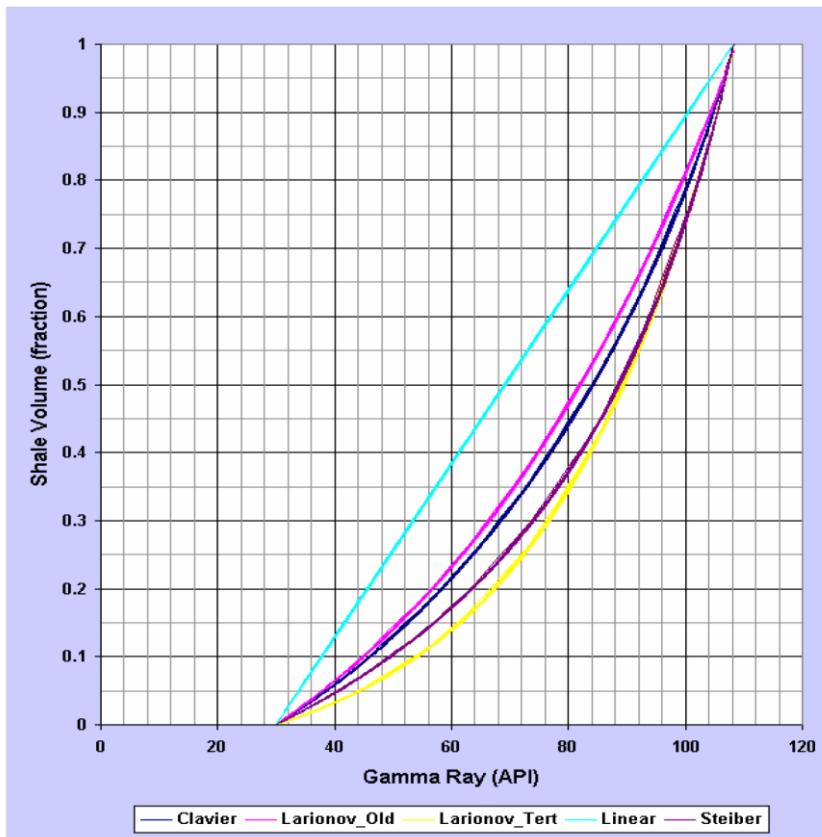


Figure 68: Représentation des différents modes de calcul des fractions volumétriques d'argile dans les couches

Les graphiques suivants donnent les pourcentages d'argile dans les couches en utilisant les différentes méthodes de calcul : Clavier, Larionov, Linéaire et Stieber.

L'âge des formations rencontrées à Tsimiroro est généralement triasique qui fait partie du Mésozoïque. La formule de Larionov\_Old est la plus appropriée pour le calcul de Vsh. C'est la courbe bleue qui est celle de Larionov\_Old

Les différentes formules ont quand même été appliquées et les résultats illustrés par les courbes ci-après pour voir leurs différences.

LAIRONOV_19		
-0.0990	%	1.0890
CLAVIER		
-0.1523	%	0.0138
STEIBER		
-0.1000	%	1.1000
LAIRONOV		
-0.0996	%	1.0952
Ish		
-0.1000	%	1.1000

## II. CALCUL DE VOLUME D'ARGILE

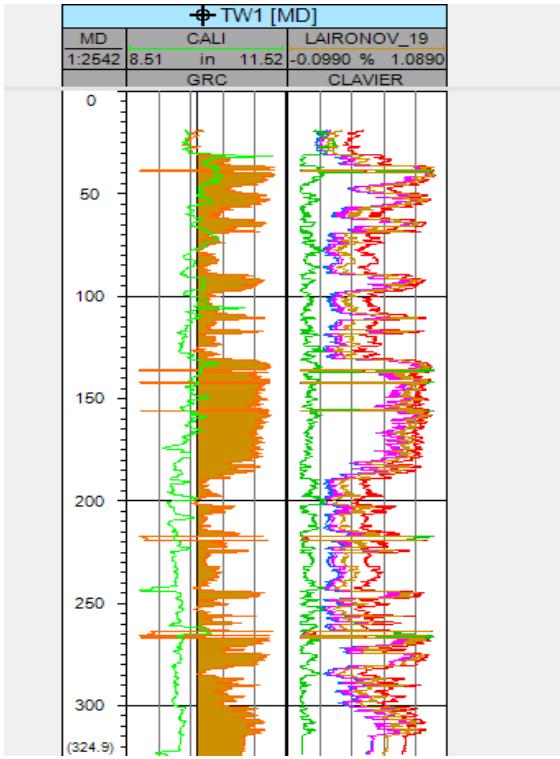


Figure 69 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW1

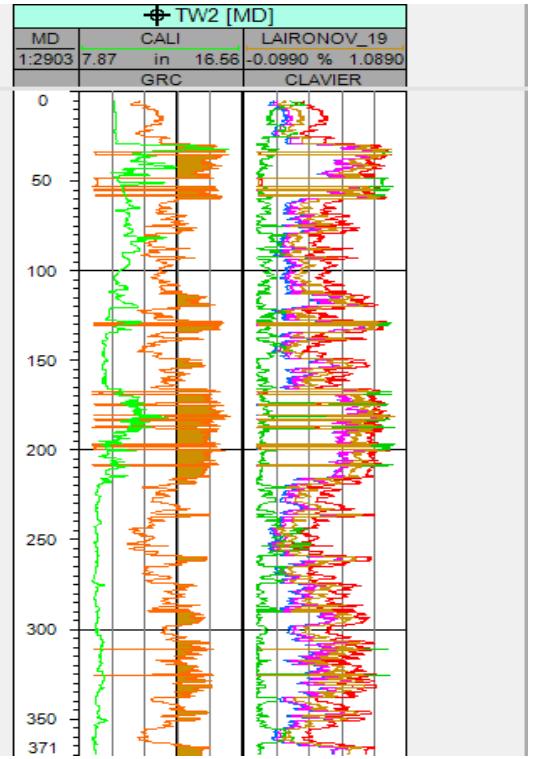


Figure 70 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW2

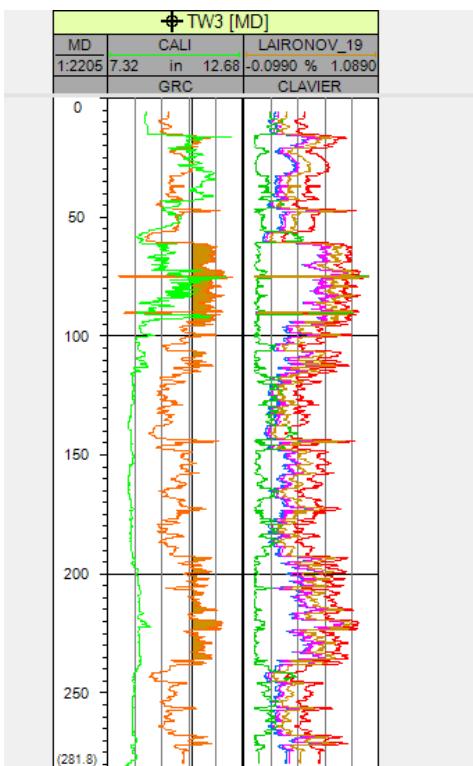


Figure 71 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW3

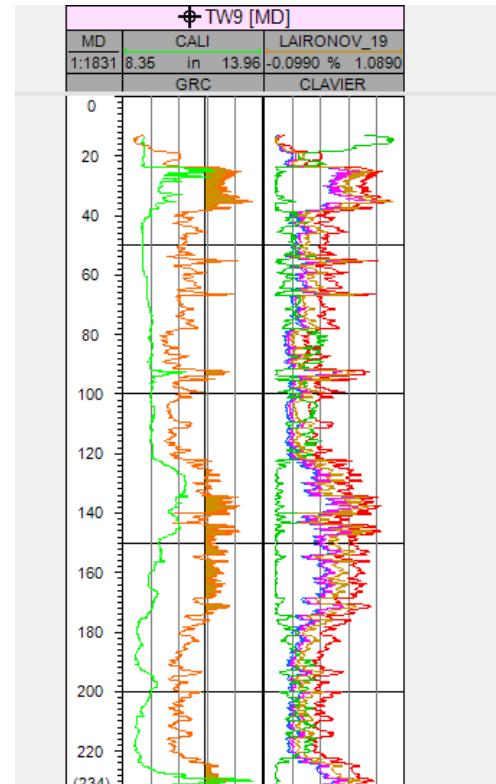


Figure 72 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW9

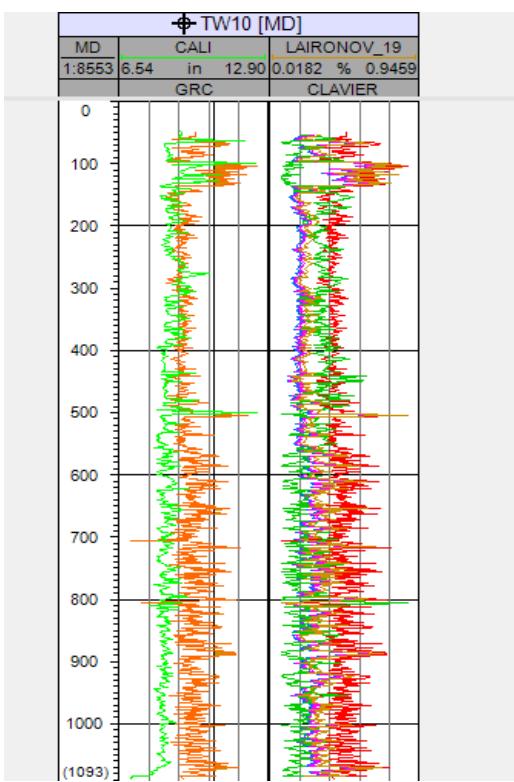


Figure 73 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW10

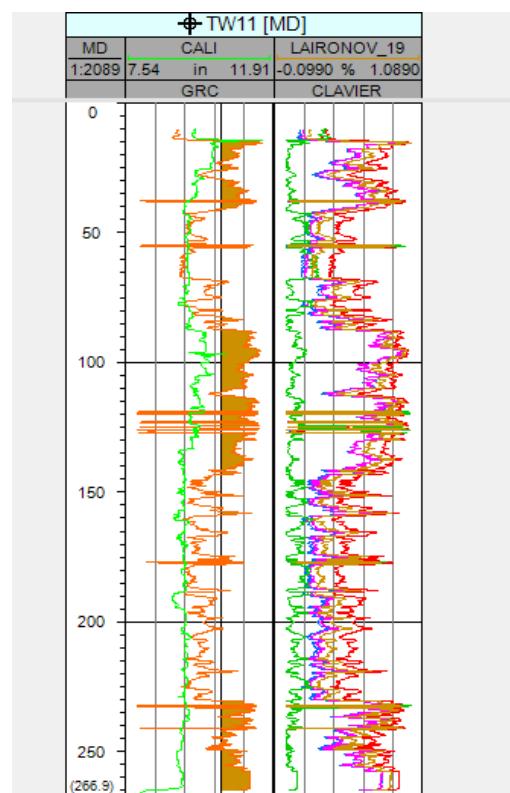


Figure 74 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW11

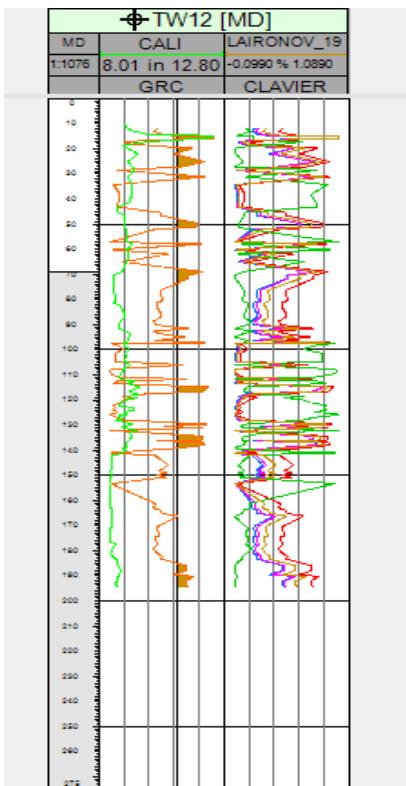


Figure 75 : A droite les courbes représentant le pourcentage d'argile selon les différentes formules pour TW12

## Section 5 - CALCUL DE POROSITÉ PAR LA MÉTHODE DE LA LITHOLOGIE COMPLEXE

La meilleure méthode pour l'analyse moderne, simple, des diagraphies nécessite les Log de neutrons et Log de densité. Le modèle de la lithologie complexe fonctionne aussi bien dans les sables de quartz que dans d'autres mélanges, il est le modèle préféré aujourd'hui. Bien que le nom de la méthode soit compliqué, les calculs sont simples

### CAS NORMAL

#### I. CORRECTION DES LOG BRUTE OU RAW DATA EN FONCTION DU TENEUR EN ARGILE DE CHAQUE COUCHE

$$\text{PHIdc} = \text{PHID} - (\text{V}_{\text{sh}} * \text{PHIDSH})$$

$$\text{PHInc} = \text{PHIN} - (\text{V}_{\text{sh}} * \text{PHINSH})$$

PHIdc : Log densité corrigé en argile

PHInc : Log de neutron corrigé en argile

PHID : Log densité lu sur le Log brut

PHIN : Log neutron lu sur le Log brut

Vsh : Volume d'argile fractionnaire

PHIDSH : Valeur du Log Densité lu à 100% d'argile dans notre cas 0.18

PHINSH : Valeur du Log Neutron lu à 100% d'argile dans notre cas 0.30

PHIDSH et PHINSH sont des constantes pour chaque zone, et sont pris en une seule fois.

On doit ensuite vérifier l'éventuel croisement de gaz après corrections d'argile et de

calculer la porosité pour chaque couche de l'équation correcte :

Si le Log PhInC > = PHIdc, il n'y a pas de coupure de gaz

$$\text{ALORS } \text{PHIx} = (\text{PhInC} + \text{PHIdc}) / 2$$

Où PHIxdn est la porosité donnée par la méthode de la lithologie complexe.

Après que toutes les corrections sont appliquées, PHIxdn est appelée la porosité efficace, PHIE.

## II. CAS PARTICULIERS

a) Si le gaz est connu pour être présent et de croisement de gaz se produit après corrections d'argile:

PhInc < PHIdc , il y a croisement de gaz

$$\text{ALORS } \text{PHIx} = \sqrt{\frac{\text{PHIdc}^2 + \text{PhInc}^2}{2}}$$

b) Si le gaz est connu pour être présent, mais pas de croisement se produit après corrections d'argile, cela signifie généralement l'existence du gaz dans la dolomie ou dans un grès avec beaucoup de minéraux lourds , on applique la correction de gaz suivant:

$$\text{PHIx} = -\text{PHIdc} / (\text{PhInc} / 0.8 - 1) / (1 + \text{PHIdc} / (0.8 - \text{PhInc}))$$

$$\text{PHIx} = \text{PHIx} + \text{KD3} * (0.30 - \text{PHIx}) * (\text{DENNSMA} / \text{KD1} - \text{KD2})$$

Où: KD1 = 1,00 pour les unités anglaises

KD1 = 1000 pour les unités métriques

KD2 = 2,65 pour le log échelle de grès

KD2 = 2,71 pour le log échelle de calcaire

KD3 = 1,80 pour le log échelle de grès

KD3 = 2,00 pour le log échelle de calcaire

c) Si la roche est de la dolomite et de la porosité est inférieure à 5 %

$$E = (4 - (3,3 + 10^{-5} * \text{PhInC} - 0,16))$$

$$\text{PHIxdn} = (E * \text{PHIdc} + 0,754 * \text{PhInC}) / (E + 0,754)$$

Cette option peut être utilisée tant qu'il n'y a pas de croisement de gaz après corrections d'argile. Il est un peu plus précis

d) Si le modèle ARCHIE double water doit être utilisé pour la saturation de l'eau, on utilise :

$$\text{BVWSH} = (\text{PHIDSH} + \text{PHINSH}) / 2 \text{ ( une constante pour la zone )}$$

$$\text{PHIT} = (\text{PHID} + \text{NIMP}) / 2 \text{ ( une valeur pour chaque couche )}$$

e) Si la zone est du carbonate vacuolaire, il faut calculer la porosité secondaire :

$$\text{PHIsec} = \text{PHIxdn} - \text{PHIsc}$$

· La densité de la matrice nécessaire à la correction de gaz doit être calculée à partir des

descriptions d'échantillons ou par le calcul de la PE (effet photoélectrique) si ce Log PE est disponible.

Ainsi on obtient les résultats suivants :

Notez que : PHINc et PHIDc à l'extrême gauche des courbes sont respectivement le Log neutron corrigé et le Log densité corrigée. Les différents cas particuliers cités précédemment qui conditionnent le calcul de la porosité effective ont été cherchés sans quoi, le cas général s'applique, mais le « cross over » s'enregistre parfois.

La courbe au milieu « CROSS OVER » indique les zones où PHINc est inférieur à PHIDc.

À l'extrême droite, la porosité PHIxDN qui est aussi la porosité effective, car on a déjà fait les corrections des effets de l'argile.

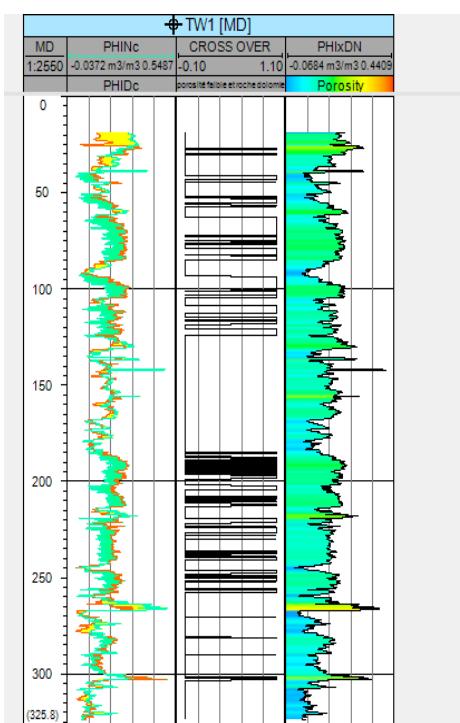


Figure 76 : A l'extrême droite la porosité effective pour TW1

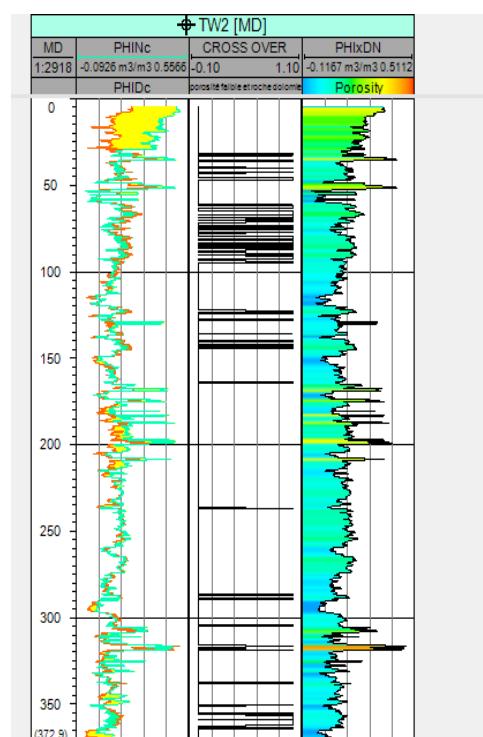


Figure 77 : A l'extrême droite la porosité effective pour TW2

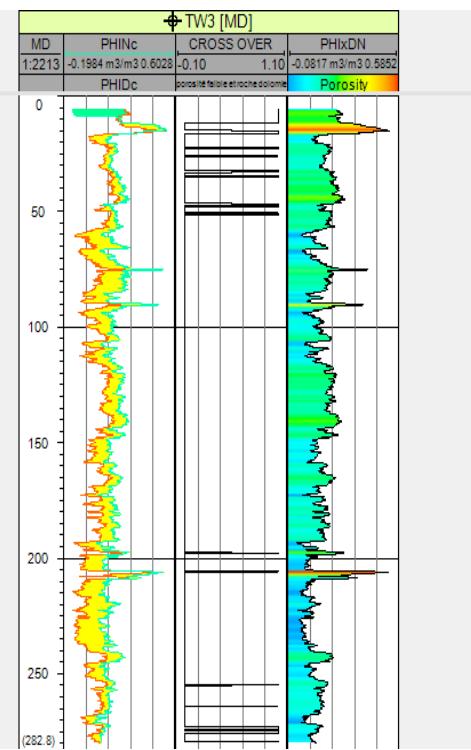


Figure 78 : A l'extrême droite la porosité effective pour TW3

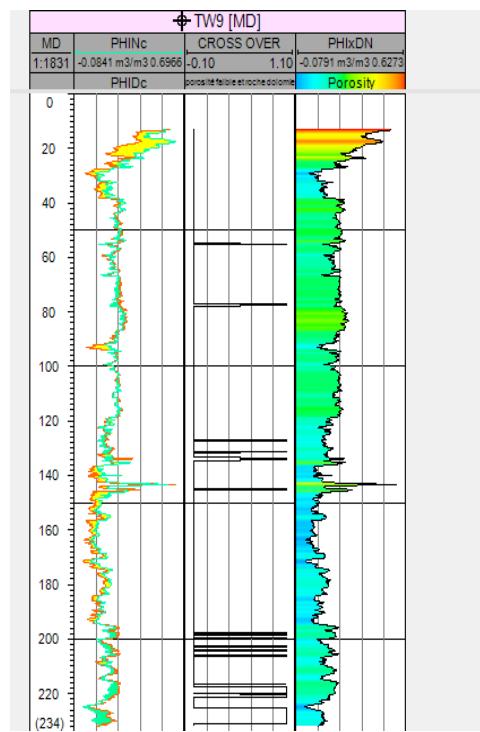


Figure 79 : A l'extrême droite la porosité effective pour TW9

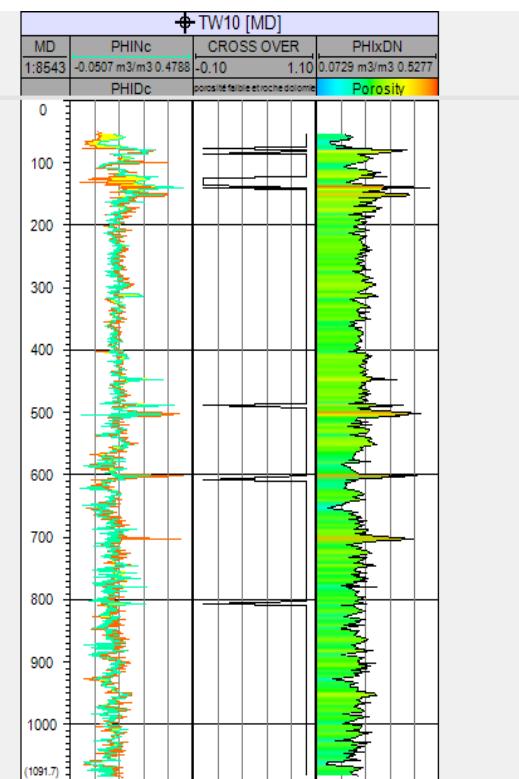


Figure 80 : A l'extrême droite la porosité effective pour TW10

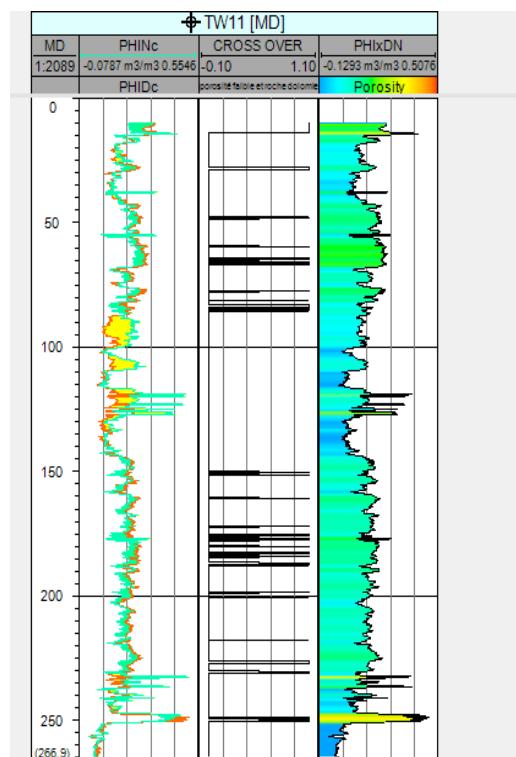


Figure 81 : A l'extrême droite la porosité effective pour TW11

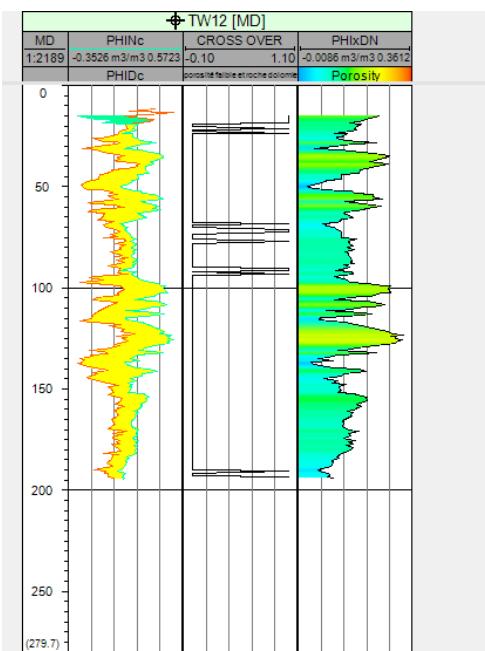


Figure 82 : A l'extrême droite la porosité effective pour TW12

## CHAPITRE V - VÉRIFICATION DE LA COHÉRENCE DES RÉSULTATS

Pour les puits munis de rapport de chantier sur les cuttings, on peut dire qu'il y a concordance des formations découvertes lors des forages avec les interprétations qualitatives découlant des Log GR et FDC-CNL.

À l'extrême gauche l'âge des formations

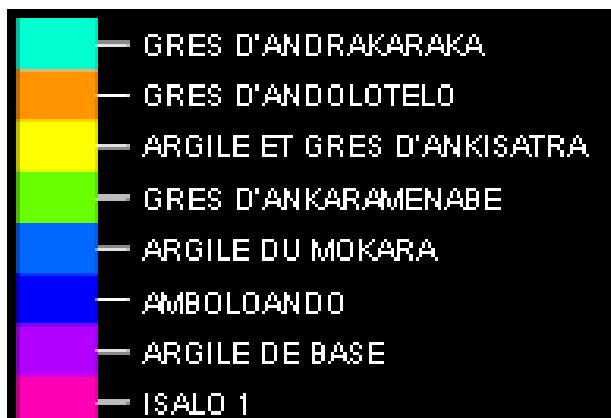
Après l'âge, les résultats d'interprétation qualitative donnant la lithologie

Puis, le log de chantier déjà daté par l'OMNIS par le département Bio Stratigraphie

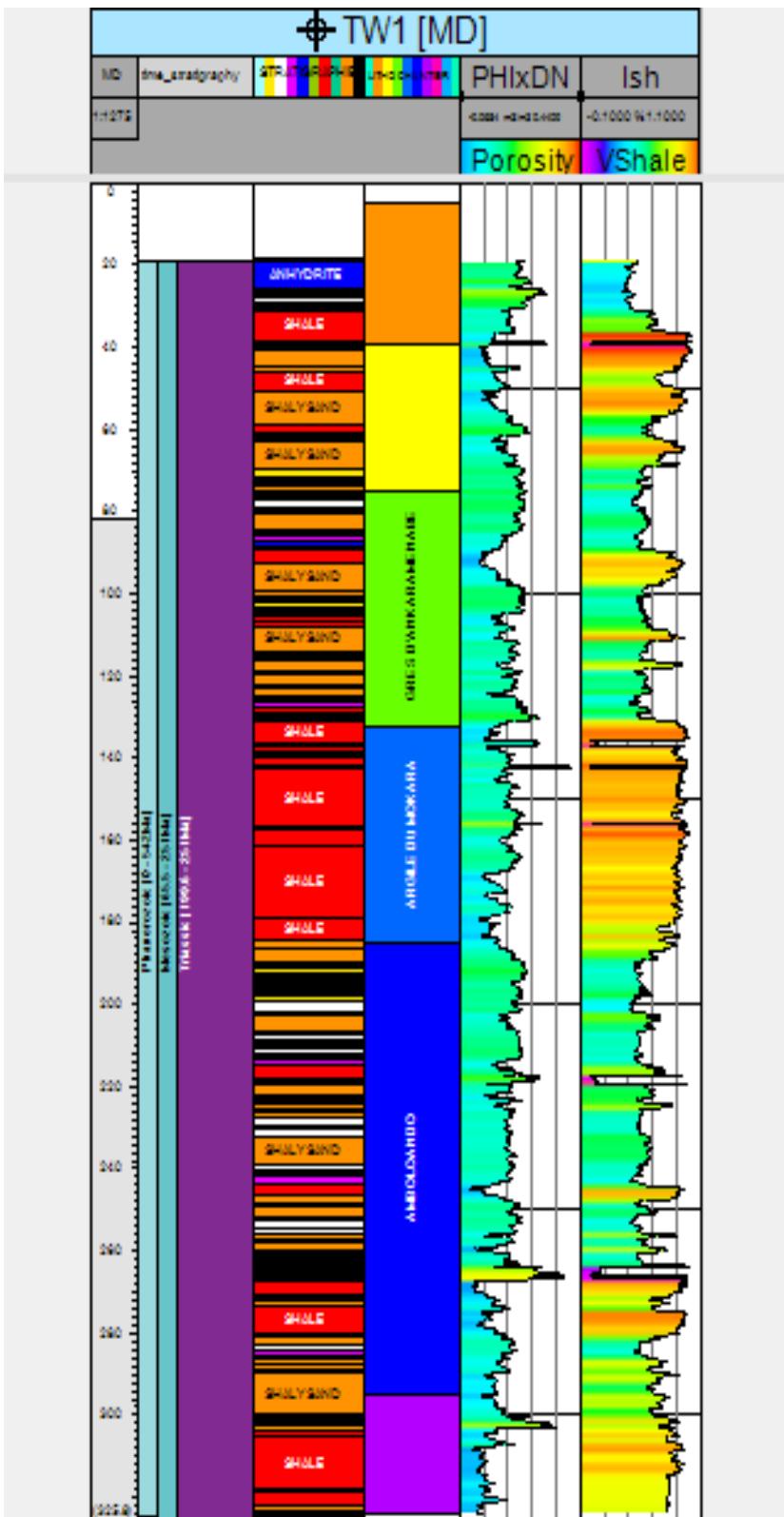
Ensuite la Porosité effective obtint par l'usage de la méthode «Complex lithology using neutron and density crossplot»

Et à l'extrême droite l'indice d'argile en utilisant le modèle linéaire.

Échelle de couleur



I. TWI



Au sommet le grès d'ANDOLOTELO selon le Log de chantier s'aligne avec de l'anhydrite des roches carbonatées et de l'argile

L'ANKISATRA correspond à de l'argile et du grès argileux, ça concorde avec le Log de Chantier

L'ANKARAMENAB  
E est assez similaire à  
l'ANKISATRA

Le Mokara se cale à de l'argile avec des infimes discontinuités. L'interprétation qualitative issue des Logs et les descriptifs des cuttings correspondent.

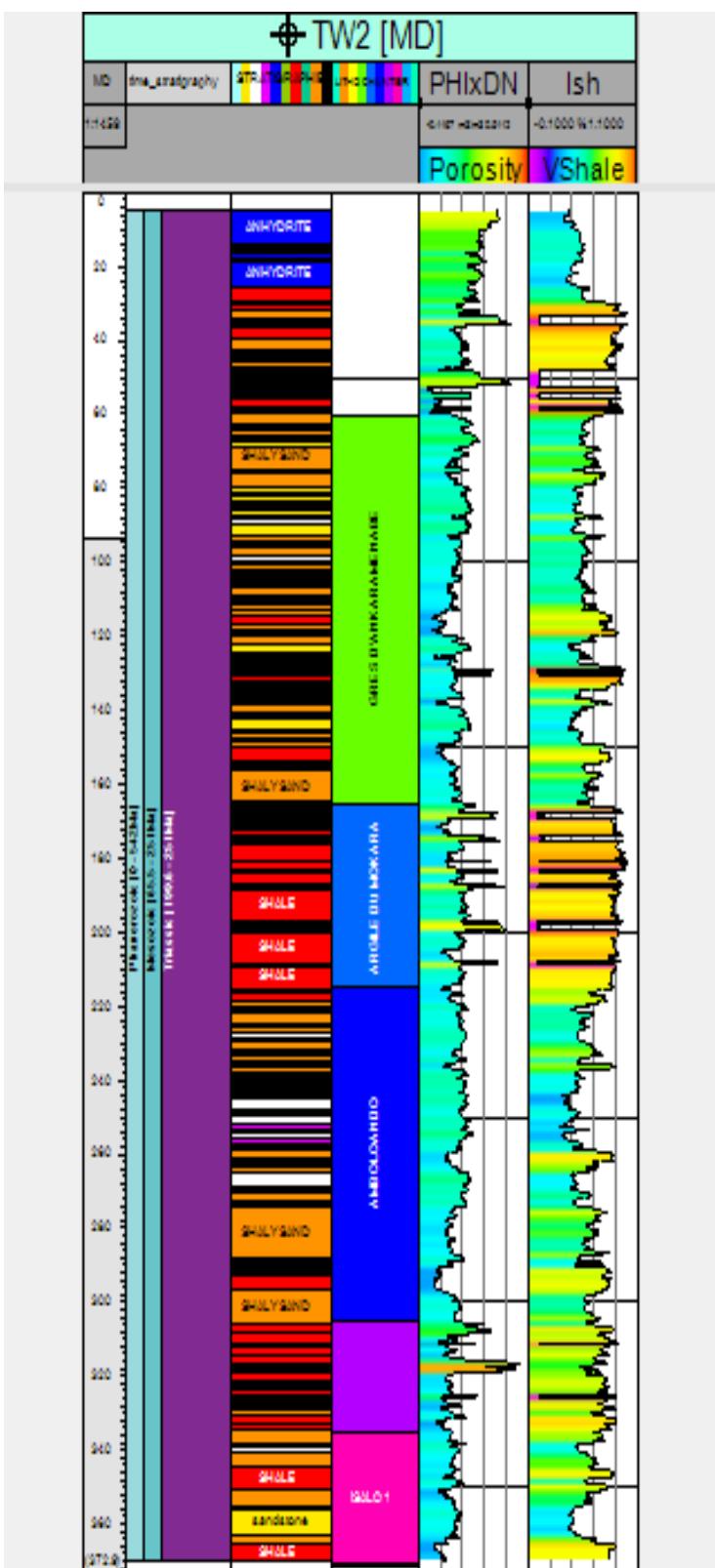
L'AMBOLANDO s'aligne à une zone assez pétrolifère avec des roches carbonatées et du grès. Le Mokara constitue un bon toit avec sa porosité minime.

## L'ARGILE DE BASE et est bien concordant avec l'interprétation qualitative aussi

Figure 83 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le

puits TW1

## II. TW2



Le Log de Chantier commence à 60 m avec l'ANKARAMENABE qui s'aligne avec une du grès argileux, du grès et de l'hydrocarbure.

Le MOKARA s'aligne avec de l'argile et de l'hydrocarbure qui s'intercale de temps en temps. Le Log de chantier et l'interprétation qualitative sont donc du même avis.

L'AMBOLOANDO se cale avec du grès argileux, des roches carbonatées et de l'hydrocarbure. La conservation de ces hydrocarbures est due à l'épaisse couche d'argile du MOKARA.

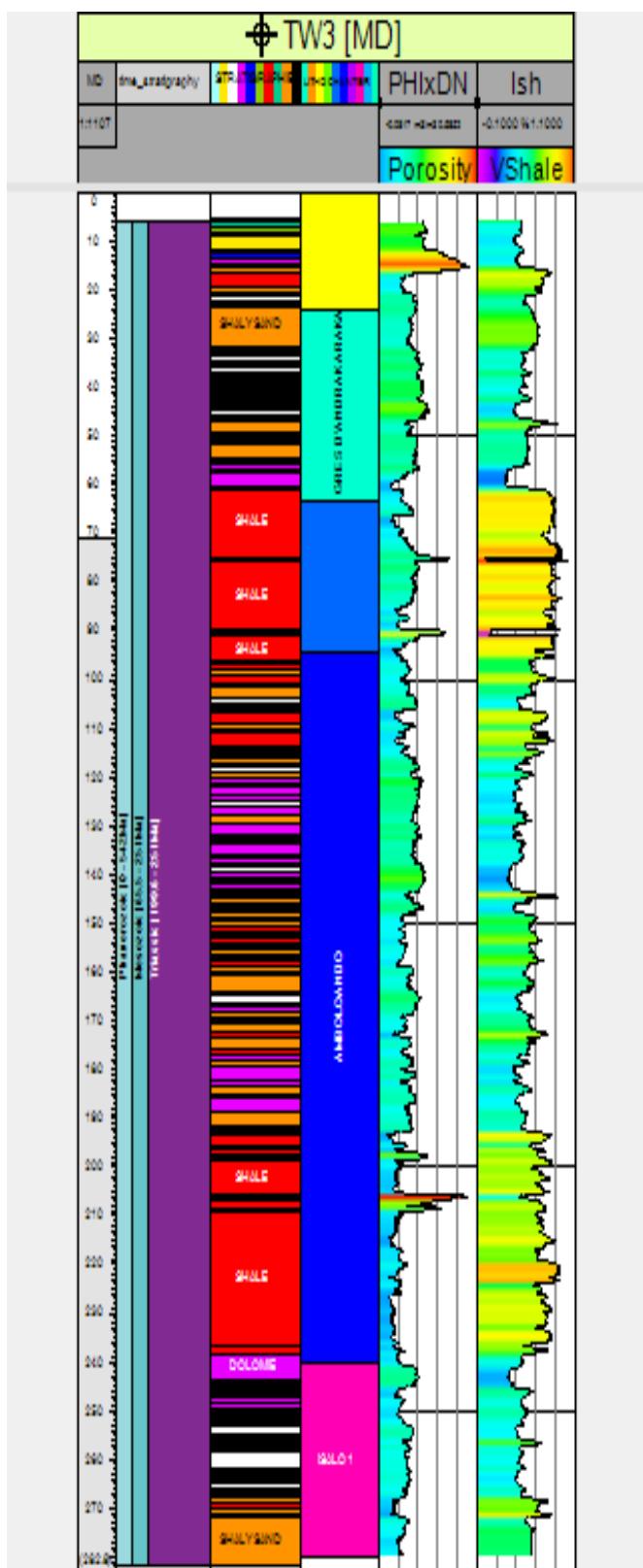
L'ARGILE DE BASE comme pour le puits TW1 est aussi de l'argile donc l'analyse de Log donne le même résultat que le Log de chantier.

L'ISALO 1 s'aligne avec de l'argile du grès argileux et du grès.

Figure 84 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le

puits TW2

### III. TW3



L'ANKISATRA est un mélange de grès d'anhydrite et d'argile d'après les Logs, les Logs de chantier en disent autant.

L'ANDRAKARAKA s'aligne avec du grès argileux et de l'hydrocarbure.

Le MOKARA est comme sur les deux puits précédents, de l'argile et quelques couches minces d'hydrocarbure.

L'AMBOLOANDO s'aligne avec des roches carbonatées et du grès argileux et de l'argile. Le log de chantier confirme ces résultats.

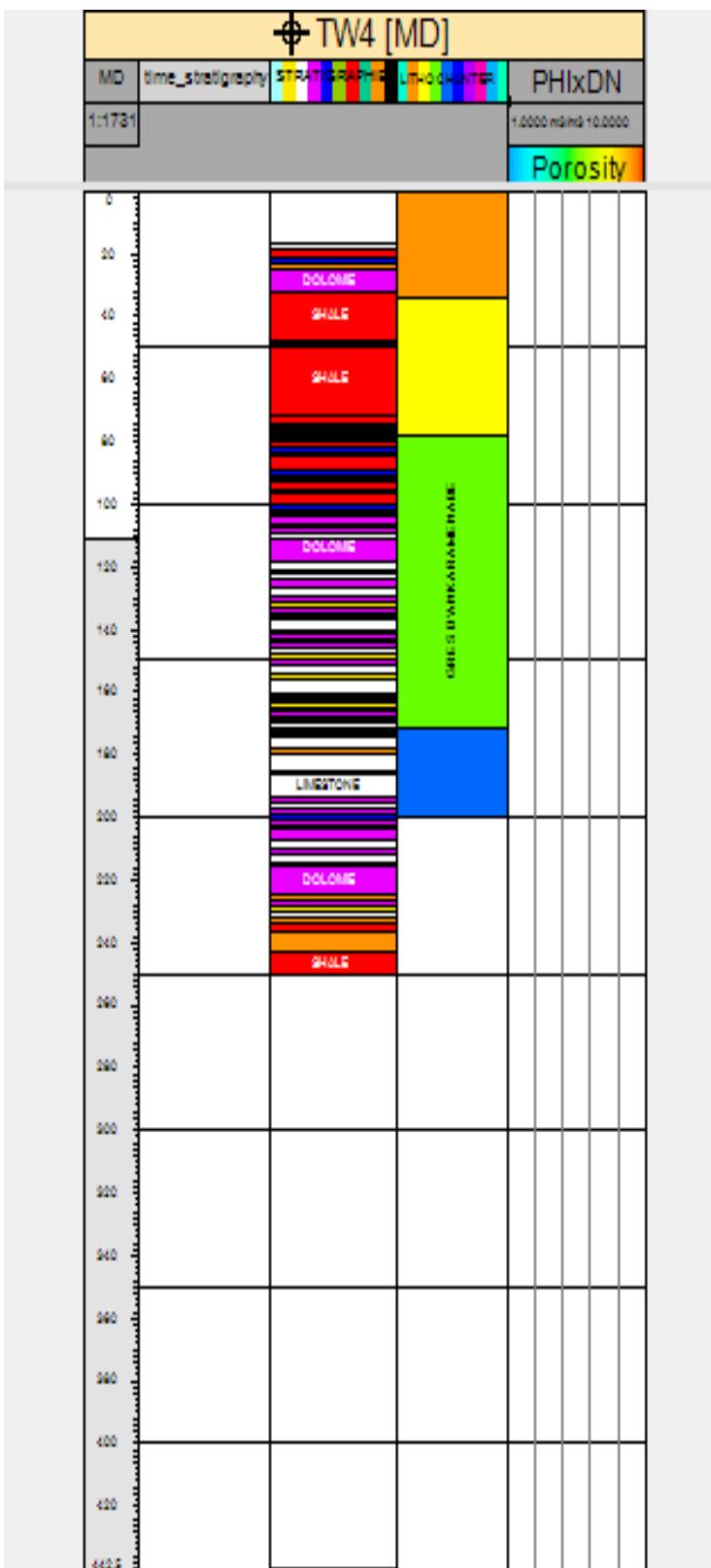
L'épaisseur de l'AMBOLOANDO incite au doute, car de 190 m à 240 m il y a de l'argile assez épaisse qui peut être des formations de l'ARGILE DE BASE

L'ISALO 1 ici s'aligne avec des roches de la série carbonatée et du grès argileux

Figure 85 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le

*puits TW3*

**IV. TW4**



*Figure 86 : Résultat d’interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le*

L’ANDOLOTELO s’aligne avec de la dolomie, de l’anhydrite et du grès argileux

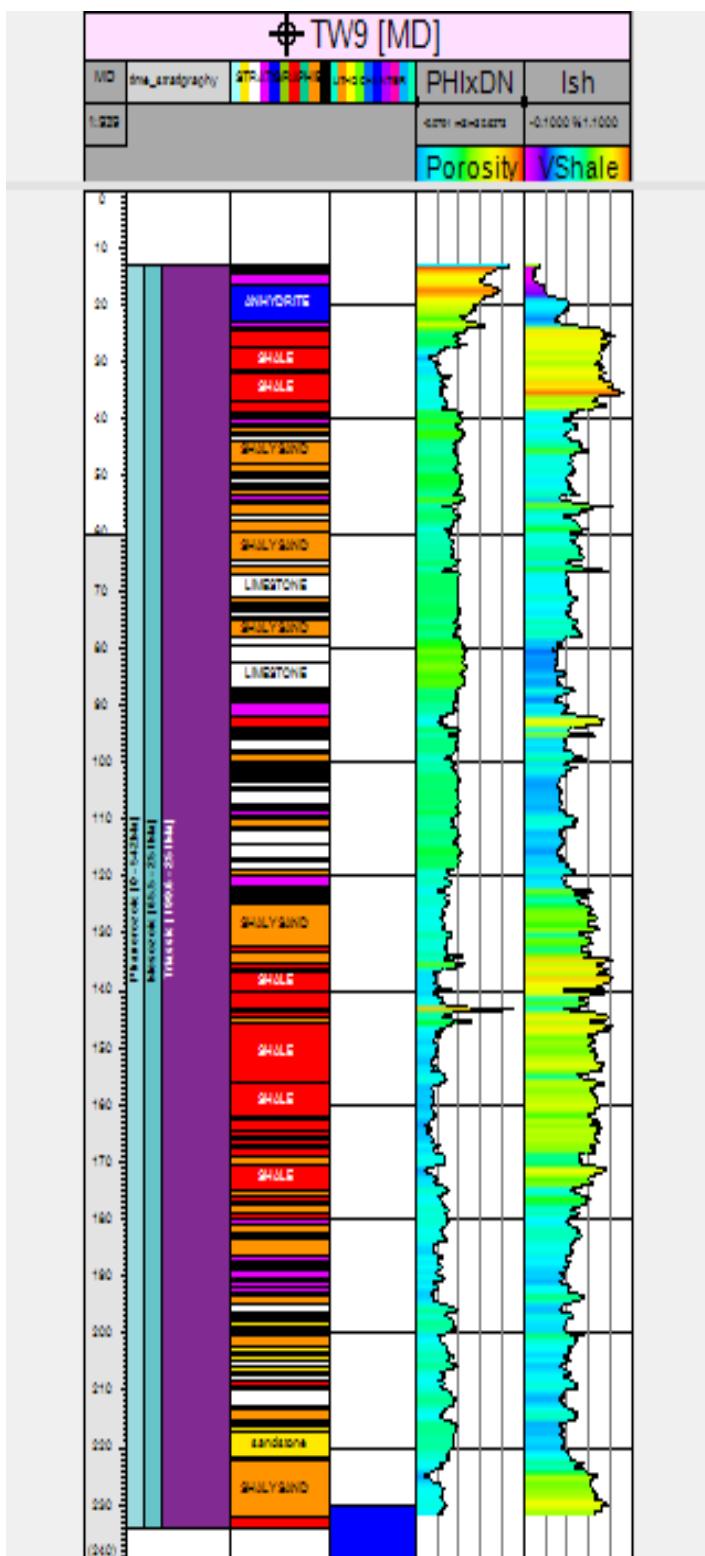
L’ANKISATRA montre de la concordance entre interprétation et observation sur terrain, car il y a alignement avec de l’argile

L’ANKARAMENABE par contre n’est pas concordant, car le log de chantier décrit les formations comme étant généralement du grès, mais ici ce sont majoritairement des roches de la série carbonatée. Dans ces cas il faut se référer aux résultats des autres Log comme la RESITIVITE ou la Sonic.

Le MOKARA aussi montre des divergences d’interprétations comme le cas de L’ANKARAMENABE

puits TW4

V. TW9

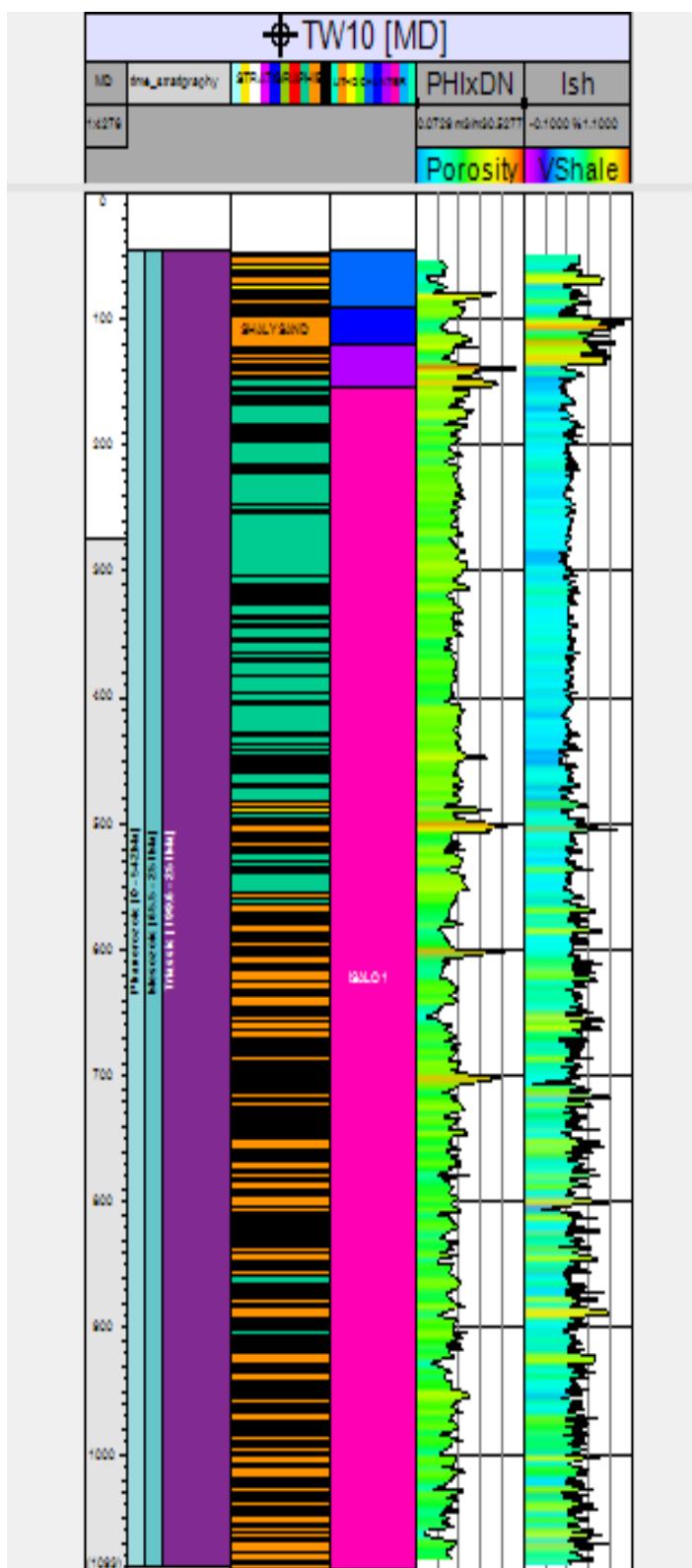


Le Log de chantier pour le puits TW9 est absent à la banque de données de l'OMNIS

Figure 87 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le

puits TW9

## VI. TW10



Le MOKARA s'aligne ici à du grès argileux majoritairement, cela est assez proche des observations sur terrain

L'AMBOLOANDO comme le MOKARA pour ce puits montre des résultats pas assez concordants

L'ARGILE DE BASE aussi ne s'aligne pas à de l'argile, mais du grès argileux

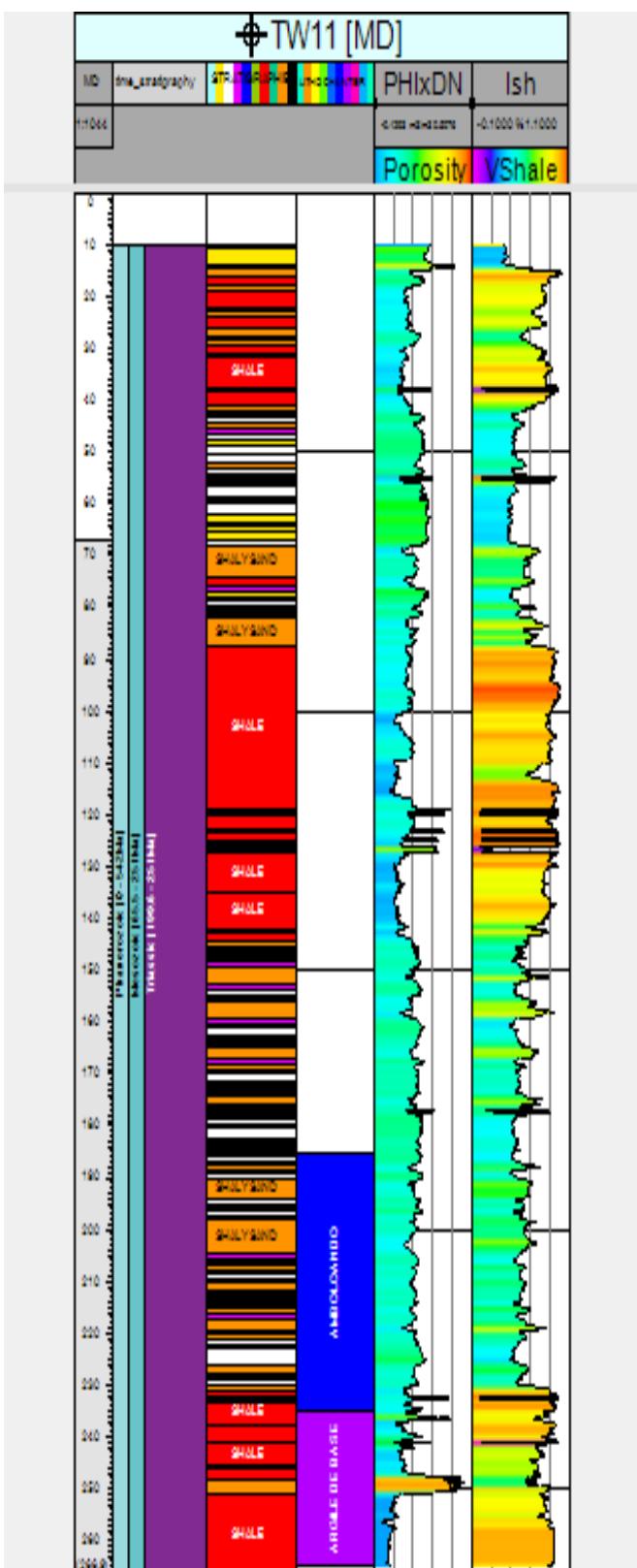
L'ISALO 1 suit la qualité des résultats précédents.

En effet, les Logs pour ce puits TW10 peuvent s'avérer erratique, car en cours de traitement des données, les Logs originaux pris par calque à l'OMNIS ont été perdus, et ce log du puits TW10 ici présent a été numérisé à partir de données récupérées sur les brouillons de ce mémoire qui ont été imprimé précédemment.

Figure 88 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le

puits TW10

VII. TWILL



Le Log de chantier de ce puits est partiel.

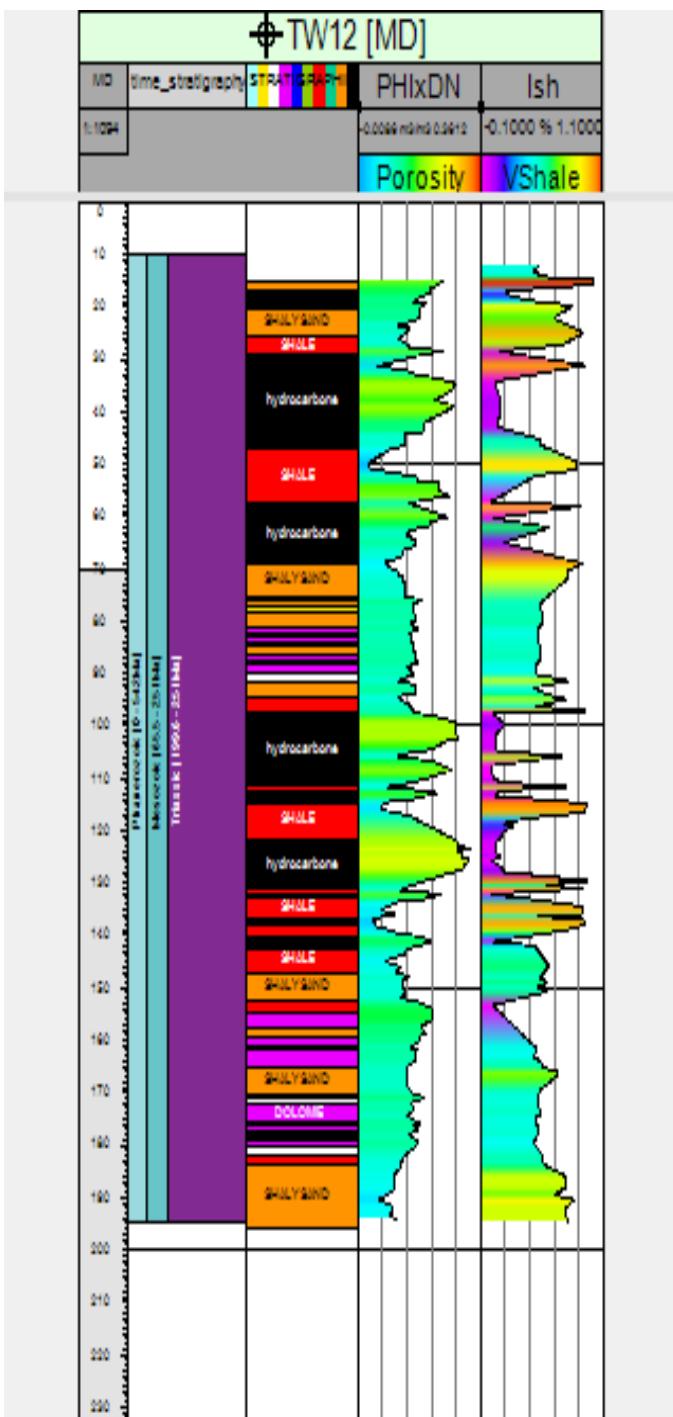
L'AMBOLOANDO est assez concordant, car elle s'aligne à du grès argileux, des roches carbonatées et un peu d'hydrocarbure comme le décrit le Log de chantier

L'ARGILE DE BASE aussi est concordante, elle s'aligne à de l'argile majoritairement

Figure 89 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative de Log combiné pour le

*puits TW11*

### VIII. TW12



Le Log de chantier pour ce puits est absent à la banque de données de l'OMNIS

*Figure 90 : Résultat d'interprétation qualitative et quantitative des diagraphies nucléaires du puits TW12*

## CHAPITRE VI - CORRÉLATION

La corrélation se base sur les Logs Gamma Ray et Logs de chantier qui contiennent les interprétations bio stratigraphiques des cuttings.

### Section 1 - CORRÉLATION SUR LA DIRECTION NORD-SUD

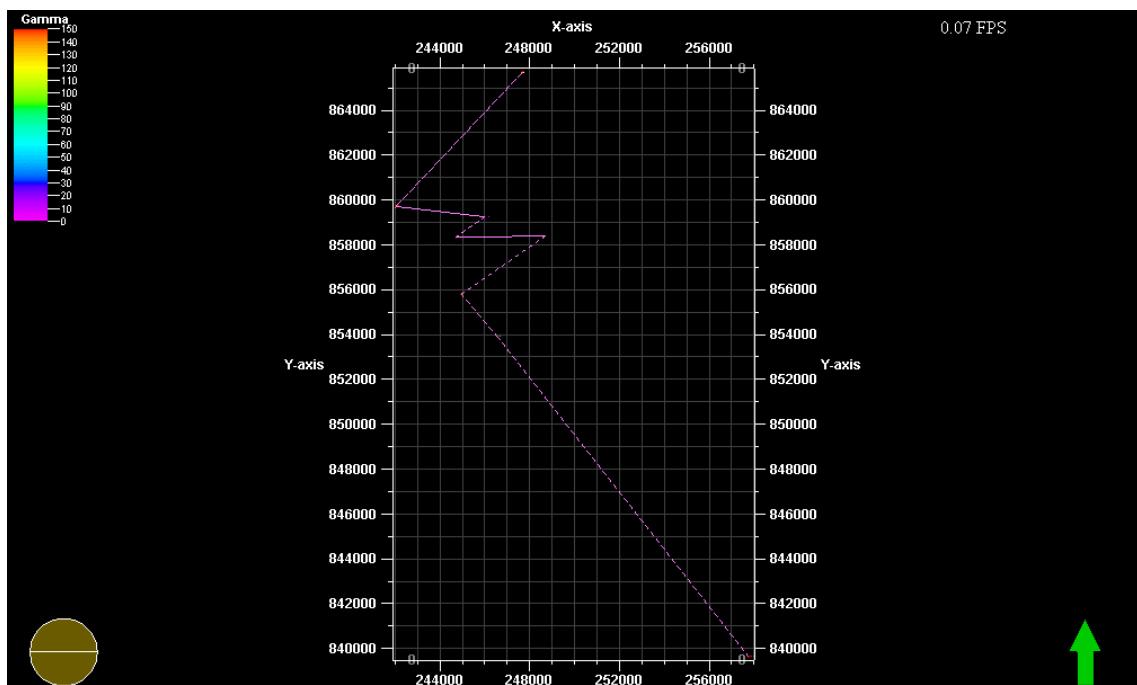


Figure 91 : Vue de dessus de la région de Tsimiroro avec les puits TW classés par ordre décroissant selon la longitude de leur positionnement

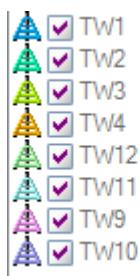


Tableau 4: Distances relatives des puits

PUITS A	TW1	TW2	TW3	TW4	TW12	TW11	TW9
DISTANCE entre A et B en Km	8,256	3,978	2,844	3,991	2,506	2,457	18,146
PUITS B	TW2	TW3	TW4	TW12	TW11	TW9	TW10

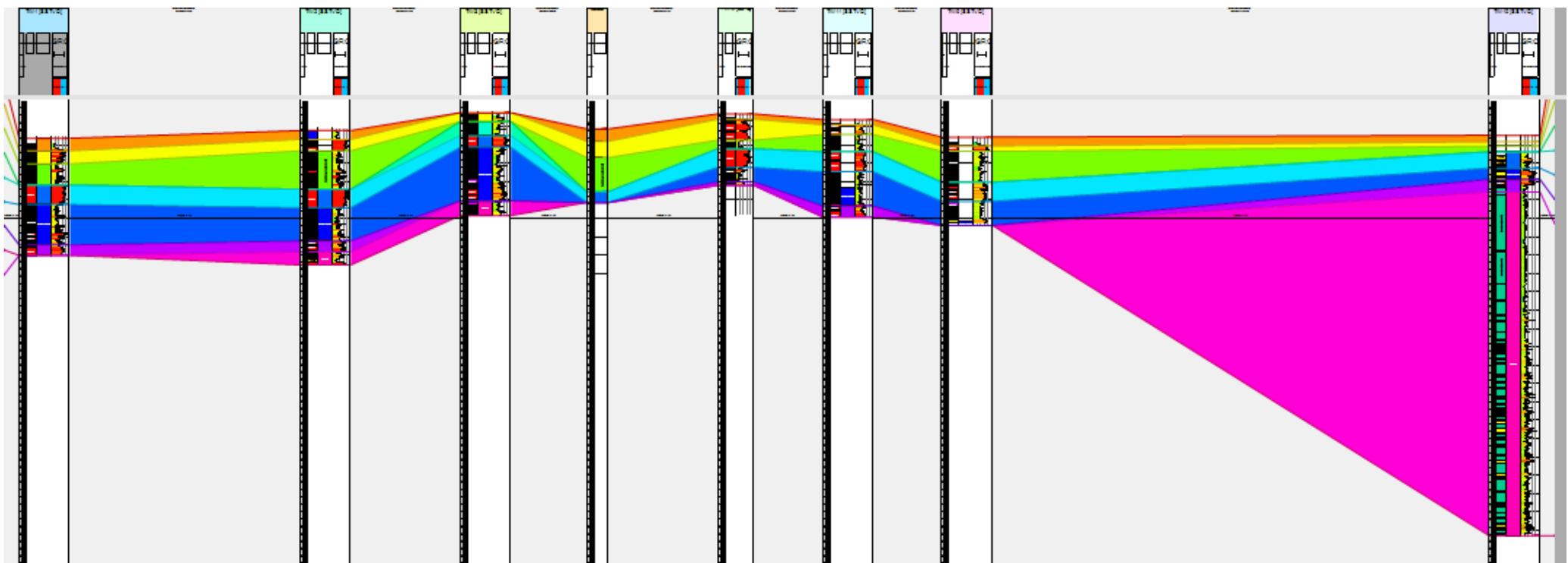
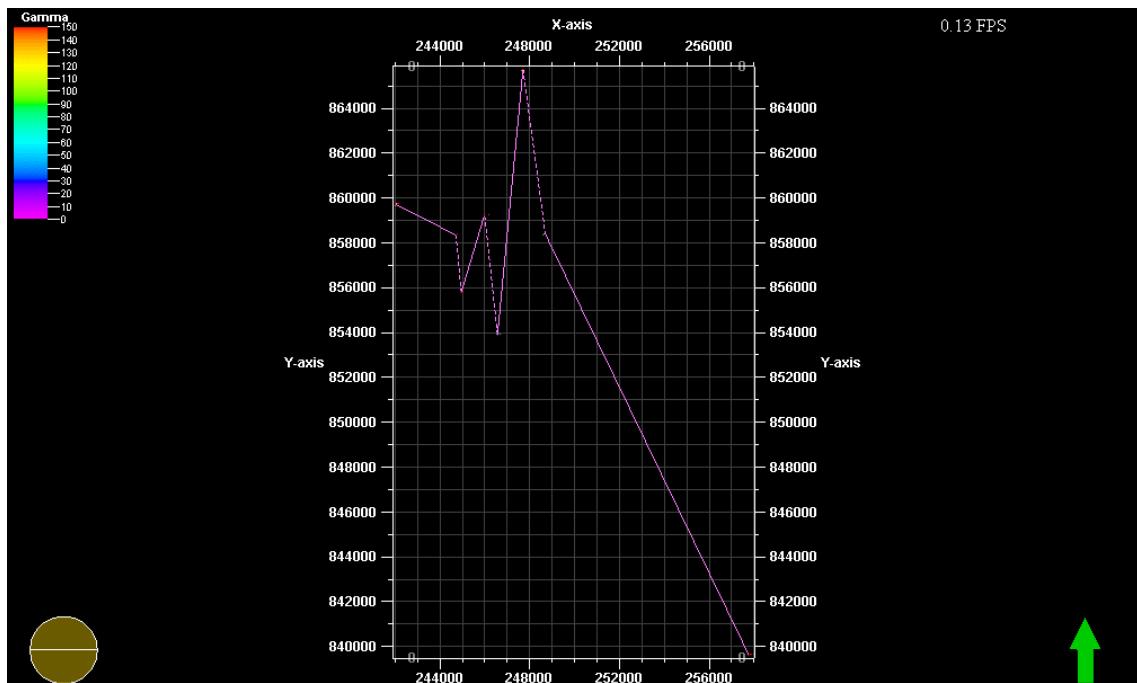


Figure 92 : Corrélation sur la direction Nord-Sud

## Section 2 - CORRÉLATION SUR LA DIRECTION EST-OUEST



*Figure 93 : Vue de dessus de la région de Tsimiroro avec les puits TW classés par ordre croissant selon la latitude de leur positionnement*



*Tableau 5: Distances relatives des puits*

PUITS A	TW2	TW12	TW11	TW3	TW9	TW1	TW4
DISTANCE entre A et B en Km	3,001	2,566	3,609	5,379	11,874	7,398	20,841
PUITS B	TW12	TW11	TW3	TW9	TW1	TW4	TW10

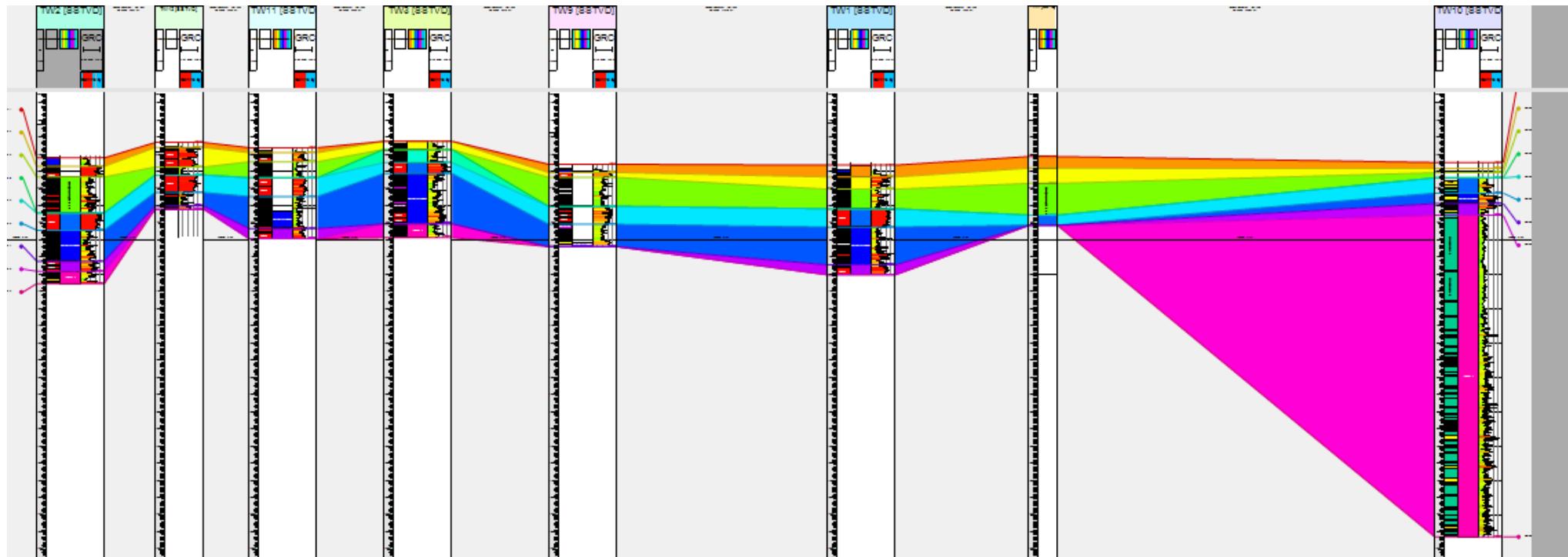


Figure 94 : Corrélation sur la direction Est-Ouest

## Section 3 – MODÈLE 3D

### I. ISALO

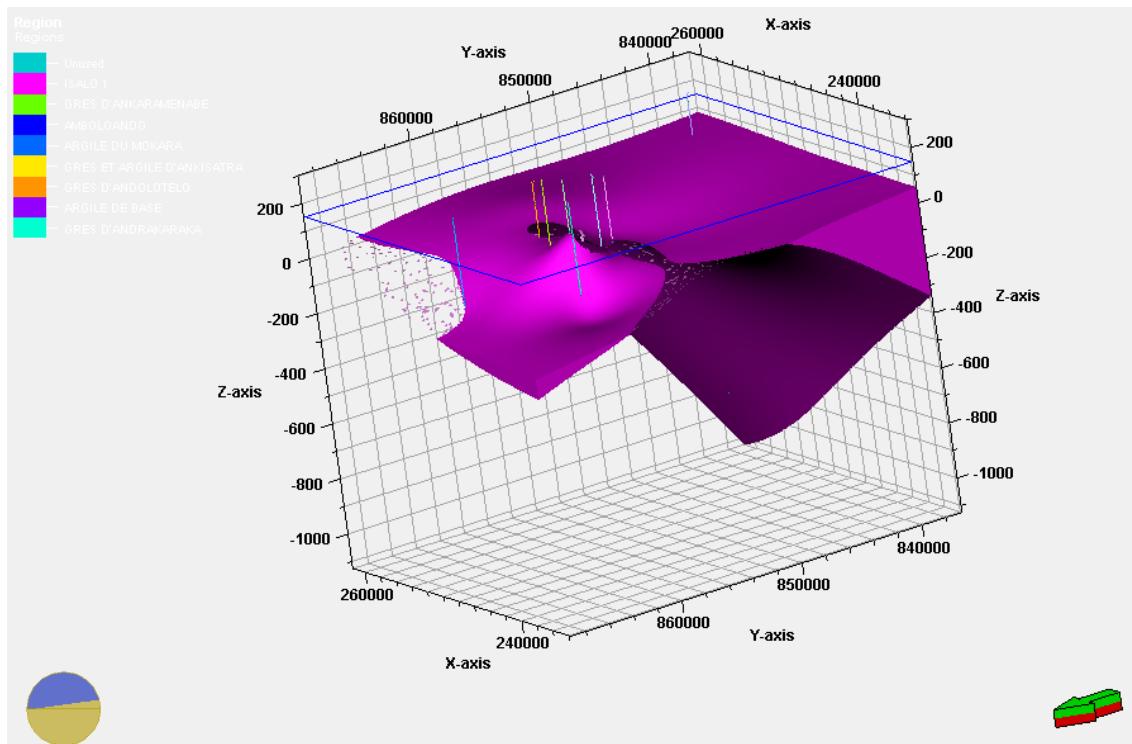


Figure 95 : Modélisation de l'épaisseur de l'ISALO 1 sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

L'Isalo 1 s'étale sur le socle d'après les rapports de chez TOTAL EP. Le modèle 3D de l'Isalo 1 ci-dessus n'illustre pas le contact de l'Isalo 1 avec le socle, car ce modèle se base sur les profondeurs traversées par les puits TW et s'arrête au fond de ceux-ci. Le puits TW10 est le plus profond en atteignant 1091m de profondeur. La flèche en bas à l'extrême droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

## II. ARGILE DE BASE

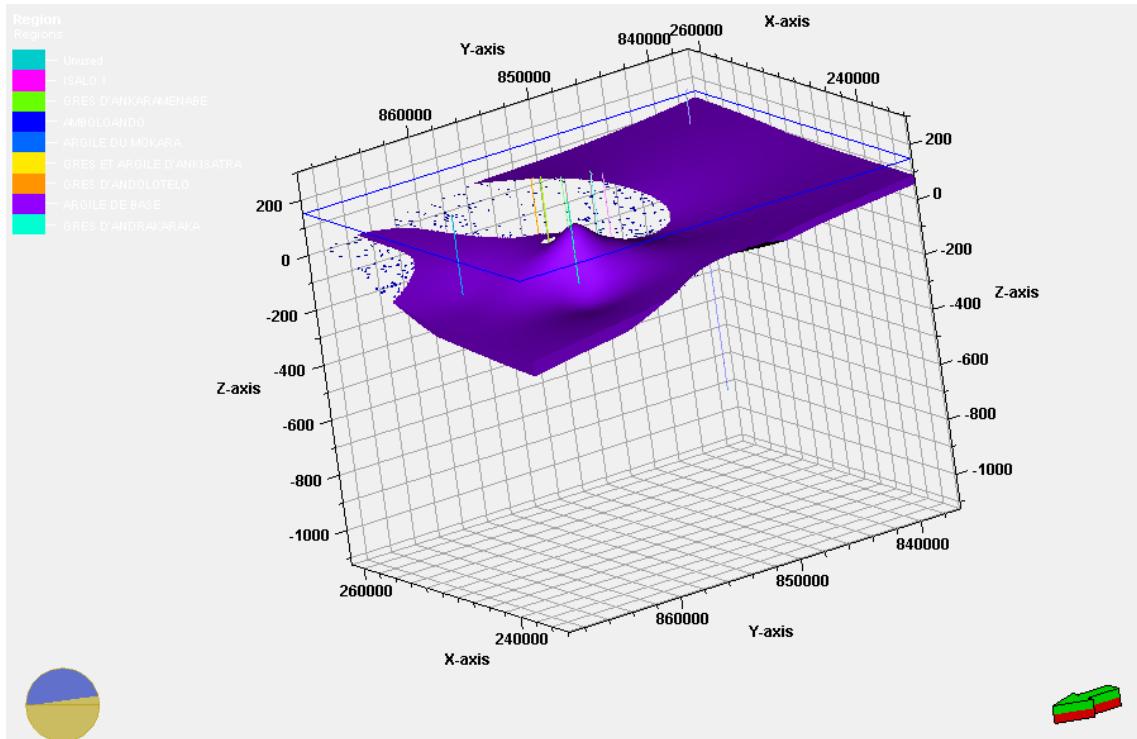


Figure 96 : Modélisation de l'épaisseur de l'ARGILE DE BASE sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

L'Argile de base est la formation qui est directement au-dessus de L'Isalo 1. Ce modèle 3D de l'Argile de base comme toutes les autres formations modélisées fait abstraction des failles et autres accidents structuraux sur la région. La flèche en bas à l'extrémité droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

### III. AMBOLOANDO

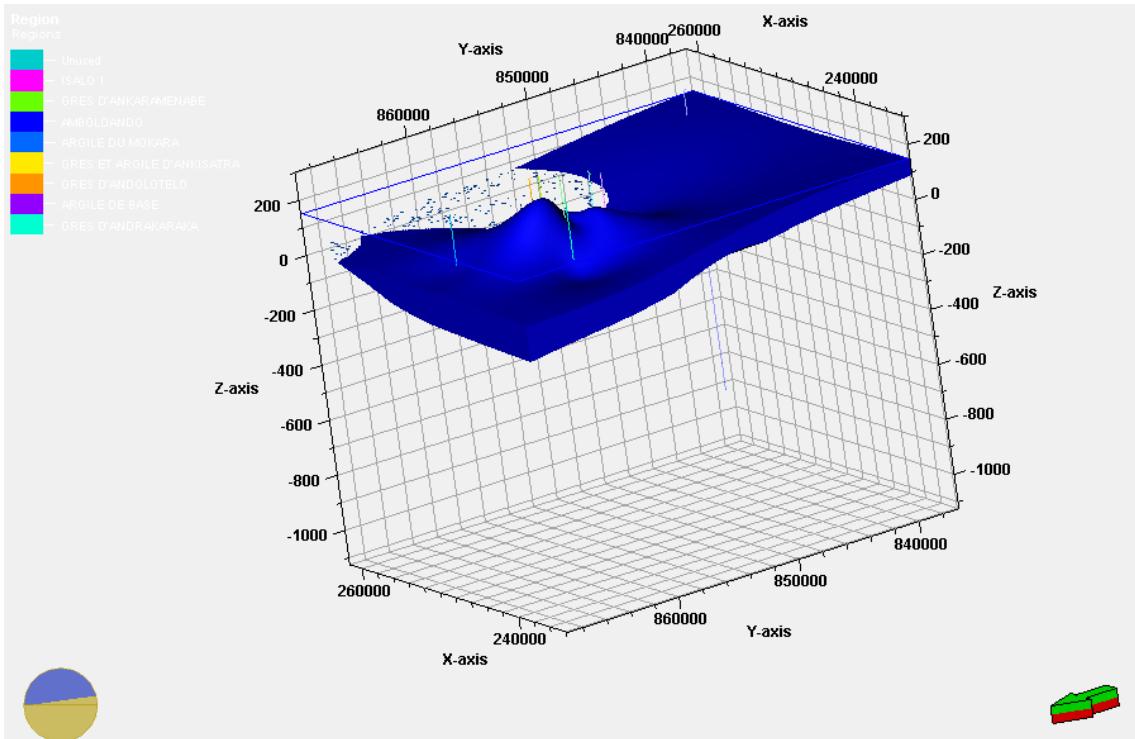


Figure 97 : Modélisation de l'épaisseur de l'AMBOLOANDO sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

L'Amboloando est la couche directement au-dessus de l'Argile de base. Le modèle 3D de cette formation confirme les suppositions en ce que celle-ci est un réservoir probable. En effet, l'Amboloando est entre deux formations argileuses, l'Argile de base joue le rôle de base et le MOKARA est le toit. Deux anticlinales sont bien évidentes sur le modèle 3D, ces deux structures géologiques sont de très bon piège pour l'hydrocarbure et peut expliquer les couches d'hydrocarbure dans les puits TW12, TW2, TW3 et TW 11 qui ont été forés sur ces anticlinales. La flèche en bas à l'extrémité droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

#### IV. MOKARA

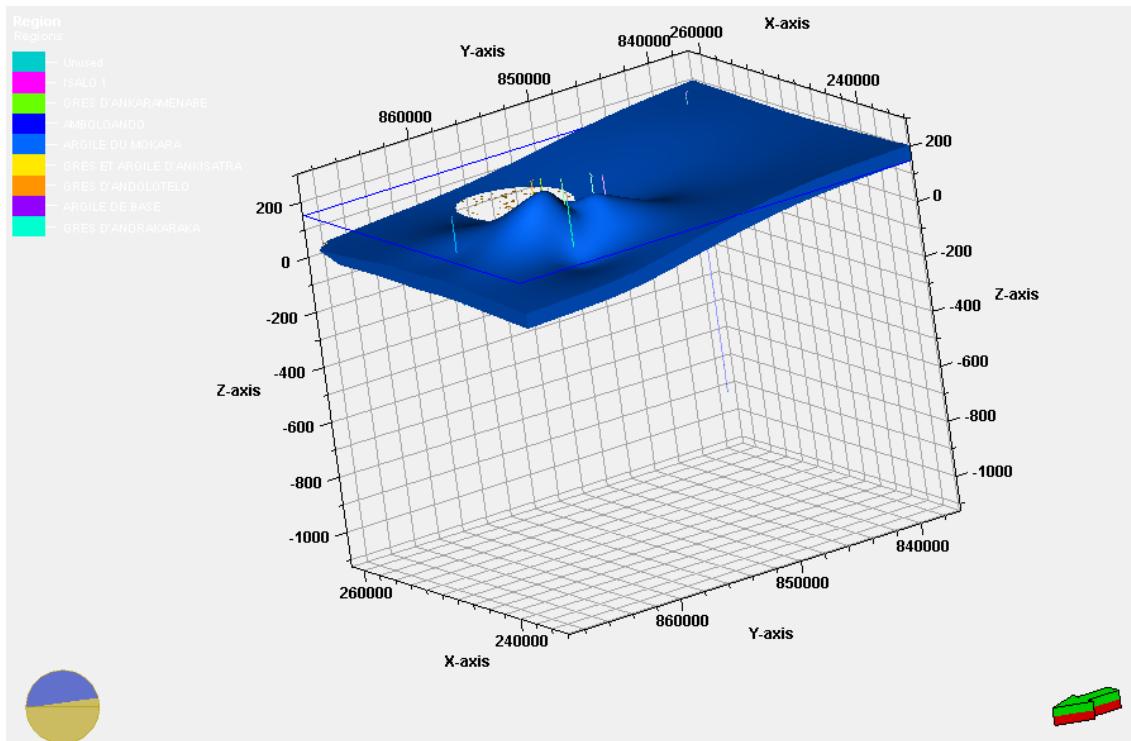


Figure 98 : Modélisation de l'épaisseur du MOKARA sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

Le MOKARA est la formation située directement au-dessus de l'Amboloando. La structure géologique du Modèle 3D montre que, le MOKARA, étant une formation argileuse, constitue un bon toit pour les pièges à hydrocarbure. La flèche en bas à l'extrême droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

## V. ANDRAKARAKA

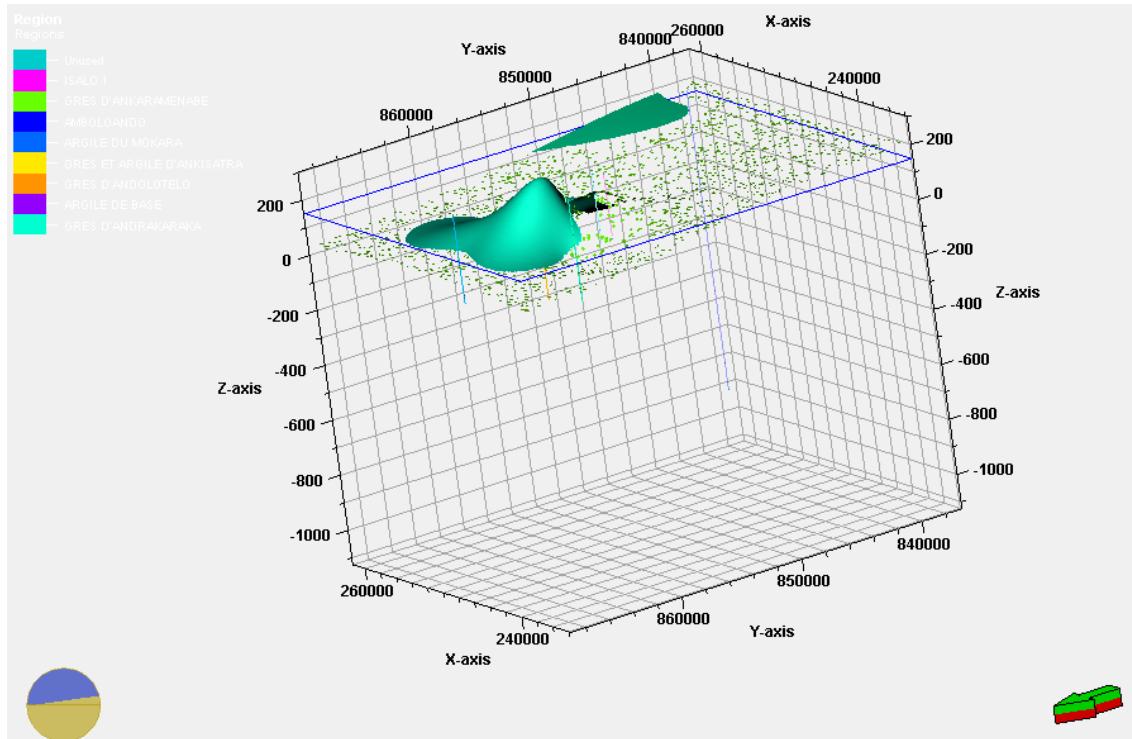


Figure 99 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANDRAKARAKA sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

L'ANDRAKARAKA n'est rencontrée généralement que sur l'anticlinal. Un accident géologique s'est sûrement produit sur la région pour la mise en place de ces distributions des formations. Toutefois, la sismique est indispensable pour avoir des informations plus précises et voir les différentes failles et autres structures entre les puits TW. La flèche en bas à l'extrême droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

## VI. ANKARAMENABE

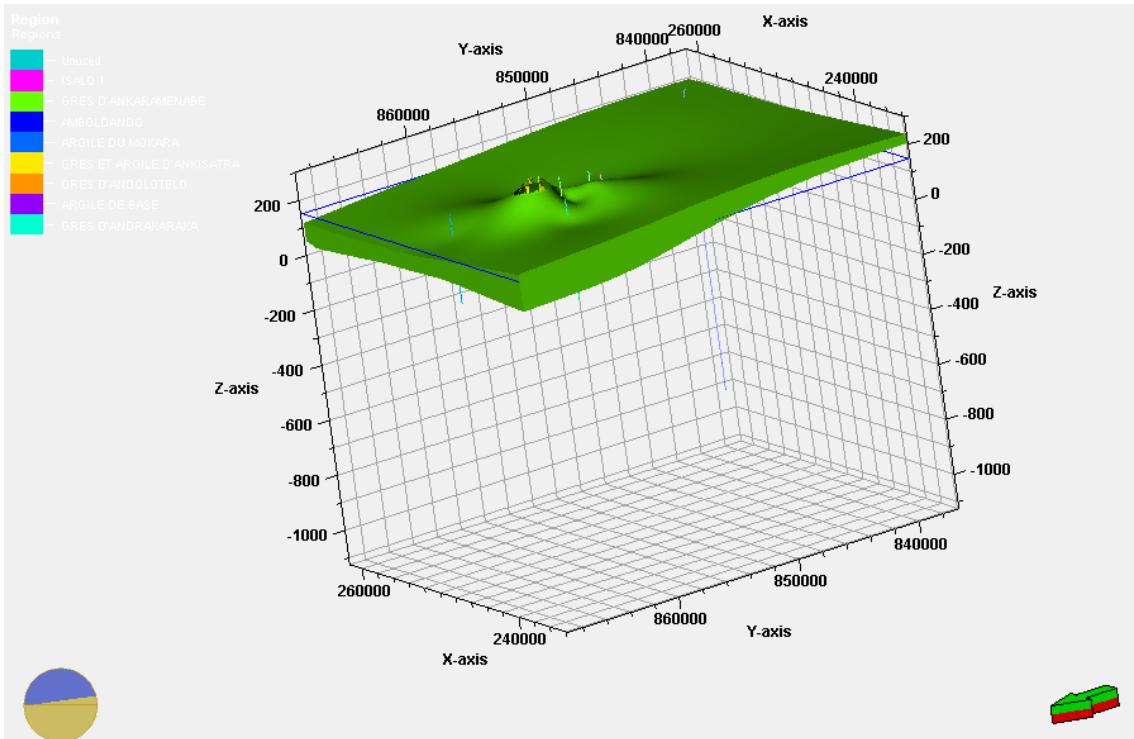


Figure 100 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANKARAMENABE sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

L'ANKARAMENABE est la formation qui se situe directement au-dessus de l'ANDRAKARAKA, la formation est plus épais au Nord, mais est distribué sur toute la région d'étude comme l'Isalo 1, l'Argile de base et l'Amboloando. La flèche en bas à l'extrême droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

## VII. ANKISATRA

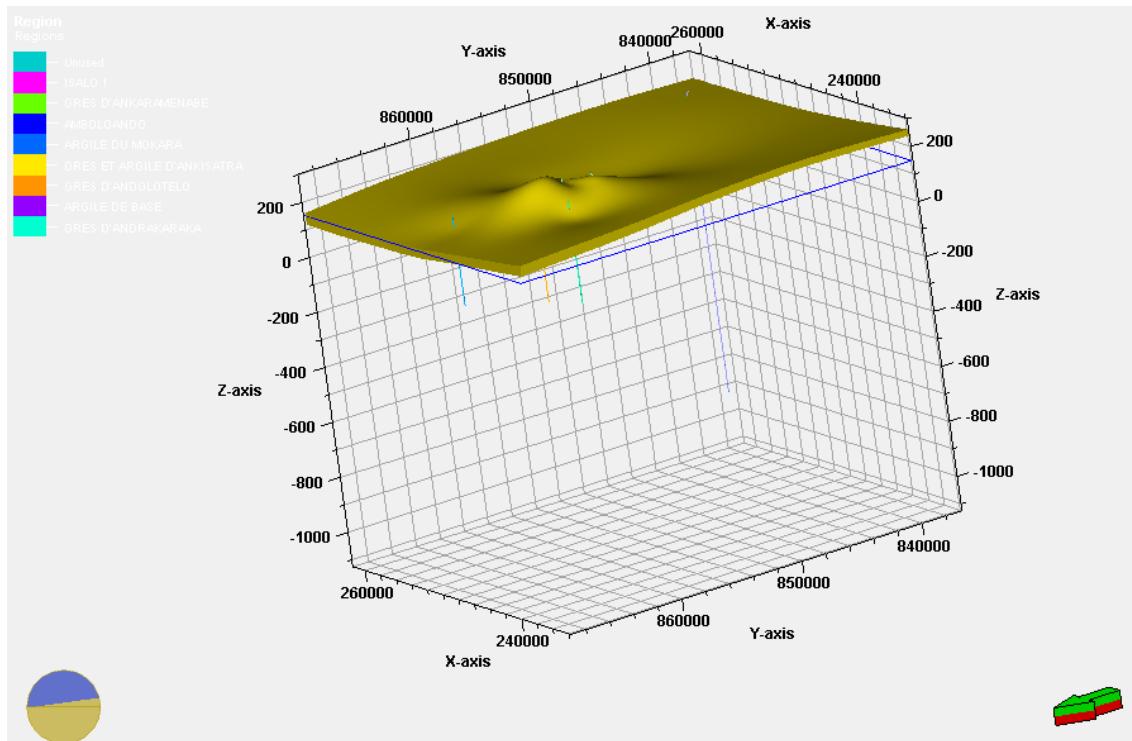


Figure 101 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANKISATRA sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

L'ANKISATRA est la formation située directement au-dessus l'ANKARAMENABE, elle est moins épaisse que cette dernière, mais leur distribution est plus ou moins similaire dans ce Modèle. La flèche en bas à l'extrême droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

### VIII. ANDOLOTELO

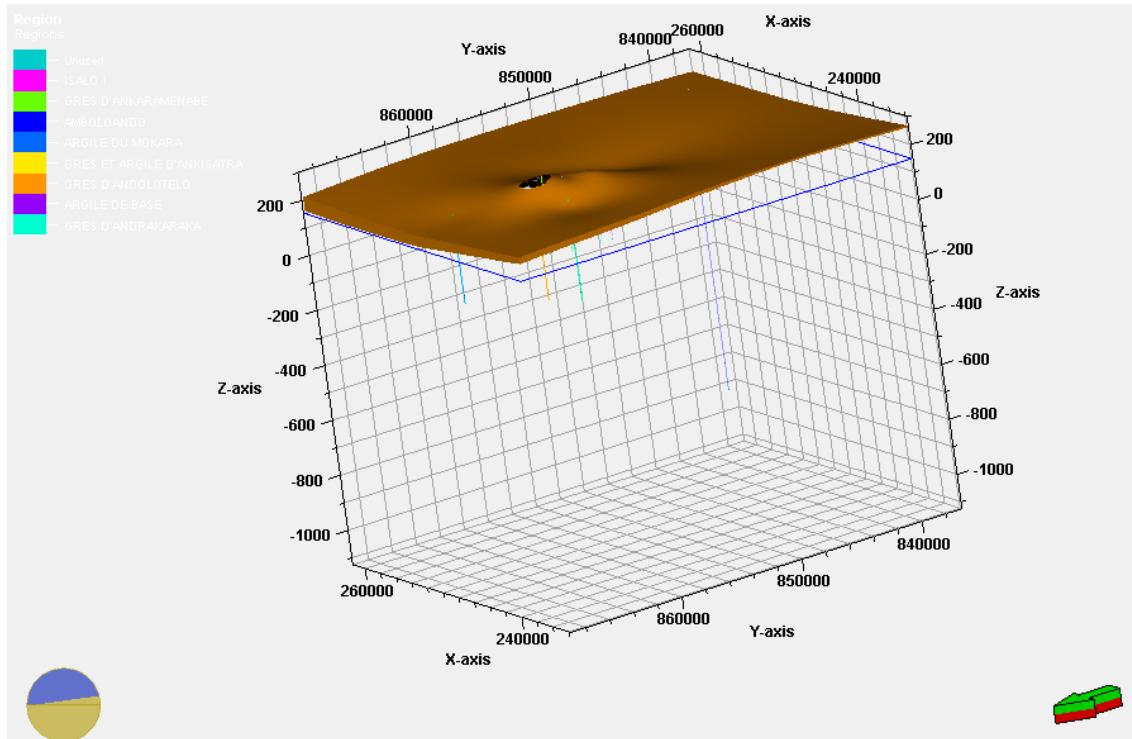


Figure 102 : Modélisation de l'épaisseur de l'ANDOLOTELO sur Schlumberger Petrel sans prise en compte des failles

L'ANDOLOTELO, est la formation visible à la surface du sol. La topographie de la région dans ce Modèle 3D n'est pas issue des données topographiques de la carte de Madagascar, mais issue de la modélisation à partir des altitudes des points forés. La flèche en bas à l'extrémité droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

## IX. MODÈLE 3D SIMPLE DE LA RÉGION DES PUITS TW

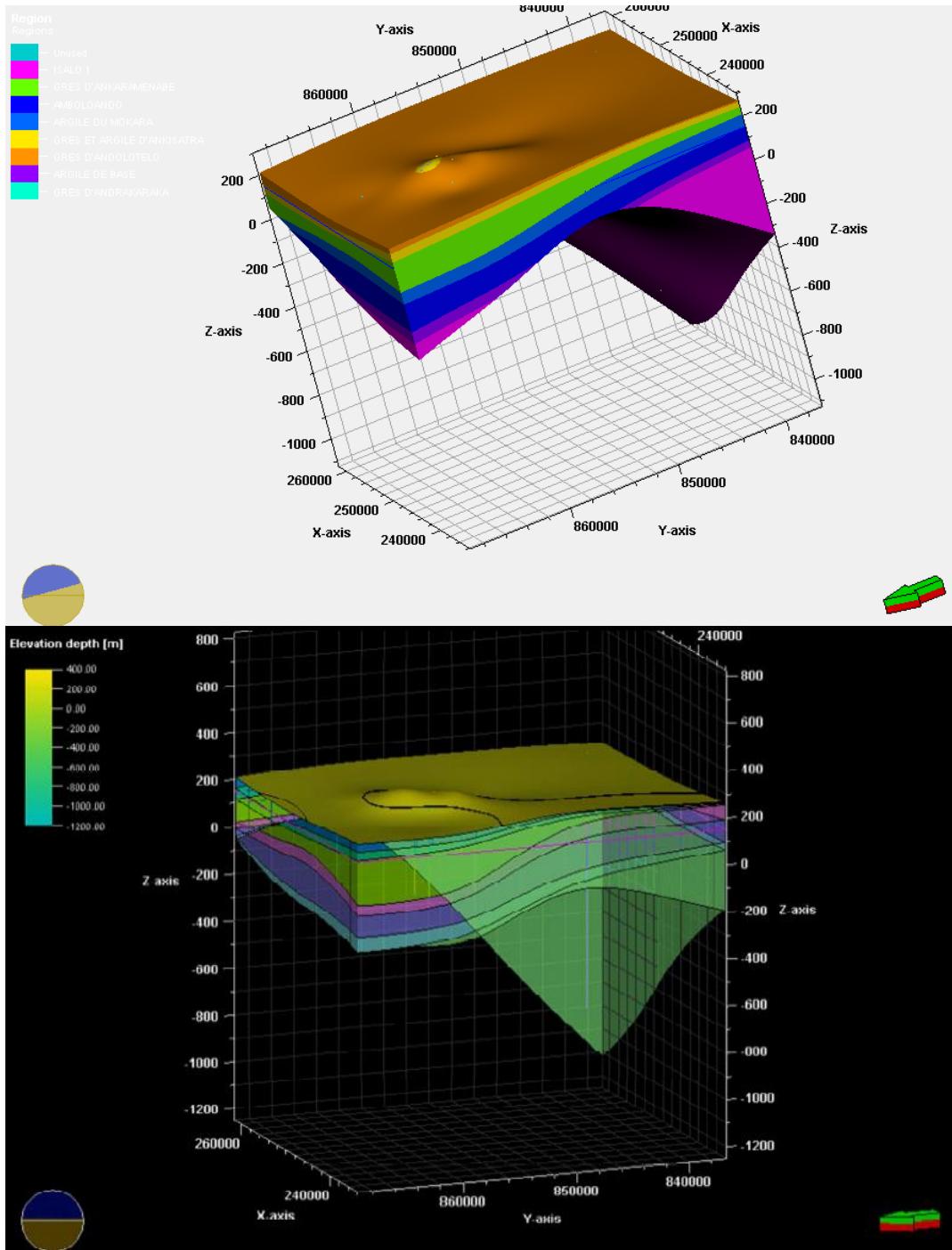


Figure 103 : Modèle 3D de la région de Tsimiroro où se situent les Puits TW , en se basant sur les stratifications dans les différents puits.

Ce modèle 3D simple de la région où ont été forés les puits TW est obtenu en combinant les différents modèles des couches qui la constituent. La flèche en bas à l'extrême droite de la figure est dans le sens du Nord géographique et le rond à droite montre l'inclinaison du modèle 3D par rapport au niveau de la Mer.

## CHAPITRE VII – ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

L'étude économique devrait avoir pour objet un même projet, afin d'avoir les vrais décalages entre les coûts. Néanmoins, les coûts actuels des opérations de forages et de diagraphies sont confidentiels, néanmoins l'analyse des données globales comme ceux dans « American Petroleum Institute (API). 19762004. "Joint Association Survey (JAS) on Drilling Costs." Washington, D.C. » et autres sources publiques permettent d'avoir l'échelle des différences entre ces coûts d'opération.

D'une part

### I. LES FRAIS DU CAROTTAGE :

$$C_c = \left( \frac{C_b + C_s + C_r \times (t_t + t_c + t_{rc})}{L} \right) \times \frac{1}{R_c}$$

C<sub>c</sub> = coring cost per foot

C<sub>b</sub> = cost of core bit

C<sub>s</sub> = cost of coring service from a service company

C<sub>r</sub> = rig day rate

t<sub>t</sub> = trip time, hour

t<sub>c</sub> = core recovering time, hour

t<sub>rc</sub> = core barrel handling time, hour

L = length of core recovered, ft

R<sub>c</sub> = percentage of core recover, %

La moyenne donnée pour les carottages est de 680\$ / ft

D'autre part

## II. LA SOMME DES FRAIS DE FORAGE DESTRUCTIF ET DE DIAGRAPHIE

### *1. Forage destructif*

*Tableau 6 : Coût moyen des forages onshores aux USA en 2004*

**Table A.6.1 Average costs of oil and gas onshore wells drilled in the United States in 2004, from JAS data for listed depth intervals.**

Drilling Interval (feet)	Average Depth (meters)	Average Depth (feet)	Average Cost (Year 2004 U.S. M\$)
1,250–2,499	549	1,801	0.304
2,500–3,749	965	3,165	0.364
3,750–4,999	1,331	4,367	0.416
5,000–7,499	1,913	6,275	0.868
7,500–9,999	2,636	8,649	1.975
10,000–12,499	3,375	11,074	3.412
12,500–14,999	4,103	13,463	5.527
15,000–17,499	4,842	15,886	7.570
17,500–19,999	5,629	18,468	9.414

Ce tableau récapitule les coûts des forages on shore aux USA en 2004, selon des intervalles de profondeur.

Vu qu'à Madagascar, les forages ont une profondeur moyenne de 400 m ; ce sont les deux premières valeurs qui sont intéressantes.

Les coûts moyens donnés pour les forages destructifs sont :

*Tableau 7 : Coûts moyens des puits similaires à ceux forés à Madagascar*

Intervalle de profondeur	Coût moyen/ft
1250-2499	168\$ /ft
2500-3749	115\$ /ft

### *2. Logging et interprétation*

**Chez « HITCHNER EXPLORATION SERVICES LIMITED (HESL) CONSULTING SERVICES PRICE SCHEDULE » en 2009,**

Certes, chaque projet est unique, ainsi que les coûts des opérations, mais pour le cas de diagraphie d'un projet mono puits, la firme fournie sur son site web un prix catalogue.

Hypothèses :

Intervalle de 300 ft. Une zone principale dans lithologie complexe (carbonates)

8 courbes à numériser à la main ; SP, gamma, neutrons, densité, acoustique, étrier, résistivité superficielle et profonde

Les coûts sont les suivantes :

Numérisation (frais minimum)	\$65,00
Corrélation de profondeur & contrôle de la qualité général	\$20,00
Corrélation profondeur de base	\$40,00
Interprétation de diagraphie	\$350,00
Comparaison avec les logs de chantiers	\$100,00
Rapport sur les salaires nets, et résumés avec 2 jeux de coupure	\$40,00
Bref rapport sommaire des résultats d'analyse	\$150,00
Coût total :	<b>765,00 \$</b>

Le Client recevrait :

2 exemplaires de l'interprétation.

1 copie de chaque résumé de salaire net

1 copie de la corrélation entre diagraphie et log de chantier

1 copie d'un graphique « crossplot » (échelle 1:480)

Un bref rapport sommaire

### **III. ÉTUDE COMPARATIVE**

Tous les ouvrages sur la diagraphie annoncent que la diagraphie est une alternative moins coûteuse et peut remplacer carottage, mais la plupart ne donne pas de chiffre exact.

Le carottage prit au sens strict a un coût moyen de \$689/ft.

Ce prix n'inclut pas :

- le transport des carottes
- le stockage de celles-ci
- et leurs interprétations

Le forage destructif coûte aux environs de \$168/ft, ce qui nous fait déjà \$521 d'écart par ft.

La facture des diagraphies : SP, gamma, neutrons, densité, acoustique, étrier, résistivité superficielle et profonde

Se chiffre à environ \$765.

*Tableau 8 : Économie probable sur les dépenses d'explorations*

Puits	TD en m	TD en ft	coût du carottage	coût du forage et de la diagraphie	réduction de coût
TW1	324	1062,295082	\$731 921,31	\$179 230,57	\$552 690,74
TW2	371	1216,393443	\$838 095,08	\$205 119,10	\$632 975,98
TW3	280,7	920,3278689	\$634 105,90	\$155 380,08	\$478 725,82
TW4	442,5	1450,819672	\$999 614,75	\$244 502,70	\$755 112,05
TW9	232,7	762,9508197	\$525 673,11	\$128 940,74	\$396 732,38
TW10	1090,85	3576,557377	\$2 464 248,03	\$601 626,64	\$1 862 621,39
TW11	265,5	870,4918033	\$599 768,85	\$147 007,62	\$452 761,23
TW12	275	901,6393443	\$621 229,51	\$152 240,41	\$468 989,10
<b>TOTAL</b>					<b>\$5 600 608,69</b>

Il faut rappeler que ce chiffre est juste à titre indicatif, permettant de voir les écarts des dépenses entre les deux méthodes. Et dans ce cas, le coût du carottage doit être complété par les frais de transport des carottes, le stockage et l'interprétation de celles-ci.

L'avantage pour la diagraphie est que les frais ne sont pas fonction de la profondeur totale du puits.

Les chiffres du tableau ci-dessus ne sont pas exploitables économiquement, mais servent juste pour prouver que la diagraphie réduit les dépenses d'exploration.

## CONCLUSION

Les procédés modernes d'interprétation de Log comme PETREL et TECHLOG nécessitent la numérisation des anciens Logs sur film transparent de l'OMNIS. L'aménagement des données se fait sur une structure multiplateforme du fait que : système de localisation géographique SIG, outil graphique prenant en charge trois dimensions et opération multiple sur des bases de données complexes sont requis simultanément. De plus stockage de donné dans des bases de données numériques est plus avantageux que sur d'autres supports matériels.

L'interprétation des diagraphies nucléaire : GAMMA RAY, NEUTRON et DENSITÉ ont permis d'abord la détermination de la lithologie à l'issue de la méthode d'interprétation qualitative. Il y a concordance de l'interprétation basée sur les diagraphies et les logs de chantiers descriptifs des cuttings pour le grès d'ANDOLETOLO, l'argile et grès d'ANKISATRA, le grès d'ANKARAMENABE, le grès d'ANDRAKARAKA, l'argile du MOKARA, le grès d'AMBOLOANDO, l'argile de base et l'Isalo 1. Et même que la diagraphie permet de discerner les petites intercalations de couche hétérogène dans ces Horizons biostratigraphiques.

Quant à l'interprétation quantitative après les diverses corrections a fait connaitre le volume d'argile dans les couches et la porosité . Ce sont des paramètres physiques du sous-sol, nécessaire pour l'étude du réservoir en cas d'existence d'hydrocarbure. La porosité et la saturation sont majoritairement indispensables pour l'estimation de réserve d'hydrocarbure et donc l'étude économique de rentabilité, puis la mise en œuvre de la technique d'exploitation.

La détermination des paramètres des variogrammes expérimentaux de la porosité effective, et de la teneur en argile de chaque horizon stratigraphique puis l'interpolation des variogrammes avec un modèle mathématique pour arriver à la cartographie par Krigeage de la porosité et de la teneur en argile sera l'objet d'études ultérieures.

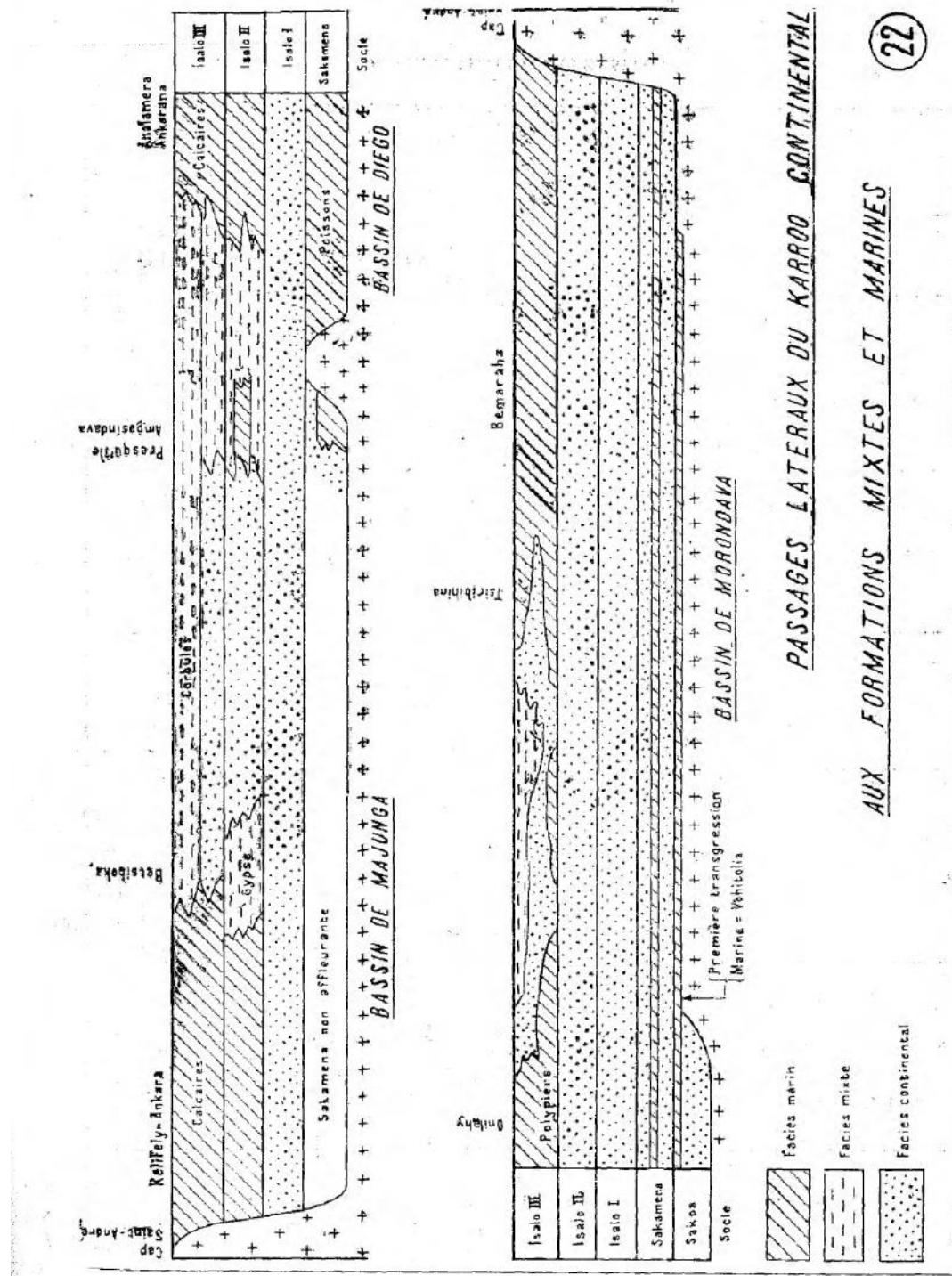
Dans la prospection pétrolière, le concours de la sismique, d'une part pour la modélisation des structures géologiques d'une région déterminée, et d'autre part, la diagraphie pour la recherche des paramètres physiques et chimiques du sous-sol sont un duo permettant de modéliser et d'effectuer des simulations des deux types de paramètres précités.

# **ANNEXES**

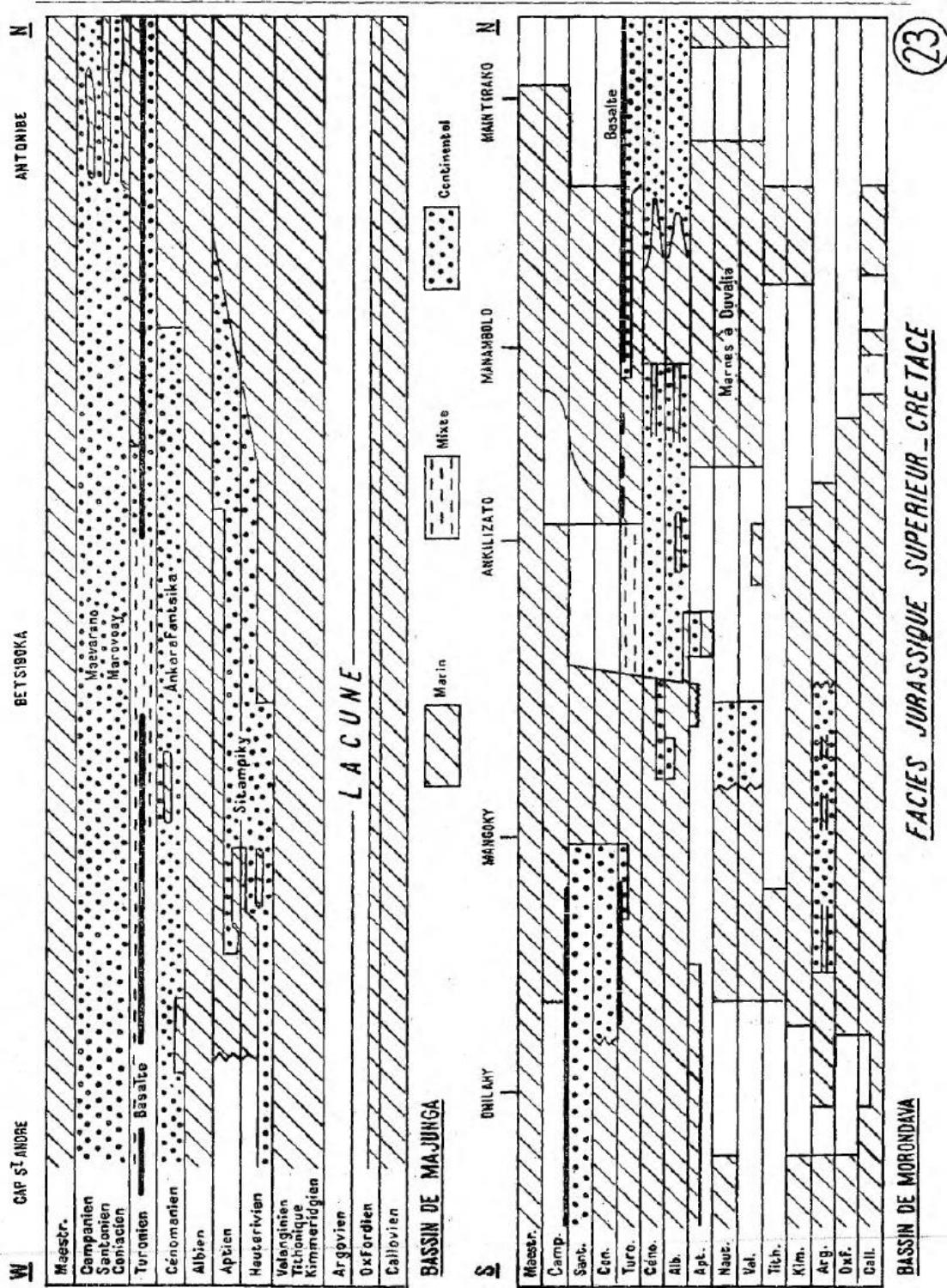
## I. Les Faciès de la période KAROO

CONTINENTAL			LAGUNAIRE	MARIN
Jurassique moyen Isalo III	Bothriospodus Grès entrecroisés et argiles rouges		Grès entrecroisés Argiles rouges Lumachelles à Corbules	Marnes, Echinides et Ammonites Calcaires Lamellibranches Polypiers Rares Ammonites
Jurassique inférieur Isalo II	Grès entrecroisés Argiles rouges Phytosauridés, Crocodiliens Bois silicifiés		Grès et marnes Gypse	Calcaires, marnes Bouleceras Spiriferina
Trias Isalo I	Grès blancs grossiers entrecroisés avec niveaux-conglomératiques			
Permien Salzarena	Grès entrecroisés Argiles rouges			Schistes à Flemingites
			Argiles à nodules Esthériennes	Couches à Poissons et Ammonites
	Schistes et grès Glossopteris, Tangasaurus			Grès à Cyclolobus Grès à Productus Calcaires à Productus Vohitolia
Carbonifère supérieur Sakon	Grès verts et argiles rouges			
	Série houillère, grès charbon, Glossopteris			
	Série glaciaire Schistes, tillites			

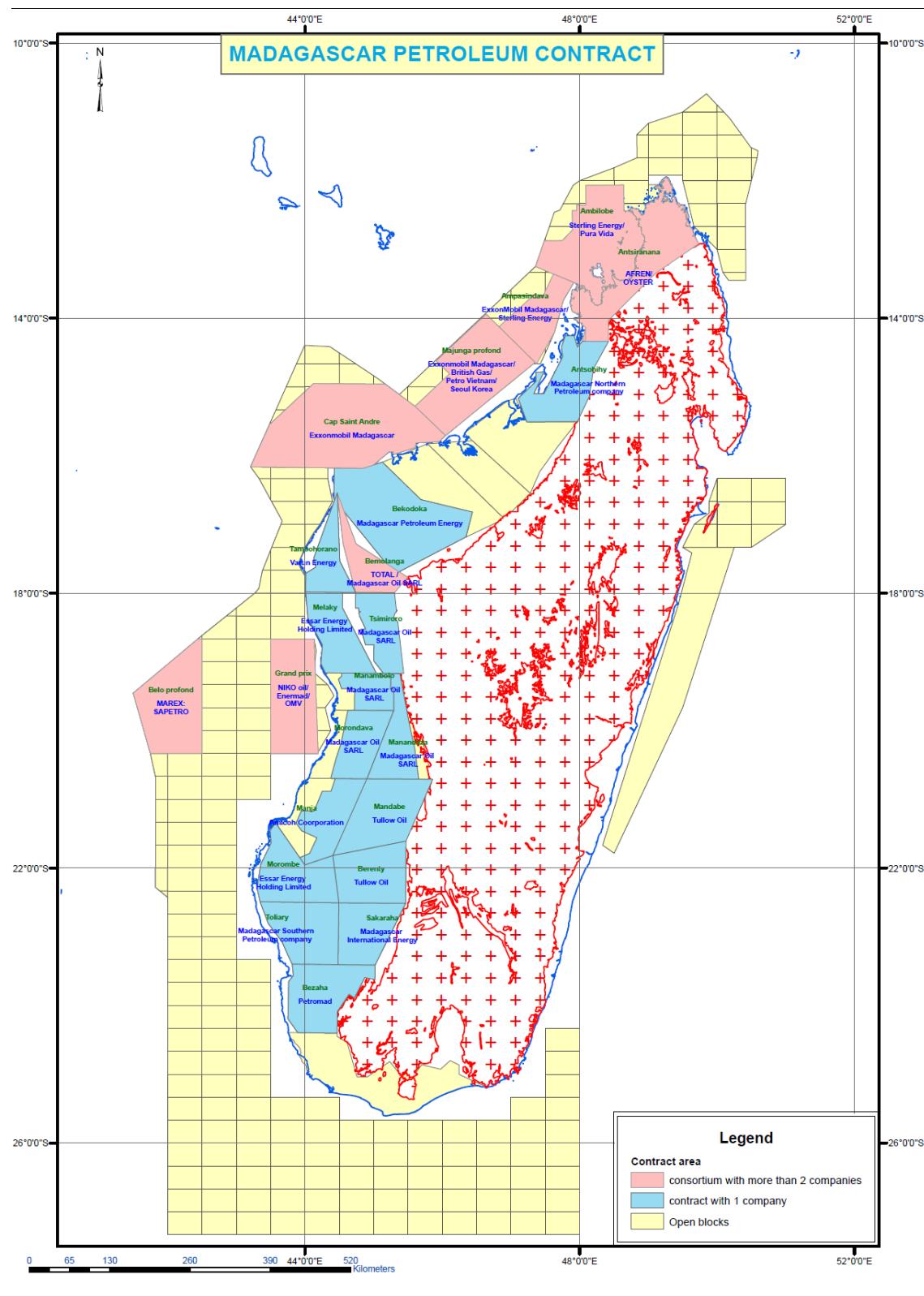
## II. Passages Latéraux du Karroo Continental



### III. Les facies du jurassique supérieur



#### IV. Carte de la subdivision des permis d'explorations pétroliers



## V. Quelques définitions :

**Glossopteris** : est un genre de plantes de l'ordre éteint des *Glossopteridales*. C'est le genre le mieux connu de cet ordre. Ce dernier (parfois appelé *Arberiales* ou *Dictyopteridales*) appartient au groupe (sans doute une division) éteint des *Pteridospermatophytes*.

Les *Glossopteridales* sont abondantes au Permien. Elles sont considérées comme un marqueur stratigraphique du Permien bien que des spécimens d'âge Trias aient été rapportés et qu'il existe une occurrence anormale au Jurassique

**Thinnfeldia** : Les Thinnfeldia sont des fougères très-polymorphes, de taille moyenne ou petite, simplement peinées ou pinnatifides et qui ont sans doute occupé une grande place dans la végétation des divers étages du Rhétien et de l'Infracambrien. Elles ne se montrent pas avant et disparaissent, à ce qu'il paraît, immédiatement après

**Les nODULES à septarias** sont des structures généralement calcaires que l'on rencontre dans des marnes et des couches argileuses

## VI. Le Trias (Larousse)

### Système du mésozoïque supérieur,

Le trias est la première période de l'ère secondaire, de - 251 à - 200 millions d'années (durée : 51 millions d'années). Au cours de cette période géologique, les terres émergées, réunies en un seul « supercontinent », la Pangée, commencent à se séparer. En Europe occidentale, le trias se caractérise par le dépôt de trois couches rocheuses caractéristiques (grès bigarrés, calcaires coquilliers, marnes irisées).

Le trias désigne la succession des trois grandes formations qui caractérisent en Allemagne centrale cette période longue de 51 millions d'années : trias inférieur, moyen et supérieur. Il leur correspond différents étages, définis dans le domaine marin alpin, à savoir respectivement le scythien pour le trias inférieur (werfénien ou virglorien), l'Anien et le ladinien pour le trias moyen, et le carnier, le dorien et le rhétien.

Le trias germanique apparaît comme intermédiaire entre le trias mésogéen, au S., franchement marin, et le trias continental, au N.-O. Le trias germanique représente donc une transition entre les domaines marin et continental, mais aussi une transition, une charnière à l'articulation du cycle hercynien et du cycle alpin. Dans le domaine à faciès germanique, on distingue parallèlement à ces trois séries :

- à la base, le bundsandstein (grès bigarré), qui est un complexe gréseux issu d'une sédimentation désertique ;
- au milieu, le muschelkalk, qui atteste la présence d'une mer par ses calcaires fossilières ;
- le keuper, au sommet, avec ses marnes à gypse, qui montrent que l'incursion marine avait été timide (les évaporites en marquent le terme).

#### *Paléogéographie du trias*

Un mouvement d'ouverture commence à séparer d'un côté l'Europe et l'Amérique du Nord, et de l'autre le Gondwana. Ce mouvement se matérialise d'abord par la naissance de fossés continentaux, puis par celle d'un océan nouveau, la Mésogée, qui s'ouvre de l'est vers l'ouest, bordé par la Turquie, les Carpates, les Alpes, l'Afrique du Nord et le golfe du Mexique. La fracturation du Gondwana commence avec l'apparition de cassures entre l'Amérique du Sud et l'Afrique, tandis que Madagascar et l'Inde se séparent de l'Afrique, donnant naissance à l'océan Indien.

Ce mouvement est accompagné d'un intense volcanisme fissura, d'un réchauffement général et d'une dilatation des zones évaporitiques. Cette période marque le tout début de la lente mise en place des masses continentales vers les positions actuelles.

La fonte des glaciers du Gondwana à la fin du permien et au début du trias provoque une remontée de la mer et un radoucissement du climat. La France se trouve dans la zone tropicale, avec des évaporites et des formations récifales. Sur la pénéplaine post-hercynienne se déposent des formations épicontinentales. On distingue deux domaines où s'établissent des faciès différents : le domaine alpin et le domaine germanique.

Le domaine alpin se caractérise notamment par le dépôt peu profond de calcaires et de dolomies marines (séries épaisses typiques de l'ensemble italodinarique).

Hors du domaine alpin règne le faciès dit germanique, caractérisé par des dépôts détritiques surtout continentaux (arkoses, grès, pélites), coupés par une passée marine épicontinentale au muschelkalk. Ainsi, dans le Jura et l'est du bassin de Paris, après une période continentale au trias inférieur, la mer transgresse au trias moyen, donnant des calcaires coquilliers, puis se confine au trias supérieur, donnant des dépôts à évaporites

(gypse et anhydrite). Des venues volcaniques fissurales basiques jalonnent les futures zones orogéniques (ophite des Pyrénées, cordillères bétiques, Afrique du Nord, Sardaigne).

De remarquables séries continentales (généralement des grès et des schistes rouges) se déposent sur le continent du Gondwana, notamment en Afrique du Sud (formation du Karoo), à Madagascar et aux Indes. Ces milieux sont habités par des colonies de reptiles théromorphes et par une flore à glossoptéris et thinnfeldia, qui souligne le réchauffement progressif du climat. Au trias supérieur, de puissants épanchements basaltiques couronnent ces formations, en particulier en Afrique du Sud.

Sur le plan orogénique, une phase dite cimmérienne se produit à la fin du trias. Elle est surtout marquée en Asie du Sud-Est (Indonésie, Viêt-nam). Ailleurs, le trias apparaît comme une période de calme, succédant à l'orogénèse hercynienne et introduisant le cycle orogénique alpin.

#### *Les végétaux et les animaux du trias*

On remarque, dans un climat tropical (chaud et humide) assez généralisé et à tendances évaporitiques, une nette accélération dans l'évolution de la flore, un épanouissement marqué dans la vie océanique intense, toujours renouvelée et génératrice d'épaisses formations carbonatées alpines.

Le trias est caractérisé par l'apparition des premiers mammifères, des premiers insectes à métamorphose complète (coléoptères, diptères, lépidoptères) et des gymnospermes. Le benthos se diversifie, et les brachiopodes, les hexacoralliaires et les algues calcaires connaissent un développement important. Les reptiles et les mollusques marins (ammonites, notamment) se diversifient. À la fin du trias, les premiers dinosaures se différencient au sein du groupe des reptiles. Les premières tortues et les premiers crocodiles apparaissent. Les végétaux marquent un renouvellement net et une prolifération des individus.

Pour la détermination des coupures stratigraphiques, les céphalopodes sont très utiles (cératites et ammonites), ainsi que les lamellibranches (myophories, halobies) et les algues (dasycladacées : diplopores et gyroporelles).

## Table des matières

LISTE DES ABREVIATIONS.....	I
LISTE DES ANNEXES .....	II
LISTE DES TABLEAUX .....	II
LISTE DES FIGURES .....	II
INTRODUCTION .....	1
PARTIE I.....	A
RAPPELS THEORIQUES .....	A
CHAPITRE I - SYSTEME GEODESIQUE MALGACHE ET LES NOUVEAUX LOGICIELS GEOMATIQUES .....	4
CHAPITRE II - GEOLOGIE DU BASSIN DE MORONDAVA .....	6
SECTION 1 - LE KARROO ET SES INTERCALATIONS MARINES .....	10
SECTION 2 - LES FORMATIONS POST-KARROO DU BASSIN DE MORONDAVA .....	12
SECTION 3 - LES RAPPORTS DES SOCIÉTÉS EN EXPLORATIONS DANS LA RÉGION .....	13
CHAPITRE III - GENERALITES SUR LES DIAGRAPHIES DIFFERES OU LOGGING.....	15
SECTION 1 - CLASSIFICATION DES DIAGRAPHIQUES .....	15
I. CELLES DÉCOULANT DE PHÉNOMÈNE NATUREL OU PHÉNOMÈNES SPONTANÉS..	15
II. CELLES DÉCOULANT DE PHÉNOMÈNES INDUITS .....	15
SECTION 2 - LES PARAMÈTRES PRIS EN COMPTE POUR LA MESURE DE LOG DE PUITS ....	16
I. LES EFFETS DU FORAGE .....	16
II. L'EFFET DE LA GÉOMÉTRIE DE L'OUTIL DE MESURE DIAGRAPHIQUE .....	18
III. LA VITESSE DE DIAGRAPHIE .....	24
IV. ENVIRONNEMENTS HOSTILES .....	26
SECTION 3 - PRÉSENTATION DU LOG (PENDANT LES ANNÉES 1980) .....	27
<i>Exemple de présentation d'une diagraphe</i> .....	28
CHAPITRE IV – LE LOG GAMMA RAY.....	29
SECTION 1 – LES PERSPECTIVES D'ENREGISTREMENT DES SIGNAUX .....	30
I. LES VARIATIONS STATISTIQUES .....	30
SECTION 2 – LES INSTRUMENTATIONS NÉCESSAIRES AU LOGGING « GAMMA RAY ».....	32
I. COMPTEUR GEIGER-MÜLLER .....	33
II. CHAMBRE D'IONISATION .....	33
III. COMPTEUR A SCINTILLATION .....	34
SECTION 3 - LA RÉPONSE DES INSTRUMENTS DE MESURE.....	35
CHAPITRE V – LE LOG DE NEUTRON CNL.....	37
SECTION 1 – INTERACTION DES NEUTRONS AVEC LES NOYAUX ATOMIQUES .....	37
I. LA COLLISION ÉLASTIQUE .....	38
II. LA DIFFUSION .....	39
III. LA CAPTURE.....	40
SECTION 2 - APPLICATION A LA DIAGRAPHIE NEUTRONS.....	41
I. LE LOG NEUTRON-GAMMA (GNT).....	41
II. LE LOG DES NEUTRONS-NEUTRONS THERMIQUES (CNT).....	42

<i>III. LE LOG DES NEUTRONS-NEUTRONS ÉPITHERMAL (SNP, CNT- G) .....</i>	42
SECTION 3 - SOURCES DE NEUTRONS .....	42
<i>I. LA SOURCE Ra-Be .....</i>	43
<i>II. LA SOURCE Pu-Be .....</i>	43
<i>III. LA SOURCE Am-Be .....</i>	43
SECTION 4 - ÉTALONNAGE ET UNITÉS DE MESURE POUR LA SONDE DE DIAGRAPHIE DE NEUTRON.....	43
<i>Définition de l'Unité API .....</i>	43
SECTION 5 - OUTILS NEUTRONS SCHLUMBERGER .....	44
<i>I. PROFONDEUR D'INVESTIGATION .....</i>	44
<i>II. RÉSOLUTION VERTICALE .....</i>	44
<i>III. POINT DE MESURE .....</i>	45
SECTION 6 - FACTEURS INFLUENÇANT LA MESURE .....	45
<i>I. HYDROGÈNE .....</i>	45
<i>II. ARGILES, MICA, ETC .....</i>	45
<i>III. LE TYPE DE MINERAL .....</i>	46
<i>IV. LA PRÉSENCE D'ABSORBEURS DE NEUTRONS .....</i>	46
<i>V. LA SALINITÉ .....</i>	46
<i>VI. HYDROCARBURES .....</i>	47
SECTION 7 – INTERPRÉTATION .....	48
<i>I. LES OUTILS MODERNES .....</i>	48
<i>II. L'ÉQUATION DE LA RÉACTION DE NEUTRONS .....</i>	48
<i>III. L'ÉQUATION DE LA RÉACTION POUR LE LOG DE POROSITÉ DES NEUTRONS SUIT LA FORME CLASSIQUE : .....</i>	49
<i>IV. Méthode de résolution .....</i>	50
<i>V. APPLICATION DES CORRECTIONS DE LITHOLOGIE ET EFFETS DE L'ARGILE .....</i>	50
<i>VI. CALCUL DE LA CORRECTION DE GAZ POUR LE LOG DES NEUTRONS .....</i>	50
CHAPITRE VI – LOG DE DENSITE FDC .....	53
SECTION 1 - PRINCIPE (FDC) .....	53
<i>I. PRODUCTION DE PAIRES .....</i>	53
<i>II. LA DIFFUSION COMPTON .....</i>	54
<i>III. EFFET PHOTO- ÉLECTRIQUE .....</i>	54
SECTION 2 – FONCTIONNEMENT DE L'OUTIL DE DIAGRAPHIE DENSITE (FDC) .....	54
<i>ÉQUATION D'ABSORPTION .....</i>	55
SECTION 3 - LES RELATIONS ENTRE DENSITÉS ÉLECTRONIQUES ET LA DENSITÉ .....	56
<i>I. SOURCES DE RAYONS GAMMA .....</i>	56
<i>II. DÉTECTEURS .....</i>	57
<i>III. PROFONDEUR D'INVESTIGATION .....</i>	57
<i>IV. RÉSOLUTION VERTICALE .....</i>	58
<i>V. POINT DE MESURE .....</i>	58
SECTION 4 - LES FACTEURS FONDAMENTAUX INFLUENÇANT LA MESURE .....	58
<i>I. EAU .....</i>	58
<i>II. HYDROCARBURE .....</i>	59
<i>III. ARGILE .....</i>	59
PARTIE II.....	B
INTERPRETATIONS DES DIAGRAPHIES .....	B
CHAPITRE I - PRESENTATION DES DONNEES .....	61
I. SITUATION GÉOGRAPHIQUE DES PUITS TW .....	61
II. PRÉSENTATION DES DONNÉES .....	68

CHAPITRE II - COLLECTE ET PREPARATION DES DONNEES .....	69
GAMMA RAY(GR), CALIPER (CALI), NEUTRON(CNL) ET DENSITE(FDC) DES PUITS TW.....	70
<i>Légende : Valeur des courbes selon les couleurs.....</i>	<i>72</i>
CHAPITRE III – IDENTIFICATION DES ROCHES PAR GR FDC-CNL.....	73
I. INTERPRETATION QUALITATIVE.....	73
II. RÉSULTAT D'INTERPRÉTATION QUALITATIVE.....	77
CHAPITRE IV – INTERPRETATION QUANTITATIVE .....	92
SECTION 1 - CORRECTION DUE AUX VARIABLES D'ENVIRONNEMENT .....	92
I. LES MÉTHODES DE CORRECTION DES LOGS GAMMA RAY (GR) POUR SCHLUMBERGER.....	92
II. CORRECTION DES EFFETS DE LA DENSITÉ DE BOUE .....	93
III. CALCUL DES FACTEUR DE CORRECTION .....	94
SECTION 2 – DONNÉES CORRIGÉE POUR LE LOG RAYON GAMMA (GR) .....	94
SECTION 3 - DÉTERMINATION DES LIGNES DE BASE « SHALE-LINE » ET « SAND-LINE »... <td style="text-align: right;">97</td>	97
SECTION 4 - FRACTION VOLUMÉTRIQUE D'ARGILE .....	98
I. LES DIFFERENTES METHODES DE CALCUL DU POURCENTAGE D'ARGILE .....	98
II. CALCUL DE VOLUME D'ARGILE .....	100
SECTION 5 - CALCUL DE POROSITÉ PAR LA MÉTHODE DE LA LITHOLOGIE COMPLEXE 102	
I. CORRECTION DES LOG BRUTE OU RAW DATA EN FONCTION DU TENEUR EN ARGILE DE CHAQUE COUCHE .....	102
II. CAS PARTICULIERS .....	103
CHAPITRE V - VÉRIFICATION DE LA COHÉRENCE DES RÉSULTATS .....	108
CHAPITRE VI - CORRÉLATION .....	117
SECTION 1 - CORRÉLATION SUR LA DIRECTION NORD-SUD .....	117
SECTION 2 - CORRÉLATION SUR LA DIRECTION EST-OUEST.....	119
SECTION 3 – MODÈLE 3D .....	121
I. ISALO.....	121
II. ARGILE DE BASE .....	122
III. AMBOLOANDO.....	123
IV. MOKARA.....	124
V. ANDRAKARAKA .....	125
VI. ANKARAMENABE .....	126
VII. ANKISATRA .....	127
VIII. ANDOLOTELO .....	128
IX. MODÈLE 3D SIMPLE DE LA RÉGION DES PUITS TW .....	129
CHAPITRE VII – ÉVALUATION ÉCONOMIQUE.....	130
I. LES FRAIS DU CAROTTAGE :.....	130
II. LA SOMME DES FRAIS DE FORAGE DESTRUCTIF ET DE DIAGRAPHIE.....	131
III. ÉTUDE COMPARATIVE.....	132
CONCLUSION.....	134
ANNEXES.....	135
I. Les Faciès de la période KAROO .....	<i>I</i>
II. Passages Latéraux du Karroo Continental .....	<i>II</i>
III. Les faciès du jurassique supérieur .....	<i>III</i>
IV. Carte de la subdivision des permis d'explorations pétroliers .....	<i>IV</i>

---

---

**Table des matières**

V. <i>Quelques définitions :</i> .....	V
VI. <i>Le Trias (Larousse)</i> .....	V
BIBLIOGRAPHIE.....	I

## Bibliographie

Assistant, L. E. ( Sept 1986). *A Knowledge Based System for Log Analysis* . D&S Petroleum Consulting Group.

Bassiouni, Z. (1994 - 372 pages). *Theory, measurement, and interpretation of well logs*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME,Society of Petroleum Engineers.

E. R. Crain, P. (December 1980). *Log/Mate System for Analyzing Wells*. Journal Canadian Petroleum Technology.

E. R. Crain, P. P. (Volume One - Quantitative Methods,1986). *The Log Analysis Handbook* . ISBN 0-87814-298-3 Hardcover 700 pages.

Limited, S. (1972). *Schlumberger Log Interpretation, Volume 1*. Schlumberger Limited.

M. H. Rider, M. K. (2011). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French.

Auteur : ANDRIANONY Tsiloarana Chrysanthe  
Tél. : +261 34 86 17181  
E-mail : [t.chrysanthe@gmail.com](mailto:t.chrysanthe@gmail.com)

Titre : «**INTERPRÉTATION DES DIAGRAPHIES NULAIRES DES PUITS ‘TW’**»

Encadreur pédagogique : Professeur RAKOTONINDRAINY

Nombre de pages : 132  
Nombres des annexes : 8  
Nombre des figures : 103  
Nombre des tableaux : 6

## RÉSUMÉ

La connaissance des paramètres physiques et chimiques des réservoirs est indispensable pour la prise de décision en exploration pétrolière. La diagraphe est un moyen efficace et abordable.

Les travaux entrepris en vue de l'interprétation des diagraphies nucléaires des puits « TW » ont permis une mise en œuvre de technique de numérisation des anciens Log et leurs interprétations. Ainsi, les résultats obtenus sont la porosité, la teneur en argile et la lithologie.

**Mots clés:** *diagraphe nucléaire, gamma Ray, Compensated Neutron Log, Formation Density Compensated, corrélation*

## ABSTRACT

Knowledge of the physical and chemical parameters of reservoirs are needed for decision making in oil exploration. Logging is an effective and affordable way.

The work for the interpretation of "TW" well's Nuclear logs allowed a technical implementation of digitizing old Log and their interpretations. Thus, the results obtained are the porosity, the clay content and lithology.

**Keywords:** *nuclear logging, gamma Ray, Compensated Neutron Log, Formation Density Compensated, correlation*