

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU
Faculté Des Sciences Biologiques Et Des Sciences Agronomiques
Département De Sciences De La Terre Et De L'univers



Mémoire

Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Master en Sciences de la Terre et de l'Univers

Option : Bassins Sédimentaires

Thème

Étude comparative par différentes méthodes de calcul de la saturation en eau d'un réservoir : cas des réservoirs a basses résistivités du Silurien Argileux Gréseux F6 (Silurien) de la région de Gassi Touil Bassin de BERKINE

Réalisé par :

MOUSSAOUI Mohamed

Soutenu le : 23/12/2017 Devant le jury composé de :

Mr. BENNABI M. S. :	MAÎTRE ASSISTANT à U.M.M.T.O.	Président.
Mr. AMROUCHE F. :	MAÎTRE ASSISTANT à U.M.M.T.O.	Promoteur.
Mr. MEDAOURI M. :	Chef Département de Berkine à SONATRACH.	Co-promoteur.
M ^{elle} YAHIAOUI S. :	MAÎTRE ASSISTANT à U.M.M.T.O.	Examinatrice.
Mr. BEN YUCEF A. :	Ingénieur à SONATRACH.	Invité.

Promotion : 2016/2017



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

À mon très cher père

À ma très chère mère

À mes très chers frères et sœurs



**Étudie, non pour savoir plus,
mais pour savoir mieux.**



En préambule à cette mémoire nous remerciant ALLAH qui nous aide et nous donne la patience et le courage durant ces longues années d'étude.

Nous souhaitant adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de cette mémoire ainsi qu'à la réussite de cette formidable année universitaire.

Ces remerciements vont tout d'abord au corps professoral et administratif de la Département des Sciences de la Terre et de l'Univers, pour la richesse et la qualité de leur enseignement et qui déploient de grands efforts pour assurer à leurs étudiants une formation actualisée.

Nous tenons à remercier sincèrement Mr. AMROUCHE F. en tant que promoteur, également Mr MEDAOURI M. qui a accepté d'être co-promoteur, et je ne pourrais pas oublier Mr HAROUN S. qui se sont toujours montrés à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de cette mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'ils ont bien voulu nous consacrer et sans qui cette mémoire n'aurait jamais vu le jour.

On n'oublie pas nos parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis, qui nous ont toujours encouragée au cours de la réalisation de cette mémoire.



Figures 1 :	Localisation de la région d'étude (Gassi Touil).....	02
Figures 2 :	Colone stratigraphique de la région d'étude (Gassi Touil).....	06
Figures 3 :	Carte des structures géologiques du bassin de Berkine.....	07
Figures 4 :	Carte de l'érosion hercynienne	09
Figures 5 :	Log stratigraphique du silurien argileux gréseux, de P-1 utilisé dans cette étude....	11
Figures 6 :	Localisation des puits utilisés dans le cadre de notre étude.....	14
Figures 7 :	Classification des diagraphies différées utilisés.....	16
Figures 8 :	Schémas de la sonde électrique.....	17
Figures 9 :	Schémas de la sonde Gamma Ray.....	19
Figures 10 :	Schémas de la sonde LDT (Litho Density Tool).....	20
Figures 11 :	Schémas de La sonde neutron.....	22
Figures 12 :	Schémas de la sonde sonique.....	23
Figures 13 :	Schémas de Calliper.....	24
Figures 14 :	Influence de la lithologie sur le calliper et représentation des enregistrements.....	25
Figures 15 :	Schémas de la sonde MDT.....	26
Figures 16 :	Illustration des trois types de répartition des Argiles.....	28
Figures 17 :	Les formules de volume d'argile en fonction IGR.....	30
Figures 18 :	Les principales équations de calculs de la saturation en eau (S_w).....	34
Figures 19 :	Les abaques de détermination des paramètres matriciels (ρ_{ma} et Δt_{ma}).....	46
Figures 20 :	Logs diagraphiques de puit P-1.....	53
Figures 21 :	Logs diagraphiques de puit P-2.....	56
Figures 22 :	Logs diagraphiques de puit P-3.....	59
Figures 23 :	Logs diagraphiques de puit P-4.....	62
Figures 24 :	Logs diagraphiques de puit P-5.....	65
Figures 25 :	Niveau a basse résistivité (P-5).....	66

Liste des Tableaux

Tableau 1 :	Profondeur des intervalles des unités réservoirs Silurien Argileux Gréseux F-6 A1 et A2 des 5 puits utilisés.....	15
Tableau 2 :	Courbes de diagraphies disponibles	15
Tableau 3 :	Les paramètres pétrophysiques calculés.....	43
Tableau 4 :	Les moyennes de VSH calculées par chaque formule pour chaque unité.....	43
Tableau 5 :	Les moyennes de VSH sélectionnées	44
Tableau 6 :	Moyenne de VSH u et l'épaisseur de réservoirs pour chaque unité.....	45
Tableau 7 :	Les paramètres matriciels utilisés pour calculer la porosité utile (ϕ_u).....	46
Tableau 8 :	Les moyennes de la porosité utile (ϕ_u) sélectionnées.....	47
Tableau 9 :	La porosité moyenne et l'épaisseur de Net Pay pour chaque unité.....	48
Tableau 10 :	Les constantes et les données matricielles utilisées pour calculer S_w	49
Tableau 11 :	Les résultats moyennes de saturation en eau par la formule d'Archie.....	50
Tableau 12 :	Les résultats moyennes de saturation en eau par la formule d'Indonésie.....	50
Tableau 13 :	Les résultats moyennes de la saturation en eau par la formule de Simandoux.....	51
Tableau 14 :	Les résultats de la saturation en eau utile ($S_w u$) de Net Pay.....	51
Tableau 15 :	Les résultats de saturation calculées pour le niveau à basse résistivité (P-2).....	55
Tableau 16 :	Les résultats de saturation calculées pour le 1 ^{er} niveau à basse résistivité (P-3).....	58
Tableau 17 :	Les résultats de saturation calculées pour le 2 ^{em} niveau à basse résistivité (P-3).....	58
Tableau 18 :	Les résultats de saturation calculées pour le niveau à basse résistivité (P-4).....	61
Tableau 19 :	Les résultats de saturation calculées pour le niveau à basse résistivité de 1 ^{er} comportement (P-5).....	64
Tableau 20 :	Tableau 21 : Les résultats de saturation calculées pour le niveau à basse résistivité de 2 ^{em} comportement (P-5).....	64

Grappe 1 :	Courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-1.....	44
Grappe 2 :	Courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-2.....	44
Grappe 3 :	Courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-3.....	44
Grappe 4 :	Courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-4.....	44
Grappe 5 :	Courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-5.....	45
Grappe 6 :	Courbe de tendance de la série ϕ u / ϕ s pour le Puit-1.....	47
Grappe 7 :	Courbe de tendance de la série ϕ u / ϕ s pour le Puit-2.....	47
Grappe 8 :	Courbe de tendance de la série ϕ u / ϕ s pour le Puit-3.....	47
Grappe 9 :	Courbe de tendance de la série ϕ u / ϕ s pour le Puit-4.....	47
Grappe 10 :	Courbe de tendance de la série ϕ u / ϕ s pour le Puit-5.....	48

Δt : Densité Sonique.

$\Delta t-f$: Densité Sonique de fluide.

$\Delta t-m$: Densité Sonique de la matrice.

$\Delta t-sh$: Densité Sonique des Argiles.

a : Constante liée à la nature de la roche.

F : Facteur de formation

GR max : Valeur de Gamma Ray maximum.

GR min : Valeur de Gamma Ray minimum.

GR : Gamma Ray.

IGR : Index de Gamma Ray

m : Facteur de cimentation.

N : Densité Neutron.

N-sh : Densité Neutron des Argile.

ϕ : Porosité

$\phi-D-C-sh$: Porosité Densité d'Argile Corrigé.

$\phi-D-sh$: Porosité Densité d'Argile.

$\phi-N-C-sh$: Porosité Neutron d'Argile Corrigé.

$\phi-N-sh$: Porosité Neutron d'Argile.

$\phi-S-C-sh$: Porosité Sonique d'Argile Corrigé.

$\phi-S-sh$: Porosité Sonique d'Argile.

Rsh : Résistivité des argiles.

Rt : Résistivité de la zone vierge.

Rw : Résistivité de l'eau de formation.

Sw : Saturation en eau.

VSH s : Volume d'Argile calculer par la Société anonyme.

VSH u : Volume d'Argile Utile (calculer par les 3 formule qui en à utiliser).

VSH : Volume d'Argile.

VSH-cutoff : Volume d'Argile Référence.

ρb : Densité globale.

ρf : Densité de fluide.

ρma : Densité de la matrice.

ρw : Densité de l'eau.

RÉSUMÉ

Notre région d'étude (Gassi Touil), est située à l'Ouest du bassin de Berkine, qui est un bassin intracratonique, situe au Nord-Est de la plateforme saharienne.

Notre étude est focalisée sur les réservoirs des unités A1 et A2 du Silurien argileux gréseux (F6) dans la région de Gassi Touil, basée sur l'évaluation de la saturation en eau, par plusieurs formules (la formule d'Archie, la formule Indonésienne et la formule de Simandoux), notamment les réservoirs à basse résistivité, par des méthodes diagraphiques, puis comparez les résultats obtenus avec les résultats de l'autre société (anonyme).

Cette évaluation faite à la base des calculs de paramètres pétrophysiques par différentes formules, en premier le Volume d'Argile (VSH) qu'on a calculés par trois formules (Indexe de Gamma Ray, Stieber et Clavier) après on a sélection la moyenne la plus proche à celle de la société (anonyme), en second on a calculé la Porosité (ϕ) par trois formules (Porosité Sonique, Neutron et Densité) et on a sélection la moyenne la plus proche à celle de la société (anonyme).

Les formules de calcul de saturation en eau sont toutes limitées et chaque une de ces formules à ses conditions de validité.

La comparaison qu'on a effectuée sur les logs saturations en eau obtenus, montrent des zones corrélables entre nos logs de saturations en eau et celle de la société (anonyme), on a la convection que la formule de Simandoux est la plus optimiste pour les réservoirs à basse résistivité.

La comparaison montre aussi qu'il existé entre nos logs (logs Volume d'Argile et logs de Porosité) et celle de la société (anonyme) un coefficient de corrélation.

Mots clés

Berkine, Gassi Touil, Silurien (F6), Unités A2 et A1, Diagraphies, Saturation, Archie, Indonésienne, Simandoux, basse résistivité, Volume d'Argile (VSH), Porosité (ϕ), Coefficient de corrélation.

ABSTRACT

Our study area (Gassi Touil), is located West of the Berkine Basin, which is an intracratonic basin, located North-East of the Saharan platform.

Our study focuses on the reservoirs of units A1 and A2 of sandstone clay of silurian (F6) in the Gassi Touil region, based on the assessment of water saturation, by several formulas (the Archie formula, the Indonesian formula and Simandoux's formula), particularly low-resistivity reservoirs, by logging methods, then compare the results obtained with the results of the other (anonymous) company.

This evaluation made at the base of the computations of petrophysical parameters by different formulas, first the Shal Volume (VSH) that was calculated by three formulas (Index of Gamma Ray, Stieber and Clavier) after we have selected the closest average to that of the (anonymous) society, secondly the Porosity (ϕ) was calculated by three formulas (Sonic Porosity, Neutron and Density) after we have selected the closest average to that of the (anonymous) society.

The formulas of water saturation are all limited and each one of these formulas to its conditions of validity.

The comparison we made on the logs water saturations obtained, show correlable zones between our logs of water saturations and that of the (anonymous) society, we have the convection that the formula of Simandoux is the most valid optimistic for tanks with low resistivity.

The comparison also shows that there is a correlation coefficient between our logs (logs Volume of clay and logs of Porosity) and that of the company (anonymous).

Keywords

Berkine, Gassi Touil, Silurian (F6), Units A2 and A1, Logging, Saturation, Archie, Indonesian, Simandoux, Low Resistivity, Shal Volume (VSH), Porosity (ϕ), Coefficient of Correlation.

SOMMAIR



SOMMER

Liste des Figures.

Liste des Tableaux.

Liste des Graphes.

Abréviations.

RÉSUMÉ.

ABSTRACT.

INTRODUCTION

Chapitre A : GÉOLOGIE LOCALE.

I. PRÉSENTATION DE LA RÉGION D'ÉTUDE (Gassi Touil).....	01
I.1. INTRODUCTION.....	01
I.2. SITUATION GÉOGRAPHIQUE ET ADMINISTRATIVE.....	01
I.3. CADRE GÉOLOGIQUE.....	02
I.4. CADRE STRATIGRAPHIQUE.....	02
I.4.1. PALÉOZOÏQUE.....	03
I.4.1.1. CAMBRIEN.....	03
I.4.1.2. ORDOVICIEN.....	03
I.4.1.3. SILURIEN.....	03
I.4.1.4. DÉVONIEN.....	04
I.4.1.5. CARBONIFÈRE.....	04
I.4.2. MÉSOZOÏQUE.....	04
I.4.2.1. TRIAS.....	04
I.4.2.2. JURASSIQUE.....	04
I.4.2.3. CRÉTACÉ.....	05
I.4.3. CÉNOZOÏQUE.....	05
I.4.3.1. MIO-PLIOCÈNE.....	05
I.4.3.2. QUATERNAIRE.....	05
I.5. ASPECT STRUCTURALE.....	06
I.6. LES PHASES TECTONIQUES.....	06
I.6.1. LA PHASE PANAFRICAINNE.....	06
I.6.2. LE PALÉOZOÏQUE PRÉ-HERCYNIEN.....	06
I.6.3. LA PHASE CALÉDONIENNE.....	06
I.6.4. PHASE HERCYNIENNE.....	06
I.6.5. PHASE AUTRICHIENNE.....	07

I.6.6. PHASE ALPINE.....	07
II. SYNTHÈSES SÉDIMENTOLOGIQUE DU SILURIEN DANS LA RÉGION GASSI TOUIL.....	10
II.1. Silurien inférieur.....	10
II.2. Silurien Argileux gréseux (Silurien moyen et supérieur).....	10
III. SYSTÈME PÉTROLIER DE LA RÉGION DE GASSI TOUIL.....	12
III.1. Réservoirs et objectifs.....	12
III.2. Roches mères.....	12
III.3. Roches couvertures.....	12
III.4. Pièges.....	12

Chapitre B : DONNÉES ET MÉTHODOLOGIE.

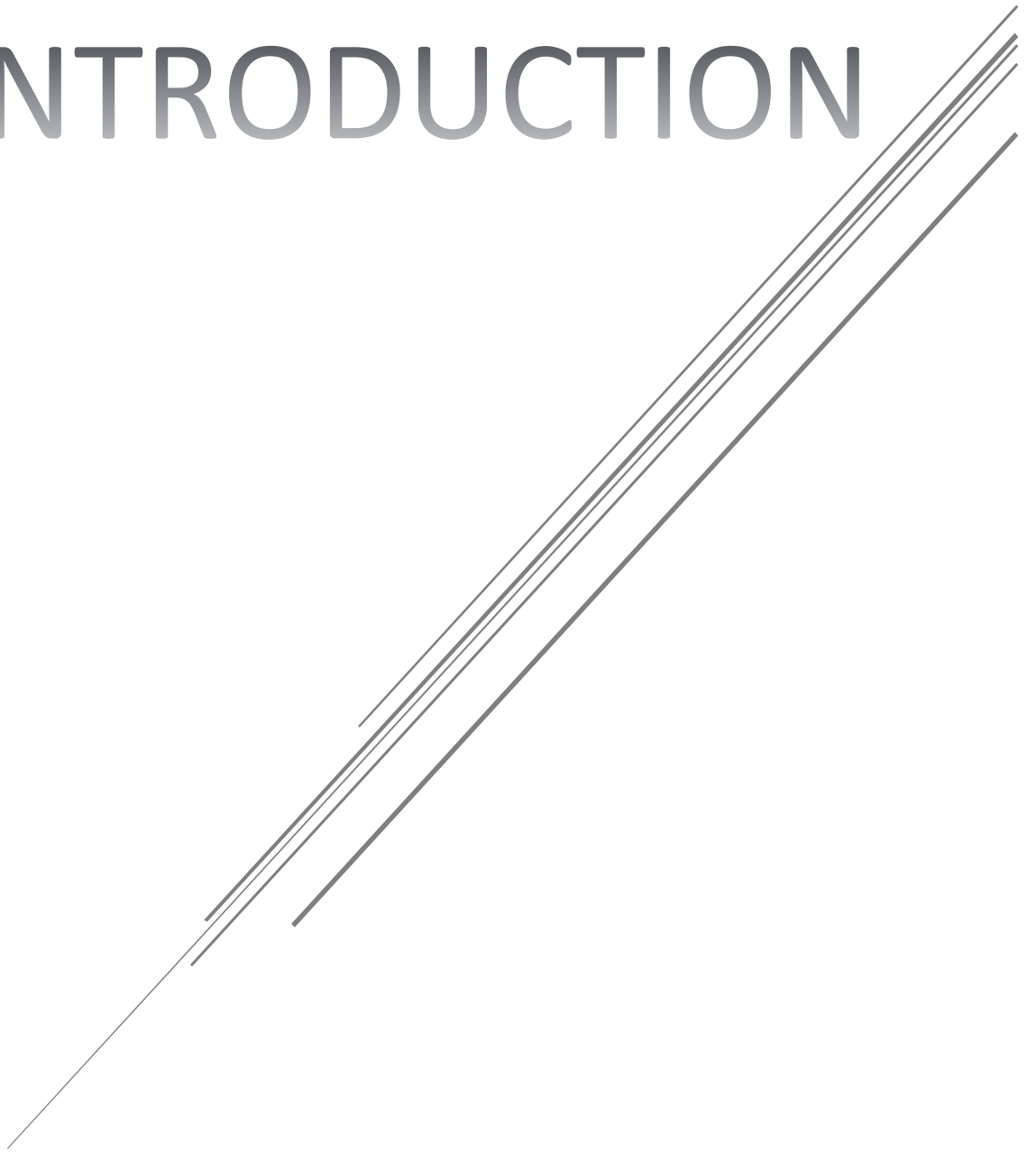
I. DONNÉES UTILISÉES.....	14
II. CLASSIFICATION DES DIAGRAPHIES DIFFÉRÉES UTILISÉS.....	16
II.1. DIAGRAPHIES ÉLECTRIQUES.....	17
II.1.1. LES DIAGRAPHIES DE RÉSISTIVITÉ	17
II.2. DIAGRAPHIES NUCLÉAIRES.....	18
II.2.1. DIAGRAPHIES DE NUCLÉAIRES NATUREL (Gamma Ray)	18
II.2.2. DIAGRAPHIES NUCLÉAIRE PROVOQUÉE	19
II.2.2.1. DIAGRAPHIE DE DENSITÉ (Gamma - Gamma).....	19
II.2.2.2. DIAGRAPHIES NEUTRONS (Indice d'Hydrogène).....	21
II.3. DIAGRAPHIES ACOUSTIQUES (LOG SONIQUE).....	22
II.4. DIAGRAPHIES AUXILIAIRES.....	24
II.4.1. CALLIPER.....	24
II.4.2. PRESSION (MDT).....	26
III. MÉTHODOLOGIE DE L'INTERPRÉTATION DIAGRAPHIQUE.....	27
IV. LA COMPOSITION DE LA ROCHE.....	27
IV.1. LA MATRICE.....	27
IV.2. LES ARGILES.....	28
V. MÉTHODES DE CALCUL DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES.....	29
V.1. VOLUME D'ARGILE (VSH).....	29
V.2. LA POROSITÉ.....	31
V.2.1. LES DIFFÉRENTS TYPES DE POROSITÉ.....	31
V.2.2. MÉTHODES DE CALCUL DES DIFFÉRENTES POROSITÉS.....	32
V.3. LA SATURATION EN EAU (S_w).....	33

V.3.1. LES MÉTHODES DE CALCUL DE LA SATURATION EN EAU (SW).....	33
V.3.1.1. RÉSERVOIR GRÉSEUX PROPRE (VSH < 10%).....	35
V.3.1.2. RÉSERVOIR ARGILEUX GRÉSEUX (VSH > 10%).....	36
V.3.1.2.1. LE MODÈLE INDONÉSIE CAS D'ARGILE LAMINÉ.....	36
V.3.1.2.2. LE MODÈLE SIMANDOUX CAS D'ARGILE DISPERSÉES.....	38
VI. BASSE RÉSISTIVITÉ.....	39
VI.1 INTRODUCTION.....	39
VI.2. MÉTHODES DE DÉTECTION DES RÉSERVOIRS À BASSE RÉSISTIVITÉ.....	39
VI.3. ORIGINE DE LA BASSE RÉSISTIVITÉ.....	39
VI.3.1 CONDUCTIVITÉ D'ARGILE.....	39
VI.3.2. MICROPOROSITÉ ET HAUTE SATURATION DE L'EAU IRRÉDUCTIBLE.....	39
VI.3.3. INVASION PROFONDE DU FILTRAT DE HAUTE SALINITÉ.....	40
VI.3.4. COMPOSITION ET CONTENU DES MINÉRAUX ARGILEUX.....	40
VI.3.5. SABLES À GRAINS FINS.....	40
VI.3.6. SÉQUENCES DE SABLE-ARGILE.....	41

Chapitre C : RÉSULTATS DE L'ÉTUDE.

I. DÉTERMINATION DES CARACTÉRISTIQUES PÉTROPHYSIQUES.....	43
I.1. VOLUME D'ARGILES (VSH).....	43
I.2. LA POROSITÉ (ϕ).....	46
I.3. LA SATURATION EN EAU (SW).....	49
II. INTERPRÉTATIONS DES RÉSULTATS.....	52
II.1. Puit-1.....	52
II.2. Puit-2.....	54
II.3. Puit-3.....	57
II.4. Puit-4.....	60
II.5. Puit-5.....	63
CONCLUSION.....	68
RECOMMANDATIONS.....	70
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.	

INTRODUCTION



INTRODUCTION

L'étude des propriétés pétrophysiques des réservoirs, constitue un objectif important dans l'exploration et la production pétrolière, en effet pour comprendre et prévoir les qualités de la production, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques tels que la porosité, la saturation ... etc.

Les réservoirs d'hydrocarbures à basse résistivité ont été reconnue comme un phénomène mondial, il a posé un défi significatif dans l'évaluation diagraphique des formations. Bien que ce phénomène se manifeste tant dans les carbonates que les grès, mais il est plus fréquent dans les réservoirs gréseux.

En raison de cette basse résistivité, la saturation en eau (S_w) calculée est élevée, on peut même négliger le réservoir conduisant à sous-estimer les réserves.

De nombreux réservoirs de production ont de basses valeurs de résistivité apparente, ils sont généralement caractérisés par des zones qui causent des courbes profondes de résistivité à lire autour de 0,5 à 5 Ohm.m. Ce comportement anormal est souvent attribuable à une combinaison de contenu d'argile, ainsi que la présence de sables fins et les effets diagénétiques, la minéralogie, la microporosité et de l'épaisseur du banc.

La formule d'Archie, qui permet de calculer la saturation en eau d'une formation donnée, est valable pour les roches homogènes et propres, et ce n'est pas toujours le cas dans la nature, La raison la plus fréquente du grès à basse résistivité est la conductivité associée aux minéraux argileux les minéraux ferrugineux, ce qui amène l'équation d'Archie à sur estimer la saturation en eau et donc à être pessimiste dans la recherche du pétrole ou du gaz.

Les implications économiques d'une équation de résistivité idéale pour les grès argileux ont stimulé de nombreuses recherches et discussions par les pétrophysiciens industriels, au fil des années, un ensemble d'équations de grès argileux s'étaient développées, ils retournent à l'équation d'Archie sous la forme de **$S_w = Archie + X$** .

Dans notre mémoire, nous allons essayer de résoudre le problème de basse résistivité des réservoirs, en s'intéressant aux trois formules de saturation qui sont : la formule d'Archie, la formule d'Indonésie et la formule de Simandoux.

À partir des trois (03) formules précédentes nous essayerons de trouver une combinaison la plus valable pour le phénomène de basse résistivité.

Tous les résultats obtenus à partir des équations de saturation en eau portent des doutes jusqu'à ce qu'elles soient confirmées par le MDT (MDT Modular Formation Dynamics Tester) ou le DST (Drill Stem Test).

INTRODUCTION.

Le but de ces équations est d'aider les responsables à faire des tests en utilisant le MDT (MDT Modular Formation Dynamics Tester) ou bien le DST (Drill Stem Test), pour vérifier l'exactitude des résultats obtenus à partir de ces équations, de saturation en eau et aussi d'autres résultats selon le cas, afin que cette décision soit la bonne.

Sur la base des données disponibles, nous allons calculer plusieurs propriétés pétrophysiques de plusieurs façons et les comparer avec des études antérieures menées par une autre société (*société de service dont nous n'avons pas révélé le nom pour des raisons de confidentialité*), qui nous supposons être la plus correcte.

Dans cette étude, nous essaierons de trouver un moyen de corriger cette basse résistivité, en utilisant des méthodes purement mathématiques.

ORGANISATION DU MÉMOIRE

Ce mémoire est organisé en trois (03) chapitres :

INTRODUCTION.

Chapitre A : GÉOLOGIE LOCALE : Synthèse à la géologie locale de la région d'étude, et une approche sédimentologique de silurien Argileux Gréseux.

Chapitre B : DONNÉES ET MÉTHODOLOGIES : les données utilisées durant notre travail, généralités et notions de bases sur les diagraphies utilisés, méthodes utilisées pour les calculer des différents paramètres pétrophysiques et une introduction au phénomène de basse résistivité et ses origines.

Chapitre C : RÉSULTATS DE L'ÉTUDE : interprétation des résultats obtenus.

CONCLUSION GÉNÉRALE et RECOMMANDATION : conclusion générale pour le travail et des recommandations.

Chapitre A

GÉOLOGIE LOCALE.



I. PRÉSENTATION DE LA RÉGION D'ÉTUDE (GASSI TOUIL)

I.1. INTRODUCTION

Notre région d'étude, Gassi Touil correspond à la partie Sud-Ouest du Bassin de Berkine, ce dernier est devenu l'un des bassins les plus prospectifs d'hydrocarbures en Algérie, cependant ces réserves estimées sont toujours considérées faibles comparées aux quantités possibles d'hydrocarbures générés depuis les roches mères Silurienne et Frasnienne. Ce bassin compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de l'association avec SONATRACH.

Le bassin de Berkine, est un bassin intracratonique et se situe dans la partie Nord-Est de la plateforme saharienne. D'une superficie globale de 102 395 km², il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures.

I.2. SITUATION GÉOGRAPHIQUE ET ADMINISTRATIVE

La région de Gassi Touil située sur le territoire de la wilaya d'Ouargla. Elle s'étend sur une superficie totale de 7130,23 km² et une superficie nette de 4433,54 km², se situe entre les latitudes 31° et 30° Nord et les longitudes 6° et 7° Est, e périmètre est traversé du Nord au Sud par la route nationale N1, passant par Rhourde Nouss, Gassi Touil, Ouargla et Hassi Messaoud. Il est aussi traversé par les gazoducs et par les lignes de GPL et Condensats venant des gisements du Bassin de Illizi situés au Sud.

Le périmètre de Gassi Touil est caractérisé par la présence de grandes dunes à L'Est (région de Brides) et un relief globalement calme à l'Ouest. Il est situé à 235 km à l'Est de la ville de Hassi Messaoud. (*Document SONATRACH*)

La série post évaporite constitue les terrains morts, elles ont représenté principalement par les argiles et les carbonates du Jurassique et les dépôts détritiques et carbonatées du Crétacé.

(Document SONATRACH)

La colonne lithostratigraphique est représentée par les cycles suivants :

I.4.1. PALÉOZOÏQUE :

I.4.1.1. CAMBRIEN : ses dépôts reposent sur un socle précambrien, représentés par trois litho-zones de bas en haut :

1. Zone R3 : des grès grossiers à stratification oblique avec conglomérats et microconglomérats à la base.

2. Zone R2 : grés généralement moyens à grossiers, mal classés, très argileux à nombreuses passées d'argile.

3. Zone Ra : grés grossis à fins, quartzitique avec passée d'argiles.

Le passage entre le cambrien et l'ordovicien n'est pas net, une autre zone sera distinguée appelée "zone de passage" représentée par :

4. Zone Ri constituée par des quartzites et grés fins à moyens, des silts contenant des grains de glauconites et des tigillites.

5. Zone des alternances représentée par une alternance d'argiles, de silts et de grés fins à glauconies.

I.4.1.2. ORDOVICIEN : il débute par les argiles d'âge Trémadocien.

1. Ordovicien inférieur est subdivisé en trois formations : Argile d'El Gassi, grés d'El Atchane et les Quartzites de Hamra.

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

3. Ordovicien supérieur est formé par les argiles micro conglomératique reposant en discordance sur l'ordovicien moyen.

I.4.1.3. SILURIEN : Il est subdivisé en silurien argileux (roche mère) à la base, constituées d'argiles grises à noires riches en graptolithes, et silurien argilo-gréseux (réservoir) alternance d'argiles grises silteuses à silto-sableuses tendres, rarement carbonatées et de grés gris à clairs, fins à moyens sub-arrondis.

I.4.1.4. DÉVONIEN : Il comprend de bas en haut :

- 1. Dévonien inférieur** : des argiles gréseuses à faciès très variables.
- 2. Dévonien moyen** : des argiles gréseuses moins développées et présentant quelques variations par rapport aux faciès sous-jacents.
- 3. Dévonien supérieur** : des argiles gris noires à brunes foncées avec des intercalations de calcaires argileux et gréseux.

I.4.1.5. CARBONIFÈRE : il est constitué par des grès, des argiles, et des siltstones avec des passées carbonatées fossilifères ou anhydritiques.

I.4.2. MÉSOZOÏQUE :

I.4.2.1. TRIAS : Il est subdivisé en quatre étages lithologiques, qui sont de bas en haut :

1. Le Trias argilo-gréseux inférieur TAGI : constitué d'une alternance de grès fin à moyen parfois grossier, friable et de sable à éléments sub-anguleux à sub-arrondis, à ciment silico-argileux, et d'argiles brun-rouge silto-sableuse.

2. Le Trias carbonaté : il est constitué d'argiles silteuses et de bancs de grès fins à moyens. On note la présence de calcaire et de dolomie.

3. Le Trias argilo-gréseux supérieur TAGS : constitué de grès moyen à grossier avec des niveaux conglomératiques, siliceux, à ciment souvent anhydritiques et d'argile brun rouge.

4. Le Trias salifère/argileux : il constitue le terme sommital de la série triasique et se présente sous forme d'une épaisse série d'alternances de sel blanc, d'argiles brun-rouges plastiques et d'anhydrite.

I.4.2.2. JURASSIQUE : il se subdivise en :

1. Jurassique inférieur représenté par des argiles brunes-rouges, avec des niveaux d'anhydrites blanches passant à des argiles brunes et grises verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites (Lias S3).

2. Jurassique moyen : Il est formé d'argiles siliceuses carbonatées avec des intercalations de grès gris blancs très fins argileux et de calcaires dolomitiques argileux, et de traces de lignites et d'anhydrites. Cet ensemble est surmonté d'argiles siliceuses avec des intercalations de silts et de grès.

3. Jurassique supérieur : Il est représenté par une alternance d'argiles Versicolores dolomitiques, de calcaires argileux et de grès fins à moyens montrant la présence des traces de lignite et de pyrite avec des passées d'anhydrites blanches.

I.4.2.3. CRÉTACÉ :

1. Crétacé inférieur : Il comprend de bas en haut :

- **Néocomien** : des grès blancs, fins, carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux, devenant des argiles à intercalation de grès fins carbonatés.
- **Barrémien** : des grès fins à grossiers à intercalation d'argiles de nature sableuse carbonatée.
- **Aptien** : calcaires blancs micro cristallins, argileux avec des passées de dolomies et d'argiles carbonatées.
- **Albien** : dépôts de grès gris-blancs fins à moyens, parfois grossiers argileux peu consolidés.

2. Crétacé supérieur : Il comprend une suite lithologique composée de :

- **Cénomaniens** : une alternance d'argiles gris-vertes, de sels blancs et de calcaires blancs.
- **Turonien** : des calcaires blancs, gris, argileux à intercalations de marnes
- **Sénonien** : de sels à intercalation d'argiles et d'alternance de calcaires parfois dolomitiques, de dolomies gris-claires à beiges, d'anhydrites blanches.

I.4.3. CÉNOZOÏQUE :

I.4.3.1. MIO-PLIOCÈNE : Il est constitué de sables à grains moyens à grossiers, arrondis, bien classés avec des passées de grès beiges et blancs, à grains fins, arrondis, à ciment carbonaté. Notons également la présence d'argiles rouges-briques sableuses.

I.4.3.2. QUATERNAIRE : Il est représenté généralement par les sables. (*BELDJILALI W. et al. 2013*)

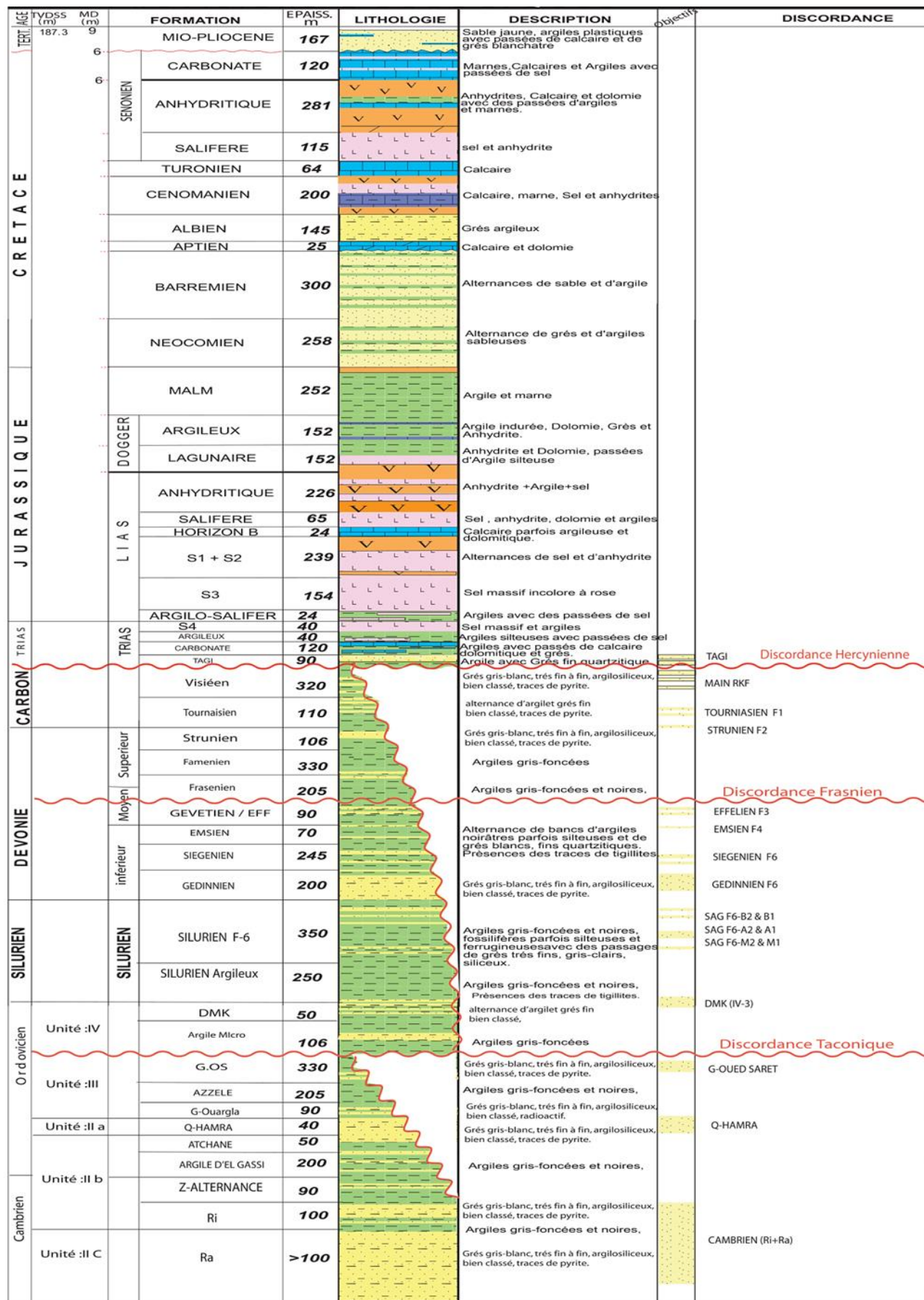


Figure 2 : Colone stratigraphique de la région d'étude (Gassi Touil). (Document SONATRACH)

I.5. ASPECT STRUCTURAL

La structure de Gassi Touil est un anticlinal d'axe nord-sud d'une vingtaine de kilomètres de long sur environ quatre kilomètres de large. Le pendage maximum est de l'ordre de 25 degrés. La dénivelée structurale atteint 800m au top de la structure. En fait cet anticlinal comprend trois culminations avec chacune un gas-cap.

La structure est limitée à l'ouest par une série de failles normales à rejet important excédant quelques centaines de mètres. Ces failles font partie du système régional de la dorsale Anguid-El Biod.

Le péri-clinal nord est recoupé par une faille est-ouest dont le rejet avoisine 200 mètres. Le flanc nord-est est affecté d'une faille rejoignant la précédente. Son rejet, variable, d'environ 200m au nord, diminue progressivement en direction du sud où elle s'estompe totalement.

Durant les phases hercyniennes et autrichiennes la région a été soumise à une activité tectonique importante. La structure de Gassi Touil a surtout été formée durant la phase autrichienne.

Cette phase est aussi responsable de l'intense érosion des séries mésozoïques et parfois même de leur absence. (*Géology of Algéria*)

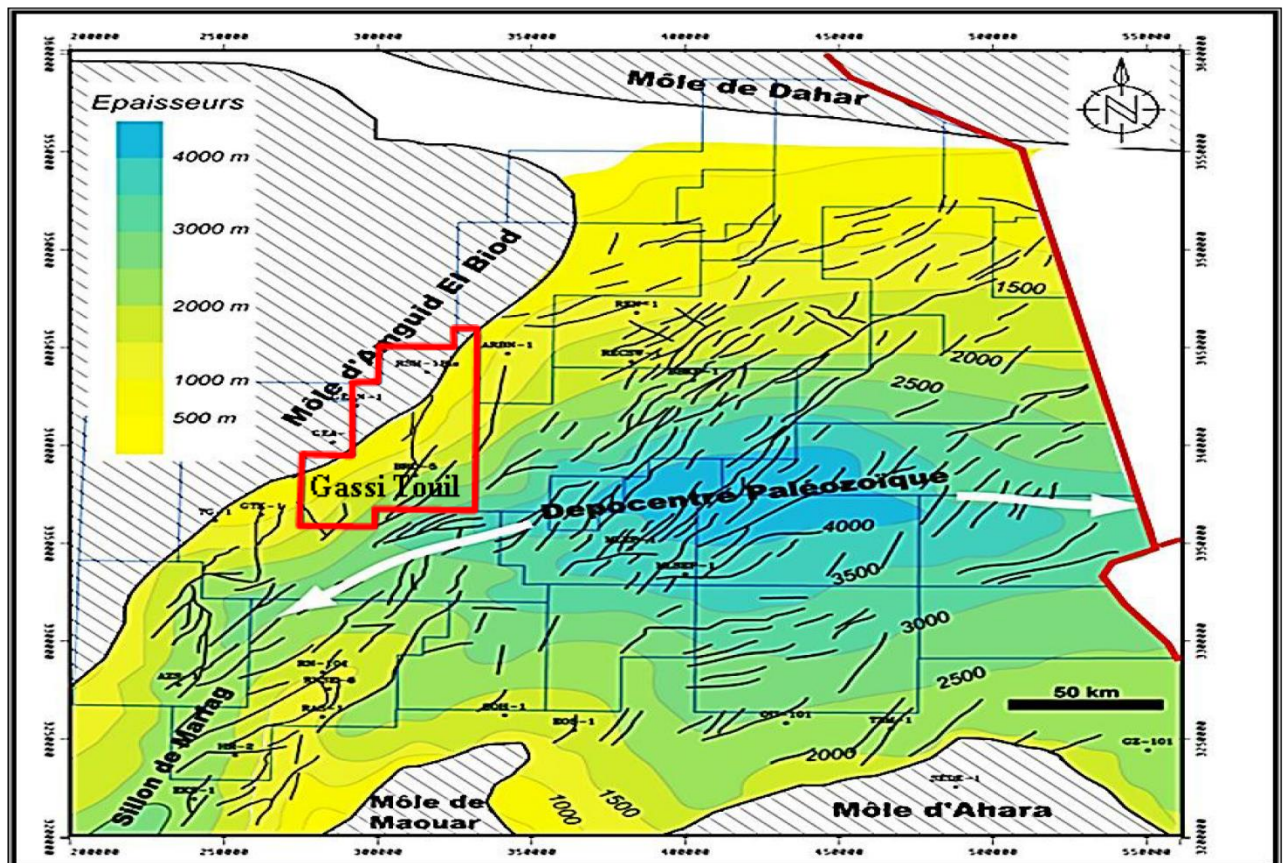


Figure 3 : Carte des structures géologiques du bassin de Berkine. (*Étude Beicip 2012*).

I.6. LES PHASES TECTONIQUES :

I.6.1. LA PHASE PANAFRICAINNE :

La phase panafricaine est responsable de la convergence de plusieurs cratons s'amalgamant pour former le supercontinent Gondwana. La chaîne panafricaine est issue de la collision entre les cratons Ouest et Est-Africain à la fin du Protérozoïque (Black et Fabre, 1980, Coward et Ries, 2003, Bumby et Guiraud, 2005).

Cette phase est ainsi à l'origine d'un grand réseau de failles caractérisé par des accidents subméridiens sub-verticaux. Ces derniers sont interprétés comme des décrochements (NW - SE et conjugués) résultant d'une compression horizontale orientée EW.

I.6.2. LE PALÉOZOÏQUE PRÉ-HERCYNIEN :

Suite à l'orogénèse panafricaine, une phase de distension majeure orientée NW-SE provoque une subsidence générale et une pénéplation de la chaîne panafricaine : il s'agit de l'extension cambro-ordovicienne, liée au basculement général de la plate-forme Nord-gondwanienne vers le nord-ouest associé à une phase d'ouverture océanique (Paléo-Téthys), et formant des structures en demi-graben conduisant à l'individualisation des bassins de la plate-forme saharienne (Beuf et al., 1971).

I.6.3. LA PHASE CALÉDONIENNE

La phase compressive calédonienne provoque une réactivation des structures du socle panafricain et accentue les reliefs préexistants (Lüning et al., 2005) Plusieurs discordances locales témoignent de cette phase tectonique débutant entre la fin du Silurien et le Dévonien inférieur. *(TOURNIER. F, 2010).*

I.6.4. PHASE HERCYNIENNE

C'est l'événement majeur qui termine le cycle sédimentaire du Paléozoïque, deux directions serrage majeur se font manifester, suivies d'une érosion importante et progressive des séries Paléozoïque du Sud-Est vers le Nord-Ouest. On distingue deux phases :

- La phase secondaire précoce ou régime de contraintes correspond à une compression de direction 40°N.
- La phase principale tardive de direction 120°N.

Le bassin de Berkine a été basculé vers le Sud-Est sous l'effet de cette phase, ce qui a engendré une érosion intense au Nord-Ouest et la préservation au Sud-Est.

I.6.5. PHASE AUTRICHIENNE

Elle est caractérisée par des mouvements compressifs (E/W), elle est à l'origine de la plupart des pièges localisés dans l'Ouest du bassin. Ces mouvements sont traduits par :

- Le jeu inverse des accidents subméridiens, avec création des plis de même orientation.
- Le jeu en décrochement dextre avec création des plis d'enchaînement des accidents d'orientation N-E/S-W.

I.6.6. PHASE ALPINE

Son effet c'est surtout traduit par des réajustements et des inversions structurales sur les accidents NE-SW.

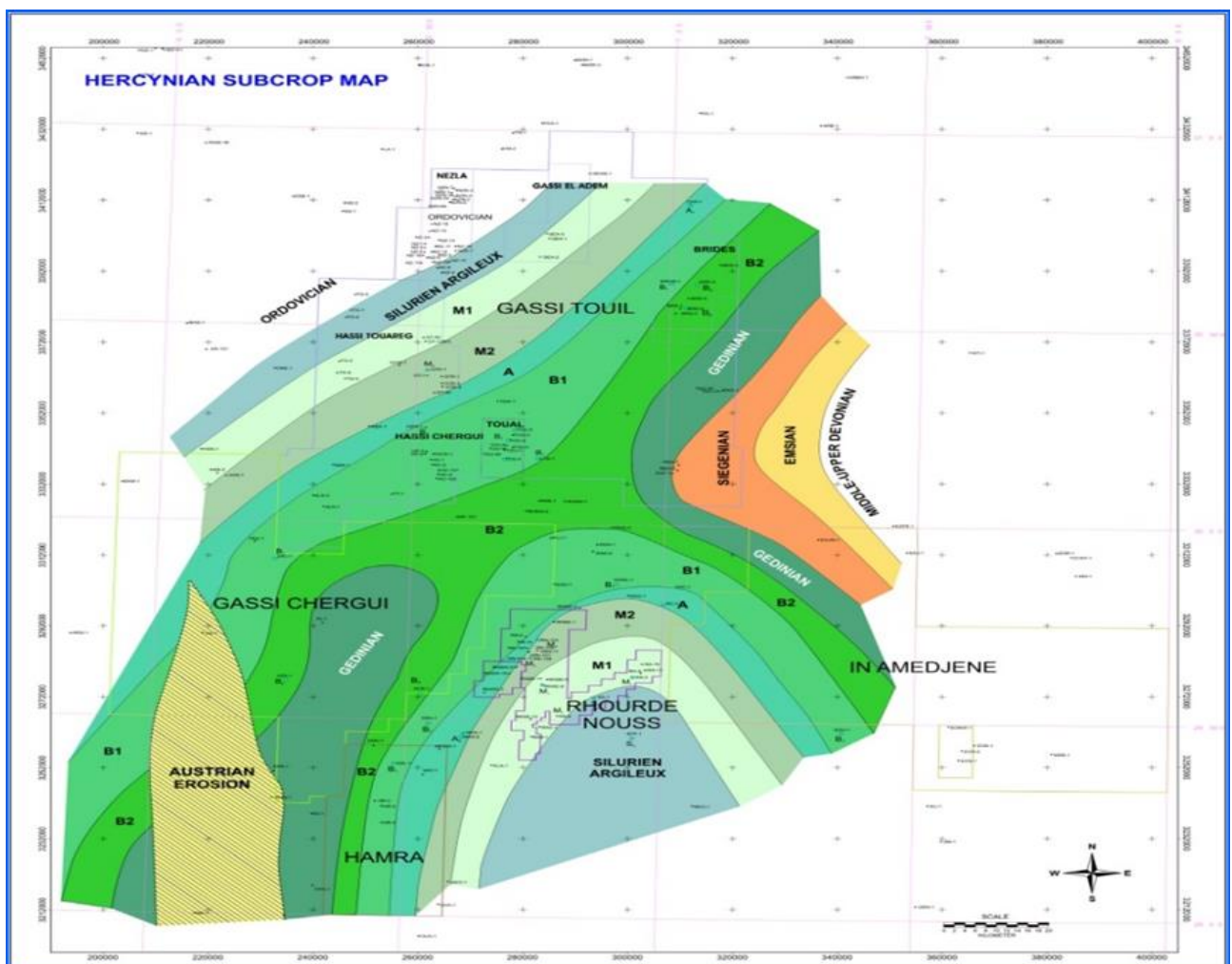


Figure 4 : Carte de l'érosion hercynienne. (Document SONATRACH)

II. SYNTHÈSES SÉDIMENTOLOGIQUE DU SILURIEN DANS LA RÉGION GASSI TOUIL

II.1. SILURIEN INFÉRIEUR :

Le Silurien inférieur comprend les argiles radioactives constituées d'argiles grise noires et noires radioactives à la base. Il s'est déposé sur la totalité de la plate-forme saharienne, et quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne.

Le dépôt des argiles radioactives suite la glaciation fini-ordovicienne et correspond à la première transgression marine majeure du Paléozoïque. La radioactivité est liée à la forte concentration en Uranium. Les épaisseurs varient de 10m à 100m avec des maximums situés dans les bassins de l'Ahnet, de Ghadamès, d'Illizi, de l'Oued Mya, de Mouydir, au Nord du bassin de Timimoune et dans les sillons de Benoud et Sbaa.

La teneur en carbone organique total (COT) oscille entre 1% et plus de 11% et dépasse localement 20%. Les zones les plus riches se situent au bord de Hassi R'mel, de Hassi Messaoud, dans le Nord-Est de province triasique, à l'Ouest du bassin d'Illizi, dans le sillon de Sbaa, dans le nord-ouest du Grand Erg occidental.

La matière organique est d'origine marine (les Algues, les Chitinozoaires, les Graptolites, la matière organique amorphe sapropilique). La roche mère engendrée est d'excellente qualité et son potentiel pétrolier peut localement dépasser 60kg HC/t (Carbone Organique, kérogène/Tonne de Roche) comme pour le Silurien inférieur de la plate-forme saharienne. *(Géology of Algéria)*

II.2. SILURIEN ARGILEUX GRÉSEUX (SILURIEN MOYEN ET SUPÉRIEUR) (FIGURE 5)

Le Silurien argilo-gréseux dans les bassins de Berkine est subdivisé en plusieurs unités lithologiques réservoirs.

De la base au sommet, les principales unités définies sont : N1, N2, M0, M1, M2, A1, A2, B1 et B2.

Les travaux sédimentologiques précédemment réalisés, ont révélé que les unités réservoirs potentielles M2, A1 et A2, les plus gréseuses sont localisées dans la partie Est du Bassin de Berkine et deviennent de plus en plus argileuses en allant vers l'Ouest.

En effet, et du point de vue environnements de dépôts, on passe de la plaine côtière au Nord-Est du bassin à l'offshore-shoreface au Sud-Ouest, en d'autres termes, les unités A1 et A2 enregistrent le maximum de grès avec des dépôts de plaine côtière au Nord-Est caractérisée par des structures tidales et chenaux à influences fluviales, puis vient l'unité M2, avec le développement plus ou

moins important de dépôts proximaux en provenance du Nord-Est. Cette évolution des dépôts du continent vers ceux du milieu marin se poursuit avec l'apparition de l'unité M1 qui présente une dominance argileuse avec toutefois des influences gréseuses. Vers le Sud-Ouest, s'installe l'unité M0 avec des dépôts de shoreface-offshore.

Du point de vue pétrographique les grès du Silurien sont en général fins à moyens de type globalement Quartzarénites à Subarkoses pour l'Est de bassin, Quartzarenites à Sublitharénites à l'Ouest.

Les grès du S.A.G de Berkine Est présentent une faible maturité minéralogique (Présence de feldspaths et fragments de roches).

Les études diagénétiques ont montré que les principaux ciments argileux, siliceux, carbonatés sont beaucoup plus abondants que les ciments ferrugineux, qui sont de moindre degré.

Ils ont eu un effet défavorable sur les qualités réservoirs des différentes unités du Silurien argilo-gréseux présentent des variations de porosité et de perméabilité. **(Document SONATRACH)**

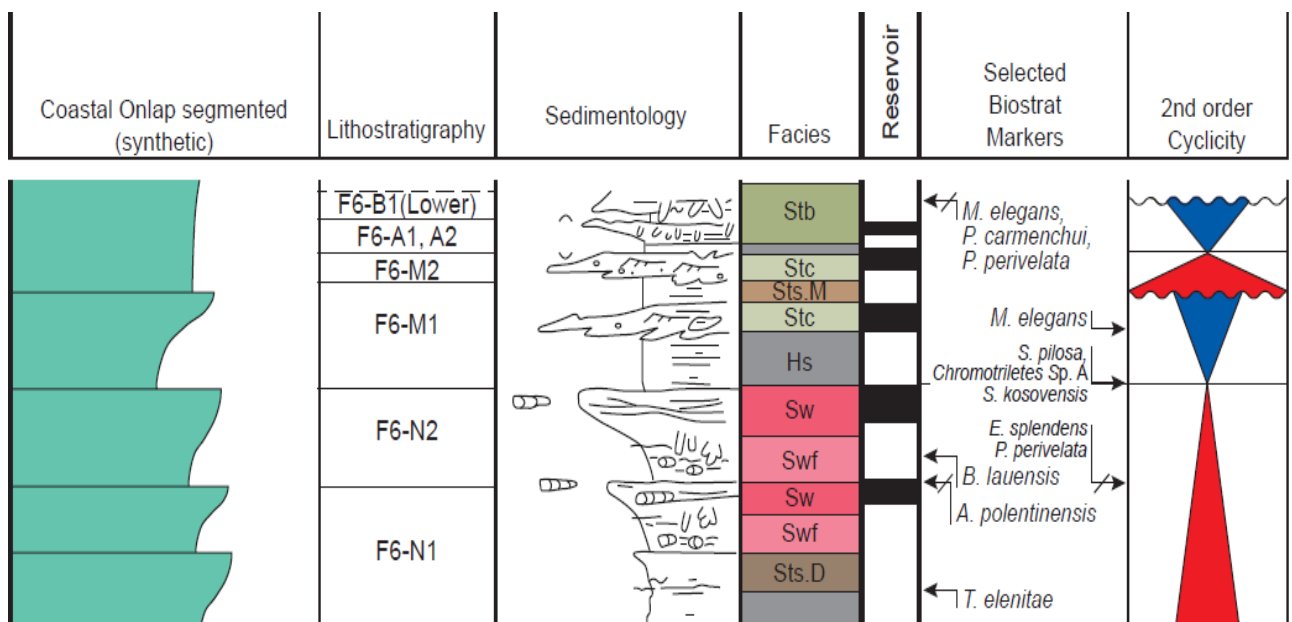


Figure 5 : Log stratigraphique du silurien argileux gréseux, de P-1 utilisé dans cette étude. **(Document SONATRACH)**

III. SYSTÈME PÉTROLIER DE LA RÉGION DE Gassi Touil :

III.1. RÉSERVOIRS ET OBJECTIFS

Les réservoirs triasiques TAGS et TAGI productifs de gaz à condensats et d'huile dans les gisements du complexe de Rhourde Nouss, de Gassi Touil ; de gaz à condensats dans les gisements de Rhourde Hamra Rhourde Adra, Hamra etc..., constituent des objectifs pétroliers principaux dans le périmètre.

Le réservoir Quartzites de Hamra, de l'Ordovicien, est aussi considéré comme objectif pétrolier principal dans le périmètre depuis les récentes découvertes de gaz à condensats à Rhourde Nouss et de gaz sec à Brides. Le Silurien F6-SAG est devenu depuis la reprise du projet par SONATRACH l'objectif phare du périmètre, notamment sur la zone TOUAL, et TAOUIL. (*Document SONATRACH*)

III.2. ROCHES MÈRES

La principale roche mère dans la région est constituée par les argiles noires à graptolites du Silurien basal.

III.3. ROCHES COUVERTURES

La couverture des réservoirs triasiques est assurée par le trias Carbonaté pour le TAGI et l'épaisse série argilo- évaporitique du Lias pour le TAGS. La couverture des réservoirs Quartzites Hamra et Cambrien est assurée respectivement par les argiles d'Azzel et les argiles d'El Gassi.

III.4. PIÈGES

Les pièges sont de type essentiellement structural en régime compressif. Le remplissage des structures situées dans ce périmètre, se fait par migration latérale le long des drains réservoirs et verticale le long des failles. Les structures sont rarement remplies à 50% et plus, dans la région, exception de Rhourde Nouss, à cause de la grande taille des pièges et de la bonne qualité des réservoirs surtout triasiques. A ces bonnes qualités coté piège et réservoirs se présentent des zones de genèse relativement réduites excepte pour le Complexe Rhourde Nouss avec le sillon de Tartrat-el Marfag. (*Document SONATRACH*)

Chapitre B

DONNÉES ET MÉTHODOLOGIE



I. DONNÉES UTILISÉES.

L'étude pétrophysique des deux unités A1 et A2 du Silurien, a été réalisée sur la base de l'analyse diagraphique des puits choisis, prenant en compte toutes les données diagraphiques disponibles. (Voir le tableau n°1)

Les principales caractéristiques pétrophysiques à définir concernant le volume d'argiles, l'épaisseur des grès utiles, la porosité et la saturation en fluide.

Les puits (P-1, P-2, P-3, P-4 et P-5) réalisés par la SONATRACH, qui ont été sélectionnés sur la base de la disponibilité des données, ils ont été mis en évidence sur la carte suivante :

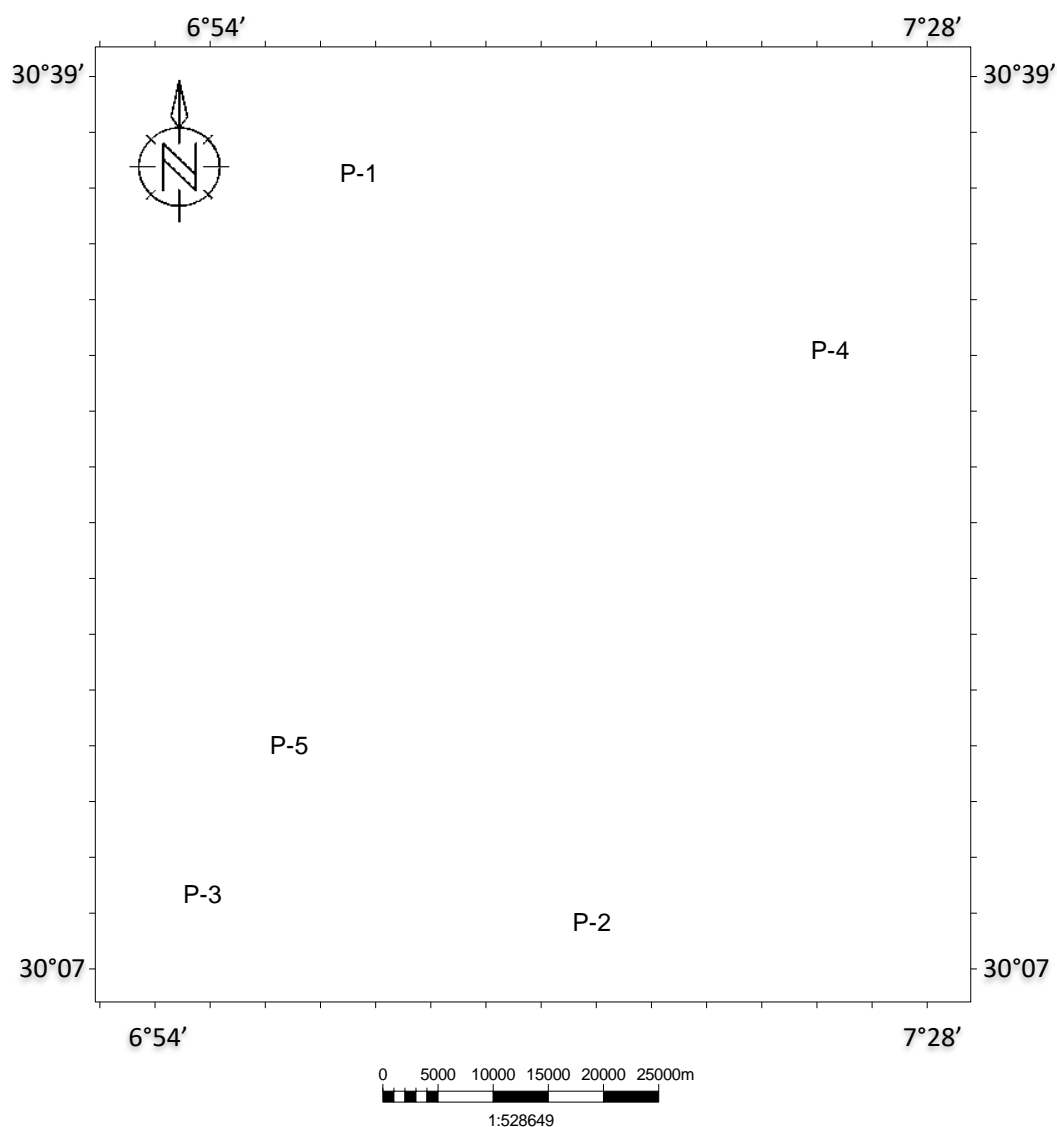


Figure 6 : Localisation des puits utilisés dans le cadre de notre étude.

Les intervalles des unités A1 et A2 de silurien Argileux Gréseux F-6 :

Puits	Zone Name	Top Depth (MD)	Bottom Depth (MD)
P-1	Silurien - A2	4523.7	4603.3
	Silurien - A1	4603.3	4651
P-2	Silurien - A2	3709.91	3795.47
	Silurien - A1	3795.47	3860.03
P-3	Silurien - A2	3896.11	3977.17
	Silurien - A1	3977.17	4045.37
P-4	Silurien - A2	3178.8	3258.84
	Silurien - A1	3258.84	3298.97
P-5	Silurien - A2	3701.69	3783.21
	Silurien - A1	3783.21	3848

Tableau 1 : Profondeur des intervalles des unités réservoirs Silurien Argileux Gréseux F-6 A1 et A2 des 5 puits utilisés

Les données diagraphiques utilisées pour cette étude sont reportées sur le tableau ci-dessous :

Puits	CALLIPER	GR	Sonic (DT)	Neutron (N)	Densité (RH)	Résistivité (Rt)
P-1	x	x	x	x	x	x
P-2	x	x	x	x	x	x
P-3	x	x	x	x	x	x
P-4	x	x	x	x	x	x
P-5	x	x	x	x	x	x

Tableau 2 : courbes de diagraphies disponibles

II. CLASSIFICATION DES DIAGRAPHIES DIFFÉRÉES UTILISÉS :

Les diagraphies différées utilisés dans notre travail subdivisé en quatre grandes catégories :

II.1. Diagraphies électriques.

II.2. Diagraphies nucléaires.

II.3. Diagraphies acoustiques.

II.4. Diagraphies auxiliaires.

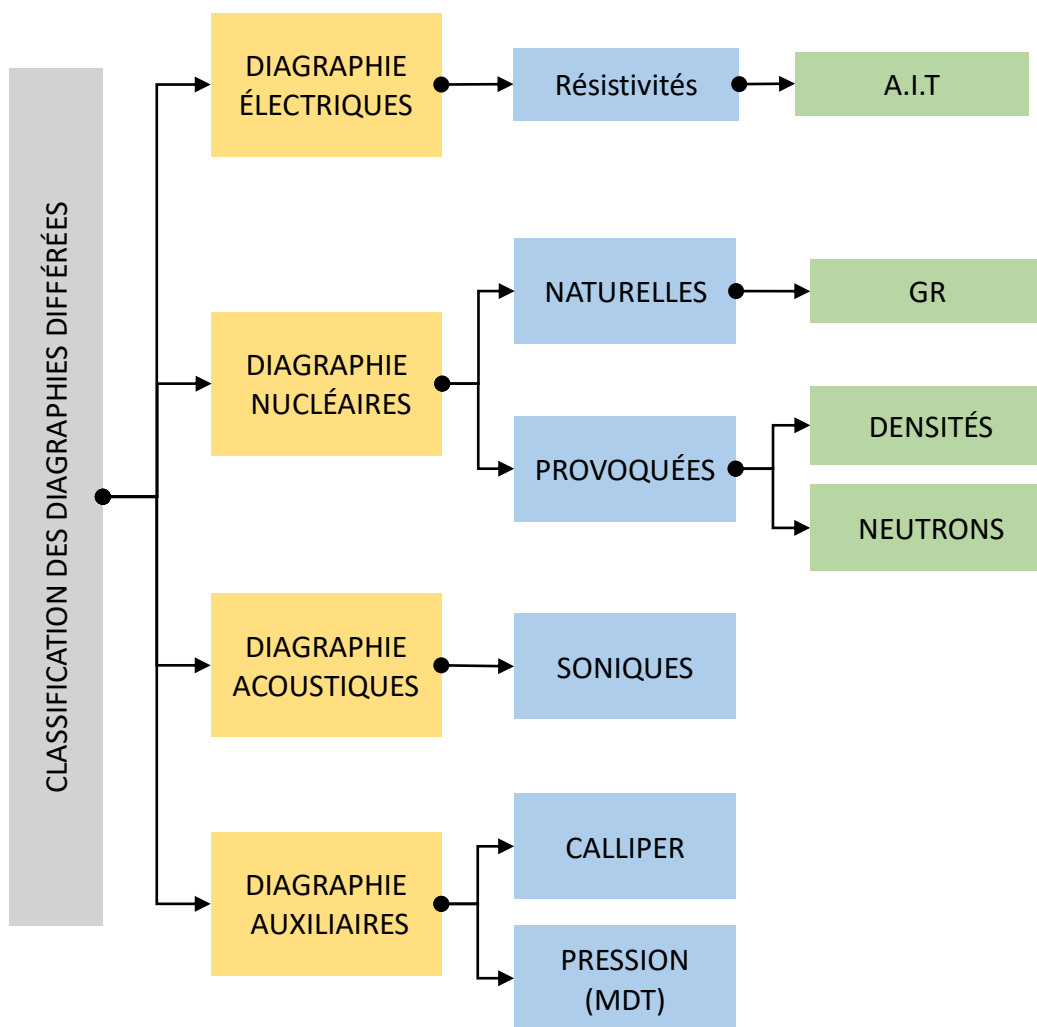


Figure 7 : Classification des diagraphies différées utilisés

II.1. DIAGRAPHIES ÉLECTRIQUES

II.1.1. LES DIAGRAPHIES DE RÉSISTIVITÉ

Les diagraphies de résistivité sont appliquées pour la détermination de la résistivité « R_t », la mesure de la saturation en eau « S_w », le calcul de la porosité, la détermination lithologique et la détermination des formations réservoirs.

PRINCIPES :

Le principe de mesure est le même quel que soit l'outil utilisé une source d'énergie envoie un signal ou courant électrique, puis un ou plusieurs récepteurs, situés à une certaine distance de la source, enregistre la réaction du terrain à ce signal.

- **Array Imager Tool (AIT) :**

C'est l'outil le plus récent de la série des outils à induction. Il fait des mesures de conductivité en utilisant un transmetteur opérant à une seule fréquence et 8 bobines distribuées spécialement sur l'axe de l'outil avec un espacement allant de quelques pouces jusqu'à quelques pieds.

Six de ces bobines utilisent une paire de fréquence adjacente. Les composantes du signal sont mesurées en phase et en quadrature de phase pour chaque Array et chaque fréquence pour donner 28 mesures de conductivités à trois pouces d'intervalles. Leur combinaison produit cinq courbes de résistivités à des profondeurs d'investigations moyennes 10'', 20'', 30'', 60'' et 90''. (**Document Schlumberger**).

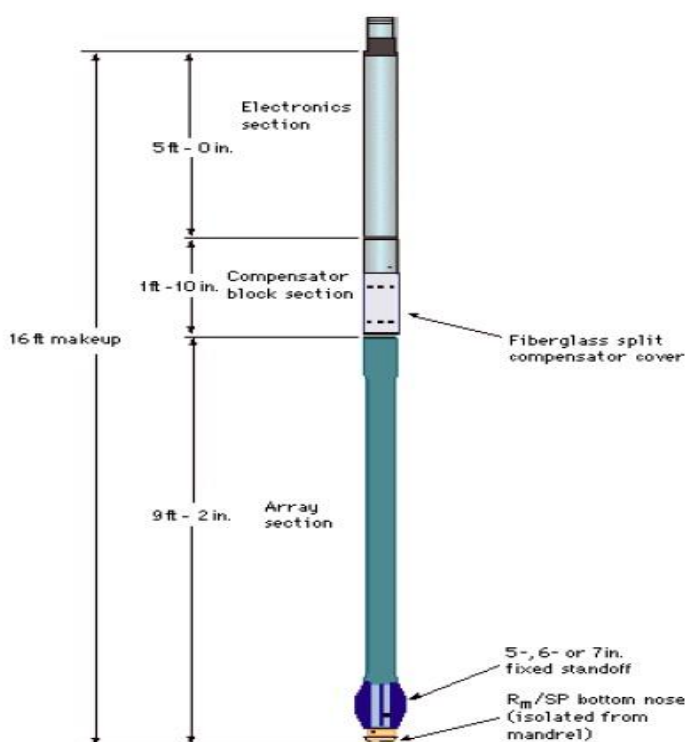


Figure 8 : Schémas de la sonde électrique. (**Document SONATRACH**).

II.2. DIAGRAPHIES NUCLÉAIRES :

Les diagraphies nucléaires font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage. Ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide.

Les diagraphies nucléaires sont subdivisées en deux types :

- Les diagraphies nucléaires naturel.
- Les diagraphies nucléaires provoquées.

II.2.1. DIAGRAPHIES DE NUCLÉAIRES NATUREL (Gamma Ray) :

Les rayonnements gamma naturels sont des photons à haute énergie émis par des éléments radioactifs suite à la désintégration de leurs noyaux atomiques. Il faut savoir que toutes les roches peuvent à priori être radioactives du fait de la dissémination très générale de ces éléments.

De très nombreux isotopes naturels sont radioactifs. Seuls trois d'entre eux jouent un rôle notable dans la radioactivité naturelle des minéraux et des roches : (**Document SONATRACH**)

- L'Uranium.
- Le Thorium.
- Le Potassium.

PRINCIPE :

La détection de rayons gamma se fait par interaction de ces rayons avec des atomes ou molécules à l'intérieur de capture.

La capture utilisée est une capture à scintillation, il se compose d'un cristal transparent ou radioactif de sodium sensible au rayonnement gamma. La réponse de la sonde est en fonction de la concentration en poids de l'élément radioactif dans la formation. (**DESBRANDES R. 1989**)

La radioactivité est exprimée soit en μg soit en **A.P.I** (American Petroleum Institute) où : $1\mu\text{g}=16.5 \text{ API}$ (**HABBAK L. 2004**)

APPLICATION DE DIAGRAMME GAMMA RAY :

- Apporte des informations lithologiques (Grés, Argiles, Calcaires, Sels, ...).
- Permet d'estimer le pourcentage d'argile « Vsh » présent dans les formations sableuses.
- Corrélation puit a puit.

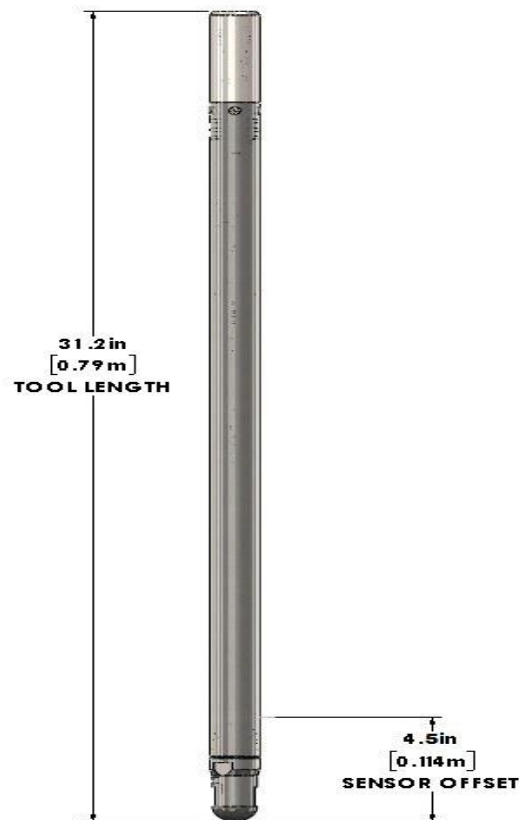


Figure 9 : Schémas de la sonde Gamma Ray. (Document SONATRACH).

II.2.2. DIAGRAPHIES NUCLÉAIRE PROVOQUÉE :

Les diagraphies de cette nature sont toutes basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif.

II.2.2.1. DIAGRAPHIE DE DENSITÉ (Gamma - Gamma) :

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives pour l'émission des rayons Gamma.

PRINCIPE :

Les formations sont soumises à un bombardement de rayons gamma au moyen d'une source radioactive fixée au bas de la sonde. L'isotope Césium « Cs-137 » est l'élément radioactif le plus utilisé comme source. Les sondes contiennent en général deux ou plusieurs détecteurs de rayonnements gamma, espacés de quelques centimètres de la source.

Les photons gammas émis entrent en collision avec les électrons de la matière. À chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation peut se faire de trois façons de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

Le nombre de photons diffusés retournant au détecteur dépendra du nombre d'électrons orbitaux présents et de l'énergie de la source. La réponse de l'outil est donc déterminée essentiellement par la densité électronique qui est partiellement proportionnelle à la masse atomique.

Il est donc justifié de considérer que la densité électronique que l'on mesure est proportionnelle à la densité de la formation, qui elle dépend de la densité de la matrice, de la porosité et de la densité des fluides remplissant les pores.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéressent les diagraphies de densité.

L'unité de la densité globale est : gramme par centimètre cube (g/cm^3) ou (g/cc)

APPLICATION :

- Détermination de la porosité densité (ϕ_d).
- Déterminer la nature des formations traversées.
- Détermination de la porosité utile (ϕ_u) en combinaison avec les diagraphies de neutron et sonique.
- L'étude de la compaction.
- La corrélation de faciès.
- Détection des minéraux lourds.

Le LDT (Litho Density Tool) : Il permet en plus de l'enregistrement de densité global ρ_b (gr/cc), de faire une sélection des rayons Gamma de faible énergie arrivant à son compteur.

Cela permet de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique PEF (barns/e) qui est donné par la relation suivante :

$$P_{ef} = \left(\frac{Z}{10} \right)^{3.6}$$

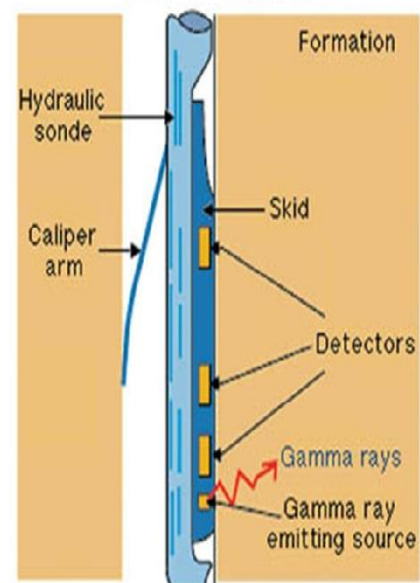


Figure 10 : Schémas de la sonde LDT (Litho Density Tool). (Document SONATRACH).

II.2.2.2. DIAGRAPHIES NEUTRONS (Indice d'Hydrogène) :

Les diagraphies neutrons sont principalement utilisées pour la délimitation des formations poreuses et la détermination de leur porosité. Ils répondent principalement à la quantité d'hydrogène dans la formation. Ainsi, dans les formations propres dont les pores sont fixés avec de l'eau ou de l'huile, le log de densité neutrons reflète la quantité de porosité remplie de liquide.

PRINCIPE :

Les neutrons sont des particules électriquement neutres ayant chacun une masse presque identique à la masse d'un atome d'hydrogène. Les neutrons à haute énergie (rapides) sont émis en continu à partir d'une source radioactive dans la sonde. Ces neutrons entrent en collision avec les noyaux des matériaux de la formation. À chaque collision le neutron perd une partie de son énergie.

La plus grande perte d'énergie se produit lors le neutron frappe un noyau de masse pratiquement égale c'est-à-dire un noyau d'hydrogène.

Les neutrons ont été ralentis par des collisions successives à des vitesses thermiques, correspondant à des énergies d'environ 0,025 eV. Ils diffusent ensuite de façon aléatoire, sans perdre plus d'énergie, jusqu'à ce qu'ils soient capturés par les noyaux d'atomes tels que le Chlore, l'Hydrogène ou le Silicium.

LA MESURE :

Le noyau de capture devient intensément excité et émet un rayon gamma de haute énergie. Selon le type d'outil à neutrons, soit ces rayons gamma sont capturés, soit les neutrons eux-mêmes sont comptés par un détecteur dans la sonde.

En parle de neutron-neutron ou de neutron-gamma

Le plus utilisé est neutron-neutron, c'est-à-dire un outil qui mesure les neutrons à leurs différents niveaux d'énergie. Cet outil va nous donner en première approximation une idée sur la concentration en atomes d'hydrogène.

Le nombre de neutrons arrivant au détecteur augmente quand la concentration en hydrogène décroît et vice versa. Finalement on enregistre un index d'hydrogène.

Les différents types de diagraphies neutrons :

Les techniques de mesures réalisées à différents stades de vie des neutrons donnent lieu à des diagraphies neutroniques comme : (*KAFI W. et al.*)

- La diagraphie *Neutron-Neutron* épithermique.
- La diagraphie *Neutron-Neutron* thermique.
- La diagraphie *Neutron-Gamma*.

APPLICATION

- L'application essentielle de cette diagraphie est la détermination de la porosité Neutron (ϕ_n) de grès c'est-à-dire la porosité qu'aurait la formation si tous les noyaux d'hydrogène qu'elle contient appartenaient au fluide interstitiel. (*DESBRANDES R. 1989*)

Le CNL (Compensated Neutron Log) :

Il enregistre les neutrons thermiques. Cette sonde est munie d'une source radioactive et dotée de deux détecteurs placés à différents espacements réduisant ainsi les effets de trou. La mesure issue de ces deux détecteurs est convertie automatiquement en unité de porosité neutron.

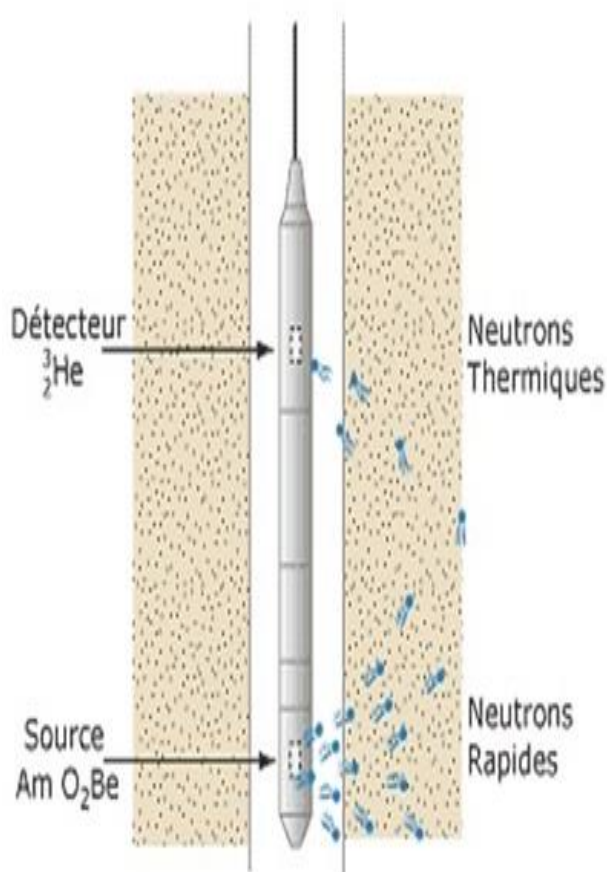


Figure 11 : Schémas de La sonde neutron. (Document SONATRACH)

II.3. DIAGRAPHIES ACOUSTIQUES (LOG SONIQUE) :

Le log sonique est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur, de la vitesse du son dans les formations. Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation des ondes acoustiques dans les roches par l'outil de diagraphie. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées.

A. PRINCIPE

La diagraphie sonique permet de mesurer le paramètre vitesse instantanée des ondes acoustiques longitudinales (V_p), il fournit particulièrement une loi de vitesse en fonction du temps le long du puits. Étant donné que la propagation des ondes acoustiques est étroitement liée aux propriétés élastiques des formations géologiques, il fournit alors des informations très utiles sur leurs propriétés pétrophysiques au voisinage de la paroi du puits.

La vitesse des ondes acoustiques dépend généralement de la matrice lithologique, de la présence de la porosité et du type de fluide dans les formations géologiques. La présence de la porosité dans la roche ralentit l'onde acoustique et donc augmente le temps de transit ΔT (SCRIBD,2013)

B. APPLICATION DES DIAGRAPHIES SONIQUE :

1. Détermination des propriétés mécaniques de la formation.
2. Analyse des fractures.
3. Vérification de la cimentation.
4. Estimation de la perméabilité.
5. La porosité.

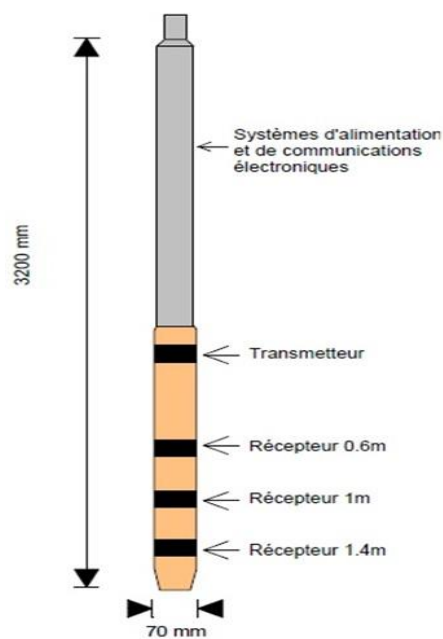


Figure 12 : Schémas de la sonde sonique. (Documet SONATRACH)

II.4. DIAGRAPHIES AUXILIAIRES :

II.4.1. CALLIPER :

L'outil est équipé, suivant les modèles, de 2, 3 et 4 bras plaqués contre la paroi du trou. Il mesure le diamètre du trou et permet de mettre en évidence les formations poreuses perméables grâce à la présence d'un cake.

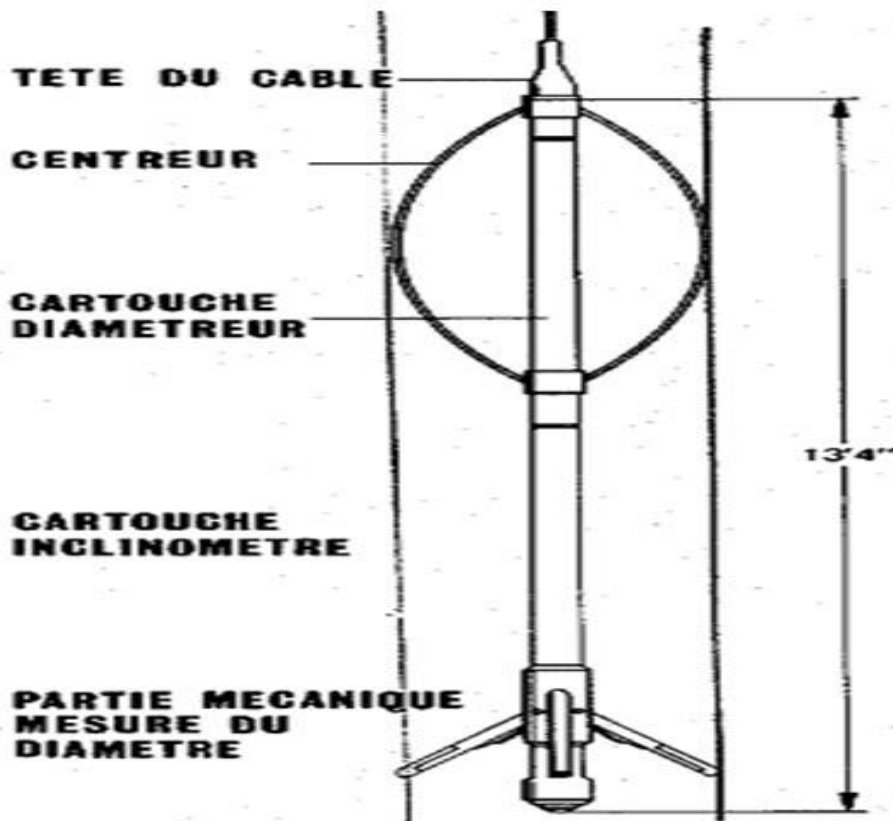


Figure 13 : Schémas de Calliper (Document SONATRACH)

Le Calliper est perturbé par les caves qui peuvent être dues à une érosion des parois du trou (débit de forage trop important) ou à des formations éboulantes.

Le calliper permet également d'apprécier l'ovalisation du trou et d'avoir une idée des contraintes en place (information importante pour déterminer la pression de fracturation de la formation). À partir de cet enregistrement, il est facile de calculer le volume du trou (information intéressante pour déterminer le volume de ciment nécessaire). (SCRIBD, 2013)

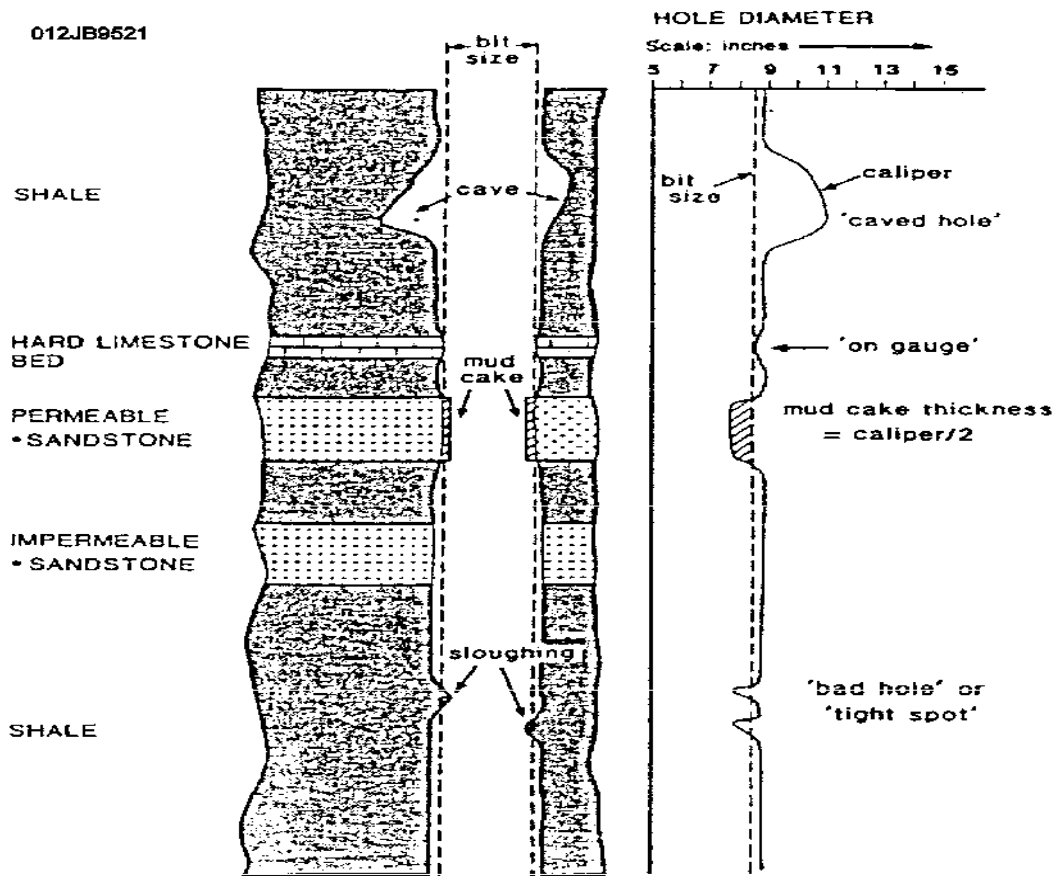


Figure 14 : Influence de la lithologie sur le calliper et représentation des enregistrements (SCRIBD, 2013)

APPLICATION DE CALLIPER :

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment.
- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- La correction des mesures des différentes diagraphies pour effet de trou ou de mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- Une approche de la lithologie. (ZAHY A. et al. 2013)

II.4.2. PRESSION (MDT)

Le MDT fournit des mesures de pression rapides et précises et des échantillons de haute qualité du fluide en place. Il se combine à d'autres outils pour répondre aux besoins et objectifs du programme d'acquisition des données

Le MDT est représenté par un ensemble de modules d'où son nom "Modular", ce qui permet la reconfiguration de l'outil selon les besoins d'acquisition.

PRINCIPE DU MDT

Les mesures de pressions sont effectuées à l'aide d'un testeur filaire qui nécessite le retrait d'une petite quantité du fluide. Ces mesures nécessitent des jauges précises à haute résolution qui peuvent réagir de façon fiable aux conditions dynamiques. La jauge la plus utilisée généralement pour le MDT est une jauge a quartz

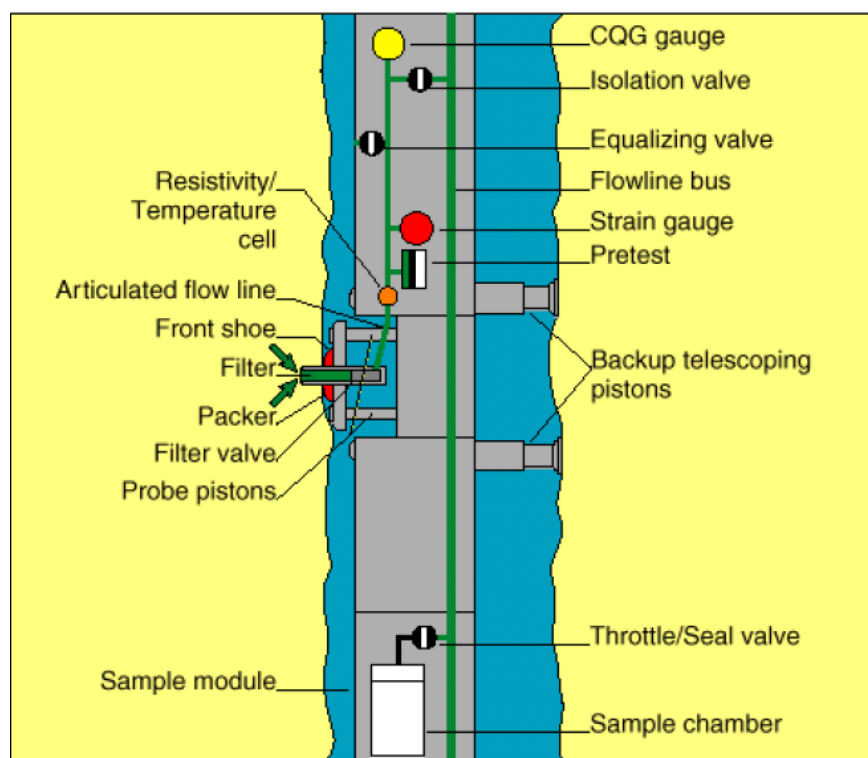


Figure 15 : Schémas de la sonde MDT (Document SONATRACH)

LE MDT PERMET DE :

- Mesurer la pression de la formation (élaboration du gradient de pression en fonction de la profondeur).
- Identifier les contacts entre fluides (Gaz-Huile, Gaz-Eau, Huile-Eau).
- Déterminer l'hétérogénéité du réservoir.
- Mesurer la perméabilité.
- Prendre des échantillons des fluides en place.

III. MÉTHODOLOGIE DE L'INTERPRÉTATION DIAGRAPHIQUE

À partir des données diagraphiques disponibles sur les unités du Silurien A1 et A2, la méthodologie adoptée est la suivante :

1. Calculer le volume d'argile VSH pour chaque banc gréseux à partir de GR, par plusieurs méthodes, pour déterminer le Gross Sand
2. Calculer la porosité utile (ϕ_u) à partir Sonique, Neutron et Densité de chaque banc, par plusieurs méthodes, pour déterminer le Net Sand.
3. Calculer de saturation en eau (S_w) par plusieurs méthodes.
4. Déterminer les épaisseurs Net Pay (Réservoirs net).
5. Charger tous nos les résultats obtenus avec les résultats de l'autre société anonyme, sur un logiciel de traitement des donnée pétrophysique pour faire la comparaison.
6. Comparaison entre les résultats obtenues et les résultats de société.

Cette étude pétrophysique a été réalisée à l'aide des logiciels : Microsoft Office Excel 2016 et Pétrel 2014

IV. LA COMPOSITION DE LA ROCHE

C'est le premier souci de tout géologue. Il va donc chercher, à partir d'une interprétation des diagraphies différées, à déterminer d'une part le contenant, c'est-à-dire la nature minéralogique et le pourcentage des éléments solides majeurs (grain, matrice et ciment) constituant la roche, d'autre part le contenu, donc la nature et le pourcentage (porosité, saturation) des fluides remplissant les interstices existants entre les éléments solides.

En point de vue pétrophysique, en distinguer deux catégories d'éléments solides, la matrice et l'argile. Cette distinction est imposée d'une part par la différence de comportement vis-à-vis des phénomènes physiques exploités en diagraphie de ces deux types de solides, d'autre part l'influence de l'argile sur les propriétés pétrophysiques des réservoirs (perméabilité, saturation, ...). (**O. Serra. 1979**).

IV.1. LA MATRICE :

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides constituant la roche (grains et ciments) à l'exception des argiles.

On distingue trois types de matrice :

IV.1.1. Matrice simple : Elle est dite simple lorsque ses grains et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).

IV.1.2. Matrice complexe : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment, calcaire).

IV.1.3. Matrice Propre : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

IV.2. LES ARGILES :

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types d'argiles :

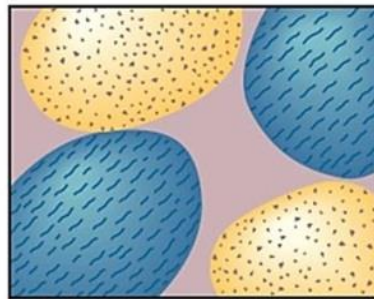
IV.2.1. Argiles laminées : Elles correspondent aux argiles détritiques en fins lits entre deux couches de réservoir gréseux ou carbonaté.

IV.2.2. Argiles dispersées : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui adhèrent aux grains ou occupent partiellement les pores.

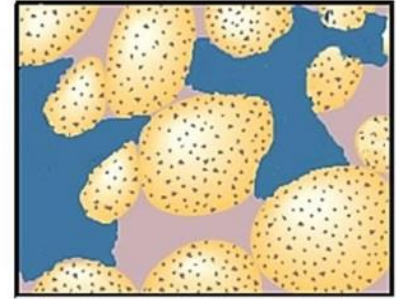
IV.2.3. Argiles structurales : Elles se présentent sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. (**O. Serra.1979**).



Argiles laminées



Argiles structurales



Argiles dispersées

Figure 16 : Illustration des trois types de répartition des Argiles

V. MÉTHODES DE CALCULS DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES

V.1. VOLUME D'ARGILE (VSH) :

L'estimation linéaire du volume d'argile de la roche à partir du log Gamma Ray reste la première approche préférée à adopter avec un indicateur d'argilosité préliminaire.

La procédure est facile et directe, et pourrait donner des résultats raisonnables pour certains réservoirs profonds.

L'équation (1) définit un indice d'argilosité, en fonction du log GR, il suffit d'enregistrer la réponse du log Gamma Ray, pour un corps d'argile connu proche et une roche propre connue voisine.

Très souvent, l'indicateur de linéarité de l'IGR donne une surestimation du volume d'argile de la roche (spécialement pour les réservoirs jeunes et peu profonds), produisant un scénario globalement pessimiste de qualité du réservoir.

Pour surmonter cela, plusieurs formulations empiriques ont été développées pour corriger et réduire le volume d'argile de la roche (VSH) en tant que fonctions directes de l'IGR, c'est-à-dire **VSH = f (IGR)**, essayant d'ajuster la réponse radioactive totale.

$$(1) \quad VSH_{\text{LinearGrIndex}} = IGR = \frac{GR_{\text{LogSignal}} - GR_{\text{CleanRock}}}{GR_{\text{Shale}} - GR_{\text{CleanRock}}}$$

$$(2) \quad VSH_{\text{Clavier}} = 1.7 \sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2}$$

$$(3) \quad VSH_{\text{Stieber}} = \frac{IGR}{3 - 2 IGR}$$

Avec :

- **VSH** : Volume d'argile.
- **GR Clean Rock** : Gamma Ray minimum.
- **GR Log Signal** : Gamma Ray lu.
- **IGR** : Indexe de Gamma Ra.
- **GR Shale** : Gamma Ray maximum.

Le volume d'argile désigné par VSH et est exprimée en (%).

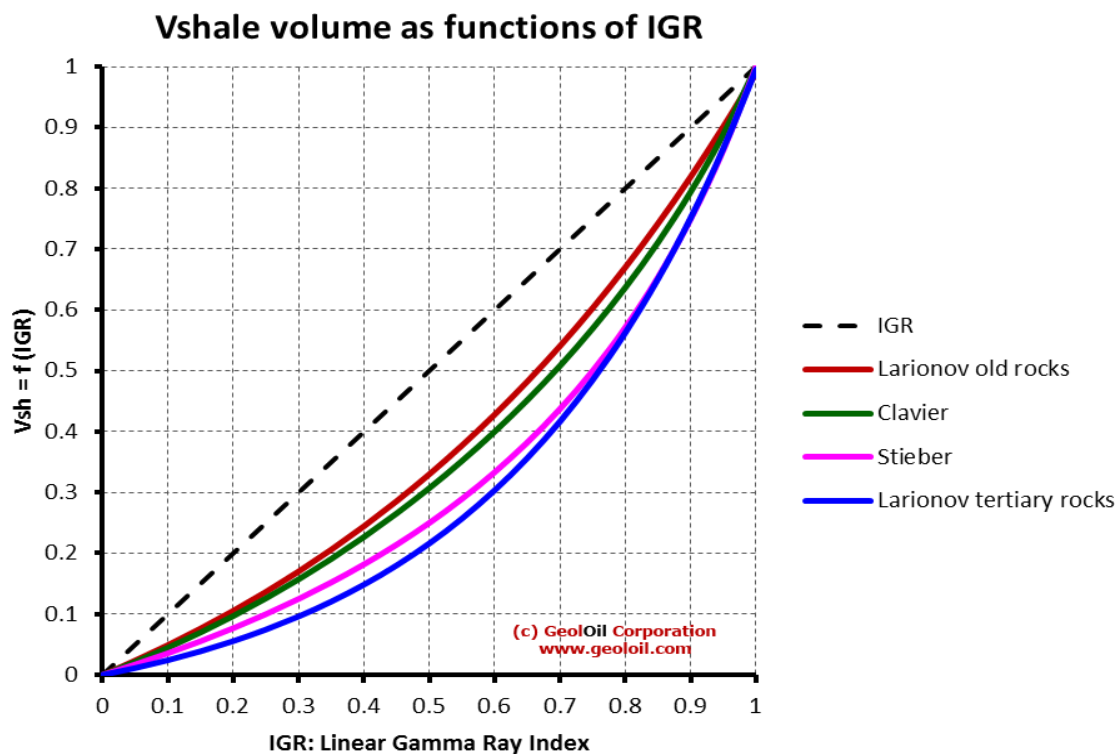


Figure 17 : Les formules de volume d'argile en fonction IGR. (GeolOil)

La figure ci-dessus montre les différentes corrections de volume d'argile en fonction de l'indice de Gamma Ray (IGR) $V_{sh} = f(IGR)$. Les corrections sont particulièrement importantes pour les valeurs d'IGR moyennes autour de 0.4 – 0.7.

V.2. LA POROSITÉ (ϕ) :

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en fraction, désignée par la lettre « ϕ » et elle dépend de la distribution et de la taille des grains. (*O. Serra. 1979*).

V.2.1. LES DIFFÉRENTS TYPES DE POROSITÉ :**V.2.1.1. LA POROSITÉ TOTALE :**

C'est le rapport du volume total des vides (pores, fissures, cavités et fractures) existants parmi les éléments de la roche sur le volume total de celle-ci.

$$\phi = \frac{V_{pores}}{V_{total}}$$

V.2.1.2. LA POROSITÉ PRIMAIRE (INTER GRANULAIRE OU INTER CRISTALLINE) :

Elle correspond aux vides entre grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides.

V.2.1.3. LA POROSITÉ SECONDAIRE :

C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique.

V.2.1.4. LA POROSITÉ CONNECTÉE :

Elle est égale au pourcentage du volume des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent y circuler.

V.2.1.5. LA POROSITÉ EFFECTIVE OU UTILE :

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbé et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon.

V.2.2. MÉTHODES DE CALCULS DES DIFFÉRENTES POROSITÉS :

La porosité désignée par la lettre « ϕ » et est exprimée en (%).

V.2.2.1. POROSITÉ SONIQUE :

Elle est calculée à partir de la relation suivante :

$$\phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

- Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudié.
- Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.
- Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

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

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} \cdot \phi_{ssh}$$

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

V.2.2.2. POROSITÉ NEUTRON :

Elle est directement lue sur les logs neutron et doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\phi_{nc} = \phi_n - V_{sh} \cdot \phi_{nsh}$$

ϕ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

V.2.2.3 POROSITÉ DE DENSITÉ :

La porosité densité de la formation est donnée par :

$$\phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

- ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).
- ρ_{ma} : Densité de la matrice.
- ρ_f : Densité de fluide.
- V_{sh} : Volume d'argile.
- ϕ_D : Porosité donnée par les outils de densité.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile, par la formule suivante :

$$\phi_{DC} = \phi_D - V_{sh} \cdot \phi_{Dsh}$$

- ϕ_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

V.3. LA SATURATION EN EAU

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre S_w et est exprimée en (%).

On a plusieurs types de saturation :

1. $S_w = V_w / VP_s$: Saturation en eau de la zone vierge.
2. $S_{HC} = V_{HC} / VP_s$: Saturation en huile.
3. $S_g = V_g / VP_s$: Saturation en gaz.

Avec :

$$S_w + S_{HC} + S_g = 100\% \quad \text{et} \quad V_w + V_{HC} + V_g = VP_s$$

Tel que :

V_w : Volume de l'eau.

V_{HC} : Volume d'Hc.

V_g : Volume de gaz.

VP_s : Volume des pores saturés

V.3.1. LES MÉTHODES DE CALCUL DE LA SATURATION EN EAU (S_w) :

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_{HC} , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S_w .

Les équations ou modèles suivants sont principalement utilisés aujourd'hui pour évaluer les réservoirs d'hydrocarbures en fonction du contenu des argiles et des caractéristiques du réservoir.

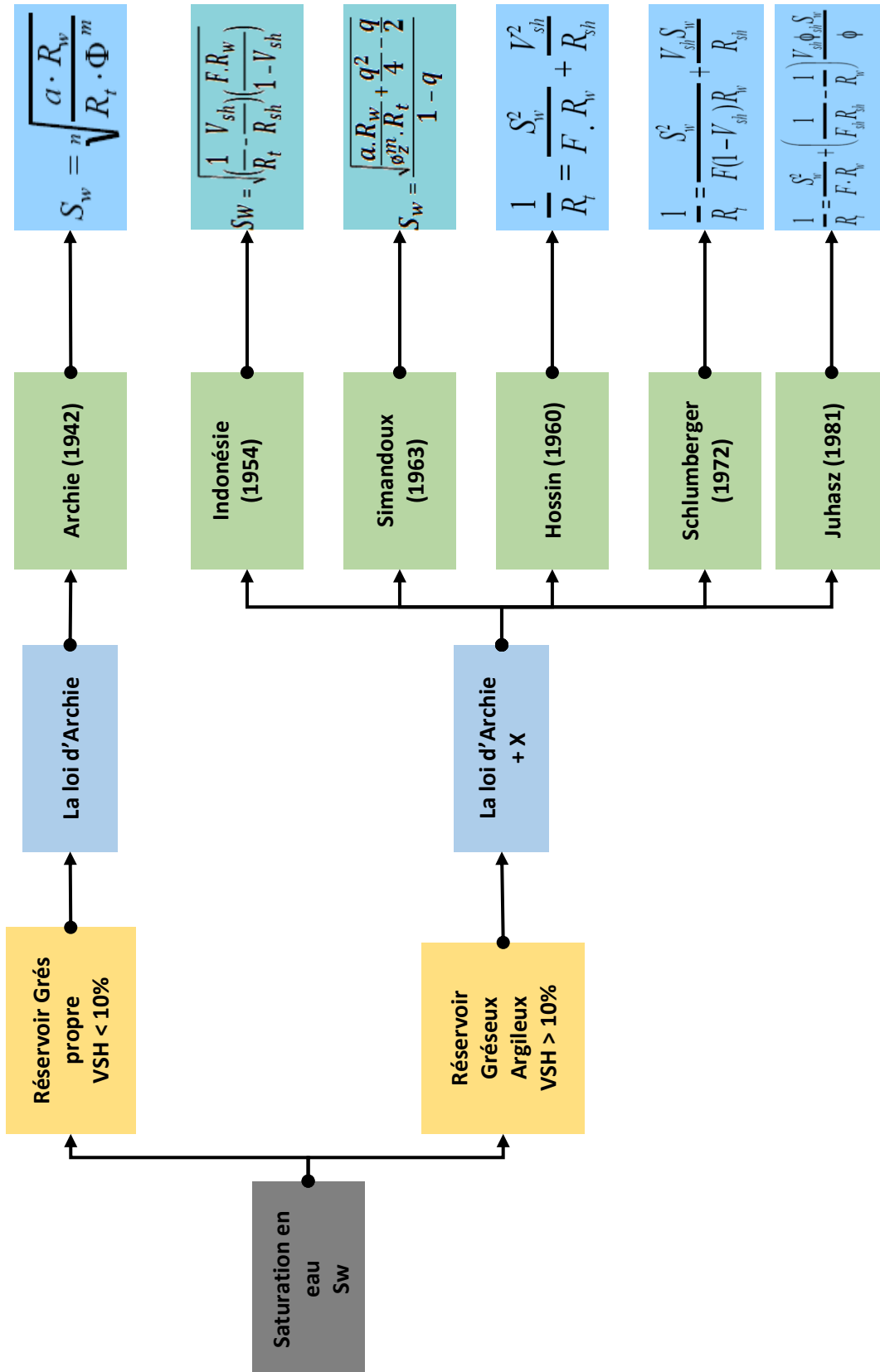


Figure 18 : Les principales équations de calculs de la saturation en eau (S_w)

En a basé sur : La formule d'Archie, la formule d'Indonésie et la formule de Simandoux, cette sélection a été proposé par SONATRACH.

V.3.1.1. RÉSERVOIR GRÉSEUX PROPRE (VSH < 10%)

À partir d'observations empiriques, Archie (1942) a établi que le rapport de la résistivité d'une roche complètement saturée de saumure (R_o) à la résistivité de sa saumure contenue (R_w) était une constante pour un échantillon de roche donné, et a donné le nom de facteur de formation de la résistivité (F) à cette constante de proportionnalité, donc

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

(F : facteur de formation, R_o : est la résistivité de fluide et R_w : est la résistivité de l'eau).

Archie (1942) a également montré qu'il existait une forte relation linéaire entre transformations logarithmiques du facteur de formation (F) et la porosité (ϕ) en grès qui a pris la forme de :

$$F = \frac{1}{\Phi^m}$$

(m : le facteur de cimentation).

Où (m) prend des valeurs différentes en fonction de la consolidation relative du grès échantillon. Les grès non consolidés ont montré de faibles valeurs de (m), contrairement aux valeurs dans les grès consolidés. Cette observation a conduit au nom informel (m) comme "Facteur de cimentation". Dans les travaux ultérieurs, en particulier à la suite de *Winsauer et al (1952)*, le numérateur a été généralisé à partir de 1 au terme (a), de sorte que la relation pourrait adapter à une variété de types de grès.

Dans le même article, Archie (1942), a montré que le rapport de la résistivité d'une roche qui était partiellement saturé avec de la saumure (R_t) à la résistivité de la même roche qui était complètement saturé avec de la saumure (R_o) pourrait être liée à la saturation fractionnée de l'eau (S_w) par la relation :

$$\frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n}$$

(R_t : la résistivité lu, R_o : est la résistivité de fluide S_w : saturation en eau et n : exposant de la saturation).

Où il a déclaré que (n) a une valeur proche de 2. Dans les travaux ultérieurs, (n) a été appelé "Exposant de saturation". La combinaison de ces équations pour résoudre la saturation en eau a conduit à ce qui est maintenant connu sous le nom d'Équation d'Archie :

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

(S_w : saturation en eau, n : exposant de la saturation, a : Facteur qui dépend de la lithologie, R_t : la résistivité lu, R_o : est la résistivité de fluide, ϕ : La porosité, m : le facteur de cimentation).

Qui reste l'équation la plus largement appliquée en pétrophysique, malgré toutes les tentatives remplacer cette relation empirique par une formulation plus rigoureuse composée de termes identifié avec des propriétés physiques distinctives. (**J. H. Doveton**)

V.3.1.2. RÉSERVOIR ARGILEUX GRÉSEUX (VSH > 10%)

La raison la plus fréquente du grès à basse résistivité est la conductivité associée aux minéraux argileux, ce qui amène l'équation d'Archie à surestimer la saturation en eau et donc à être pessimiste dans la recherche de pétrole ou de gaz.

Les implications économiques d'une équation de résistivité idéale pour les grès argileux ont stimulé de nombreuses recherches et discussions par les pétrophysiciens industriels au fil des années.

Et pour cela un ensemble des équations de grès argileux qui s'étaient développées. Presque sans exception, ils retournent à l'équation d'Archie dans la limite de la non-teneur en argile, et sont construits avec le concept de résistances parallèles des composants de la saumure des pores et des argiles conducteurs. Ainsi, l'équation générique prend la forme de :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{FR_w} + X$$

Où (X) est la contribution de conductivité de l'élément d'argile, et l'équation peut être considérée comme une expansion de l'équation d'extra conductivité décrite précédemment pour s'adapter à la saturation partielle de l'eau. (*J. H. Doveton*).

V.3.1.2.1. LE MODÈLE INDONÉSIE CAS D'ARGILE LAMINÉ

Le modèle a été développé pour des interprétations de Sable Argileux et se compose de deux milieux se présentant en couches alternées, les deux couches étant du sable propre et des lames d'argiles (Fertl et Hammack 1971). Le modèle est utilisé pour calculer la saturation effective de l'eau dans les formations sableuses argileux et il est indépendant de la distribution des argiles dans le réservoir (Bhatt, Helle et al., 2001).

La relation entre la résistivité de la formation et les paramètres de formation qui l'affectent (incluant R_w , R_{sh} , S_w et V_{sh}) a été proposée par (Poupon et Leveaux 1971) et est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(V_{sh})^c S_w}{R_{sh}} + \frac{\phi^m S_w^n}{a R_w}$$

Où, (m) et (n) sont respectivement des exposants de cimentation et de saturation et l'exposant (c) est habituellement égal à 1, parfois des valeurs supérieures à 2 peuvent être utilisées, (Rt) vraie résistivité de la formation à partir de log de résistivité, (Rw) résistivité de l'eau de formation à la température de la formation, (Vsh) volume d'argile en fraction dans la formation, (Rsh) est la résistivité d'argile.

L'équation 2.10 ci-dessus a semblé surestimer la saturation de l'eau lorsque le rapport (R_{sh}/R_w) était faible et que la fraction d'argile dans la formation était plus élevée. L'équation au-dessous fournit des résultats de S_{we} plus précis.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{V_{sh} (1 - V_{sh}/2)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^m}{\sqrt{aR_w}} \right) S_{we}^{n/2}$$

Les équations 2.10 et 2.11 reposent toutes deux sur l'estimation précise des paramètres de formation (porosité de la formation, résistivité de l'eau de formation et quantité d'argile) pour obtenir des résultats de saturation de l'eau plus satisfaisants (Worthington 1985). (**M. S. Lutome, 2016**)

La combinaison de ces équations pour résoudre la saturation en eau a conduit à formule suivante :

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \left(\frac{F \cdot R_w}{1 - V_{sh}} \right)}$$

(**S_w** : Saturation en eau, **R_t** : Résistivité temporelle (lu sur le log), **V_{sh}** : Volume d'argile maximum, **R_{sh}** : Résistivité d'argile, **F** : Facteur de formation, **R_w** : Résistivité de fluide).

V.3.1.2.2. LE MODÈLE SIMANDOUX CAS D'ARGILE DISPERSÉES

Les études expérimentales de Simandoux sur des mélanges homogènes artificiels de sable et d'argile (montmorillonite) ont suggéré que la conductivité (résistivité) peut être exprimée par la relation suivante (Worthington 1985). (*M. S. Lutome, 2016*)

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{a R_w} S_w^n + \frac{V_{sh}}{R_{sh}}$$

Et sa forme modifiée est (Équation de Simandoux modifiée).

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a R_w (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}}$$

La combinaison de ces équations pour résoudre la saturation en eau a conduit à formule suivante :

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} + \frac{\phi^2}{4}} - \frac{\phi}{2}}{1 - \phi}$$

(*S_w* : Saturation en eau, *a* : Facteur qui dépend de la lithologie, *ϕ* : La porosité, *m* : le facteur de cimentation, *R_w* : Résistivité de fluide, *R_t* : Résistivité temporelle (lu sur le log)).

VI. BASSE RÉSISTIVITÉ

VI.1 INTRODUCTION :

Sur la base des caractéristiques du réservoir à basse résistivité indiqué par les logs de diagraphie, la genèse du réservoir de basse résistivité est systématiquement étudiée dans les propriétés pétrophysiques, la hauteur du réservoir, l'échange cationique dans le sable argileux, l'invasion du filtrat dans le forage et l'influence des minéraux conducteurs. etc. *(G. Wang et al. 2015)*

De nombreux réservoirs de production ont de basses valeurs de résistivité apparente, ils sont généralement caractérisés par des zones qui causent des courbes profondes de résistivité à lire autour de 0,5 à 5 Ohm.m. Ce comportement anormal est souvent attribuable à une combinaison de contenu d'argile, ainsi que la présence de sables fins et les effets diagénétiques, la minéralogie, la microporosité et de l'épaisseur du banc.

VI.2. MÉTHODES DE DÉTECTION DES RÉSERVOIRS À BASSE RÉSISTIVITÉ

Il existe de nombreuses méthodes pour détecter les réservoirs à basses résistivités, comme l'analyse des Diagraphies, la technologie de résonance magnétique nucléaire.

En raison des données de diagraphie incomplètes et de l'insensibilité des diagraphies conventionnelles aux réservoirs à basses résistivités, la technologie d'enregistrement du spectre Gamma Ray (GR) est utilisée car elle constitue un moyen efficace d'estimer la teneur en argile et d'identifier les types de minéraux argileux. *(X. Zhu et al. 2014)*

VI.3. ORIGINE DE LA BASSE RÉSISTIVITÉ :

VI.3.1 CONDUCTIVITÉ D'ARGILE :

Toutes les formations possèdent des couches contenant des minéraux argileux, caractérisé par la capacité élevée d'échange de cations (CEC). Leur résistivités électriques sont relativement faibles, certaines même proches de celles de la formation d'eau adjacente. De toute évidence. Ce type de basse résistivité est causée principalement par la conductivité d'argile de la Formation de grès avec une forte salinité de l'eau.

VI.3.2. MICROPOROSITÉ ET HAUTE SATURATION DE L'EAU IRRÉDUCTIBLE :

Ce type de basse résistivité est souvent développé dans des grès limoneux ou des grès à teneur moyenne à élevée en argiles. Les caractéristiques principales de ce type des basses résistivités sont les porosités et la saturation élevée de l'eau irrédudible résultent de la cimentation, de l'argile ou de l'argile combler dans les pores.

VI.3.3. INVASION PROFONDE DU FILTRAT DE HAUTE SALINITÉ :

Dans certaines zones d'exploration, en utilisant des fluides d'entraînement à base d'eau de mer à haute salinité. L'invasion profonde et la longue immersion dans un filtrat à forte salinité ont abouti à une diagraphie de résistivité profonde une lecture beaucoup plus faible que les réelles de la zone. Pendant ce temps, la zone d'eau à faible salinité a été immergée dans la boue à forte salinité pendant une longue période, entraînant une augmentation de la salinité de zone d'eau par diffusion, et donc diminuer la résistivité de la zone d'eau. Ce genre de basse résistivité ont été principalement découverts dans les régions où de la boue à base d'eau de mer a été utilisée comme fluide de ruissellement.

Zone à basse résistivité :

$$I = R_t / R_o \leq 2$$

Zone à résistivité normale :

$$I = R_t / R_o \geq 3$$

Par définition, R_o est la résistivité d'une roche avec son espace poreux 100% saturé d'eau ayant une résistivité égale à R_w .

La valeur de I pour un échantillon de roche donné reste essentiellement constante pour un large éventail de valeurs R_w rencontrées dans les roches réservoirs. Cela signifie qu'un facteur de formation d'un corps peut être déterminé à partir d'une formation aquifère propre en mesurant la résistance et les dimensions physiques du corps pour déterminer sa résistivité, R_o , et en mesurant la résistivité de l'eau dans la roche.

VI.3.4. COMPOSITION ET CONTENU DES MINÉRAUX ARGILEUX

La présence de minéraux conducteurs est la cause la moins citée de la rémunération à basse résistivité. La racine du problème est la conduction électronique due aux minéraux ferrugineux qui se forment en grappes et dont la concentration dépasse un niveau critique. Minéraux conducteurs tels que l'illite et la smectite et les minéraux à haute conductivité tels que la pyrite.

VI.3.5. SABLES À GRAINS FINS :

Dans le contexte des sables à granulométrie fine, le problème des zones à basse résistivité a deux faces. Premièrement, les grains fins peuvent agir comme un minéral séparé même si elles sont principalement constituées de quartz. Ce fait prend la forme d'une conductance de surface non triviale résultant d'une grande surface de pores et donnant lieu à une conductivité excessive

significative qui doit être prise en compte dans les algorithmes de saturation en eau. Deuxièmement, les grains fins sont associés à une forte saturation de l'eau irréductible, présente sous forme de phase continue et augmentant ainsi la conductivité du réservoir.

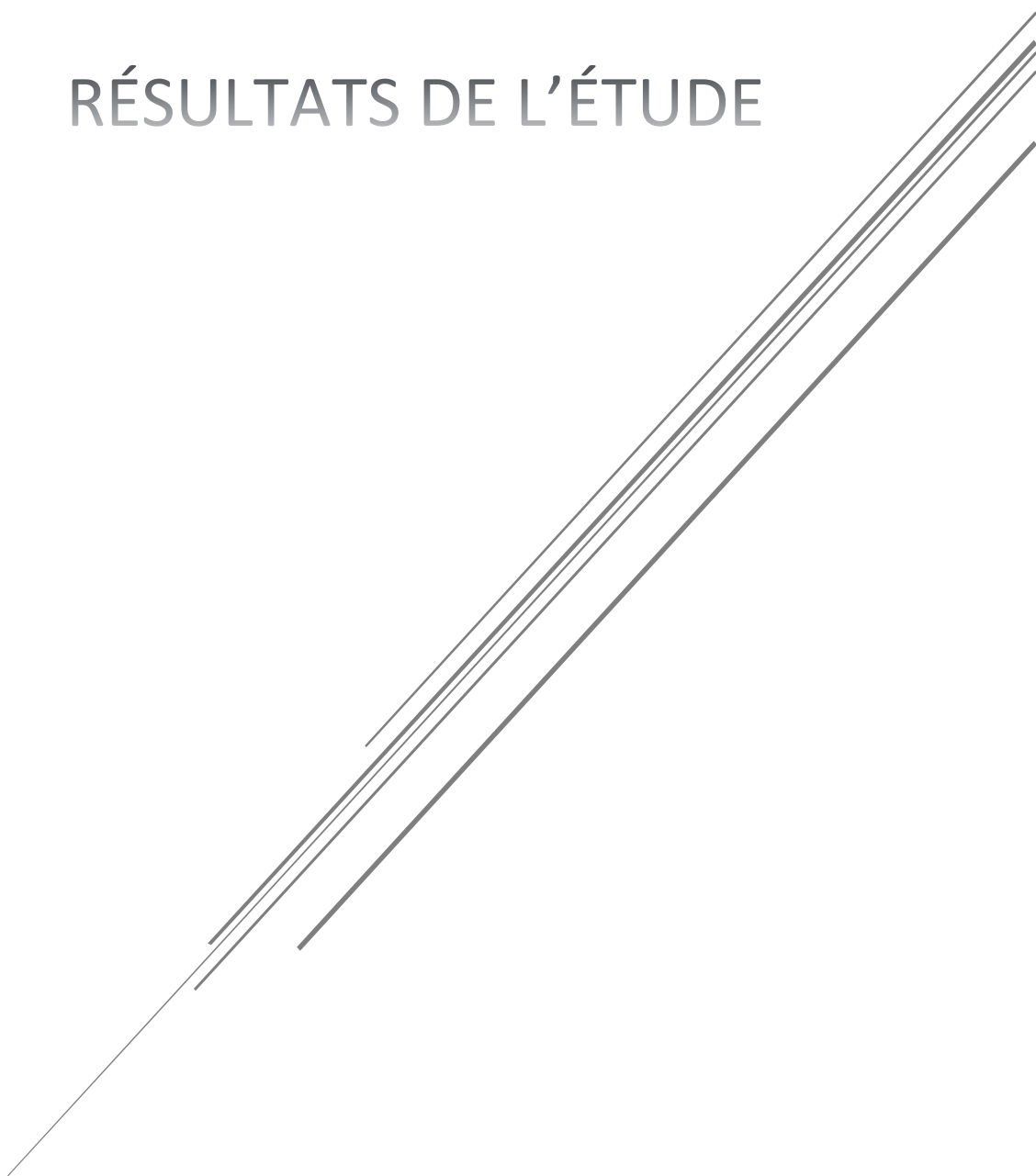
La première étape consiste à valider les algorithmes de saturation de l'eau proposés. La deuxième étape consiste à évaluer la fraction fluide libre de l'espace poreux. Cela a généralement été fait en renvoyant la saturation interprétée de l'eau à la saturation irréductible de l'eau pour ce groupe particulier de sables, ou plus directement, en évaluant niveau hydrocarbure mobile niveau par niveau. La méthode la plus courante pour l'évaluation des hydrocarbures mobiles consiste à comparer les caractéristiques des zones rincées et non perturbées, en s'appuyant éventuellement sur le logarithme du potentiel propre (SP). (*Document SONATRACHE*)

VI.3.6. SÉQUENCES DE SABLE-ARGILE

Séquences de sable-Argile finement stratifiées avec une épaisseur de lit de réservoir inférieure à la résolution verticale de l'outil de résistivité. La mesure de l'outil mesure de façon volumétrique les conductivités de sable et d'argile, ce qui entraîne une basse résistivité pour les lits d'argile à haute conductivité. Ainsi, les saturations d'eau massives apparentes calculées ne sont pas représentatives des couches du réservoir. (*Gary M.*)

Chapitre C

RÉSULTATS DE L'ÉTUDE



I. DÉTERMINATION DES CARACTÉRISTIQUES PÉTROPHYSIQUES

Les paramètres pétrophysiques calculés sont :

Puits	VSH	ϕ	Sw (Archie)	Sw (Indonésie)	Sw (Simandoux)	Sw(u)
P-1	x	X	x	x	x	x
P-2	x	X	x	x	x	x
P-3	x	X	x	x	x	x
P-4	x	X	x	x	x	x
P-5	x	X	x	x	x	x

Tableau 3 : Les paramètres pétrophysiques calculés

I.1. VOLUME D'ARGILES (VSH)

L'objectif du calcul du volume d'argile est de déterminer les niveaux pouvant être considérés comme des réservoirs (Gross Sand), c'est pourquoi nous avons choisi VSH cut-off de 40%.

Chaque formule de calcul de VSH donnée des moyennes variées, le tableau suivant montre le volume moyen d'argiles dans chaque unité :

Puits	Unités	Intervalles (m)		VSH IGR (%)	VSH Clavier (%)	VSH Stieber (%)	VSH u (%)	VSH s (%)
P-1	Silurien A2	4523.7	4603.3	68,13%	47,79%	53,13%	60,63%	66.65%
	Silurien A1	4603.3	4651,00	65,52%	47,08%	51,81%	58,66%	61.74%
P-2	Silurien A2	3709.91	3795.47	64,66%	44,82%	49,91%	57,29%	62.85%
	Silurien A1	3795.47	3860.03	62,07%	41,81%	47,04%	54,56%	62.25%
P-3	Silurien A2	3896.11	3977.17	68,47%	48,52%	53,74%	51,13%	59.22%
	Silurien A1	3977.17	4045.37	68,73%	50,56%	55,39%	52,97%	61.54%
P-4	Silurien A2	3178.8	3258.84	72,38%	52,98%	58,21%	65,30%	77.57%
	Silurien A1	3258.84	3298.97	64,01%	43,53%	48,80%	56,40%	63.69%
P-5	Silurien A2	3701.69	3783.21	70,25%	52,22%	56,97%	63,61%	67.64%
	Silurien A1	3783.21	3848,00	71,62%	56,01%	60,17%	65,89%	71.33%

Tableau 4 : Les moyennes de VSH calculs par chaque formule pour chaque unité.

Le tableau ci-dessus montre des variations du volume d'argile (VSH) obtenues par les différentes formules, utilisées pour les deux unités (Silurien A1 et A2), cette étude a été effectuée dans 5 puits.

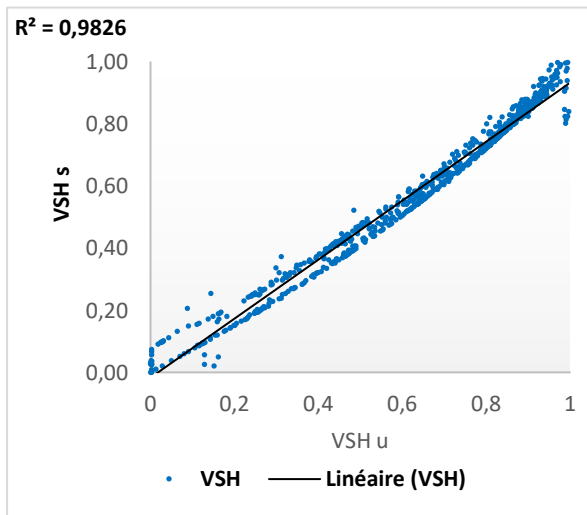
On a constaté que la formule de VSH IGR a donné des résultats plus élevés que les autres formules de calculs. La formule de VSH Stieber a donné des résultats moyennes et la formule de VSH clavier a donné des résultats les plus faibles.

Le VSH utile (VSh u) est la moyenne des formules de calculs du volume d'argile (VSH), la plus proche à celle de société, cette sélection faite à la base des analyses des graphes, Courbes de

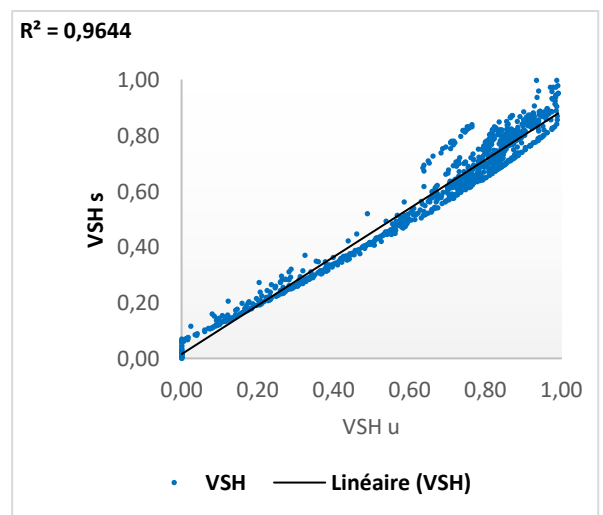
tendance et coefficient de détermination R^2 , les moyennes utilisées pour chaque puit, sont reportées dans le tableau suivant :

Puits	VSH u
P-1	La moyenne de VSH IGR et VSH Stieber
P-2	La moyenne de VSH IGR et VSH Stieber
P-3	La moyenne de VSH Clavier et VSH Stieber
P-4	La moyenne de VSH IGR et VSH Stieber
P-5	La moyenne de VSH IGR et VSH Stieber

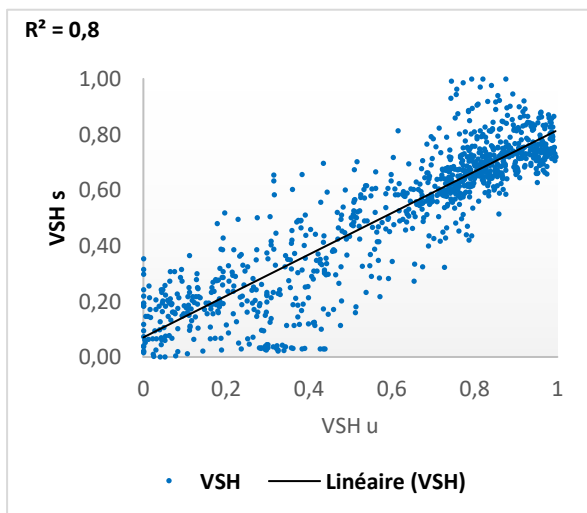
Tableau 5 : Les moyennes de VSH sélectionnées



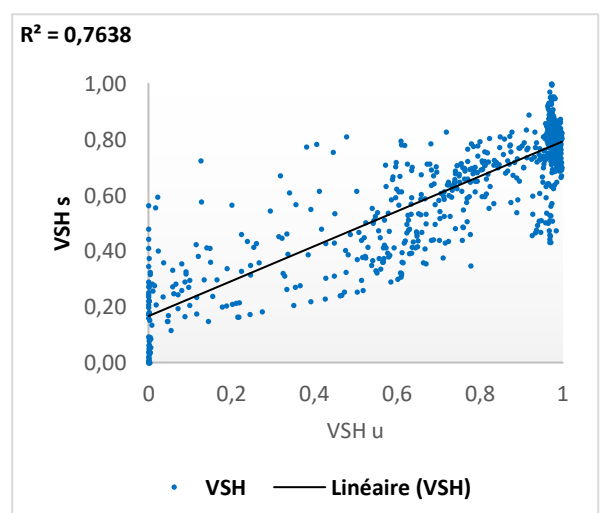
Graph 1 : courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-1.



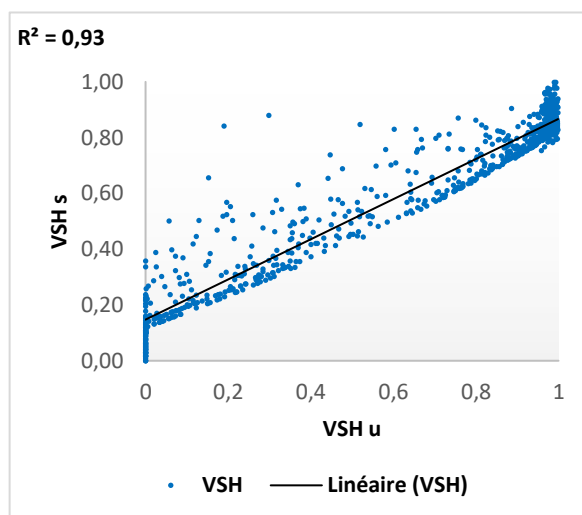
Graph 2 : courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-2.



Graph 3 : courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-3.



Graph 4 : courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-4.



Graph 5 : courbe de tendance de la série VSH u / VSH s pour le Puit-5.

L'analyse des courbes de tendance montre des coefficients de détermination (R^2) plus proche de 1, le coefficient de détermination (R^2) variés entre $0.7638 < R^2 < 0.9826$, donc les deux séries sont très convergentes.

Après avoir sélectionné la meilleure moyenne de VSH et négligé toutes les valeurs qui dépassent les 40%, le tableau suivant montre les résultats moyenne de VSH u et les épaisseurs des niveaux pouvant être considérés comme des réservoirs (Gross Sand u) :

Puits	Unités	Intervalles (m)		VSH cut-off	VSH u (%)	VSH s (%)	Gross Sand u (m)
P-1	Silurien A2	4523.7	4603.3	40%	24,60%	29.67%	15,09
	Silurien A1	4603.3	4651,00	40%	21,97%	21.42%	15,51
P-2	Silurien A2	3709.91	3795.47	40%	24,13%	21.42%	24,38
	Silurien A1	3795.47	3860.03	40%	19,68%	20.27%	17,67
P-3	Silurien A2	3896.11	3977.17	40%	21,82%	23.20%	26,21
	Silurien A1	3977.17	4045.37	40%	15,87%	20.45%	24,26
P-4	Silurien A2	3178.8	3258.84	40%	22,68%	28.30%	10,21
	Silurien A1	3258.84	3298.97	40%	23,83%	14.37%	10,82
P-5	Silurien A2	3701.69	3783.21	40%	22,50%	13.05%	18,00
	Silurien A1	3783.21	3848,00	40%	18,56%	09.86%	15,54

Tableau 6 : Moyen de VSH u et l'épaisseurs de réservoirs pour chaque unité.

Le tableau ci-dessus, montre les résultats obtenus pour les moyennes des VSH u et les comparer avec les moyenne de VSH s et les épaisseurs des Gross Sand u pour chaque unité.

On constate que toutes les unités possédant des niveaux qui on peut considérer comme des réservoirs de bonne qualité de point de vue de volume d'argiles (VSH u) comprise entre 15.87% à 24.60% par contre le volume d'argile calculer par la société anonyme (VSH s) compris entre 9.86% à 29.67% en terme générale aussi que les épissures varient entre 10m à 26m.

I.2. LA POROSITÉ (ϕ) :01

La porosité utile a été évaluée sur la base de la combinaison des courbes disponibles de Sonique, Neutron et Densité corrigées pour l'effet d'argile.

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} et Δt_{ma}) utilisés pour le calcul des différentes porosités sont définies à partir des méthodes graphiques sur les abaques ($Rt-\rho_b$) et ($Rt-\Delta t_{ma}$)

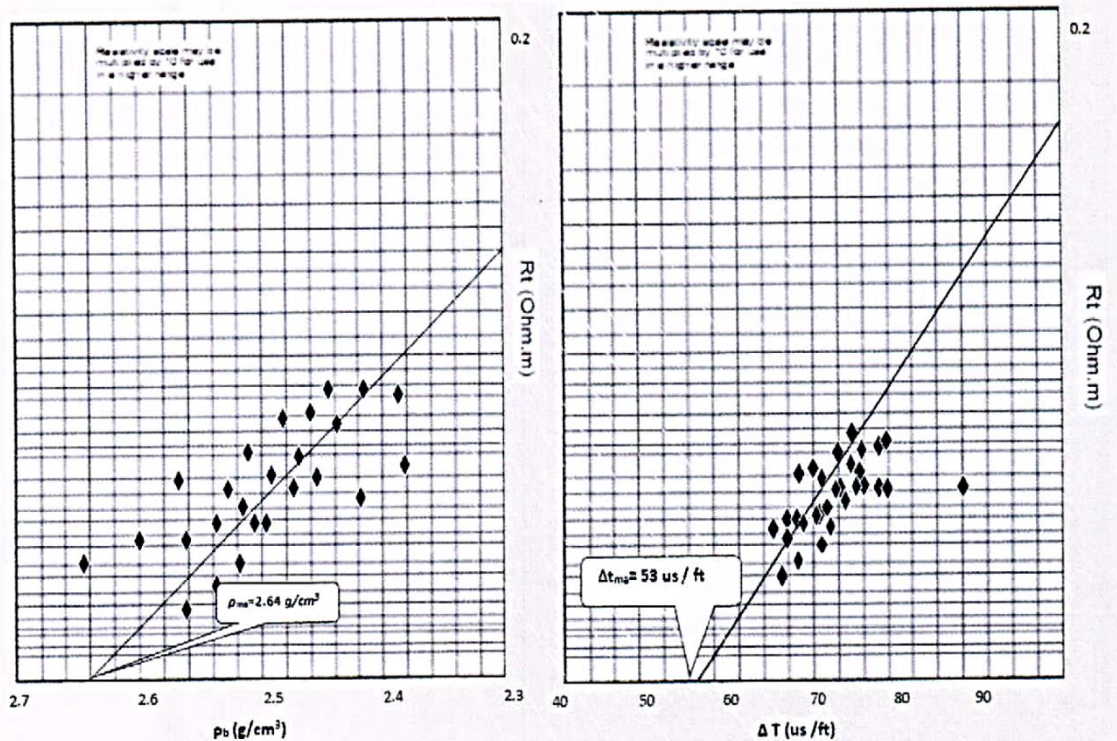


Figure 19 : Les abaques de détermination des paramètres matriciels (ρ_{ma} et Δt_{ma}). (Document SONATRACH)

Pour calculer la porosité utile (ϕ_u) pour les niveaux réservoirs, on a utilisé les paramètres matriciels qui sont reportées dans le tableau suivant :

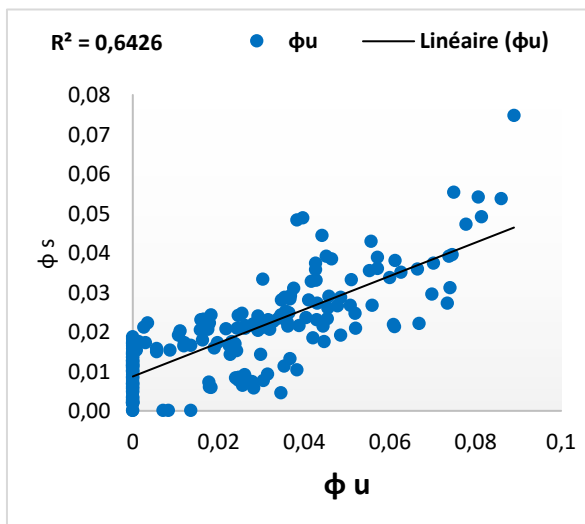
Puits	Unités	Intervalles		Δt_{ma}	Δt_f	ρ_{ma}	ρ_f	ϕ_{S-sh}	ϕ_{N-sh}	ϕ_{D-sh}
P-1	Silurien - A2	4523,7	4603,3	53	180	2.65	1	14%	32%	0%
	Silurien - A1	4603,3	4651	53	180	2.65	1	14%	29%	0%
P-2	Silurien - A2	3709,91	3795,47	53	180	2.65	1	11%	35%	0%
	Silurien - A1	3795,47	3860,03	53	180	2.65	1	12%	38%	0%
P-3	Silurien - A2	3896,11	3977,17	53	180	2.65	1	59%	35%	0%
	Silurien - A1	3977,17	4045,37	53	180	2.65	1	55%	30%	0%
P-4	Silurien - A2	3178,8	3258,84	53	180	2.65	1	99%	23%	0%
	Silurien - A1	3258,84	3298,97	53	180	2.65	1	97%	27%	0%
P-5	Silurien - A2	3701,69	3783,21	53	180	2.65	1	56%	41%	0%
	Silurien - A1	3783,21	3848	53	180	2.65	1	55%	41%	0%

Tableau 7 : Les paramètres matriciels utilisés pour calculer la porosité utile (ϕ_u)

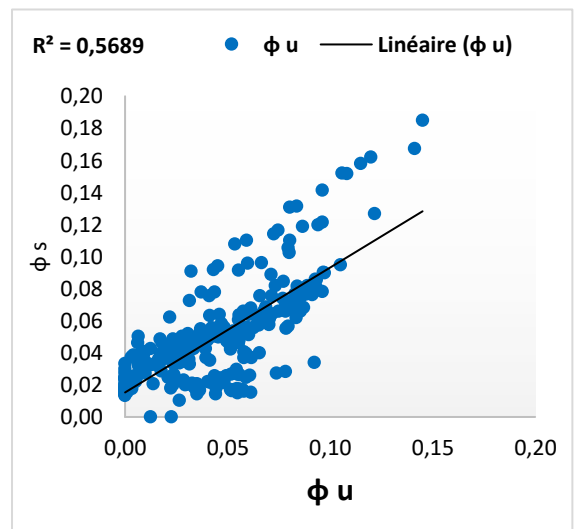
La porosité utiles (ϕu) est la moyenne des modèles de calculs du La porosité (ϕ) la plus proche à celle de société anonyme (ϕs), cette sélection faite à la base des analyses des graphes, Courbes de tendances et coefficients de déterminations R^2 , Les moyennes utilisées sont reportées dans le tableau suivant :

Puits	ϕu
P-1	La moyenne de $\phi S-C$ et $\phi N-C$
P-2	La moyenne de $\phi S-C$ et $\phi N-C$
P-3	La moyenne de $\phi N-C$ et $\phi D-C$
P-4	La moyenne de $\phi N-C$ et $\phi D-C$
P-5	La moyenne de $\phi S-C$ et $\phi D-C$

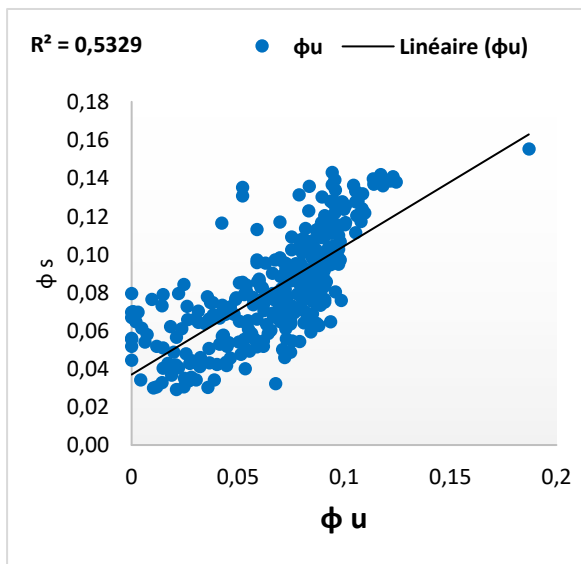
Tableau 8 : Les moyennes de la porosité utile ϕu sélectionnées



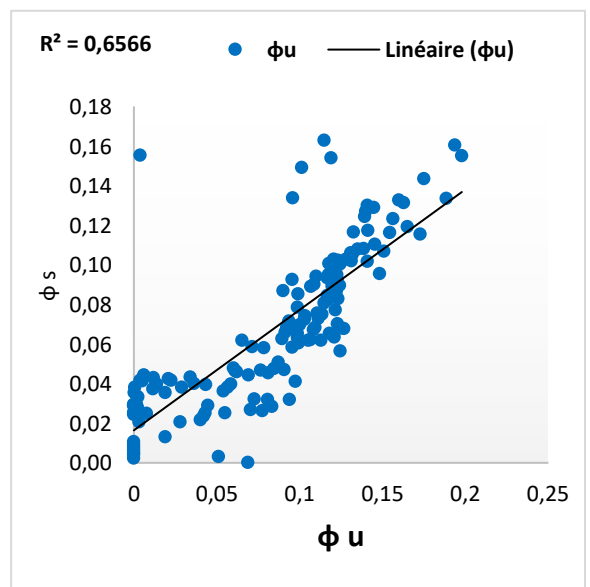
Graph 6 : courbe de tendance de la série ϕu / ϕs pour le Puit-1.



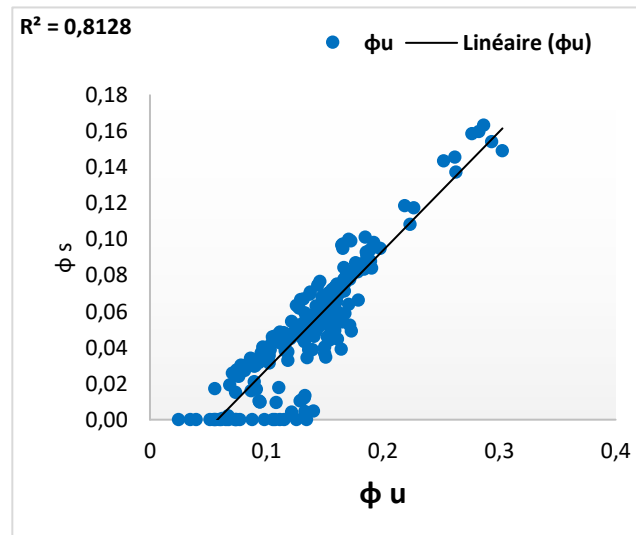
Graph 7 : courbe de tendance de la série ϕu / ϕs pour le Puit-2.



Graph 8 : courbe de tendance de la série ϕu / ϕs pour le Puit-3.



Graph 9 : courbe de tendance de la série ϕu / ϕs pour le Puit-4.



Graph 10 : courbe de tendance de la série $\phi u / \phi s$ pour le Puit-5.

L'analyse des courbes de tendance montre des coefficients de détermination (R^2) moyennes, le coefficient de détermination (R^2) variés entre $0.5329 < R^2 < 0.5329$, donc assez convergentes.

On a utilisé une porosité (ϕ) cut-off de 7%, nous allons donc ignorer toutes les valeurs inférieures à 7%, pour but de déterminer les épaisseurs des réservoirs (Gross Sand) de bonne porosité (Net Sand), les résultats obtenus sont reportés dans le tableau suivant :

Puits	Unités	Intervalles		VSH cut-off (%)	ϕu cut-off (%)	ϕu moy (%)	ϕs (%)	Net Sand (m)
P-1	Silurien - A2	4523,7	4603,3	40%	07%	8.35%	8.16%	0.61 m
	Silurien - A1	4603,3	4651	40%	07%	7.28%	3.9%	0.15 m
P-2	Silurien - A2	3709,91	3795,47	40%	07%	7.62%	8.29%	1.05 m
	Silurien - A1	3795,47	3860,03	40%	07%	10.51%	8.19%	6.84 m
P-3	Silurien - A2	3896,11	3977,17	40%	07%	10.15%	8.19%	19.27 m
	Silurien - A1	3977,17	4045,37	40%	07%	9%	7.72%	9.45 m
P-4	Silurien - A2	3178,8	3258,84	40%	07%	11.32%	12.09%	4.26 m
	Silurien - A1	3258,84	3298,97	40%	07%	9.74%	13.04%	5.03 m
P-5	Silurien - A2	3701,69	3783,21	40%	07%	10.14%	20.54%	3.8 m
	Silurien - A1	3783,21	3848	40%	07%	8.46%	16.71%	2.89 m

Tableau 9 : La porosité moyenne et l'épaisseurs de Net Pay pour chaque unité.

À partir de tableau ci-dessus on constate la porosité utile (ϕu) faible a moyenne, compris entre 7.28% à 11.32% en terme générale, par contre la porosité de la société anonyme (ϕs) compris entre 3.9% à 20.54% et les épaisseurs de Net Sand u varient entre 0.15m à 19.27m.

I.3. LA SATURATION EN EAU (SW)

Le calcul de saturation (S_w) est pour but de déterminer les natures des fluides dans les réservoirs, pour cela on a déterminé une saturation (S_w) cut-off de 50%, nous allons donc ignorer toutes les valeurs supérieures à 50%, ceci pour déterminer l'épaisseur des réservoirs de bonne porosité et de bonne quantité d'hydrocarbures (*Net Pay u*).

Les constantes et les données matricielles utilisées pour calculer la saturation en eau sont reportées dans le tableau suivant :

Puits	Unités	Intervalles		a	m	n	Rt w (Hom.m)	Rt sh (Hom.m)
P-1	Silurien - A2	4523,7	4603,3	0.62	2.15	2	0.0014	28.40
	Silurien - A1	4603,3	4651	0.62	2.15	2	0.0014	35.26
P-2	Silurien - A2	3709,91	3795,47	0.62	2.15	2	0.0014	40.85
	Silurien - A1	3795,47	3860,03	0.62	2.15	2	0.0014	38.75
P-3	Silurien - A2	3896,11	3977,17	0.62	2.15	2	0.0014	50.45
	Silurien - A1	3977,17	4045,37	0.62	2.15	2	0.0014	54.47
P-4	Silurien - A2	3178,8	3258,84	0.62	2.15	2	0.0014	18.20
	Silurien - A1	3258,84	3298,97	0.62	2.15	2	0.0014	28.40
P-5	Silurien - A2	3701,69	3783,21	0.62	2.15	2	0.0014	41.82
	Silurien - A1	3783,21	3848	0.62	2.15	2	0.0014	52.62

Tableau 10 : Les constants et les données matricielles utilisées pour calculer S_w .

La Saturation en eau utile ($S_w u$) a été évaluée sur la base de la combinaison des courbes obtenues par les formules suivantes :

- La formule d'Archie.
- La formule d'Indonésie.
- La formule de Simandoux.

Les tableaux ci-dessous montrent séparément les résultats obtenus pour chaque équation :

A. La Saturation en eau obtenue par la formule d'Archie (VSH<10%) cas de réservoirs propre :

Puits	Unités	Intervalle		Sw Archie	Sw s	Net Pay (m)
P-1	Silurien - A2	4523,7	4603,3	Aquifère	Aquifère	Aquifère
	Silurien - A1	4603,3	4651	Aquifère	Aquifère	Aquifère
P-2	Silurien - A2	3709,91	3795,47	Aquifère	Aquifère	Aquifère
	Silurien - A1	3795,47	3860,03	30.81%	5.57%	2.28 m
P-3	Silurien - A2	3896,11	3977,17	43.22%	9.41%	4.71 m
	Silurien - A1	3977,17	4045,37	37.22%	57.70%	0.30 m
P-4	Silurien - A2	3178,8	3258,84	Aquifère	Aquifère	Aquifère
	Silurien - A1	3258,84	3298,97	Aquifère	Aquifère	Aquifère
P-5	Silurien - A2	3701,69	3783,21	42.60%	7.23%	0.61 m
	Silurien - A1	3783,21	3848	40.23%	6.02%	1.52 m

Tableau11 : Les résultats moyennes de saturation en eau par la formule d'Archie.

Selon la formule d'Archie, les unités A1 et A2 de 1^{er} puit 1 et 4^{eme} puit, l'unités A2 de 2^{eme} puit, sont des aquifères, la saturation en eau (*Sw Archie*) dans le reste des unités est comprise entre 30.81% et 43.22% en terme générale, par cotre la saturation calculer par la société anonyme (*Sw s*) varié entre 5.57% à 57.70%.

B. La Saturation en eau obtenue par la formule d'Indonésie (VSH>10%) cas d'argile laminés :

Puits	Unités	Intervalle		Sw Indonésie	Sw s	Net Pay (m)
P-1	Silurien - A2	4523,7	4603,3	10.41%	9.78%	0.61 m
	Silurien - A1	4603,3	4651	26.64%	28.96%	0.15 m
P-2	Silurien - A2	3709,91	3795,47	41.81%	25.37%	1.68 m
	Silurien - A1	3795,47	3860,03	10.09%	11.43%	3.04 m
P-3	Silurien - A2	3896,11	3977,17	11.23%	12.87%	18.74 m
	Silurien - A1	3977,17	4045,37	13.98%	18.17%	11.73 m
P-4	Silurien - A2	3178,8	3258,84	10.46%	23.53%	0.91 m
	Silurien - A1	3258,84	3298,97	25.68%	18.16%	4.57 m
P-5	Silurien - A2	3701,69	3783,21	14.43%	9.80%	4.11 m
	Silurien - A1	3783,21	3848	12.30%	9.17%	3.19 m

Tableau 12 : les résultats moyennes Saturation en eau par la formule d'Indonésie.

Selon les résultats obtenus par la formule d'Indonésie, toutes les unités sont à hydrocarbures, ont une saturation en eau (*Sw Indonésie*) comprise entre 10.09% à 41.81% en terme générale, d'autre part, la saturation en eau calcule par la société anonyme (*Sw s*) varie entre 9.17% à 28.96% en terme générale.

C. Saturation en eau par la formule de Simandoux (VSH>10%) cas d'argile dispersés :

Puits	Unités	Intervalle		Sw Simandoux	Sw s	Net Pay (m)
P-1	Silurien - A2	4523,7	4603,3	29%	9.78%	0.61 m
	Silurien - A1	4603,3	4651	22.94%	28.69%	0.15 m
P-2	Silurien - A2	3709,91	3795,47	17.86%	25.37%	1.68 m
	Silurien - A1	3795,47	3860,03	22.71%	22.09%	3.04 m
P-3	Silurien - A2	3896,11	3977,17	23.98%	12.87%	18.74 m
	Silurien - A1	3977,17	4045,37	20.67%	35.11%	15.08
P-4	Silurien - A2	3178,8	3258,84	8.03%	36.36%	4.27 m
	Silurien - A1	3258,84	3298,97	16.94%	18.97%	5.02 m
P-5	Silurien - A2	3701,69	3783,21	21.14%	9.80%	4.11 m
	Silurien - A1	3783,21	3848	29.62%	9.55%	3.04 m

Tableau 13 : Les résultats moyennes de la Saturation en eau par la formule de Simandoux.

Selon la formule de Simandoux, toutes les unités sont des unités a hydrocarbures, la saturation en eau (*Sw Simandoux*) est comprise entre 8.03% à 29.62%, par rapport à la saturation en eau calculer par la société anonyme (*Sw s*) qui varie entre 10% à 20%

Des trois tableaux précédents, nous notons que les résultats de l'équation de saturation en eau de Simandoux, sont les plus proches des résultats obtenus par la société anonyme.

- La saturation en eau utile (*SW u*) de Net Pay :

Puits	Unités	Intervalle		Sw u	Sw s	Net Pay	HC
P-1	Silurien - A2	4523,7	4603,3	37%	9.78%	0.61 m	HC
	Silurien - A1	4603,3	4651	49.72%	28.75%	0.15 m	HC
P-2	Silurien - A2	3709,91	3795,47	Aquifère	Aquifère	Aquifère	Aquifère
	Silurien - A1	3795,47	3860,03	31.37%	11.43%	2.89 m	HC
P-3	Silurien - A2	3896,11	3977,17	31.51%	12.41%	17.67 m	HC
	Silurien - A1	3977,17	4045,37	31.17%	14.27%	4.41 m	HC
P-4	Silurien - A2	3178,8	3258,84	29.90%	23.35%	0.76 m	HC
	Silurien - A1	3258,84	3298,97	42.57%	17.59%	3,66 m	HC
P-5	Silurien - A2	3701,69	3783,21	37.05%	8.70%	1.82 m	HC
	Silurien - A1	3783,21	3848	42.18%	7.57%	1,52 m	HC

Tableau 14 : Les résultats de la saturation en eau utile (*SW u*) de Net Pay.

Selon le tableau ci-dessus, et hormis l'unités A2 dans le puit-2 qu'est une unité aquifère à cause de la saturation en eau supérieur a 50%, la saturation en eau dans le reste des unités, est comprise entre 29.90% à 49.72% en terme générale.

II. INTERPRÉTATIONS DES RÉSULTATS

L'interprétation a pour but de l'évaluation des caractéristiques pétrophysiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans les réservoirs des unités A1 et A2 du Silurien traversés par les puits P-1, P-2, P-3, P-4 et P-5.

Pour les zones corrélables, nous avons choisi une couleur pour chaque équation : jaune pour la formule d'Archie, bleu pour la formule indonésienne, gris pour la formule de Simandoux et vert pour la saturation moyenne.

On a obtenu les résultats suivants de Net Pay pour chaque unité :

II.1. Puit-1

Silurien A2

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3709.91 – 3709.91m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité Utile (ϕ_u) : 08.35 %. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 37 %. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 0.61 m. (Voir le tableau 14)

Silurien A1

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3709.91 – 3709.91m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité Utile (ϕ_u) : 7.28 %. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 49.72%. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 0.15 m. (Voir le tableau 14)

La comparaison que nous avons effectué sur le puit-1 entre les logs de saturation calculées (Archie, Indonésie, Simandoux et saturation utile) et la saturation calculée par l'autre société anonyme (SW s), montre que notre saturation est la plus proche à celle de la société que la saturation la saturation d'Indonésie, Les zones sélections en bleu montre les zone les plus corrélable.

Nous notons également que le log de VSH u est plus compatibilité avec le log de VSHs par rapport au log de ϕ_u au existe des zone corrélable avec la ϕ_s qui sont montionées en violet sur la Fig. 24.

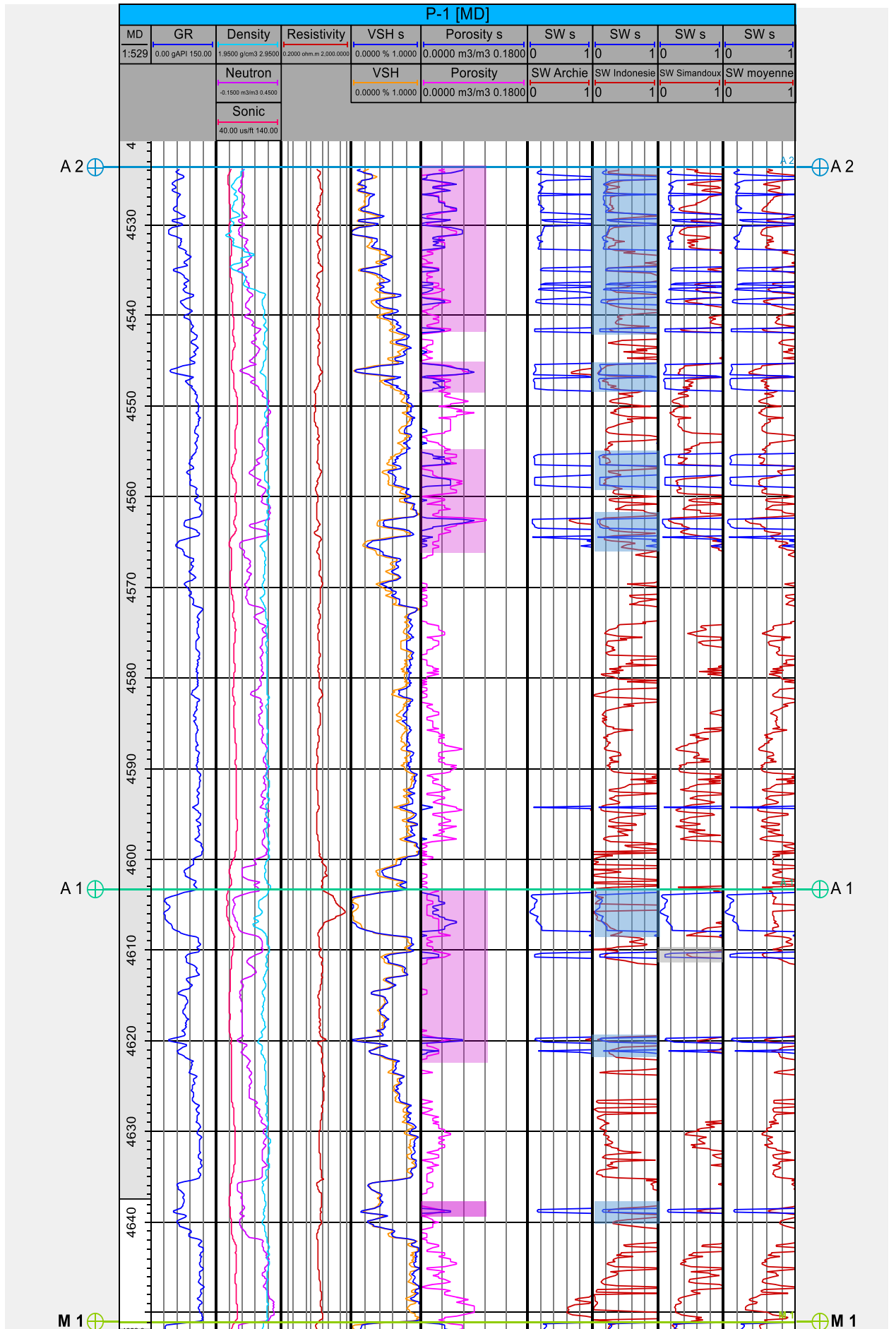


Figure 20 : Logs diagraphiques de puit P-1.

II.2. Puit-2

Silurien A2 (Aquifère)

Dans l'intervalle 3709.91 – 3709.91m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7% et Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité Utile (ϕ_u) : 17.62%. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : supérieure à 50%. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 0 m. (Voir le tableau 14)

Silurien A1

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3709.91 – 3709.91m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité Utile (ϕ_u) : 10.51%. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 31.37%. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 2.89 m. (Voir le tableau 14)

La comparaison que nous avons effectué sur le Puit-2 entre les logs de saturation calculées (Archie, Indonésie, Simandoux et saturation utile) et la saturation calculée par l'autre société (SW s), montre que notre saturation est la plus proche à celle de la société que la saturation d'Indonésie, la saturation Simandoux et la saturation utile, Les zones sélections en bleu gris et vert, montre les zone les plus corrélable.

Nous notons également que le log de VSH u est plus ou moins corrélable avec le log de VSH s, pareil pour le log de ϕ_u et le log de ϕ_s .

Le niveau sélectionné en rouge qu'est dans l'intervalle 3805.58 - 3811.37 m, c'est un niveau a basse résistivité (R_t) qui varié entre $0.64 < R_t < 4.60$ Ohm.m, le volume d'argile (Vsh) qui varié entre $6\% < Vsh < 47\%$ et la Porosité Utile (ϕ_u) variée entre $4\% < \phi_u < 19\%$, les saturations calculées dans ce niveaux sont présentées dans le tableau suivant :

Saturation en eau (Sw)	Résultats	SW moyenne	Sw s moyenne	HC
Formule d'Archie	100%	100%	77.26%	Aquifère
Formule d'Indonésie	100%	100%	77.26%	Aquifère
Formule de Simandoux	1%<sw<16%	8%	77.26%	HC

Tableau 15 : Les résultats de saturation calculées pour le niveau a basse résistivité (P-2).

Selon le tableau ci-dessus, on constate que seulement la formule de Simandoux qui donner des corrections pour la saturation en eau dans les réservoirs à basse résistivité en moyen de 8%, au contraire des formules de saturation en eau Archie et Indonésie qui donne des moyennes de 100% aussi la saturation de société anonyme indique que ce niveau est aquifère et des moyennes de 77.26%.

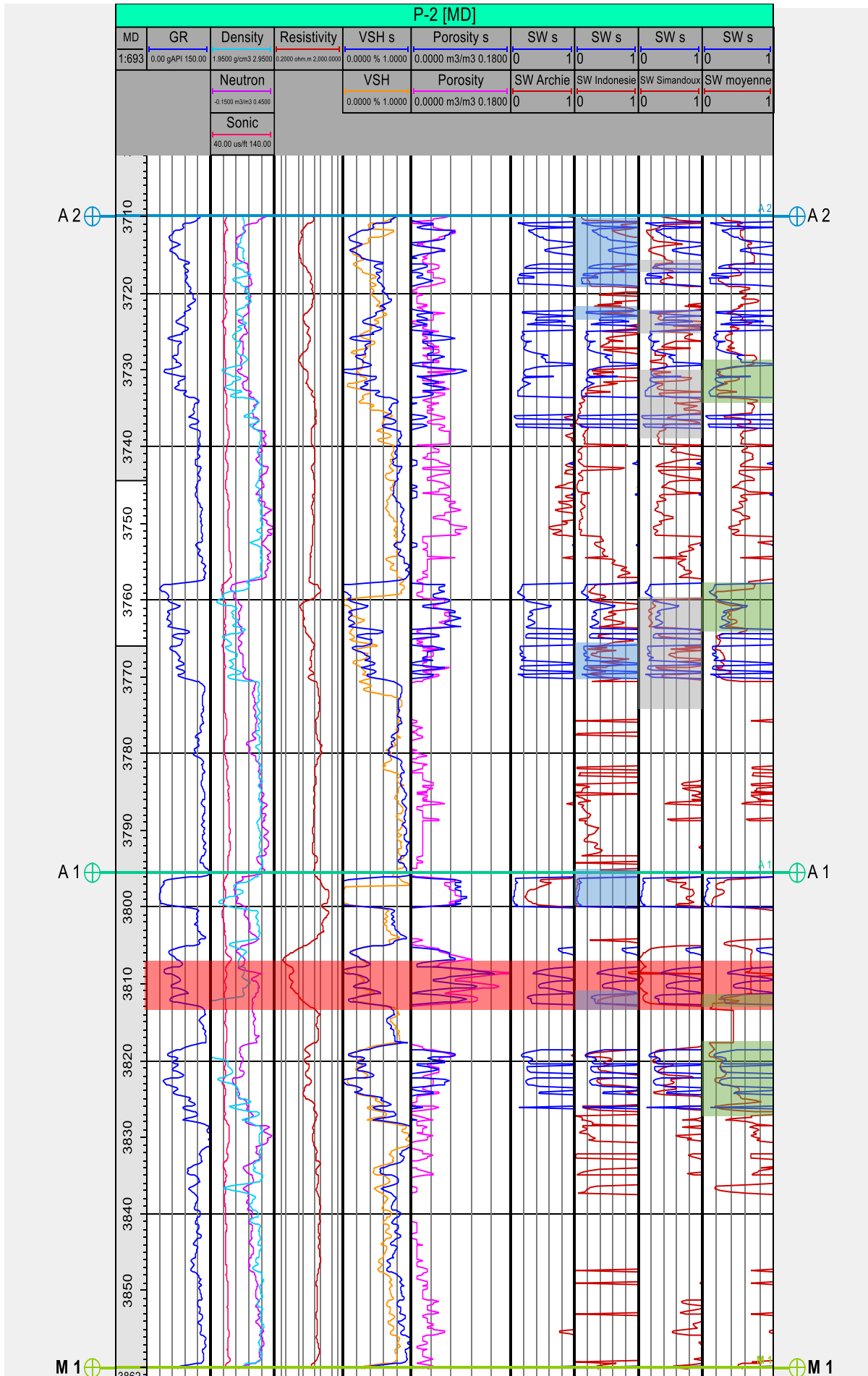


Figure 21 : Logs diagraphiques de puit P-2.

II.3. Puit-3

Silurien A2

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3896.11 - 3977.17 m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité Utile (ϕ_u) : 10.15%. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 31.51%. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 17.67 m. (Voir le tableau 14)

Silurien A1

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3977,17 - 4045,37 m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité Utile (ϕ_u) : 9 %. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 31.17 %. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 4.41 m. (Voir le tableau 14)

La comparaison que nous avons effectuée sur le Puit-3 entre les logs de saturation calculées (Archie, Indonésie, Simandoux et saturation utile) et la saturation calculée par l'autre société (SW s), montre que notre saturation est la plus proche à celle de la société que la saturation d'Archie et la saturation d'Indonésie, Les zones sélections en jaune et bleu montrant les zone les plus corrélable.

Nous notons également que le log de VSH u est plus compatibilité avec le log de VSHs par rapport au log de ϕ_u au existe des zone corrélable avec la ϕ_s qui sont mentionnées en violet sur la Fig. 26

Les niveaux sélectionnés en rouge qui sont inclus dans les intervalles 4001.72–4002.63m et 4004.16-4007.81 m, sont des niveaux a basse résistivité (Rt) qui varient entre $3.29 < Rt < 4.9$ Ohm.m et $1.97 < Rt < 4.76$ Ohm.m, le volume d'argile (Vsh) est égale à 3% pour le premier niveau, et qui varie entre $2\% < Vsh < 20\%$ pour le deusieme niveau, la Porosité Utile (ϕ_u) variée entre $7\% < \phi_u < 8\%$ et entre $7\% < \phi_u < 14\%$, les saturations calculées pour ces deux niveaux sont présentés dans les tableaux suivants :

1^{er} niveau :

Saturation en eau (Sw)	Résultats	Sw moyenne	Sw s moyenne	HC
Formule d'Archie	100%	100%	80.58%	Aquifère
Formule d'Indonésie	100%	100%	80.58%	Aquifère
Formule de Simandoux	0.9%<Sw<12%	10%	80.58%	HC

Tableau 16 : Les résultats de saturation calculées pour le 1^{er} niveau a basse résistivité (P-3)

Selon le tableau ci-dessus, on constate que les formules de saturation en eau Archie et Indonésie donnent des moyennes de 100%, même si pour la saturation de la société anonyme donne des moyennes de 80.85%, indiquent que le 1^{er} est aquifère, seulement la saturation de Simandoux qui donne des moyennes de 10%, indique que le 1^{er} niveau a hydrocarbures

2^{eme} niveau :

Saturation en eau (Sw)	Résultats	Sw moyenne	Sw s moyenne	HC
Formule d'Archie	100%	100%	56.67%	Aquifère
Formule d'Indonésie	100%	100%	56.67%	Aquifère
Formule de Simandoux	74%<Sw<100%	95%	56.67%	Aquifère

Tableau 17 : Les résultats de saturation calculées pour le 2^{em} niveau a basse résistivité (P-3)

Selon le tableau ci-dessus, on constate que les formules de saturation en eau indiquent que le 2^{eme} niveau est aquifère, Archie et Indonésie donnent des moyennes de 100%, aussi que la saturation calculer par la société anonyme donne des moyennes de 56.67%, la saturation de Simandoux donne des moyennes de 56.67%.

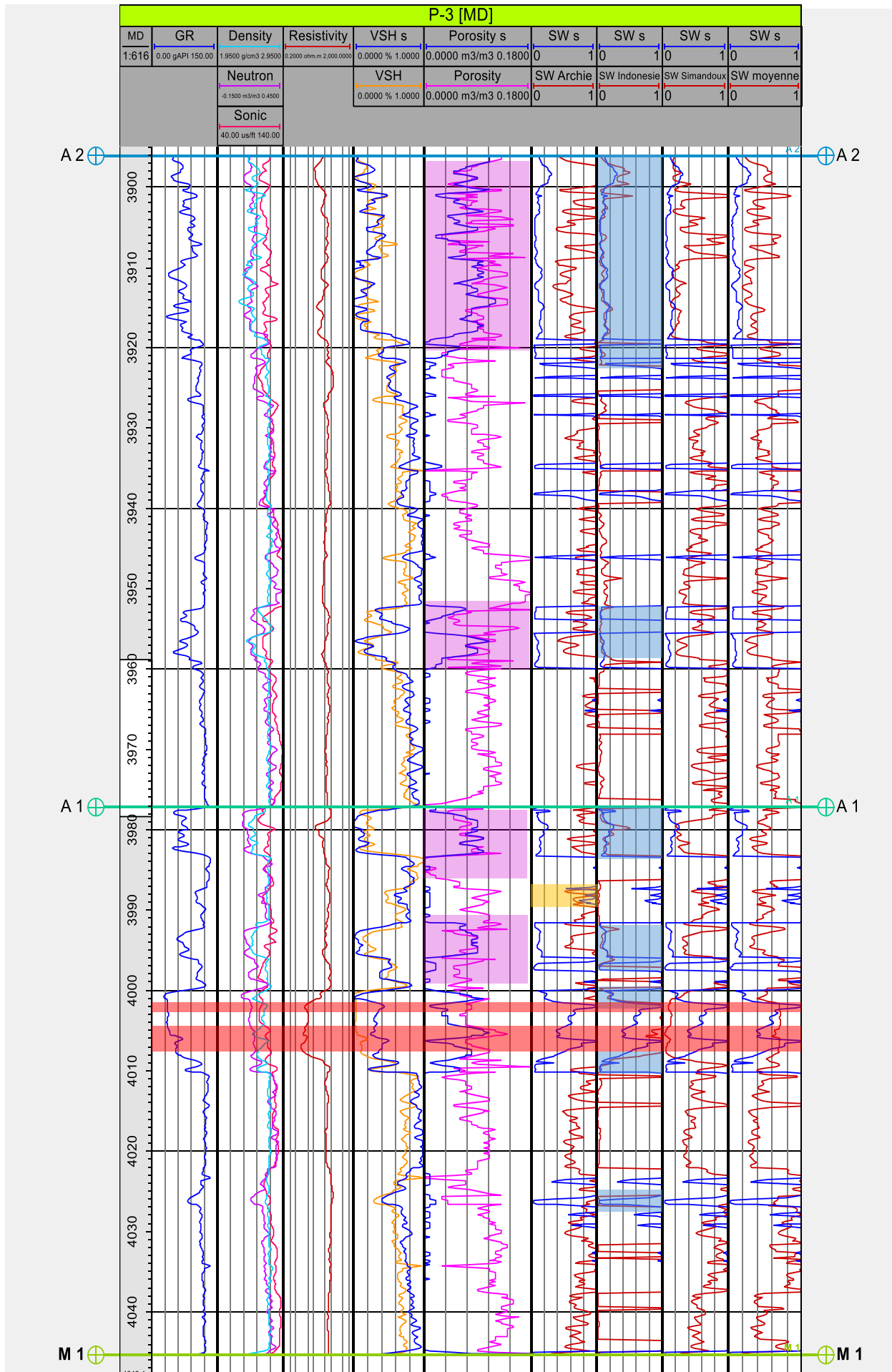


Figure 22 : Logs diagraphiques de puit P-3.

II.4. Puit-4

Silurien A2

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3178,8 - 3258,84 m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité moyenne : 11.32%. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 20.90%. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 0.76m. (Voir le tableau 14)

Silurien A1

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3258.84 - 3298.97 m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité moyenne : 10.14%. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 42.57%. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 3.66m. (Voir le tableau 14)

La comparaison que nous avons effectué sur le Puit-4 entre les logs de saturation calculées (Archie, Indonésie, Simandoux et saturation utile) et la saturation calculée par l'autre société (SW s), montre que notre saturation est la plus proche à celle de la société que la saturation d'Indonésie, la saturation Simandoux, Les zones sélections en bleu et gris montre les zone les plus corrélable.

Nous notons également que le log de VSH u est plus ou moins corrélable avec le log de VSH s, pareil pour le log de ϕ u et le log de ϕ s.

Le niveau sélectionné en rouge qu'est inclu dans l'intervalle 3187.87 – 3191.38 m, c'est un niveau a basse résistivité (Rt) qui variée entre $2.58 < Rt < 4.82$ Ohm.m, le volume d'argile (Vsh) qui varié entre $0\% < Vsh < 31\%$, la Porosité Utile (ϕ u) variée entre $6\% < \phi u < 13\%$, les saturations calculées dans ce niveaux est présenté dans le tableau suivant :

Saturation en eau (Sw)	Résultats	SW moyenne	Sw s moyenne	HC
Formule d'Archie	100%	100%	40.12%	Aquifère
Formule d'Indonésie	89.38%<Sw<100%	98%	40.12%	Aquifère
Formule de Simandoux	4.12%<Sw<13.33%	8%	40.12%	HC

Tableau 18 : Les résultats de saturation calculées pour le niveau a basse résistivité (P-4).

Selon le tableau suivant ci-dessus on constate que les formules de saturation Archie et Indonésie indiquent que ce niveau est aquifère et donnent des moyennes de 100% et 98%, aussi que la saturation calculer par la société anonyme donne des moyennes de 40.12%, suelment la formule de Simandoux qui donne des moyennes de 8%.

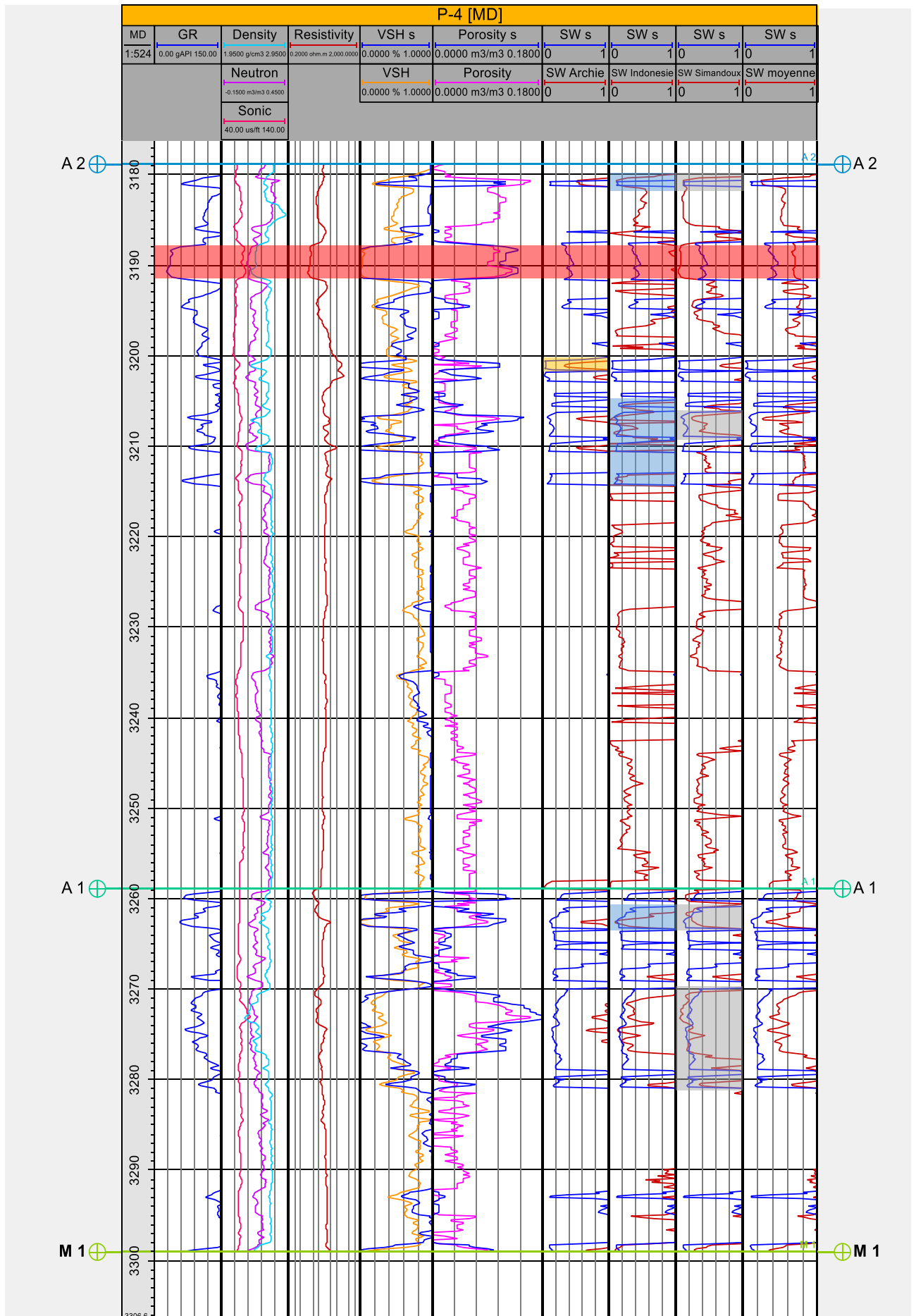


Figure 23 : Logs diagraphiques de puit P-4.

II.5. Puit-5

Silurien A2

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3701.69 - 3783.21 m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons:

Porosité moyenne : 10.14%. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 37.05 %. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 1.82 m. (Voir le tableau 14)

Silurien A1

Dans ce réservoir, des saturations en hydrocarbures sont mises en évidence dans l'intervalle 3783.21 - 3848m. (Voir le tableau 1), avec un cut-off de : VSh cut-off= 40%, ϕ cut-off= 7%. Sw cut-off= 50%, nous obtenons :

Porosité moyenne : 8.46%. (Voir le tableau 9)

Saturation en eau (Sw) : 42.18 %. (Voir le tableau 14)

Net Pay : 1.52 m. (Voir le tableau 14)

La comparaison que nous avons effectué sur le Puit-5 entre les logs de saturation calculées (Archie, Indonésie, Simandoux et saturation utile) et la saturation calculée par l'autre société (SW s), montre que notre saturation calculée est la plus proche à celle de la société anonyme que la saturation d'Indonésie et la saturation utile, les zones sélectionnées en bleu et en gris montrent les zone les plus corrélables.

Nous notons également que le log de VSH u est plus compatibilité avec le log de VSHs par rapport au log de ϕ u au existe des zone corrélable avec la ϕ s qui sont montionées en violet sur la Fig. 29

Le niveau sélectionné en rouge qui est inclu dans l'intervalle 3187.87 – 3191.38 m, est un niveau a basse résistivité (Rt) qui varié entre $2.58 < Rt < 4.82$ Ohm.m, le volume d'argile (Vsh) qui varié entre $3\% < Vsh < 30\%$, la Porosité Utile (ϕ u) variée entre $0\% < \phi u < 6\%$.

À ce niveau, nous avons observé deux comportements différents, le premier entre 3804.52 à 3805.89 m, où toutes les équations de calcul de la saturation en eau ont montré qu'il s'agissait d'un réservoir aquifère (Sw = 100%).

Le deuxième comportement se situe entre 3806.04 à 3808.33 m, où les formules d'Archie et d'Indonésie montrent qu'il s'agit d'un réservoir aquifère ($S_w=100\%$), mais la formule de Simondaux montre qu'il s'agit d'un réservoir à hydrocarbures, où la S_w moyenne = 31.64%.

A partir d'observation du log GR on constate que ces deux comportements déferents sont dus à un changement de facies. (Voir figure 30) les saturations calculées dans ce niveau sont présentées dans les tableaux suivant :

1^{er} comportement :

Saturation en eau (S_w)	Résultats	SW moyenne	Sw s moyenne	HC
Formule d'Archie	100%	100%	37.15%	Aquifère
Formule d'Indonésie	100%	100%	37.15%	Aquifère
Formule de Simandoux	100%	100%	37.15%	Aquifère

Tableau 19 : Les résultats de saturation calculées pour le niveau à basse résistivité de 1^{er} comportement (P-5).

Selon le tableau ci-dessus, toutes les formules montrent que ce niveau est aquifère, seulement la saturation calculée par la société anonyme qui indique que le 1^{er} niveau est à hydrocarbures, elle à donner un moyen de 37.51%.

2^{em} comportement :

Saturation en eau (S_w)	Résultats	SW moyenne	Sw s moyenne	HC
Formule d'Archie	100%	100%	34.89%	Aquifère
Formule d'Indonésie	100%	100%	34.89%	Aquifère
Formule de Simandoux	12.92% < S_w < 64.28%	31.64%	34.89%	HC

Tableau 20 : Les résultats de saturation calculées pour le niveau à basse résistivité de 2^{em} comportement (P-5).

Selon le tableau ci-dessus, les formules de saturation en eau Archie et Indonésie indiquent que le 2^{eme} niveau est aquifère donnent des moyennes de 100%, la formule de Simandoux qui indique que le 2^{eme} niveau est à hydrocarbures donne un moyen de 31.64% aussi que la saturation calculée par la société anonyme qui donne un moyen de 34.89%.

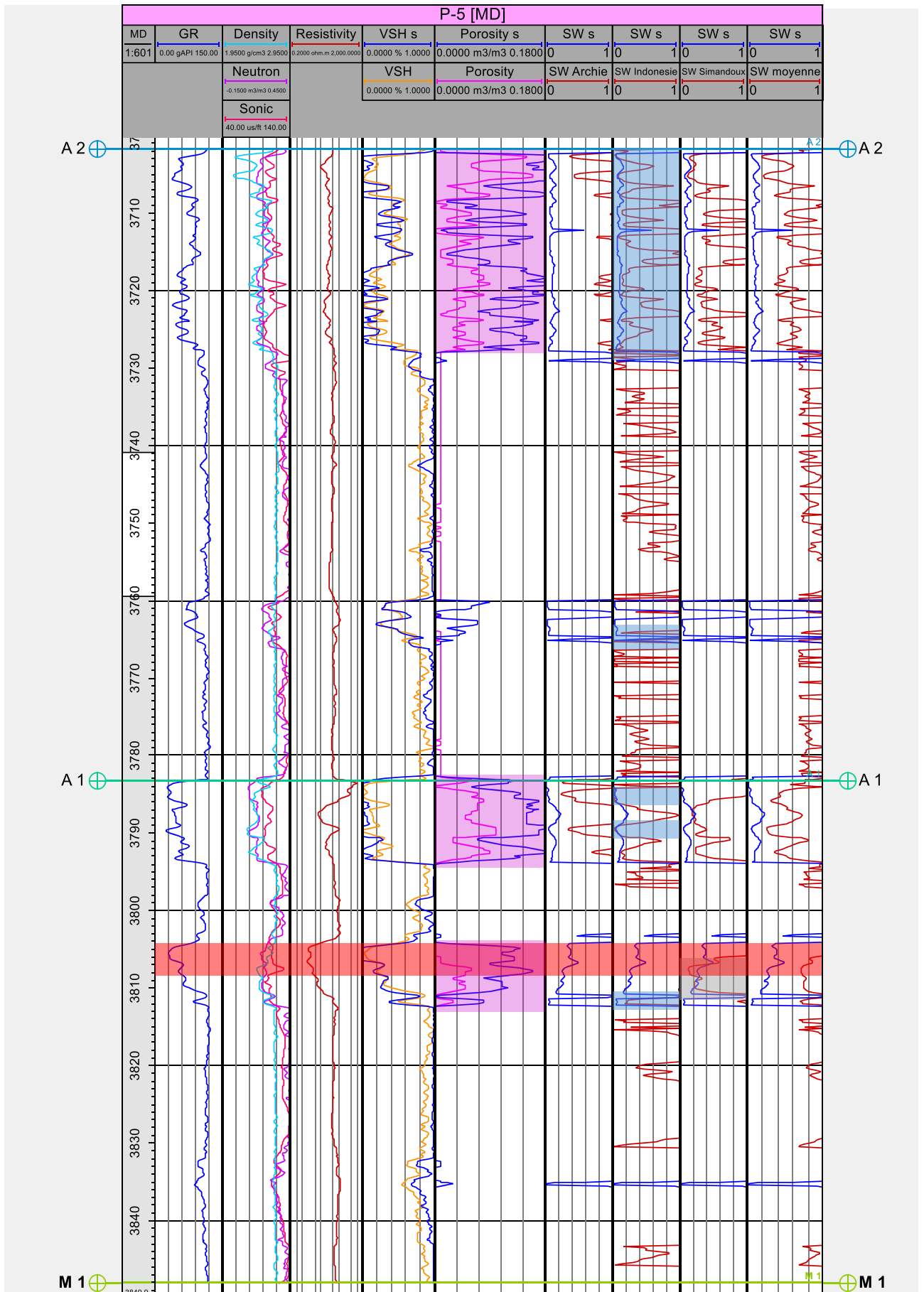


Figure 24 : Logs diagraphiques de puit P-5.

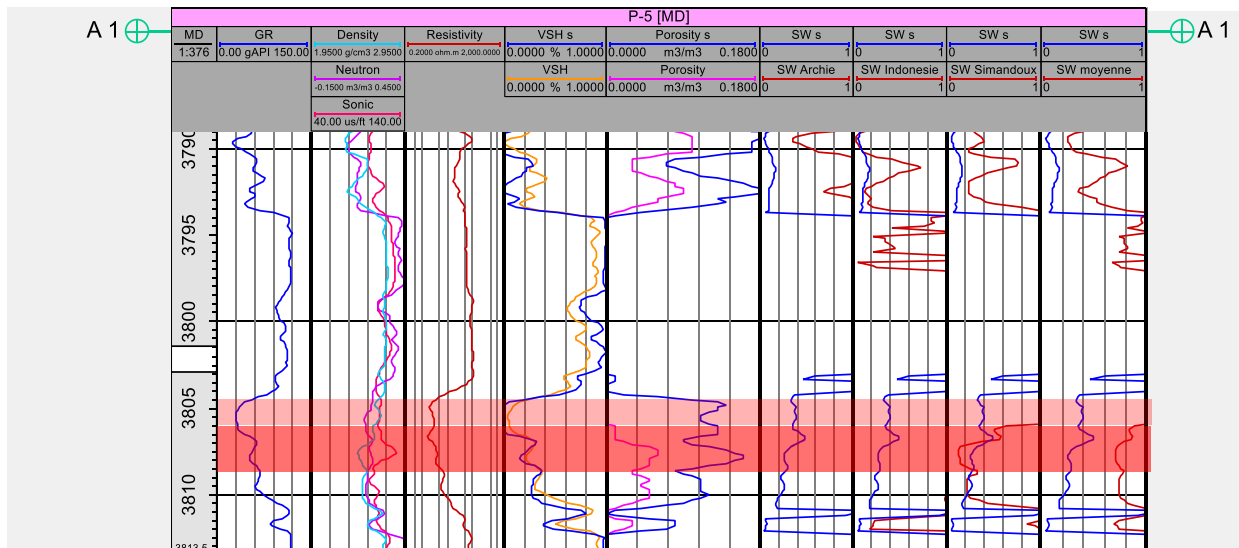


Figure 25 : Niveau a basse résistivité (P-5).

Pour la 1^{ère} L'observation de log diagraphique de puit-5, montre que le GR diminue de 55.32 à 32.66 api, notant que la ϕ S-C et ϕ D-C sont nulles, par contre la ϕ N-C variée entre 15% à 20%.

Pour la 2^{ème} L'observation de log diagraphique de puit-5, montre que le GR augmente de 32.82 à 63.51 api, notant que la ϕ S-C est nulle, ϕ D-C variée entre 2% et 12%, par contre la ϕ N-C variée entre 11% à 18%.

CONCLUSION GÉNÉRALE



Dans l'évaluation pétrophysique des réservoirs argileux gréseux, plusieurs formules de calcul de la saturation en eau (S_w) sont utilisées, dans ce travail, on s'est basé sur les trois formules les plus connues en pétrophysique : Archie, indonésienne et Simandoux.

Chacune de ces trois formules est divisée en deux parties : formule = 1ere partie c'est l'équation d'Archie et la 2eme partie est (X) qui est lié à plusieurs paramètres tel que la résistivité et le volume d'argile, pour la formule d'Archie la 2eme partie est égale à zéro.

Cinq puits du bassin de Berkine (P-1, P-2, P-3, P-4 et P-5), ont été évalués par ces trois formules dans les unités réservoirs A1 et A2 du Silurien Argilo-gréseux.

La comparaison entre les logs obtenues par les trois formules de saturation en eau avec la nouvelle formule algérienne proposé par une société (*société de service dont nous n'avons pas révélé le nom pour des raisons de confidentialité*) à Sonatrach, on a remarqué que les valeurs de chaque formule sont différentes, mais il y a des niveaux bien corrélable, et que la formule de Simandoux est la plus optimiste dans le cas d'un réservoir a basse résistivité.

Aussi que, entre nos logs de Volume d'argile (VSH), les logs de Porosité (ϕ) et celle de la société (anonyme), indique un coefficient de corrélation.

Cette étude montre que les modèles de calculs de la saturation en eau (S_w) sont tous limités, puisque chaque formule est valable dans des conditions bien définies, mais nous ne rejetons pas leur utilisation dans les études pétrophysiques des réservoirs argileux gréseux, dans ce cas on a remarqué que la saturation d'Archie est valable dans le cas d'un réservoirs gréseux ou le volume d'argile (Vsh) ne dépasse pas les 10%, par contre la formule Indonésienne et Simandoux sont beaucoup plus valable dans le cas d'un réservoirs argileux gréseux ou le volume d'argile (Vsh) variée entre 10% à 40%, tout dépend des caractéristiques du réservoirs, pour les réservoirs a argiles laminées il est préférable d'utilise la formule indonésienne alors que pour les réservoirs a argiles dispersées il est préférable d'utiliser la formule de Simandoux.

En tant que géologues des Bassins Sédimentaires on sais bien que chaque bassin sédimentaire est typique.

Donc, on peut pas établir une formule générale pour calculer la saturation en eau, applicable dans toutes les régions, par ce que tous les modèles sont basés sur des études expérimentales, donc dans des conditions que nous avons choisis d'avance et ce n'est pas des conditions naturelles, mais on peut arriver à établir une formule locale pour un Bassin Sédimentaire bien détermine.

RECOMMENDATION.



Pour arriver à réaliser une équation de saturation en eau la plus efficace dans notre région nous recommandons :

- 1- Déterminer les types des réservoirs (réservoirs gréseux ou réservoirs à argile : laminé, dispersée ou structure), car chaque formule est destinée pour un type de réservoirs.
- 2- Déterminer l'intervalle de VSH pour chaque formule.
- 3- Déterminer les paramètres pétrophysiques qui favorise la corrélation dans les zones corrélables qui nous avons sélectionnées dans cette étude.
- 4- Déterminer le coefficient de corrélation entre les log de Volume d'Argile (VSH) et la Porosité (ϕ).
- 5- Mettre en évidence les constantes : a (Facteur qui dépend de la lithologie), m (Facteur de cimentation) et n (Exposant de saturation), car ils sont variés selon la nature des roches.
- 6- Prend en compte le volume des minéraux conductives tel que les minéraux argileux et les métaux inclus dans la matrice des roches, C'est parce qu'ils ont une grande influence sur la lecture de la résistivité.

AHMAHMA H, GHARA A, 2013-2014 ; CARACTERISATION ET EVALUATION QUANTITATIVE DU TRIAS ARGILO-GRESEUX INFERIEUR (TAGI) DE LA STRUCTURE DE BASSIN DE BERKINE (RHOURE ROUBA).

BEICIP JUILLET, 2012, Étude régionale du Silurien Argilo-Gréseux du bassin de Berkine, Rueil-Malmaison Cedex – France, Paris, France.

BELDJILALI W, KI-IELDUON. A, 2013, Contribution à l'étude de quelques gisements pétroliers dans le Sud-Est Algérien, Uni. Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, Thèse.

BOUMAZA M, SEMAI F., 2013-2014, Évaluation quantitative et qualitative d'un réservoir Cas du réservoir TAGI – SIF Fatima Bassin de Berkine (Algérie Oriental).

DESDRANDES R, Théorie et interprétation des diagraphies, 1989, Institut français du pétrole, pub.

DOCUMENT SONATRACH.

Gang Wang, Kai Shao, Yuxi Cui, (July. 2015), Genetic Analysis of Low Resistivity Reservoir, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang, China. IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN), ISSN (e) : 2250-3021, ISSN (p) : 2278-8719 Vol. 05, Issue 07.

Gary M. Ostroff and David S. Shorey, APPLICATIONS OF NMR MEASUREMENTS FOR PETROPHYSICAL EVALUATION OF LOW-RESISTIVITY PAY ZONES, Baker Atlas, Division of Baker Hughes, Houston, Texas USA.

GEOLIOL. 2017 :

<http://www.geoloil.com/VshModels.php> le 20-10-2017 à 13h00

Géology of Algéria. Contribution from Sonatrach Exploration Division Research and Development Centre and Petroleum Engineering and Development Division.

H. S. Bhattacharya V. Pratap, G.C.Deb, V.Siva Rao & T.K.Das. 2004, Lowdown of Resistivity : Effects of Microporosity on Oil Bearing Deltafront Sandstones, North Jotana, Cambay Basin, India and Identification Methods, 5th Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad, India.

HABBAK L. 2004, Application de la méthode Fezzy logic pour la détermination des lithofaciès et pour l'estimation de la perméabilité sur le réservoir TAGI de la structure de SIF FATMA (Bassin Berkine) USTHB, thèse.

John H. Doveton, 2015, All Models Are Wrong, but Some Models Are Useful: "Solving" the Simandoux Equation, Kansas Geological Survey, University of Kansas, Lawrence, Kansas USA, Pub.

Marco Shaban Lutom, 2016, Shaly Sand Formation Evaluation from logs of the Skrugard well, Southwestern Barents Sea, Norway, Norwegian University of Science and Technology, Thèse.

OBEID S. 2006 apport de l'outil neutron APS dans l'estimation de la porosité en diagraphie, USTHB. Thèse.

Professeur D. Chapellier, DAIGRAPHIES ACQUIFERES.

SCRIBD 2013 :

<https://fr.scribd.com/doc/189666996/CH-III-DIAGRAPHIE-docx>

<https://fr.scribd.com/doc/170079531/Chapitre-I-Diagraphies-sonique-et-acoustique>

TOURNIER. F, 2010, Mécanismes et contrôle des phénomènes diagénétiques en milieu acide dans les grès de l'Ordovicien glaciaire du bassin de Sbaa. Algérie, Uni. De Paris sud, Thèse.

WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie.

Xia Zhu, Ling Yun, Guo Jianming, Zhang Sheng, Xu Hai, Zhang Tingting, Zhao Shiquan, Bie Jing, and Li Kai, 2014, Detection of Low Resistivity Reservoirs Using GR Spectrometry Logs : A Case Study, Adapted from extended abstract prepared in conjunction with poster presentation at GEO-2014, 11th Middle East Geosciences Conference and Exhibition, 10-12 March, 2014.

ZAHY A, AZZABI A, 2013, Interprétation et Analyse des Paramètres Pétrophysiques à partir des Diagraphies Différées du réservoir dévonien F6 du champ de TFT (bassin d'ILLIZI), Univ. KASDI MERBAH OUARGLA, Thème.
