

RÉPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

DÉPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET DE
PHÉNOMÈNES
ALÉATOIRES

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de

Master en Géophysique

Filière : Science de la Terre et de l'Univers.

Option : Sismique, sismologie et méthodes de potentiel.

L'impact du ciment salifère sur les Diagraphies et les paramètres pétrophysiques des réservoirs Triasiques du bassin d'AMGUID MESSAOUD

Réalisé par :

SEGUENI Mahmoud Oualid

ZAMOUM Smail

Soutenu le **07/07/2019** devant le jury composé de :

FRAHTIA.J	Professeur	FCH_UMBB	Président
BAOUCHE.R	Docteur	FCH_UMBB	Examineur
AIT ADJEDJOU.D	MA-B	FCH_UMBB	Encadreur
ROBRINI Rafik	Log Analyste	SONATRCH/Exploration	Co-encadreur

Table des matières

Introduction générale :	5
Chapitre I : Géologie de la région d'étude	
I.1 Situation géographique.....	8
I.1.1 Situation du bassin D'Amguid-Messaoud.....	8
I.1.2 Situation de la zone d'étude :.....	9
I.2 Cadre géologique global :.....	10
I.3 Cadres stratigraphiques :	10
I.4 Cadre structural local :	11
I.5 Système pétrolier :.....	14
I.5.1 Roche mère et Migration :	14
I.5.2 Réservoirs.....	14
I.5.3 Couvertures :	14
I.5.4 Piège :.....	15
Chapitre II : Présentation des Diagraphies utilisées	
II.1 Diagraphie de radioactivité naturelle	17
II.1.1 Radioactivité naturelle globale GR.....	17
II.1.2 Spectrométrie de rayonnement gamma naturelle (NGS, HNGS).....	18
II.2 Diagraphie de Neutron	19
II.3 Diagraphie de densité.....	20
II.4 Diagraphie d'induction	22
II.5 Diagraphie sonique.....	23
II.6 Les différents facteurs influençant les mesures	24
II.6.1 Diamètre de sondage.....	24
II.6.2 Boue de forage	24
II.6.3 Tubage et cimentation	25
II.6.4 Excentricité de la sonde	25
II.6.5 Vitesse d'enregistrement	25
II.6.6 Température et pression.....	25
II.6.7 L'espacement	25
II.6.8 L'invasion.....	25
Chapitre III : Interprétation des Diagraphies	
III. Généralité sur les paramètres pétrophysiques.....	27
III.1 Les éléments solides :	27
III.2 Les fluides	28
III.3 Le réservoir	28
III.4 Porosité	28
III.4.1 Les méthodes de calcul des porosités.....	29
III.5 Perméabilité	31

III.6	La saturation.....	31
III.7	La résistivité.....	32
III.8	Volume d'argile	32
III.9	Relation entre ces paramètres.....	33
III.10	Interprétation qualitative des diagraphies :	34
III.10.1	Présentation des données des puits :.....	34
III.10.2	Well Composite.....	36
III.10.3	Détermination de types d'argiles :	41
III.10.4	Identification de la lithologie et la minéralogie de la matrice.....	43
III.11	Interprétation quantitative :.....	52
III.11.1	Détermination de la résistivité de la zone vierge R_t :.....	52
III.11.2	Détermination de la résistivité de l'eau de formation :.....	52
III.11.3	Détermination des paramètres matriciels	52
III.11.4	Détermination des paramètres d'argiles	53
III.12	Présentation des résultats	54
III.13	Interprétation des résultats	56
III.14	Conclusion :	57

Chapitre IV : Les signatures des ciments salifères

IV.	<i>Les signatures du ciment Salifère dans les enregistrements de diagraphies.....</i>	<i>59</i>
		60
IV.1	La signature des ciments salifères au niveau du puits « A » :.....	61
IV.2	La signature des ciments salifères au niveau du puits « B » :.....	61
V.	<i>Création d'un model minéralogique en utilisant le module QuantiElan</i>	<i>62</i>
V.1	Aperçu sur Quanti Elan	62
V.2	Model minéralogique	63
V.3	Présentation des Résultat finaux :	70
V.4	Analyse des résultats	74
VI.	<i>Conclusion générale :</i>	<i>76</i>

LISTE DES FIGURES

Figure 1:	Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (document SONATRACH).....	8
Figure 2:	Plan de position des puits A et B.....	9
Figure 3 :	Schéma synoptique du puits B (Document SONATRACH)	10
Figure 4 :	Fiches technique du puits A (Document SONATRACH).....	12
Figure 5 :	Fiches technique du puits B (Document SONATRACH).	13
Figure 6:	Coupe géologique SE_NW passant par les Puits A,B,C.....	14
Figure 7 :	Schéma de L'outil gamma ray (document IAP).....	18
Figure 8 :	L'outil HNGS de Schlumberger (document IFP).....	19
Figure 9 :	Schéma de la sonde CNL (Document IAP).....	20

Figure 10 : Schéma de la sonde LDT (document IAP).....	22
Figure 11 : Les différents types de l'AIT (document IAP).	23
Figure 12 : Schéma de l'outil BHC (Document IAP).	24
Figure 13 : Les différents modes de distribution d'argile (document Schlumberger).	28
Figure 14 : Détermination de R_w par la méthode graphique utilisant l'abaque GEN-9.	34
Figure 15 : Exemple de calibration du Gamma Ray.....	37
Figure 16 : Well Composite du puits A.....	39
Figure 17: Well Composite du puits B.....	40
Figure 18: Cross plot neutron-porosité densité avec Gamma ray en z de puits A pour l'unité T2-T1.....	42
Figure 19: Cross plot neutron-porosité densité avec Gamma ray en z de puits B pour l'unité T2+T1.....	43
Figure 20 : Cross plot neutron- densité de puits A pour l'unité T2.....	44
Figure 21 : Cross plot neutron- densité de puits-B pour l'unité T2 Argileux.....	45
Figure 22 : MN-plot de puits A.	46
Figure 23: MN-plot de puits B.	47
Figure 24 : MID-plot de puits A.....	48
Figure 25 : MID-plot de puits B.....	49
Figure 26 : Cross plot Thorium-Potassium de puits A pour l'unité T2+T1.....	50
Figure 27 : Cross plot Thorium-Potassium de puits B pour l'unité T2+T1.....	51
Figure 28 : Méthode de détermination des paramètres matriciels p_{ma} et Δt_{ma}	53
Figure 29 : Volume d'argile et les porosité avec la saturation de puits A.	55
Figure 30 : Volume d'argile et les porosité avec la saturation de puits B.....	56
Figure 31 : Réponses diagaphiques synthétiques des minéraux.	60
Figure 32 : Les réponses de diagaphies pour l'unité T2-T1.....	61
Figure 33 : Les réponses de diagaphies pour l'unité T2+T1.....	62
Figure 34 : Charge ment des données fichier LAS.....	63
Figure 35 : Visualisation des logs.....	64
Figure 36 : Création d'un log harmonisé.	64
Figure 37 : Introduction de la salinité et température.....	65
Figure 38 : Résultat de R_w	65
Figure 39: Paramètres d'entrer du Quanti Elan.....	66
Figure 40 : Paramètres des minéraux pour le modèle du Quanti Elan.....	66
Figure 41: Paramètres des minéraux pour le modèle avec l'Halite.....	67
Figure 42 : Paramètres d'argile.....	67
Figure 43: Sélection de la loi de saturation pour le modèle.	68
Figure 44 : Création d'un Modèle sans fluides.....	68
Figure 45 : Combinaison des deux modèles.....	69
Figure 46 : Présentation des inputs et outputs.	69
Figure 47 : Résultat du Quanti Elan sans Halite pour le puits A.	70
Figure 48 : Résultat du Quanti Elan avec Halite pour le puits A.	71
Figure 49 : Résultat du Quanti Elan sans Halite pour le puits B.	72
Figure 50 : Résultat du Quanti Elan avec Halite pour le puits B.	73

LISTE DES TABELEAUX

Tableau 1 : Présentation du puits A.	35
Tableau 2 : Présentation du puits B.	35
Tableau 3 : Diagraphies enregistrées dans le puits A.	35
Tableau 4 : Diagraphies enregistrées dans le puits B.....	36
<i>Tableau 5 : Diagraphies utilisées pour l'interprétation.....</i>	<i>36</i>
Tableau 6 : Détermination du <i>GRcutoff</i>	38
Tableau 7 : Estimation de <i>Rw</i>	52
Tableau 8 : Les paramètres d'argile du puits A.....	53

Remerciement :

Avant tous, nous remercions le bon dieu de nous avoir accordé la force, la santé, la patience et le courage pour affronter toutes les difficultés rencontrées durant ce parcours universitaire et aboutir finalement à ce modeste travail.

On tient à exprimer nos profondes gratitudee tout particulièrement à notre promotrice, Madame Doria AIT ADJEDJOU, enseignante au niveau de la FHC/UMBB, pour son écoute, sa disponibilité, et ses conseils à travers les consultations scientifiques, grâce à lesquelles on a pu persévérer.

On tient également à faire part de nos reconnaissance à nos enseignants qui, au long de ces années passées à la FHC, ont contribué à notre formation et nous ont guidés sur les chemins de la Géophysique et qui, inlassablement, nous ont expliqué les phénomènes complexes de cette science.

Nous tenons à présenter nos profonds et sincères remerciements à nos deux promoteurs Samir HAMMACHE et Mohamed Rafik EL ROBRINI, ingénieurs au niveau d'exploration SONATRACH qui nous ont épaulé, soutenu, conseillé et guidé durant toute la période de stage qui nous ont offert une agréable ambiance de travail.

Nos reconnaissances sont décernées également à l'ensemble des membres du jury pour avoir consacré leur temps pour lire et évaluer notre travail

Merci à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.

Introduction générale :

Les réservoirs Triasique du bassin Amguid Messaoud sont caractérisés par la présence d'une épaisse couche de sel surplombant des réservoirs argilo-gréseux pouvant renfermer du ciment salifère. L'objectif de notre étude est de faire une évaluation pétrophysique qualitative et quantitative et de mettre en évidence les effets qu'a le ciment salifère sur les différents enregistrements des diagraphies sans oublier son impact sur les propriétés pétrophysiques des formations réservoirs.

En effet, ces réservoirs se situant en dessous des couches de sel renferment, la plupart du temps, une quantité non négligeable de sel. Ce dernier joue le rôle d'un ciment en liant les grains de la matrice ou bien d'un bouchon en occupant l'espace poreux du réservoir.

Ce phénomène est souvent rencontré dans l'industrie pétrolière. Il influe d'une façon considérable sur l'estimation des hydrocarbures dans les réservoirs. En effet, le ciment salifère a une réponse proche de celle d'une poche de gaz ce qui rend difficile de les différencier. Donc, une mauvaise interprétation de celui-ci va engendrer des répercussions sur les différents résultats.

Dans ce mémoire, nous avons montré la façon de dissocier les hydrocarbures du ciment salifère et la conséquence de sa présence dans la partie supérieure de la série Argilo-gréseuse du Trias d'Amguid Messaoud. Afin d'atteindre notre objectif nous avons opté pour la répartition suivante des chapitres :

- Le premier chapitre consiste à présenter le bassin d'Amguid Messaoud et à définir sa délimitation géographique, géologique et à procéder d'une manière détaillée à la description du système pétrolier du Trias dans le bassin.
- Le second chapitre présente les différents outils diagraphiques incluant les principes de mesure et leurs applications.
- Le troisième chapitre englobe l'analyse et l'interprétation qualitative et quantitative des diagraphies, suivie d'une étude minéralogique afin montrer l'existence du ciment salifère et cela en utilisant le logiciel Techlog.
- Le dernier chapitre a pour but de combiner les courbes de diagraphie pour créer un model minéralogique de notre réservoir afin de mieux caractériser le ciment salifère qui influe d'une façon considérable sur l'évaluation pétrophysique des réservoirs.

CHAPITRE I : GEOLOGIE DE LA REGION D'ETUDE

Ce chapitre a pour but de présenter le bassin d'Amguid Messaoud, et de définir sa délimitation géographique, géologique, et montrer aussi l'aspect tectonique qui a participé à sa déformation et sa stratigraphie, sans oublier de mieux éclaircir la stratigraphie de Trias étant donné que cette dernière est essentielle à l'étude de notre région.

I.1 Situation géographique

I.1.1 Situation du bassin D'Amguid-Messaoud.

Le bassin d'Amguid-Messaoud se situe à Hassi Messaoud avec une superficie totale de 157 793 Km^2 , il est limité au Nord par les permis Talézmzine Touggourt, à l'Ouest par le bassin de Oued Mya, et à l'Est par le Bassin de Berkine, et au Sud-Est par le Bassin d'Illizi. **(Figure 1).**

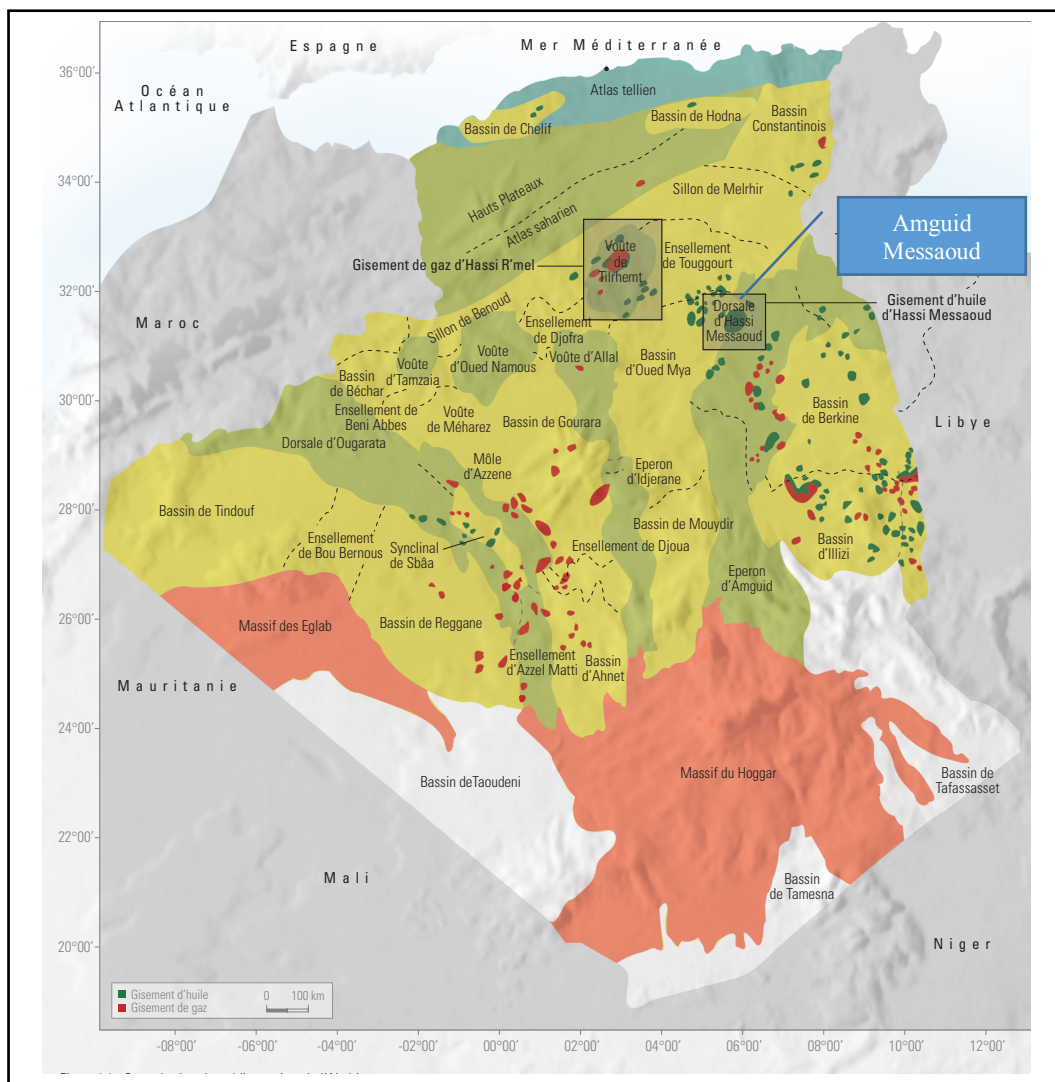


Figure 1: Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (WEC 2007).

I.1.2 Situation de la zone d'étude :

Le puits A est situé dans le nouveau périmètre de recherche Touggourt II (blocs : 433a1-4216b1), à environ 144Km au Nord de la ville Hassi Messaoud, par contre Le puits B est distant de 9km à l'Est du puits A et de 23Km à l'Ouest du gisement de Bir Sebaa, dans les Blocs : 433a1, 416b (Figure 2 et 3).

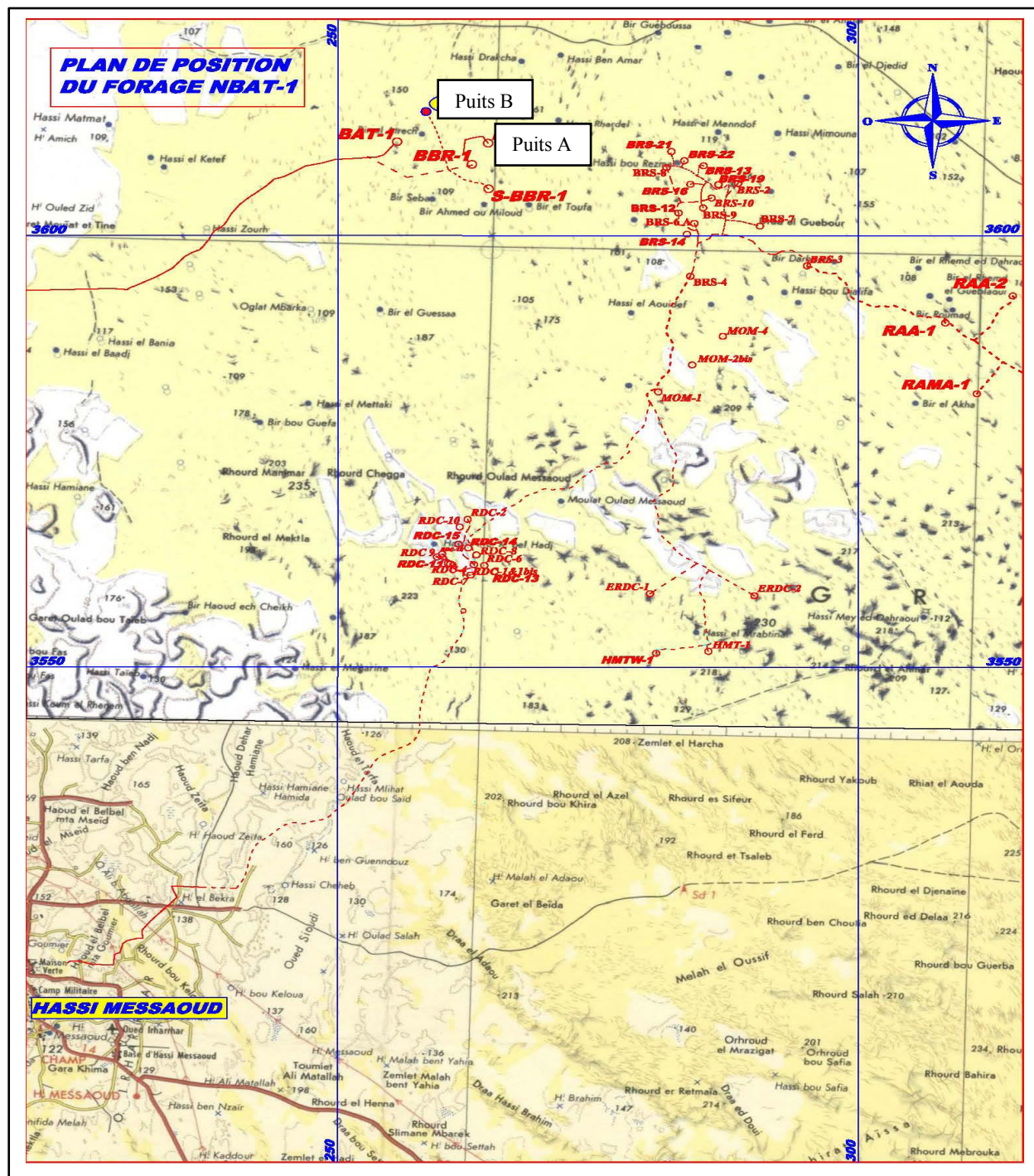


Figure 2: Plan de position des puits A et B (Document SONATRACH).

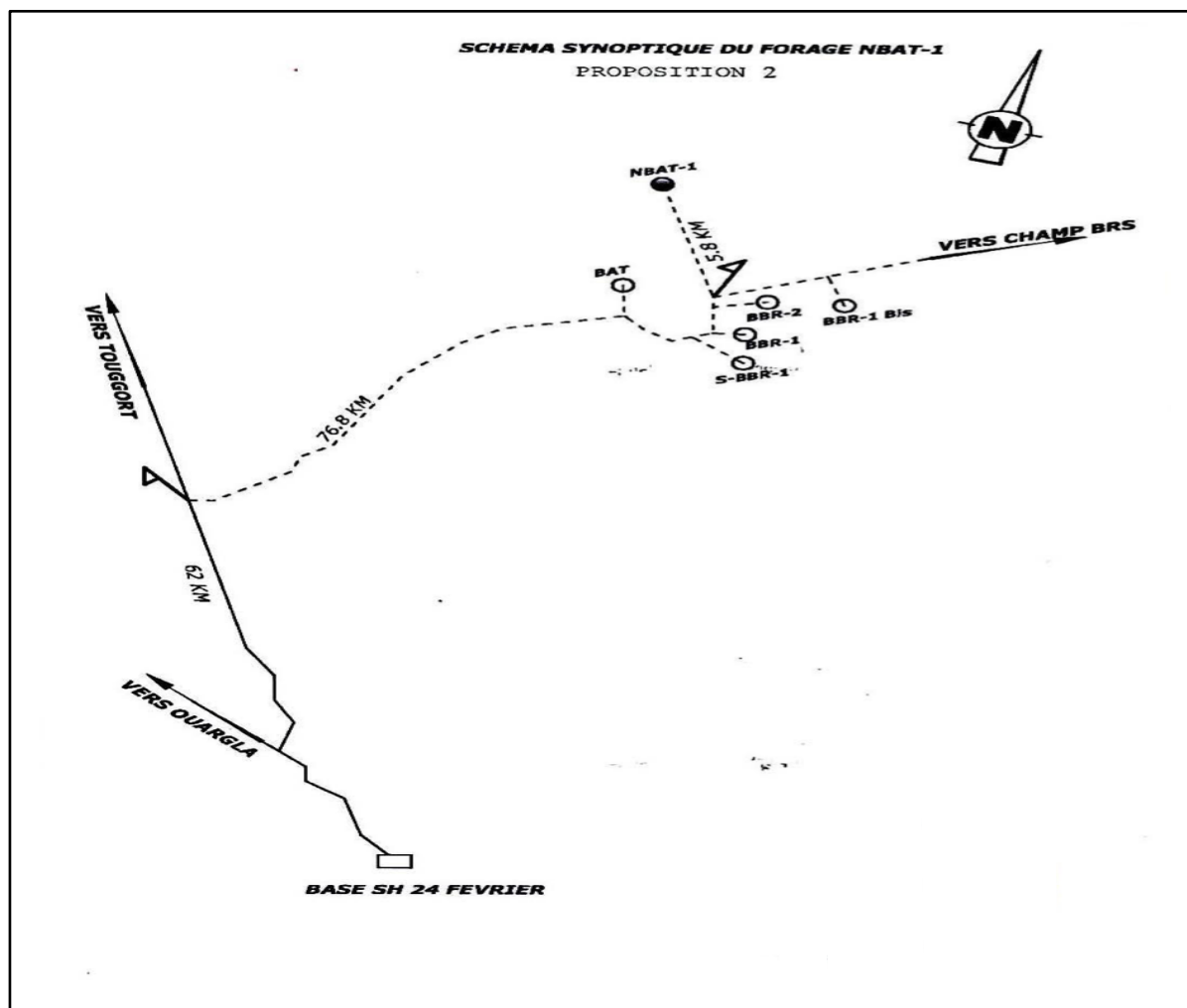


Figure 3 : Schéma synoptique du puits B (Document SONATRACH).

I.2 Cadre géologique global :

L'intérêt pétrolier de ce nouveau périmètre de recherche (Touggourt II) est lié à sa bonne position par rapport aux champs de développements de Bir Seba et Mouiat Ouled Messaoud à l'Est, tous deux productifs d'huile respectivement dans les Quartzites de Hamra et le Trias T1, au Sud se situe le champ de Rhourde Chégga productif aussi dans le Trias Série inférieure, T1 et Quartzites de Hamra.

I.3 Cadres stratigraphiques :

Le môle d'Amguid-Messaoud se distingue par différents éléments tectoniques délimitant un bassin où la colonne stratigraphique est plus ou moins complète. La région de Hassi Messaoud, est connue pour ses puits productifs d'huile. Ce bassin est comblé par une puissante série sédimentaire paléo-zoïque et méso-cénozoïque qui recèle d'importants gisements d'hydrocarbures mis en évidence dans le Cambrien, l'Ordovicien et le Trias.

TRIAS :

Dans le bassin de l'Amguid Messaoud, le Trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritico-azoïque, recouvert par les dépôts évaporitiques du Trias salifère S4, et qui repose en

discordance angulaire sur des formations d'âge variable du Cambrien au Dévonien inférieur. Le Trias est délimité à la base par la discordance hercynienne et au sommet par la base du repère dolomitique D2 d'âge Hettangien et d'extension régionale.

Le Trias du bassin d'Amguid Messaoud, dont l'épaisseur moyenne est de 350 m, est subdivisé en quatre unités lithologiques qui sont, du bas vers le haut :

- Trias (Série Inférieure), Trias Série inférieure (R.Éruptives) , Trias T2 +T1 , Trias argileux inférieur, Trias S4.

Trias (Série Inférieure) :

La série inférieure est représentée par une alternance d'argile silteuse fins à grossiers et conglomératiques. Dans les zones les plus proches des sources d'apport, le matériel détritique est plus grossier et à conglomérats abondants (zones de Benkahla, Haoud Berkaoui, Garet Echouf, Guellala), avec de minces bancs d'argile intercalés. Ils se sont déposés dans un environnement fluvatile, provenant des môles de Hassi Messaoud et de Tilrhemt-Hassi. L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 50 à 70 m (variant de 0 m à plus de 90 m).

L'unité principale du Trias est la Série inférieure (Trias argilo gréseux inférieur) C'est une alternance d'argile grise à brun rouge rarement verdâtre, indurée silteuse et degrés gris sombre légèrement dolomitique.

Trias Série inférieure (R.éruptives) :

Roches éruptives gris brun à gris sombre, localement gris verdâtre mouchetées de vert. Elles sont composées essentiellement par des Andésites, fortement altérées à fissures, on note par endroit la présence de minces bancs de grés intercalés dans ces coulées volcaniques. Ces formations jouent le rôle de roche couverture pour les hydrocarbures de la série inférieure.

Trias T2 +T1 :

Ces niveaux T2+T1 sont représentés respectivement par des argiles silteuse légèrement dolomitique avec intercalations de grés fin silico argileuse, mal consolidé, et d'argiles tendre à indurée, silteuse, dolomitique, intercalée de grés fin à moyen, silico argileux, moyennement consolidé.

L'épaisseur totale des unités T1- T2 est de l'ordre de 122 m.

Trias argileux inférieur :

Il constitue la couverture des principaux réservoirs triasiques. Il est constitué tendre à indurée salifère et localement indurée silteuse, légèrement dolomitique. Il occupe une grande extension sur une épaisseur relativement constante de l'ordre de 41 m.

Trias S4 :

Ce niveau constitue l'unité triasique qui marque l'installation du cycle évaporitique couvrant toute la série argilo-gréseuse du Trias. Il est formé de Sel blanc à translucide, rosâtre, massif, avec intercalations d'argile tendre à indurée.

I.4 Cadre structural local :

Les deux structures des puits A et B sont présentées respectivement sur les figures 5 et 6 suivantes :

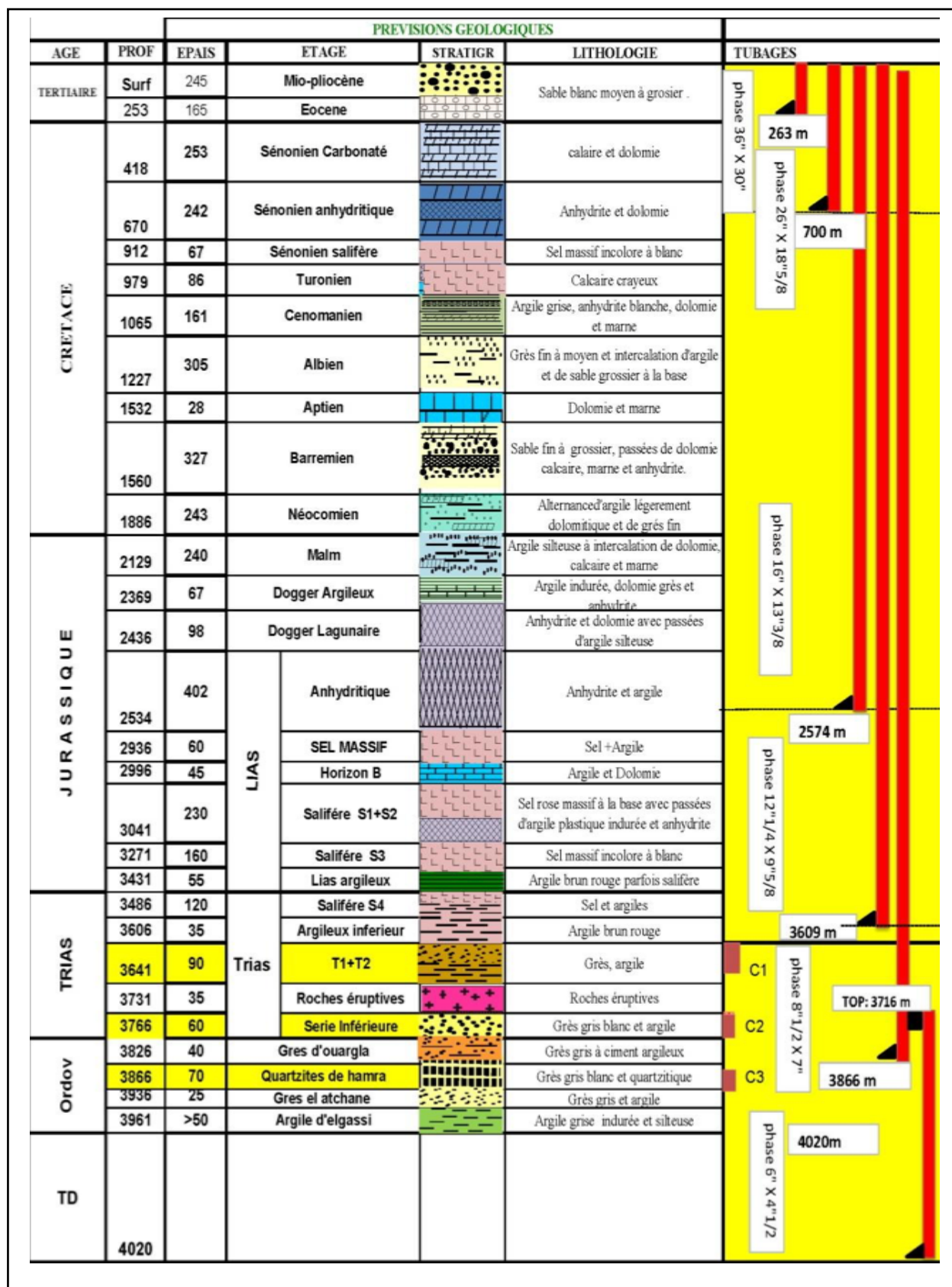


Figure 4 : Fiches technique du puits A (Document SONATRCH).

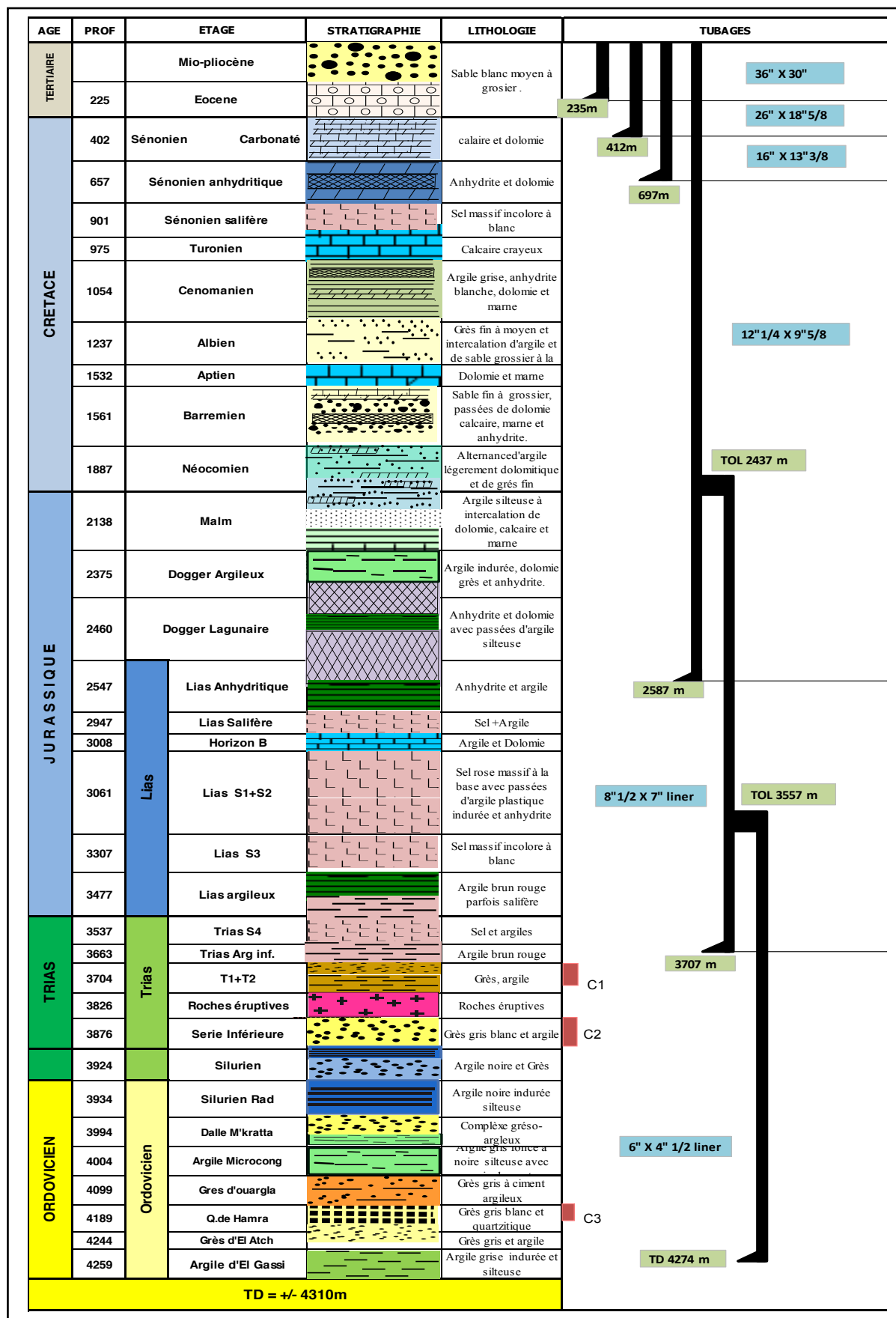


Figure 5 : Fiches technique du puits B (Document SONATRACH).

I.5 Système pétrolier :

I.5.1 Roche mère et Migration :

La principale roche mère connue sur toute la plateforme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs Cambro - Ordoviciens et triasiques de la région.

La migration des hydrocarbures dans cette zone est essentiellement de longue distance ou encore in situ de la roche silurienne présente au puits C à travers la surface de la discordance hercynienne, les failles ainsi que les drains triasiques et cambriens.

Le remplissage de la structure de Bir Bou Rouicha-1bis (Puits A) se fera selon les mêmes mécanismes qui ont régies la mise en place des huiles dans la zone du champ Bir Sebaa.

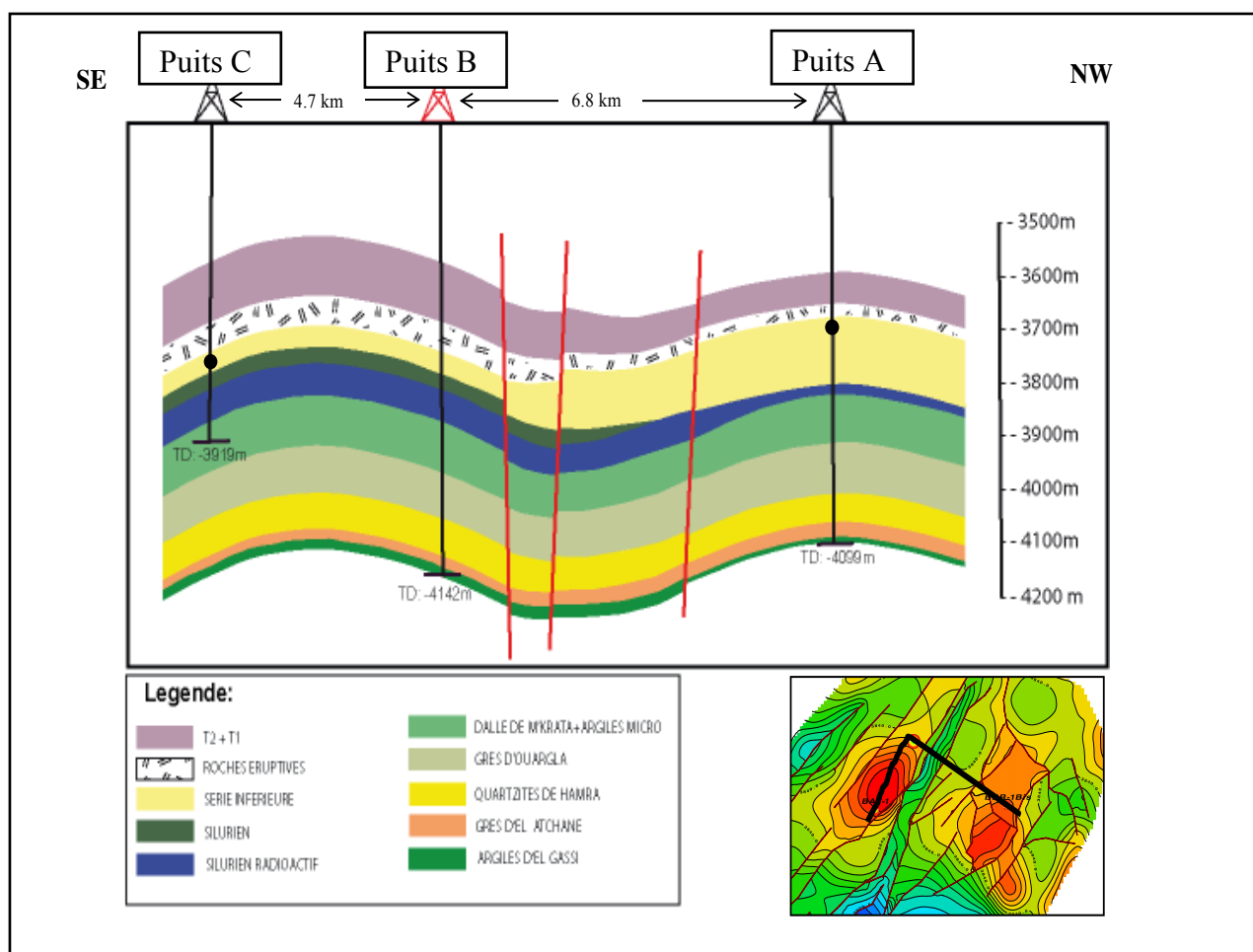


Figure 6: Coupe géologique SE_NW passant par les Puits A,B,C.

I.5.2 Réservoirs

Il existe deux types de réservoirs dans la région ; le quartzite de Hamra et le Trias série inférieure.

I.5.3 Couvertures :

La couverture régionale est assurée par les séries argilo - salifères du Trias et du Lias pour les réservoirs Ordoviciens.

I.5.4 Piège :

Les structures des puits A et B sont définies comme étant des pièges de type structural mixte et stratigraphique présentant une structuration similaire à celle d'une structuration Hercynienne avec une composante Mésozoïque Autrichienne de moindre importance.

Le top du réservoir Trias (Série Inférieure) se situerait à (-3744m) soit 2m plus bas par rapport au puits C et 80m plus bas par rapport au A.

Le top du réservoir Grés d'Ouargla du puits B se situerait à (-3967m) soit 52 m plus bas par rapport au puits A, ce réservoir n'a pas été atteint au puits C.

Le top du réservoir Quartzites de Hamra de puits B se situerait à (-4057m) soit 50m plus bas par rapport au Puits A.

CHAPITRE II :
PRESENTATION
DES
DIAGRAPHIES
UTILISEES.

Introduction :

Une diagraphie est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur, d'un paramètre physique donné, des formations géologiques traversées par le sondage. La mesure enregistrée se présente sous forme de courbe. Cependant, la mesure physique obtenue peut être spontanée ou obtenue par excitation. **(R. DADONE et R. DESBRANDES,1968)**

Les Diagraphies constituent aussi l'un des moyens permettant d'acquérir des renseignements sur les formations géologiques du sous-sol, traversées par un forage.

Dans ce qui suit, on va présenter les différentes diagraphies enregistrées dans les puits A et B au niveau des réservoirs triasiques. Pour cela, on donne, juste un bref aperçu sur les principes de mesure des diagraphies suivantes :

- Diagraphies Gamma ray total et spectrométrie (GR, NGS).
- Diagraphie Neutron (CNL).
- Diagraphie densité (LDT).
- Diagraphie sonique (BHC).
- Diagraphie Résistivité d'induction (AIT).

II.1 Diagraphie de radioactivité naturelle

Cette diagraphie s'appelle plus communément diagraphie de rayons gamma. Elle consiste dans la mesure de la radioactivité naturelle des formations au moyen d'un détecteur de radiation approprié, chambre d'ionisation, compteur Geiger ou plus récemment compteur à scintillation.

Les rayons gamma sont des vibrations électromagnétiques de très faible longueur d'onde (inférieure à celle des rayons X) et qu'ils sont produits au cours de la désintégration spontanée des atomes des corps radioactifs. La radioactivité du sol est due à la présence de traces infimes des corps radioactifs classiques appartenant aux familles du thorium et de l'uranium, et le potassium. Quoiqu'extrêmement faible en dehors des filons uranifères, cette radioactivité est cependant mesurable avec les instruments actuels et donne sur les formations des renseignements de caractère lithologique.

Les marnes sont les sédiments les plus radioactifs, les sables le sont généralement peu, calcaires encore moins, le sel massif et l'anhydrite pas du tout. Notons encore que les roches volcaniques sont très radioactives. **(R. DADONE et R. DESBRANDES,1968).**

Ces diagraphies nucléaires englobent deux types de mesures : La radioactivité naturelle globale GR et la spectrométrie des rayonnements gamma naturels NGS et HNGS.

II.1.1 Radioactivité naturelle globale GR

❖ Principe de mesure

La sonde GR (**Figure 7**) contient un détecteur à scintillation, qui est composé d'un cristal transparent qui possède la propriété d'émettre un photon de lumière lorsqu'il est traversé par un rayon gamma. Ce photon est détecté par un photomultiplicateur et produit le passage d'une impulsion de courant sur l'anode.

Dans le cas d'une mesure globale, on enregistre tous les rayons gamma naturels (GR) arrivant au détecteur, ce dernier étant préférable par son rendement, ses dimensions, et la meilleure définition verticale des couches qu'il permet d'obtenir. La réponse du dispositif de

mesure, est fonction de la concentration en poids du minéral radioactif dans la formation, mais aussi de la densité de cette formation. (O. Serra,1985)

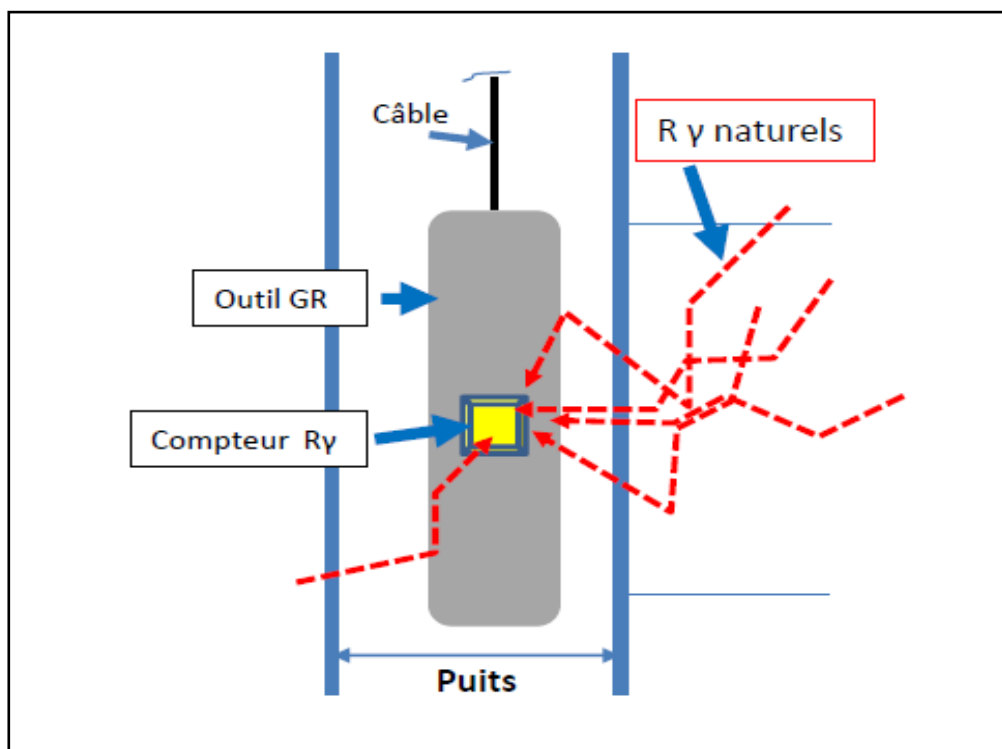


Figure 7 : Schéma de L'outil gamma ray (document IAP).

❖ Applications

- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs, d'après la relation.

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots 1.1$$

- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Évaluation des minéraux radioactifs.

II.1.2 Spectrométrie de rayonnement gamma naturelle (NGS, HNGS)

❖ Principe :

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie total, les concentrations spécifiques des pics des éléments radioactifs K, TH, U, ainsi que l'énergie de radiation du TH+K. C'est ainsi, que cinq courbes sont mesurées. Il s'agit du SGR (énergie totale en API), CGR (énergie de TH + K en API), U (concentration en uranium en ppm), TH (concentration en thorium en ppm) et enfin K (concentration en potassium en %).

Le HNGS (**Figure 8**) utilise le même principe que NGS. Cependant en plus des 05 Coubes, elle utilise les rayons gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à 500 KeV. Ainsi elle élimine la sensibilité de la baryte contenue dans la boue et donnant des valeurs de mesures liées directement à la formation.

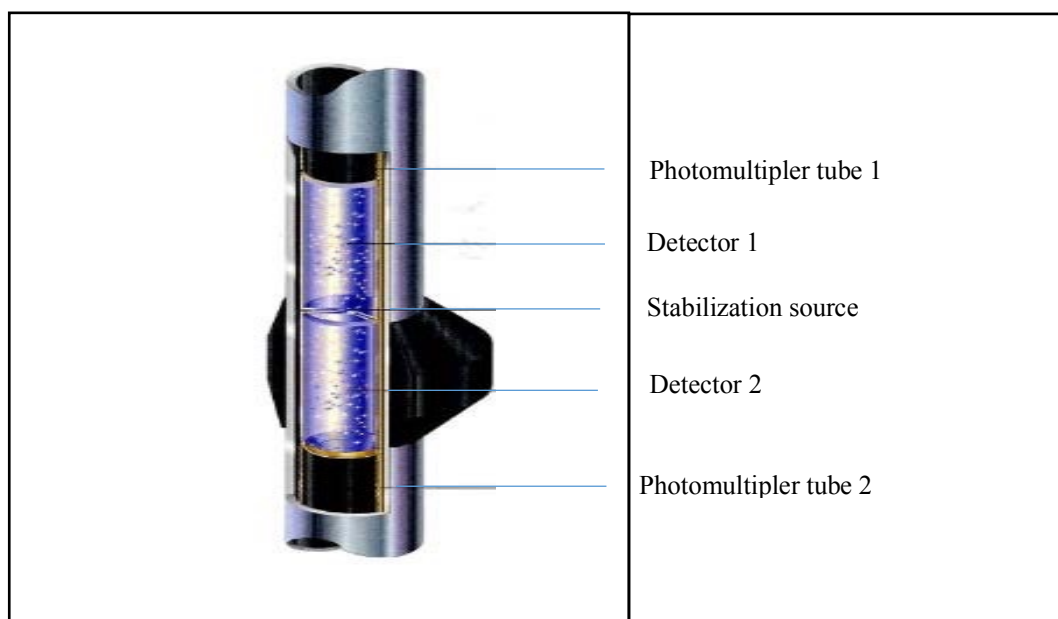


Figure 8 : L'outil HNGS de Schlumberger (document IFP).

❖ Applications :

- Détermination de la lithologie.
- Détermination de type d'argile.
- Corrélation des étages géologiques.

II.2 Diagraphie de Neutron

C'est une diagraphie de radioactivité "provoquée" qui consiste dans le bombardement de la formation au moyen de neutrons rapides.

❖ Principe de mesure

On bombarde la formation avec des neutrons à très haute énergie émis, soit par une source radioactive chimique située dans l'outil, soit à partir d'un générateur de neutrons.

Les neutrons qui sont ralentis principalement par les collisions avec les atomes d'hydrogène de même masse présents dans la formation perdent de l'énergie et atteignent en premier temps le stade épi thermique (0.025 – 100 Mev), et dans un second temps celui des neutrons thermiques (neutron à énergie < 0.025 Mev) suivie d'une émission de de rayon gamma.

Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaboré, en effet, la plus utilisée du stade épithermique est CNL (Compensated Neutron Log) (**Figure 9**) et en stade thermique SNP (Sidewall Neutron Porosity). En effet, Les outils actuels mesurent les neutrons epithermiques ralentis, du fait que le ralentissement est généralement contrôlé par les atomes d'hydrogène. Le nombre de neutrons arrivant au détecteur :

- Augmente dans les faibles porosités (faible indice d'hydrogène).
- Diminue dans les grandes porosités (fort index d'hydrogène).

Remarque 1 :

Remarque 2 :

Dans le cas où la lithologie (Grès ou Dolomie) ou le type de fluide (Huile, Gaz) est différent, une correction devra être appliquée au log NPHI pour obtenir la porosité de la formation et cela en utilisant la formule suivante : **(Michel MEUNIER, 2010).**

$$\Phi N \text{ grès} = \Phi N \text{ calcaire} + 4\% \dots\dots\dots \text{II.2}$$

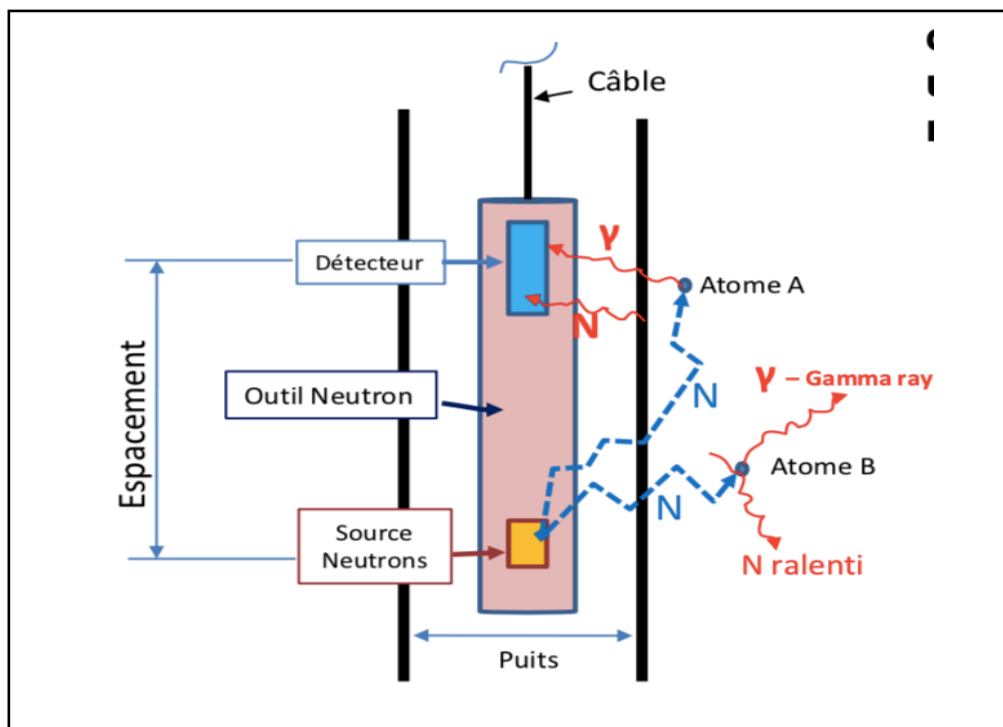


Figure 9 : Schéma de la sonde CNL (Document IAP).

❖ Applications

- La localisation des zones poreuses.
- Le calcul de la porosité.
- Le type de fluide dans le réservoir.
- La définition de la lithologie.
- Les analyses sédimentologiques, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.

II.3 Diagraphie de densité

Cette diagraphie, relativement récente, est obtenue par l'irradiation des formations à l'aide de rayons gamma. Les rayons gamma interagissent avec les électrons de la matière et sont diffusés vers le sondage. Un compteur, disposé au-dessus de la source dans un patin appliqué contre la paroi du puits, permet de recueillir un signal qui est une fonction de la densité de la formation.

❖ **Principe :**

On bombarde la formation avec une source de rayons gamma ($R \gamma$) avec une énergie moyenne de 0.1 à 1 MeV. Ces ($R \gamma$) entrent en collision avec les atomes et perdent de leur énergie selon 3 effets :

- Effet photoélectrique.
- Effet Compton (le plus fréquent).
- Effet de production de paires.

Un compteur reçoit les rayons gamma diffusés par la formation vers le puits.

Le signal reçu est fonction du nombre d'électrons par cm^3 de volume de la formation c'est-à-dire la densité de la formation.

❖ **La sonde LDT (Litho density log) :**

Cette sonde est une amélioration de la sonde FDC (**Figure10**), elle permet en plus de déterminer l'énergie de la densité globale, l'obtention des coefficients d'absorption P_e (barns/é). Ce dernier est proportionnel au nombre atomique moyen des éléments entrant dans la composition de la roche, il est donné par :

$$P_e = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6} \dots\dots\dots 11.3$$

Grâce à l'existence de deux détecteurs sur cette sonde, elle permet de minimiser les effets du mud-cake et des cavités, sa résolution verticale est égale à l'écartement entre les détecteurs avec un rayon d'investigation d'environ 10".

❖ **Applications :**

- Calculer la porosité de densité connaissant le type de la matrice.
- Déterminer la lithologie et Identification minéralogique des argiles, principalement par la combinaison LDT et NGS.
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.
- Déterminer la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

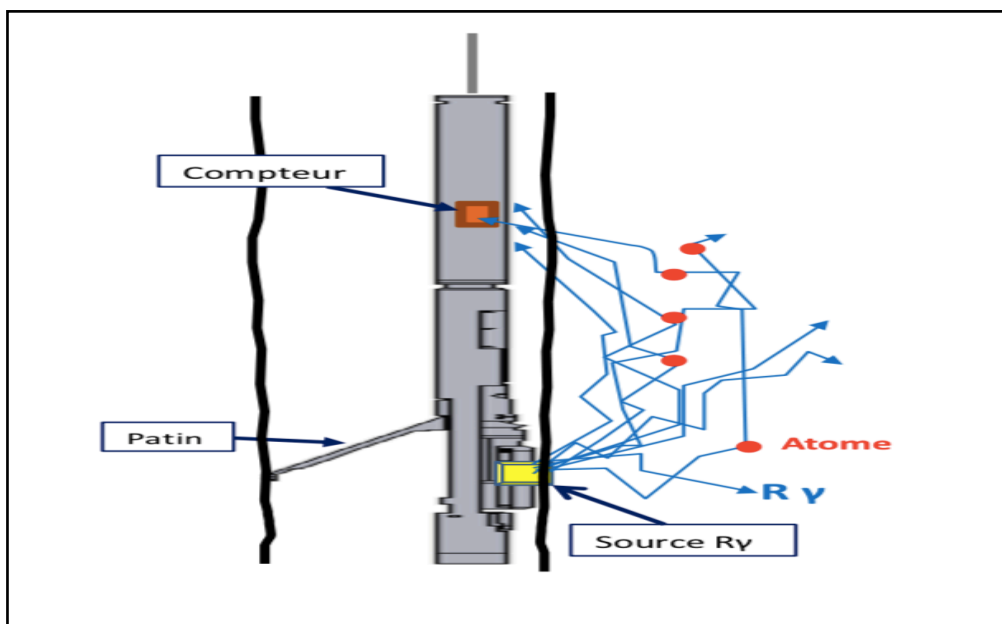


Figure 10 : Schéma de la sonde LDT (document IAP)

II.4 Diagraphe d'induction

❖ Principe :

Une source émettrice envoie un signal électromagnétique vers les formations cela permet à l'outil de mesurer la résistivité de la formation.

$$R_t = \frac{K * V}{I} \dots\dots\dots \text{II.4}$$

R_t : Résistivité de la formation.

K : Conductivité de la formation

V : Tension du courant.

I : Courant alternatif induit dans la formation.

❖ Le AIT (Array Induction Tool) :

Ils sont considérés comme les plus récents des outils d'induction, car ils peuvent effectuer jusqu'à 6 mesures de résistivité à différentes profondeurs d'investigation (50 à 300 cm selon le type de l'outil) (**Figure 11**), ils permettent :

- Résistivité réelle de la formation vierge
- Identification des zones à hydrocarbures mobiles, image du profil d'invasion,
- Détection des bancs minces.
- Vitesse d'enregistrement : 18m/mn
- Pression et températures limites : 15000 psi; 125 à 150°C

L'AIT fonctionne dans tous les types de boue. La boue utilisée dans les puits d'étude A et B est une boue à huile.

❖ Applications

- Identification des hétérogénéités latérales.

- Description quantitative de la résistivité dans l'invasion radiale et l'évaluation du volume du filtrat de boue.
- Autodétermination de résistivité de boue ou de diamètre du trou.
- Les résistivités sont utilisées essentiellement pour la détermination des différentes saturations.
- Application lithologique et sédimentologiques
- Corrélation.

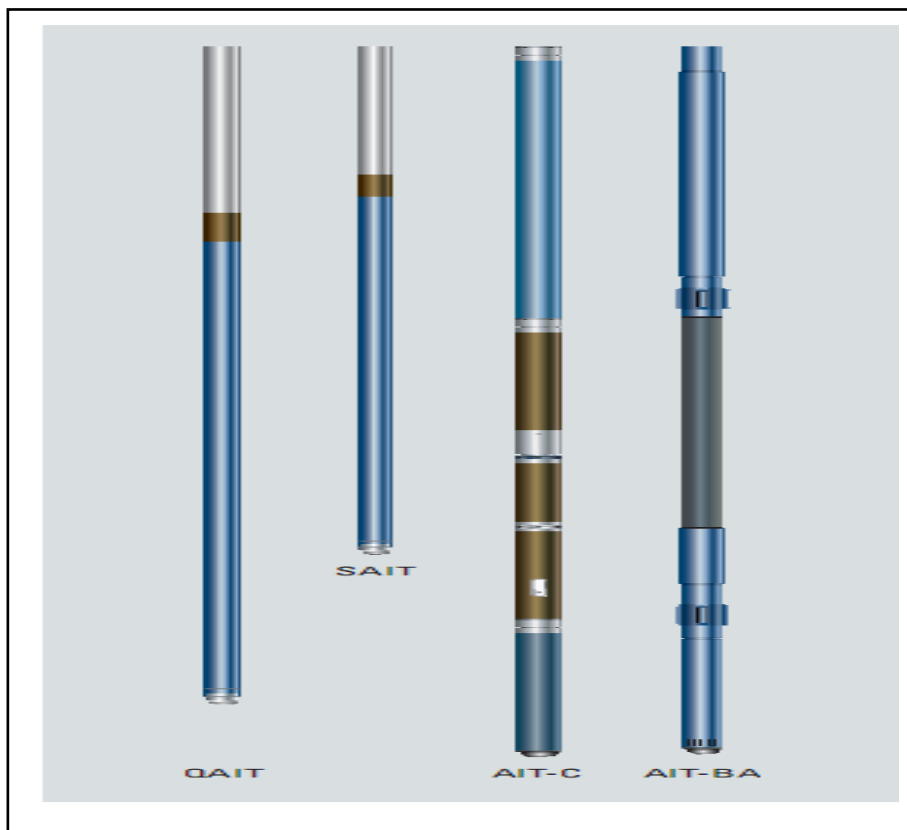


Figure 11 : Les différents types de l'AIT (document IAP).

II.5 Diagraphie sonique

Cette diagraphie utilise principalement les ondes de compression (mouvement longitudinal des particules). Ces ondes (P) se propagent dans les solides, les liquides et les gaz.

❖ Principe :

Le sonique est un enregistrement en fonction de la profondeur du temps de Δt mis par une émission d'une onde de compression (P). L'intervalle de temps de, pour une formation donnée dépend de sa lithologie et sa porosité. L'outil sonique utilisé dans notre étude est le BHC.

❖ L'outil BHC (Bore Hole Compensated) :

L'outil sonique compensé ou BHC (Bore Hole Compensated) (Figure 12), envoie un train d'ondes acoustiques dans la formation et mesure le temps mis par la première onde longitudinale pour parcourir la distance séparant l'émetteur du récepteur, afin de :

- Réduit l'effet du trou (cavage) et de la non centralisation de la sonde.

- Mesure le temps écoulé (Δt_1 et Δt_2) entre la détection de la première arrivée au niveau des deux paires de détecteurs.
- Le temps Δt enregistré est une moyenne des deux mesures.

❖ Application

- Détermination de la porosité des réservoirs.
- Détermination de la porosité secondaire.
- Détermination de la lithologie et l'argilosité en combinaison avec d'autres diagraphies (Neutron, densité).
- Détermination des vitesses des formations.
- La détection des zones fracturées.

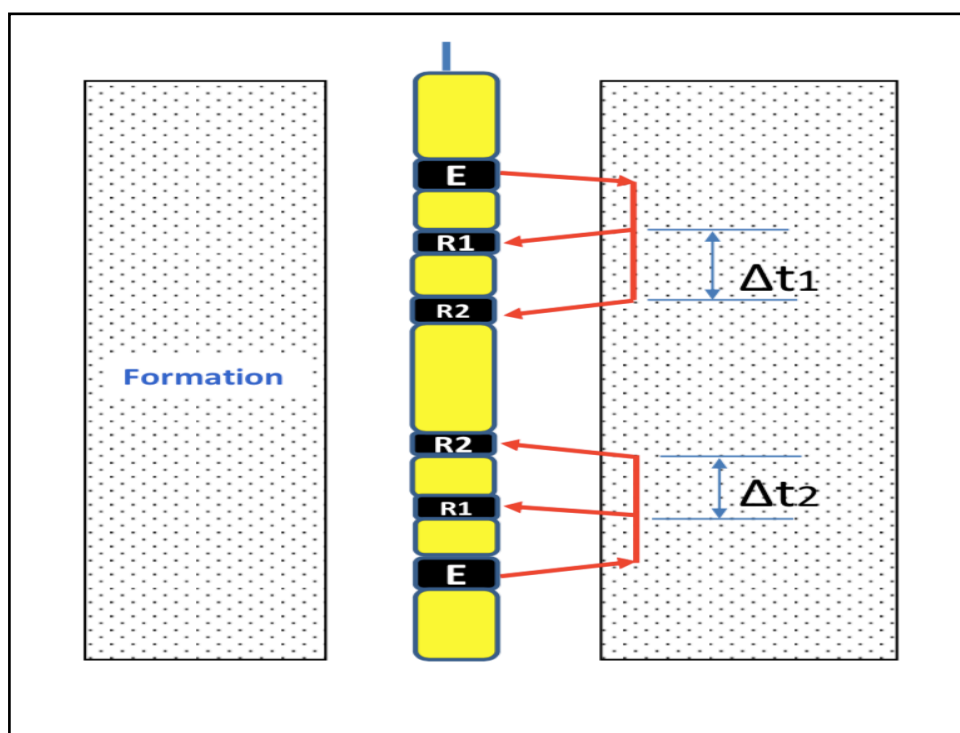


Figure 12 : Schéma de l'outil BHC (Document IAP).

II.6 Les différents facteurs influençant les mesures

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

II.6.1 Diamètre de sondage

Le diamètre de sondage peut varier suivant le type et la nature des formations traversées ; en général il s'accroît en face des couches argileuses et diminue en face des formations perméables ou des argiles gonflantes.

II.6.2 Boue de forage

Elle joue un rôle important, elle refroidit et lubrifie l'outil. Lors de la remontée des déblais de forage et elle maintient les parois de puits avec les colmatages des venues de formation.

II.6.3 Tubage et cimentation

L'efficacité des diagraphies dans des puits non tubés est meilleure que les puits cimentés et tubés. Ce tubage et cette cimentation jouent le rôle d'écran entre la sonde et la formation.

II.6.4 Excentricité de la sonde

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

II.6.5 Vitesse d'enregistrement

Elle dépend principalement du paramètre enregistré, donc elle varie avec le type d'outil, chaque outil a une vitesse maximale qu'il ne faut pas dépasser pendant l'enregistrement. La vitesse est lente si la constante du temps est élevée.

II.6.6 Température et pression

La température et la pression augmentent avec la profondeur donc les outils utilisés doivent pouvoir supporter ces variations au cours de leur descente. Chaque outil a ses propres conditions limites d'utilisation.

II.6.7 L'espacement

C'est la distance entre deux sources émettrices et l'écartement entre source émettrice et réceptrice, joue un rôle important dans l'enregistrement souhaité.

II.6.8 L'invasion

Le filtrat qui envahit les formations poreuses et perméables, perturbe la répartition initiale des fluides et donne naissance à une zone lavée dont l'eau de formation a été totalement expulsée, cette invasion provoque des changements importants des propriétés physico-chimiques des roches, et donnent une mauvaise estimation des paramètres diagraphiques.

CHAPITRE III :

Interprétation des

Diagraphies

Introduction :

L'interprétation des diagraphies présente un intérêt majeur dans la connaissance des réservoirs, elle permet d'identifier la nature des fluides et d'estimer les réserves en place. Dans ce chapitre, notre étude portera sur l'interprétation quantitative et qualitative des diagraphiques des réservoirs Triasique dans le bassin d'Amguid Messaoud où le grès est souvent à ciment salifère. Mais pour cela nous allons tout d'abord réaliser une évaluation pétrophysique de ces réservoirs à l'aide du logiciel **TECHLOG**, dans le but de caractériser au mieux la présence du ciment salifère et observer son influence sur les mesures diagraphiques réalisées. Avant de présenter notre interprétation, nous commençons tout d'abord à définir certaines notions générales.

III. Généralité sur les paramètres pétrophysiques

III.1 Les éléments solides :

❖ La matrice :

C'est l'ensemble des éléments solides (grains et liants) qui constituent la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice.

- **Matrice simple** : est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
- **Matrice complexe** : est dite complexe quand ses éléments sont différents
- **Matrice Propre** : est dite propre si elle ne renferme pas d'argile.

❖ Les Argiles :

C'est l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, aluminosilicates et hydratés. Elles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies, leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir. Les argiles peuvent se présenter sous trois formes différentes dans un réservoir. Cette distribution est contrôlée par l'environnement de dépôt et l'évolution diagénétique. (**O. SERRA, 1979**). On distingue trois types de distribution (**Figure 13**) :

- **Argiles laminées** : correspondent aux argiles détritiques en fins lits entre-deux couches de réservoir sableux ou carbonate. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- **Argiles dispersées** : correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhérentes aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores. De ce fait, les pores sont rétrécis par les grains d'argiles, ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.
- **Argiles structurales** : correspondent aux argiles qui se présentent sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles représentent les mêmes caractéristiques des argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées.

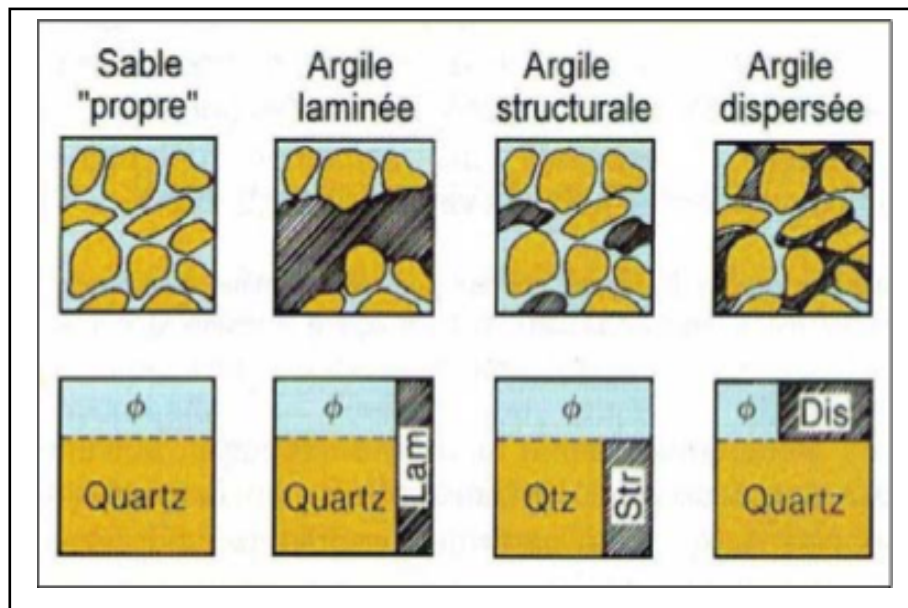


Figure 13 : Les différents modes de distribution d'argile (document Schlumberger).

III.2 Les fluides

Les espaces vides dans la roche sont appelés pores qui sont occupés par des fluides de nature différente : eau, huile, gaz. Les roches poreuses contiennent toujours de l'eau en quantité plus ou moins importante, suivant la porosité et le pourcentage d'eau dans les pores, on parle de la « Saturation ».

III.3 Le réservoir

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable qui renferme les hydrocarbures (huile et /ou gaz). Le réservoir limité par une barrière aquifère, et qui est caractérisé par un système de pression unique.

III.4 Porosité

La porosité " ϕ " définit le rapport entre le volume total occupé par les pores et le volume total de la roche, elle dépend généralement de la distribution de la taille des grains mais pas de leur taille en valeur absolue. La porosité est dite :

- Faible : $4\% < \phi < 8\%$.
- Moyenne : $8\% < \phi < 15\%$.
- Bonne : $15\% < \phi < 30\%$.
- Excellente : $\phi > 30\%$.

Lorsque la porosité est plus basse que 25 %. Les particules solides de la matrice sont généralement cimentées entre elles par du matériel silicieux ou calcaire, ce qui produit des formations consolidées. Celles-ci peuvent avoir des porosités presque nulles. (K.F, Witchtl,1990)

➤ **Les Types de Porosités sont :**

❖ **La porosité totale $\emptyset_t$:**

C'est le rapport du volume total des vides (soit connectés ou pas), citant : Pores, fissures, fractures, cavités...etc. au volume total de la roche :

$$\emptyset_t = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \dots\dots\dots \text{III.1}$$

V_p : volume des espaces vides, qui sont occupés par des fluides (eau, huile, gaz).

V_s : volume occupé par des solides.

V_t : volume total de la roche.

➤ **La porosité totale inclut :**

- **La porosité primaire $\emptyset_p$:** Soit elle est intergranulaire ou intercrystalline. Elle dépend de la forme et de la taille des grains et surtout de leurs variations. Elle se trouve généralement dans les roches élastiques.
 - **La porosité secondaire $\emptyset_s$:** elle est soit une porosité de cavités qui est produite par dissolution, ou bien une porosité de fractures produite mécaniquement.
- Donc la porosité totale est donnée par la formule :

$$\emptyset_t = \emptyset_p + \emptyset_s \dots\dots\dots \text{III.2}$$

❖ **La porosité effective $\emptyset_e$:**

C'est la porosité accessible aux fluides libres. Ceci exclut des espaces vides non connectés occupés par de l'eau absorbée ou de l'eau liée aux argiles.

❖ **La Porosité connectée :**

Elle représente le pourcentage des espaces vides interconnectés. En général, elle est largement inférieure à la porosité totale.

❖ **La Porosité potentielle :**

C'est le pourcentage des espaces vides connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler. (K.F, Wichtl,1990).

Remarque :

La porosité est sans dimension, elle est généralement donnée en % ou unités de porosité (P.U.) ou par un nombre décimal.

Exemple : $\emptyset = 24\% = 24 \text{ P.U.} = 0.24$.

III.4.1 Les méthodes de calcul des porosités

Porosité densité : à partir de formule de Wylie

$$\emptyset_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \dots\dots\dots \text{III.3}$$

ρ_b : densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_f : densité du fluide.

$\emptyset_D$: porosité donnée par les outils de densité.

D'où la porosité densité corrigée de l'effet des argiles est donnée par la formule suivante :

$$\emptyset_{Dc} = \emptyset_D - V_{sh} * \emptyset_{Dsh} \dots\dots\dots\text{III.4}$$

Avec :

$$\emptyset_{Dsh} = \frac{\rho_{bsh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \dots\dots\dots\text{III.5}$$

V_{sh} : volume d'argile

$\emptyset_{Dsh}$: densité des argiles.

ρ_{bsh} : porosité densité des argiles.

❖ Porosité neutron :

Des corrections doivent lui être apportées. Celle-ci consiste la porosité neutron est lue sur une échelle compatible en calcaire. Comme notre matrice est gréseuse, la valeur de $\emptyset_N$ doit être incrémentée de 4% pour qu'elle soit dans l'échelle compatible en grès :

$$\emptyset_{Ngrès} = \emptyset_{Ncalcaire} + 4 \% \dots\dots\dots\text{III.6}$$

La porosité neutron est aussi corrigée de l'effet des argiles par la relation suivante :

$$\emptyset_{Nc} = \emptyset_N - V_{sh} * \emptyset_{Nsh} \dots\dots\dots\text{III.7}$$

$\emptyset_{Nsh}$: porosité neutron lue en face un banc argileux.

❖ Porosité sonique :

Dans le cas d'une formation propre, la porosité sonique est donnée par la relation suivante:

$$\emptyset_s = \frac{\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots\text{III.8}$$

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

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

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

La porosité sonique est aussi corrigée de l'effet des argiles par la relation suivante :

$$\emptyset_{sc} = \emptyset_s - V_{sh} * \emptyset_{ssh} \dots\dots\dots\text{III.9}$$

Avec :

$$\emptyset_{ssh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots\text{III.10}$$

Δt_{sh} : Temps de parcours de l'onde sonique en face un niveau argileux.

$\emptyset_{ssh}$: porosité sonique des argiles.

❖ Estimation de la porosité utile :

L'approche de la porosité utile de la formation a été retenue à partir de la combinaison des trois porosités Dans notre cas d'étude, on a pris la porosité utile comme étant :

$$\emptyset_u = \frac{\emptyset_{Nc} + \emptyset_{Dc} + 0.75 * \emptyset_{Sc}}{2.75} \dots\dots\dots\text{III.11}$$

III.5 Perméabilité

La perméabilité “k” est la capacité de circulation d’un fluide (liquide ou gaz) dans une formation. C'est une mesure de la vitesse d’écoulement d'un fluide à travers une surface donnée de formation pour un gradient de pression donné à travers ses parois. Elle est exprimée en millidarcy (md) ; Contrairement à la porosité, la perméabilité dépend fortement de la taille des grains dans la roche, la perméabilité varie par un facteur de 4000. (K.F, Witchtl,1990)

➤ **Les différents types de perméabilité :**

❖ **La perméabilité absolue :**

La perméabilité est dite absolue quand il existe un seul fluide homogène qui est présent dans la roche et ce fluide n'a aucune action sur le milieu poreux .et comme dans le cas réel, un réservoir pétrolier renferme plusieurs fluides (eau, gaz, huile). Dans ce cas, leurs débits influent sur la perméabilité de la roche.

❖ **La perméabilité effective :**

La perméabilité est dite effective lorsqu’une roche a été traversée par un fluide en présence d'un ou de plusieurs autres fluides. Elle dépend de la roche elle-même et du pourcentage des différents fluides présents. La perméabilité effective toujours inférieur à la perméabilité absolue.

❖ **La perméabilité relative :**

C'est le rapport entre les deux perméabilité effective et absolue d’un fluide.

➤ **Classification de la perméabilité :** La perméabilité est dite :

- Faible : $1 < k < 10$ md
- Médiocre de 10 à 50 md $10 < k < 50$ md
- Moyenne : $50 < k < 200$ md
- Bonne : $200 < k < 500$ md
- Excellente : $md \ k < 500$ md

Remarque :

Les perméabilités des meilleurs réservoirs pétroliers sont de l'ordre de quelques darcys. Pour un gisement de gaz, la perméabilité minimale pour permettre l'écoulement est de l'ordre de 0.1 md, pour un gisement d'huile de l'ordre de 10 md. (K.F, Witchtl,1990)

III.6 La saturation

La saturation en fluide (eau, gaz, huile) est définie par le rapport de volume du fluide considéré par le volume de pores. Si ces pores sont remplis d’eau, la saturation devient une Saturation en eau S_w , et le reste du volume poreux contient du pétrole ou du gaz, est appelée Saturation en hydrocarbures S_{hc} , d’où :

$$S_h = (1 - S_w) \dots\dots\dots\text{III.12}$$

Avec :

$$S_w = \frac{\text{Volume d'eau}}{\text{Volume des pores}} \dots\dots\dots\text{III.13}$$

$$S_{hc} = \frac{\text{volume des HC}}{\text{volume des pores}} = 1 - S_w \dots\dots\dots\text{III.14}$$

Selon la loi d'Archie l'estimation du S_w est comme suit :

$$S_w^n = \frac{R_w * F}{R_w} \dots\dots\dots\text{III.15}$$

$$S_w^n = \sqrt[n]{\frac{R_w a}{R_t \phi^m}} \dots\dots\dots\text{III.16}$$

D'où :

R_w : la résistivité de l'eau de formation.

R_t : la résistivité de la zone vierge.

a : facteur de formation.

n : exposant de saturation déterminer empiriquement, pouvant varier entre 1,2 et 2,2.

m : facteur de cimentation.

Φ_u : La porosité utile.

Remarque :

La saturation est sans dimensions puisque c'est un rapport. Toutefois, elle est souvent multipliée par 100 et exprimée en %.

III.7 La résistivité

La résistivité d'une substance de section S et de longueur L , exprime son degré d'opposition au passage du courant électrique. Son symbole est « R », et son unité est « l'Ohm.m²/m ». Elle correspond, à la résistance (en Ohm) mesurée entre les faces opposées d'un cube d'un mètre de côté. La conductivité électrique (symbole C) est l'inverse de la résistivité. Elle caractérise donc la propriété d'un corps à accepter de laisser passer le courant. (K.F, Witchtl,1990).

La résistivité dépend de :

- La salinité de l'eau de formation.
- La quantité d'eau présent dans les pores et donc de la porosité.
- La minéralogie de la roche.
- La texture (taille, arrangement des pores) et de l'anisotropie.
- La nature des fluides contenue dans les pores.

➤ **Les types de conductivité**

- **La conductivité électronique (de type métallique) :** C'est celle que présentent des corps tels que les sulfures métalliques (pyrite, galène, chalcopryrite...), le graphite, l'hématite, les métaux natifs (or, argent, cuivre...).
- **La conductivité électrolytique :** Celle que présente l'eau contenant un sel dissous. Dans le cadre de nos préoccupations, il s'agira plus particulièrement de l'eau ou des mélanges eau-hydrocarbures (qui n'auront une conductivité que si la phase eau est continue).

III.8 Volume d'argile

Le volume d'argile nous permet non seulement d'identifier si le réservoir est « argileux » ou « propre », mais il nous permet de corriger les paramètres pétrophysiques, en effet grâce aux diagraphies Gamma ray naturel, et les diagraphies de spectrométrie (SGR) ainsi le gamma ray corrigé de l'effet d'Uranium (CGR), nous pouvons alors déterminer le volume d'argile V_{sh} à l'aide des formules suivante :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots III.17$$

$$V_{sh} = \frac{SGR_{lu} - SGR_{min}}{SGR_{max} - SGR_{min}} \dots\dots\dots III.18$$

$$V_{sh} = \frac{\overset{\text{Texte}}{CGR_{lu}} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \dots\dots\dots III.19$$

Remarque :

Chaque indicateur va nous donner une valeur différente, et la valeur minimal est retenue comme étant la plus vraisemblable. La valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour la quel on ne considère plus la formation comme réservoir est appelée le V_{sh_cutoff} Cette valeur est prise entre 30% et 40% du volume d'argile.

III.9 Relation entre ces paramètres

❖ Relation porosité /perméabilité :

Il n'existe pas de relation qualitative directe entre ces deux grandeurs, mais on constate que la perméabilité est une fonction croissante du rayon des pores et de la porosité.

Les argiles se caractérisent par des porosités élevées et des perméabilités très faibles. A l'inverse, et plus les roches sont fissurées, plus elles sont compactes, auront une perméabilité élevée et une porosité faible.

Il existe différentes lois de corrélation empiriques utilisées en diagraphies pour déterminer la perméabilité à partir de la porosité. La seule façon satisfaisante pour obtenir cette valeur est de faire des tests de formation (DST et / ou échantillonnage de fluides de formation) ou des mesures sur les carottes. **(2006 ENSPM Formation Industrie — IFP Training).**

❖ Relation résistivité /Salinité :

La résistivité d'un électrolyte dépend de la quantité de sels dissous. Plus cette quantité augmente, plus la résistivité diminue. Toutefois, passé le plafond de saturation, la résistivité croît à nouveau car les sels non dissous n'étant pas conducteurs s'opposent au passage du courant.

La salinité caractérise la concentration en sels dissous, laquelle est exprimée :

- Soit en partie par million (ppm ou pg/g de solution).
- Soit en grammes par litre de solution.
- Soit en grammes par litre de solvant.

❖ Relation résistivité /Température :

La conductivité d'un électrolyte augmente avec la température. Il y a donc un lieu de connaître cette température pour déterminer la résistivité correspondante de l'électrolyte. L'abaque (**Figure 14**) permet de déterminer sa résistivité à n'importe quelle autre température. Connaissant la résistivité d'une solution, à une température donnée,

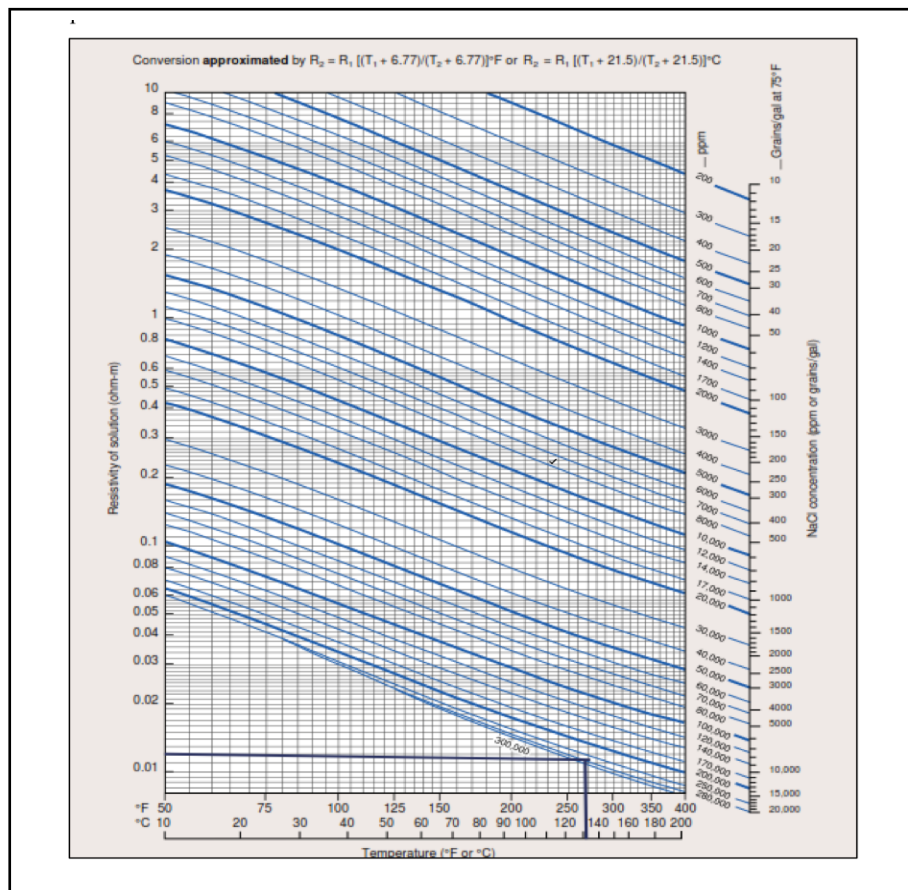


Figure 14 : Détermination de R_w par la méthode graphique utilisant l'abaque GEN-9.

❖ Relation entre résistivité et saturation :

Il arrive fréquemment et heureusement que les roches poreuses propres renferment, en plus de l'eau de formation, une quantité plus ou moins importante d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Or ces hydrocarbures sont infiniment résistants et jouent en quelque sorte un rôle identique à celui de la matrice. Ce qui fait que la même roche, présentant la même porosité, apparaîtra beaucoup plus résistante si elle renferme des hydrocarbures que si elle est entièrement envahie par l'eau de formation. (O. SERRA, 1979).

III.10 Interprétation qualitative des diagraphies :

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

III.10.1 Présentation des données des puits :

Notre objectif est de caractériser au mieux la présence du ciment salifère et observer son influence sur les mesures diagraphiques réalisées. Etant donné que notre étude sera concentrée sur la partie triasique du réservoir, nous avons choisi deux unités géologiques appartenant au Trias du bassin d'Amguid Messaoud (**T2-T1 et T2+T1**) afin qu'elles fassent l'objet d'une évaluation pétrophysique en deux puits voisins à savoir les Puits A et B. Notons que ces deux puits ont été forés avec une boue à huile (OBM) de densité $\rho_m = 1,50$ g/cc pour le puits A et $\rho_m = 1,60$ g/cc pour le puits B.

Les tops des formations traversées par les forages en question, et leurs épaisseurs sont récapitulés dans les tableaux ci-dessous (**Tableau 1 et Tableau 2**)

Puits A			
Formation		Top réalisé (m)	Épaisseur (m)
Trias	Trias argileux	3663	51
	Trias T2-T1	3712	58
	Roches Éruptives	3770	19
	Série inférieure	3789	87

Tableau 1 : Présentation du puits A.

Puits B			
Formation		Top réalisé (m)	Épaisseur (m)
Trias	Trias argileux	3663	51
	Trias T2+T1	3702	58
	Trias Série inférieure	3812	19

Tableau 2 : Présentation du puits B.

Plusieurs enregistrements de diagraphie ont été effectués au niveau des puits d'études A et B qu'on trouvera sur les tableaux (**Tableau 3 et Tableau 4**) ci-dessous :

Puits A			
Phase	Date	Opération	Intervalle (m)
6"	23/01/2015	BHC/AIT/HDAR /GR	3910 – 3671m
	24/01/2015	TLD/CNL /GR/HCAL	
	26/01/2015	HGNS RATIO	
	28/01/2015	GR/MDT (XLD) GR/MDT (DUAL PACKER)	

Tableau 3 : Diagaphies enregistrées dans le puits A.

Puits B			
Phase	Date	Opération	Intervalle (m)
6"	09/01/2017	HDIL-XMAC-CAL inclination-GR+CBL-VDL- CCL-GR liner 7	3671-4293

Tableau 4 : Diagraphies enregistrées dans le puits B.

Durant notre travail nous allons nous intéresser seulement sur 6 enregistrements présentés dans le tableau (**Tableau 5**) :

Enregistrement	mnemonics	Unité de mesure	Fonction
Diagraphie Sonique	DTCO DTC	us/ft	Mesure le temps de transit d'onde de compression
Diagraphie Résistivité	MSR AIT	Ohm.m	Mesure la résistivité à différentes profondeurs
Diagraphie Radioactif	HNGS /GR	gAPI	Mesure la radioactivité naturelle
Diagraphie Densité	TLD	g/cm ³	Mesure la densité de la formation
Diagraphie Neutron	CNL	m ³ /m ³	Mesures de porosité neutron
Diagraphie Caliper	HDAR/XCAL	in	Mesure le diamètre du puits dans une direction

Tableau 5 : Diagraphies utilisées pour l'interprétation.

III.10.2 Well Composite

Après l'introduction des données des deux puits A et B sur le logiciel **TECHLOG** on a pu faire une interprétation primaire qui nous permettra non seulement de distinguer les différentes formations mais d'avoir une idée globale sur les zones d'intérêts, il faut noter que cette interprétation est toujours considérée comme une interprétation visuelle des logs sans trop de détails.

III.10.2.1 Etape d'interprétation du Well Composite

❖ Log quality check :

Nous procédons tous d'abords à un contrôle des datas obtenus sur chantier tout en vérifiant les différentes calibrations des outils. La figure (**Figure 15**) nous indique que l'outils du Gamma Ray est bien calibré car la couleur verte indique que cette mesure est correcte puisque cette dernière se trouve dans la plage de calibration.

Measurement	Unit	Phase	Nominal	Low Limit	Actual	High Limit	
RGR Zero Measurement	gAPI	Before		0	8.209	120.000	
RGR Plus Measurement	gAPI	Before	134.761	122.510	134.761	147.012	

Figure 15 : Exemple de calibration du Gamma Ray.

❖ Affichage des données : Les logs sont affichés en quatre pistes pour les puits A et B (Figure 17 et Figure 18)

- **Piste 1 :**
 - ✓ Enregistrement Gamma Ray (gAPI)
 - ✓ Enregistrement Caliper (in)
 - ✓ Enregistrement Bit size (in)
- **Piste 2 :**
 - ✓ Les résistivités de l'outil AIT puits A (Ohm.m).
 - ✓ Les résistivités de l'outil MSR puits B (Ohm.m).
- **Piste 3 :**
 - ✓ Densité globale (g/cm³) de l'outil RHOZ puits A et l'outil ZDEN puits B.
 - ✓ Temps de transit de l'onde de compression (μs/ft) de l'outil DTCO puits A et l'outil DTC puits B.
 - ✓ Porosité neutron (m³/m³) de l'outil TNPH puits A et l'outil CNC puits B
- **Piste 4 :**
 - ✓ Concentration en Thorium THOR (ppm)
 - ✓ Concentration en Potassium POTA (%).

❖ Délimitation des réservoirs :

La délimitation des zones réservoirs est obtenus à partir des enregistrements des rayonnements gamma naturels, ces derniers sont utilisés pour identifier les zones argileuses suivant un volume d'argile limite (Cutoff). Grâce aux formules citées précédemment nous pouvons alors calculer une valeur limite de **GR_{cutoff}** (**Tableau 6**) afin d'établir une ligne de référence permettant de séparer les formations réservoirs des formations argileuses.

$$GR_{cutoff} = V_{shcutoff} * (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min} \dots\dots\dots III.20$$

Puits	GR_{max}	GR_{min}	$V_{shcutoff}$	GR_{cutoff}
Puits A	145	25	0.45	79
Puits B	150	13	0.45	74.65

Tableau 6 : Détermination du GR_{cutoff}

Remarques :

- Il faut noter qu'au-delà de la valeur de GR_{cutoff} la formation n'est plus considérée comme un réservoir.
- GR_{min} Est lu directement en face d'un banc gréseux propre et GR_{max} est lu directement en face d'un banc argileux.

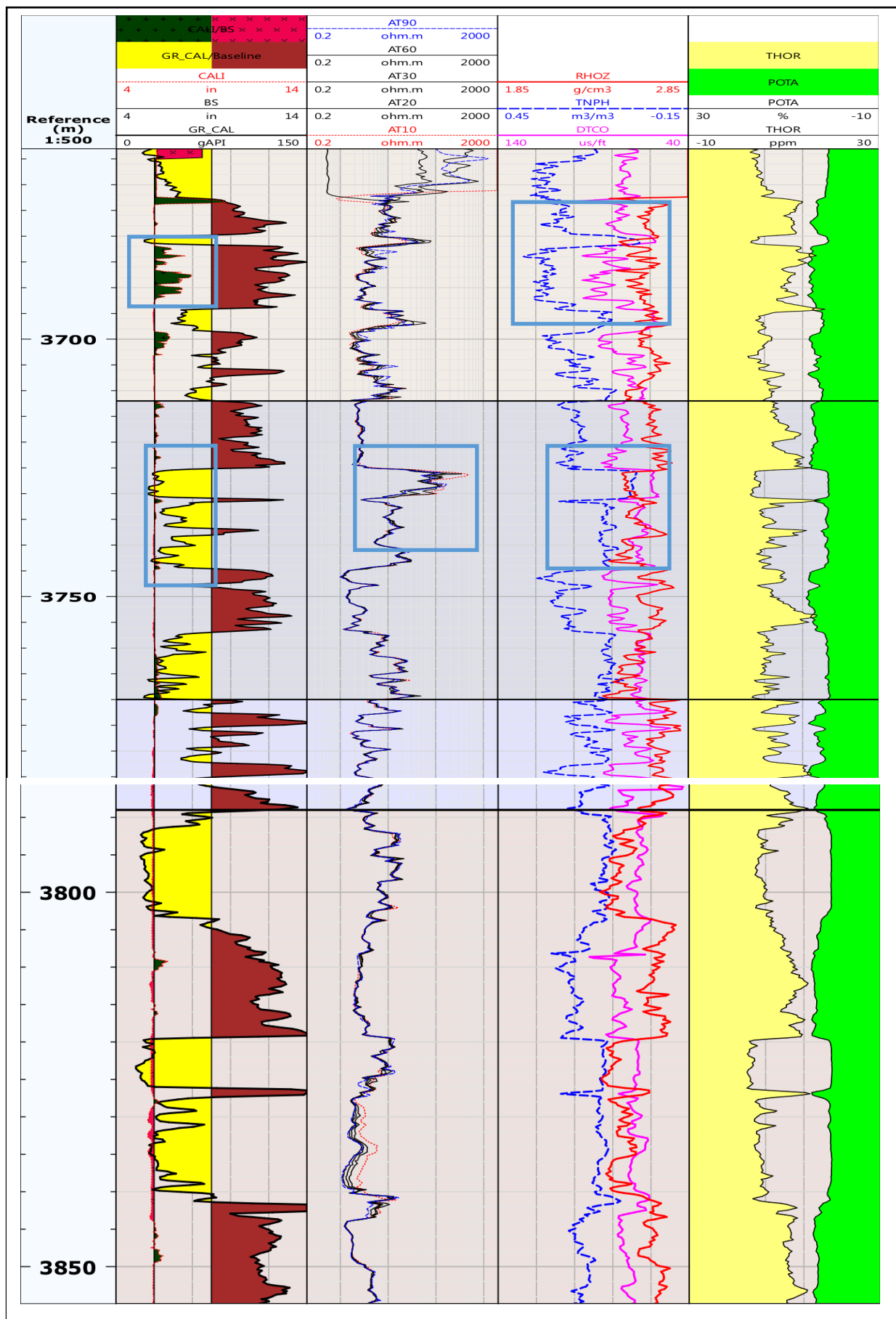


Figure 16 : Well Composite du puits A

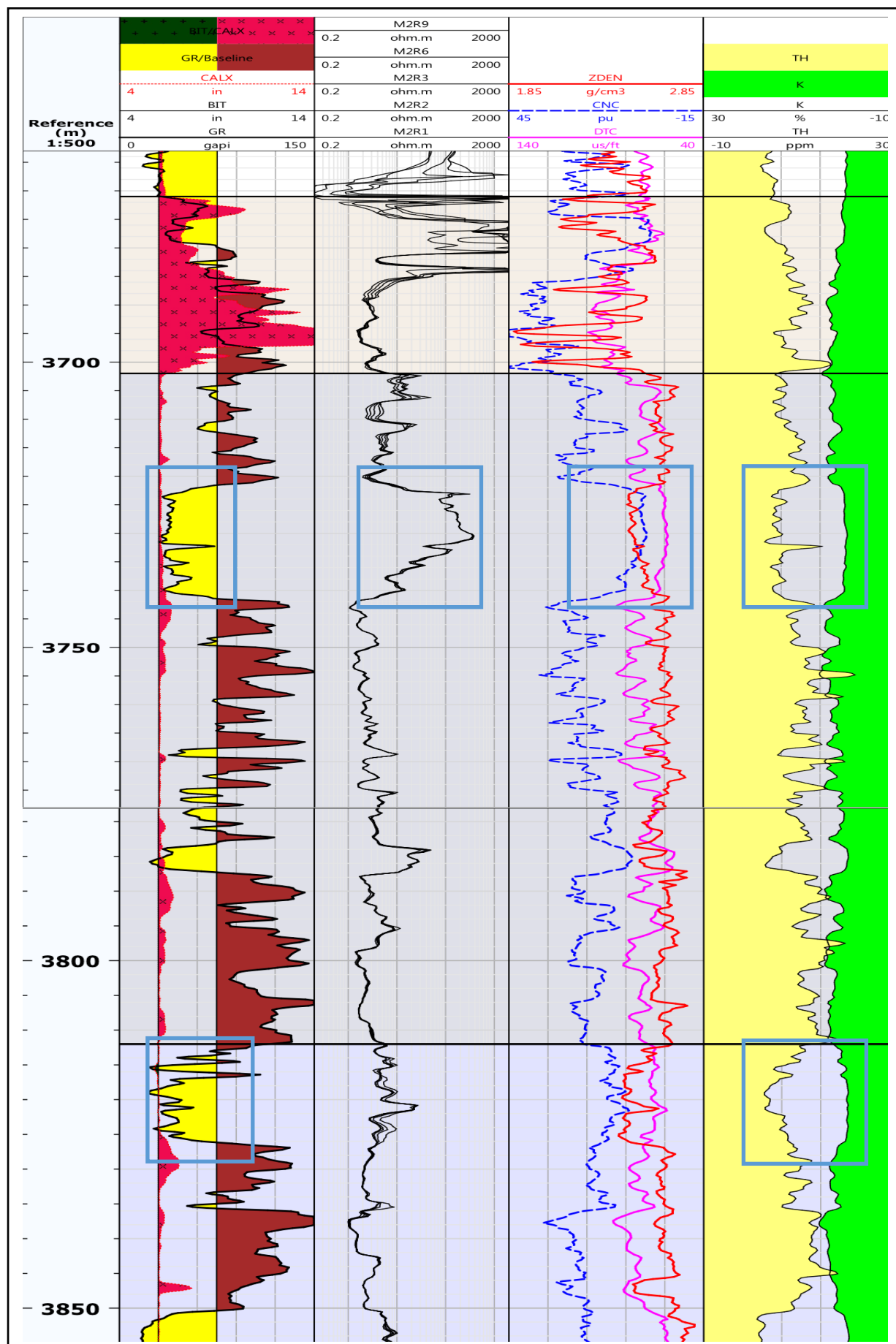


Figure 17: Well Composite du puits B

❖ **Interprétation primaire :**

- La combinaison des logs Bit Size – Caliper peut donner deux réponses :
Si la réponse augmente on est dans le cas des cavités ce qui influe sur la réponse du neutron par exemple au niveau de 3690m, par contre si la réponse diminue on est dans le cas des Mud-cake.
- Le log de Gamma Ray est un indice d'argilosité dont les argiles se caractérisent par élévation du GR, par contre une diminution de ce dernier au niveau des grès peuvent représenter des réservoirs susceptibles de contenir des hydrocarbures par exemple : Aux niveaux (3725m - 3735m) pour le puits A et (3722m – 3742m) pour le puits B, présence d'un banc gréseux d'épaisseur 20 m.
- Les logs de résistivités sont utilisés généralement afin de déterminer les saturations et qualitativement sont utilisés pour détecter les zones aquifères qui sont caractérisées par une baisse de résistivité. Elles peuvent aussi contribuer à déterminer certains types de minéraux (les évaporites), et son augmentation dans les bancs gréseux se traduit par une présence des hydrocarbures.
- Les trois logs Neutron – Densité – Sonic contribuent à déterminer les porosités. En effet, la combinaison de ces derniers peut donner des significations sur la présence des fluides. Par exemple dans notre cas au niveau (3725m-3730m) du puits A, présence d'un cross over entre Neutron-Densité qui peut refléter une présence d'une poche à gaz. D'autre part le Sonic est un indicateur de compaction des formations et quelques minéraux (Halite, Calcite, Dolomite). En effet, si le Sonic augmente la compaction augmente par exemple au niveau (3720m - 3740m) du puits A la réponse du Sonic indique que la formation est très compacte (roches éruptives).
- Les Roches éruptives se manifestent par une augmentation du Neutron-Densité suivi d'une baisse de résistivité, ce qui implique que ce sont des roches conductrices. Dans notre cas, elles sont représentées au niveau (3770m-3788m) du puits A.
- Les logs de Potassium et de Thorium peuvent être utilisés afin de distinguer l'argilosité des différentes formations. Si les deux logs sont séparés, on est dans le cas des grès par contre s'ils sont plus ou moins séparés ça peut être la réponse des siltes et dans le cas des argiles les deux logs sont proches l'un de l'autre

III.10.3 Détermination de types d'argiles :

L'argile possède une conductivité propre, souvent non négligeable. En conséquence, cette argile va influencer la mesure de résistivité en fonction de ses caractéristiques propres, de son pourcentage et de son mode de répartition.

La détermination du type d'argiles est réalisée graphiquement à partir de l'abaque triangulaire (**Figure 18 et Figure 19**), dans le but de savoir quelle est la formule adéquate pour le calcul des saturations.

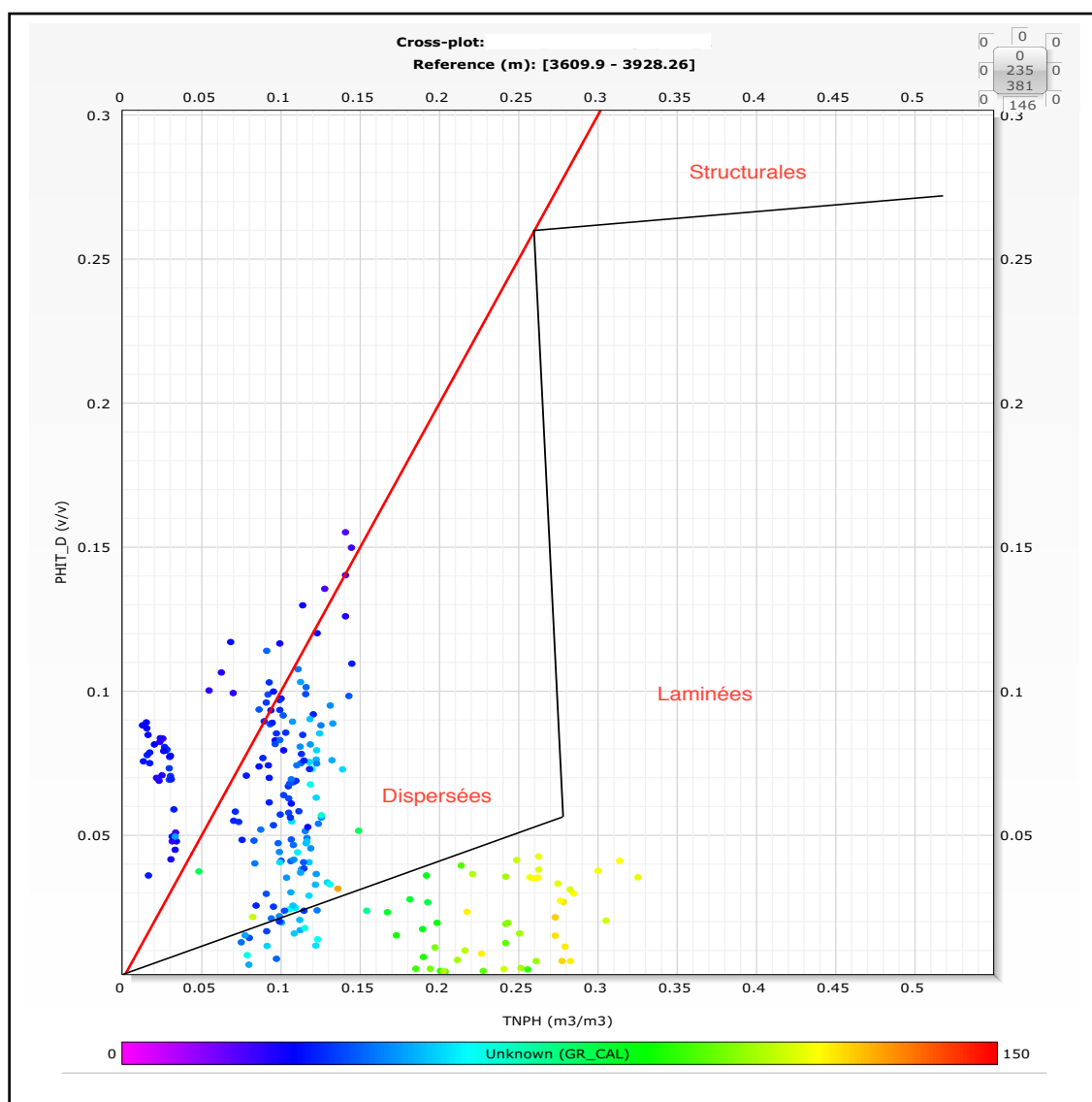


Figure 18: Cross plot neutron-porosité densité avec Gamma ray en z de puits A pour l'unité T2-T1.

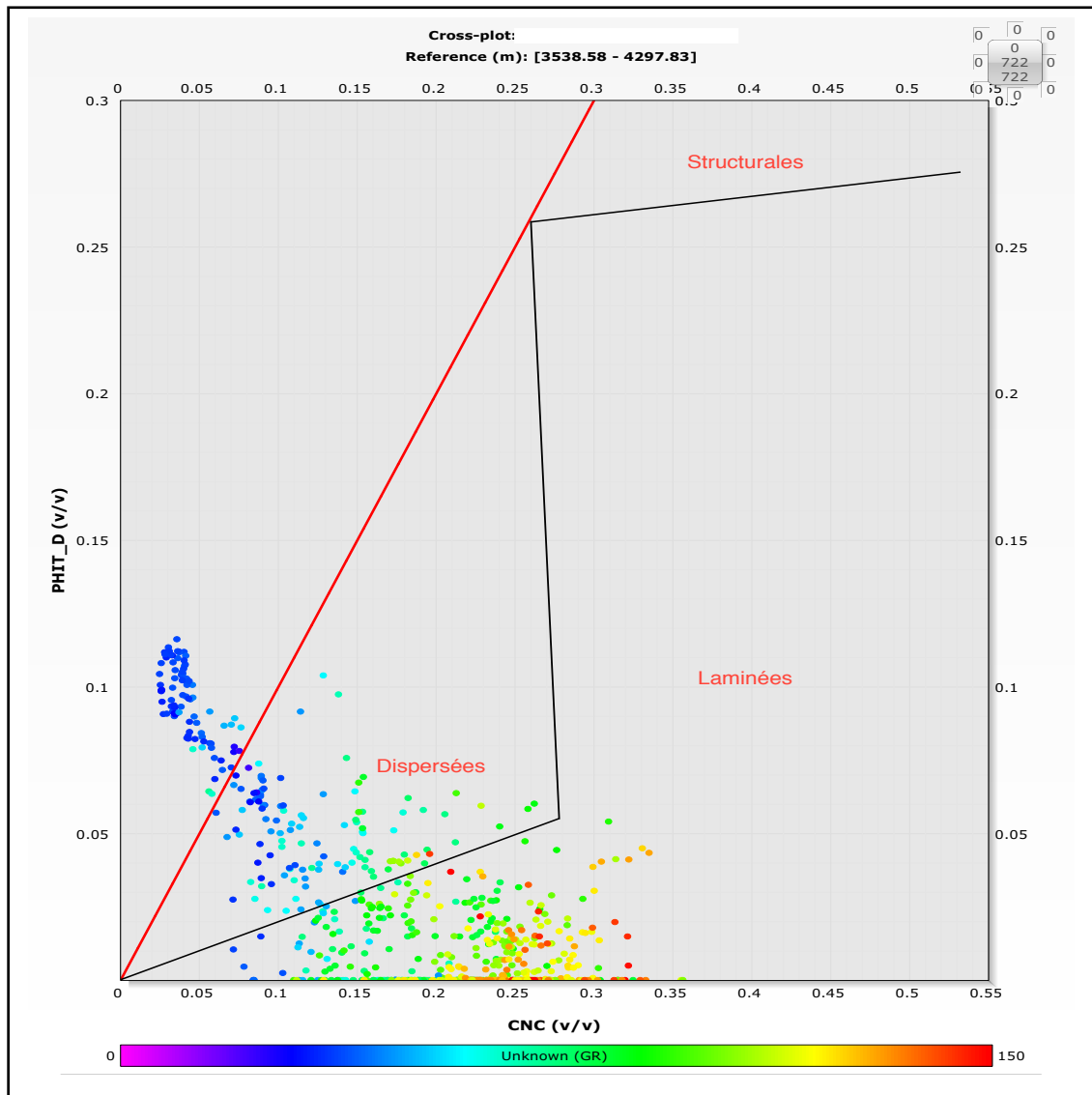


Figure 19: Cross plot neutron-porosité densité avec Gamma ray en z de puits B pour l'unité T2+T1.

A partir de cette méthode on peut dire qu'elles correspondent au type d'argile laminée. Ceci s'explique par le nuage de points qui se trouve dans la zone des argiles laminée. Ce qui nous permet de dire qu'on a des bancs gréseux propres intercalé par des bancs argileux, cela nous oriente à choisir la loi d'Archie pour le calcul des saturations.

III.10.4 Identification de la lithologie et la minéralogie de la matrice

lithologie et la minéralogie peuvent-être déduites à partir des analyses de déblais de forage ou des carottes par contre en diagraphie, on peut les déterminer par les techniques de report graphiques. Afin de réaliser les cross-plot plusieurs combinaisons peuvent être utilisées. Sur ce qui suit nous utiliserons les abaques :

❖ **Neutron-Densité :**

La lithologie est approchée en introduisant les deux paramètres qui correspondent à l'abaque Por-11 et 12 de Schlumberger.

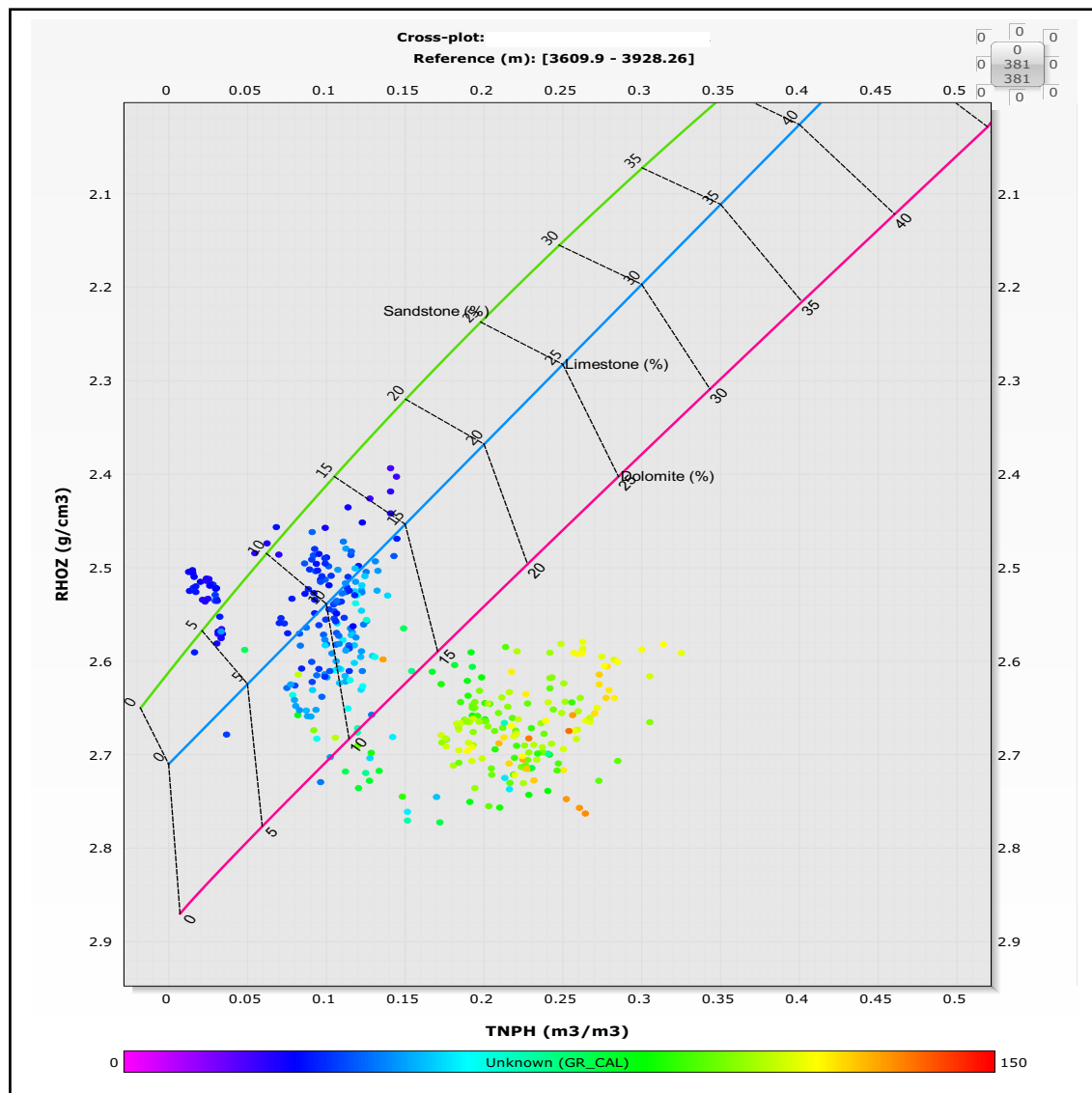


Figure 20 : Cross plot neutron- densité de puits A pour l'unité T2+T1

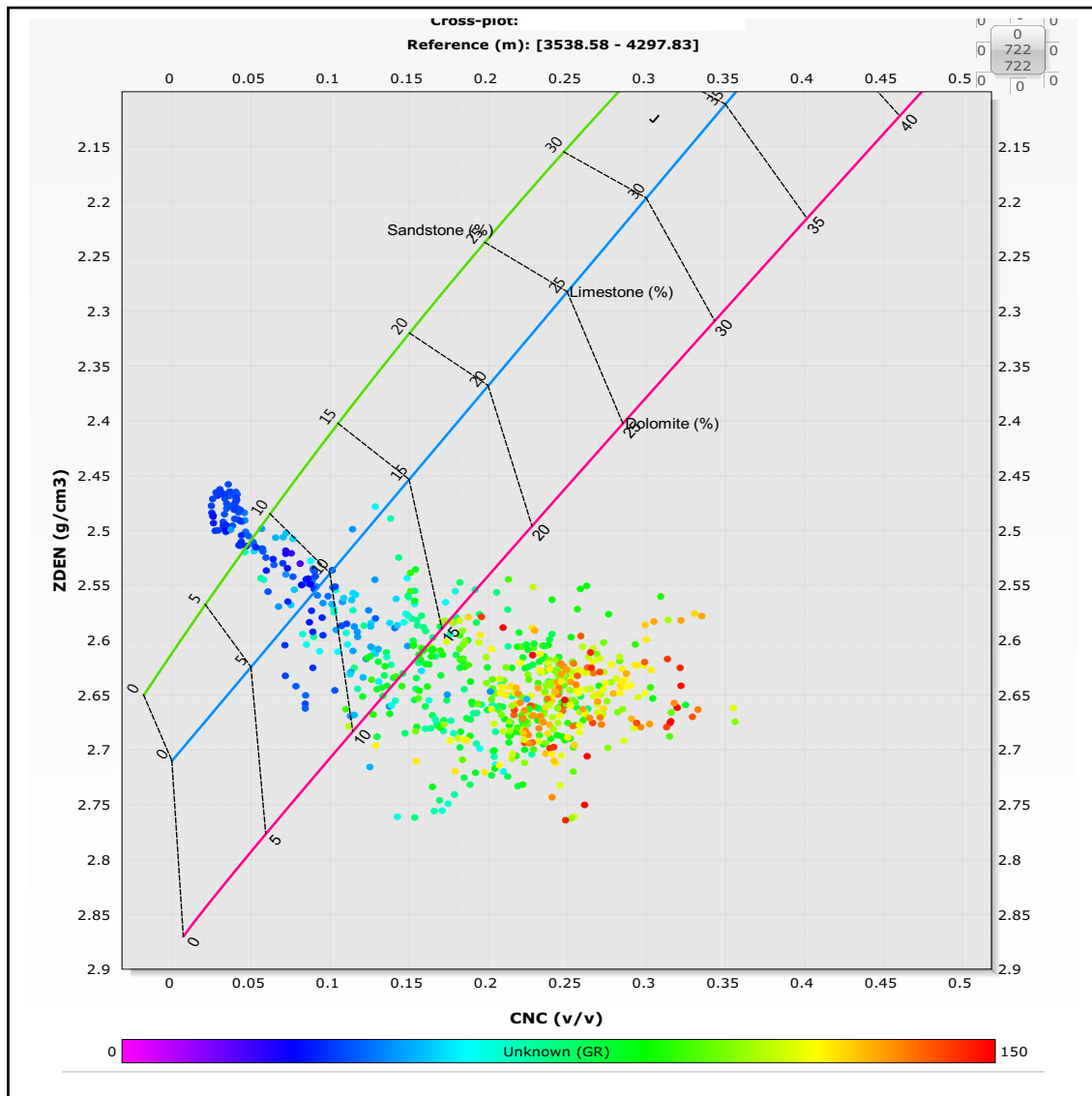


Figure 21 : Cross plot neutron- densité de puits-B pour l'unité T2_T1 Argileux.

Ces deux cross plot nous permettent de montrer que :

- La matrice est gréseuse caractérisée par une faible radioactivité et le nuage de point à la ligne des grès.
- La présence d'argile est caractérisée par une forte radioactivité et une porosité neutron qui s'élève jusqu'à 30 %.

❖ MN_plot :

C'est une relation graphique entre deux paramètres désignés par M et N. Ces paramètres sont déterminés en combinant toutes les diagraphies de porosité à savoir neutron, densité et sonique par le biais des formules :

$$M = \frac{\Delta T_f - \Delta T}{\rho_b - \rho_f} * 0.01 \dots\dots\dots \text{III.19}$$

$$N = \frac{\emptyset_{Nf} - \emptyset_N}{\rho_b - \rho_f} * 0.01 \dots\dots\dots\text{III.20}$$

Sachant que :

$\Delta T_f = 189 \mu\text{s/ft}$, $\emptyset_{Nf} = 100\%$, $\rho_f = 1\text{g/cc}$.

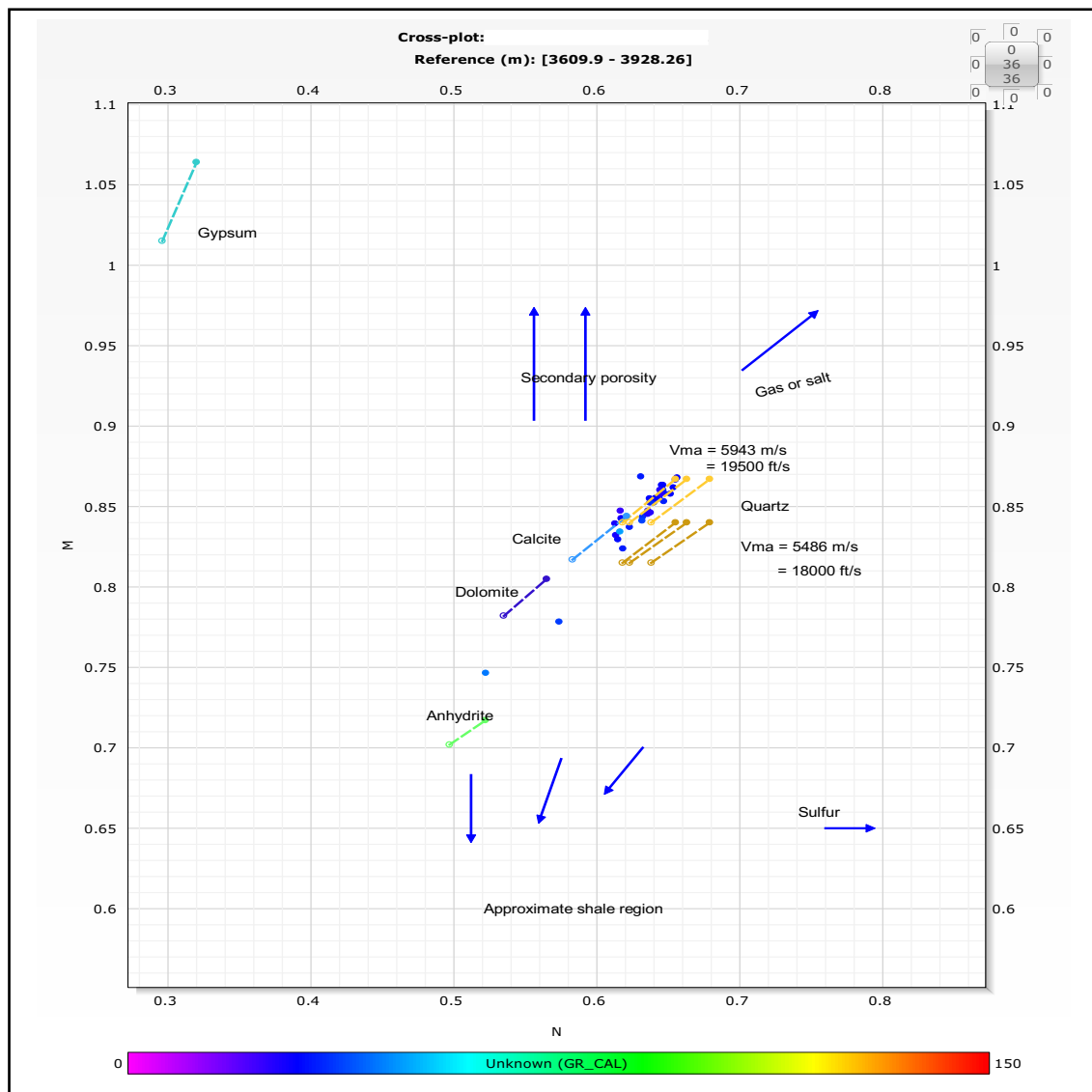


Figure 22 : MN-plot de puits A.

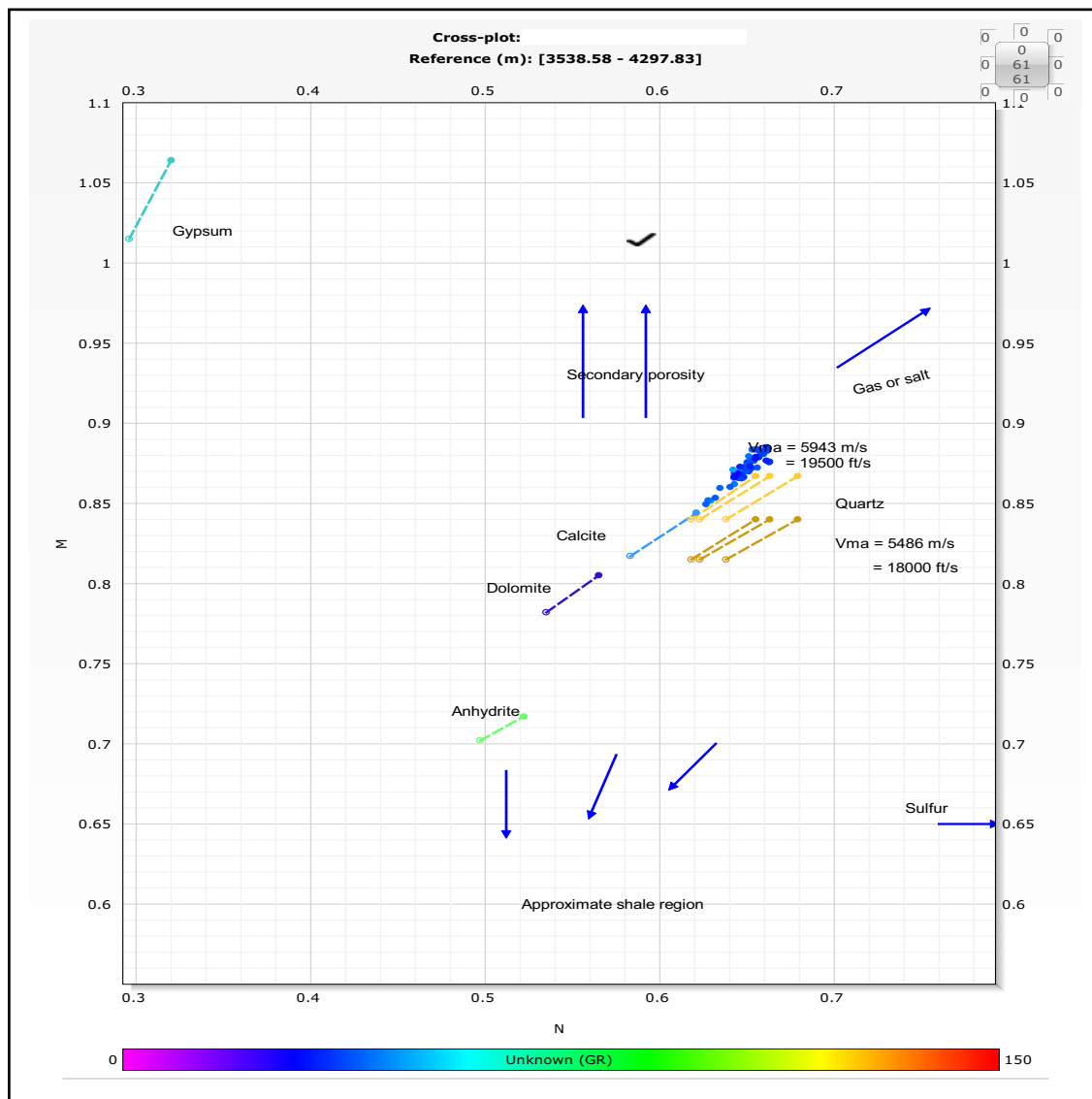


Figure 23: MN-plot de puits B.

Sur l'abaque établis pour les 2 puits :

- On remarque que le nuage des points des niveaux réservoirs est essentiellement reparti au tour du quartz, ce qui confirme aussi la nature gréseuse de la matrice avec un léger déplacement vers la direction du sel ou du gaz.

❖ **MID-Plot :**

C'est un report graphique des paramètres matriciels apparents ρ_{ba} et ΔT_a correspond à l'abaque CP-15 de Schlumberger.

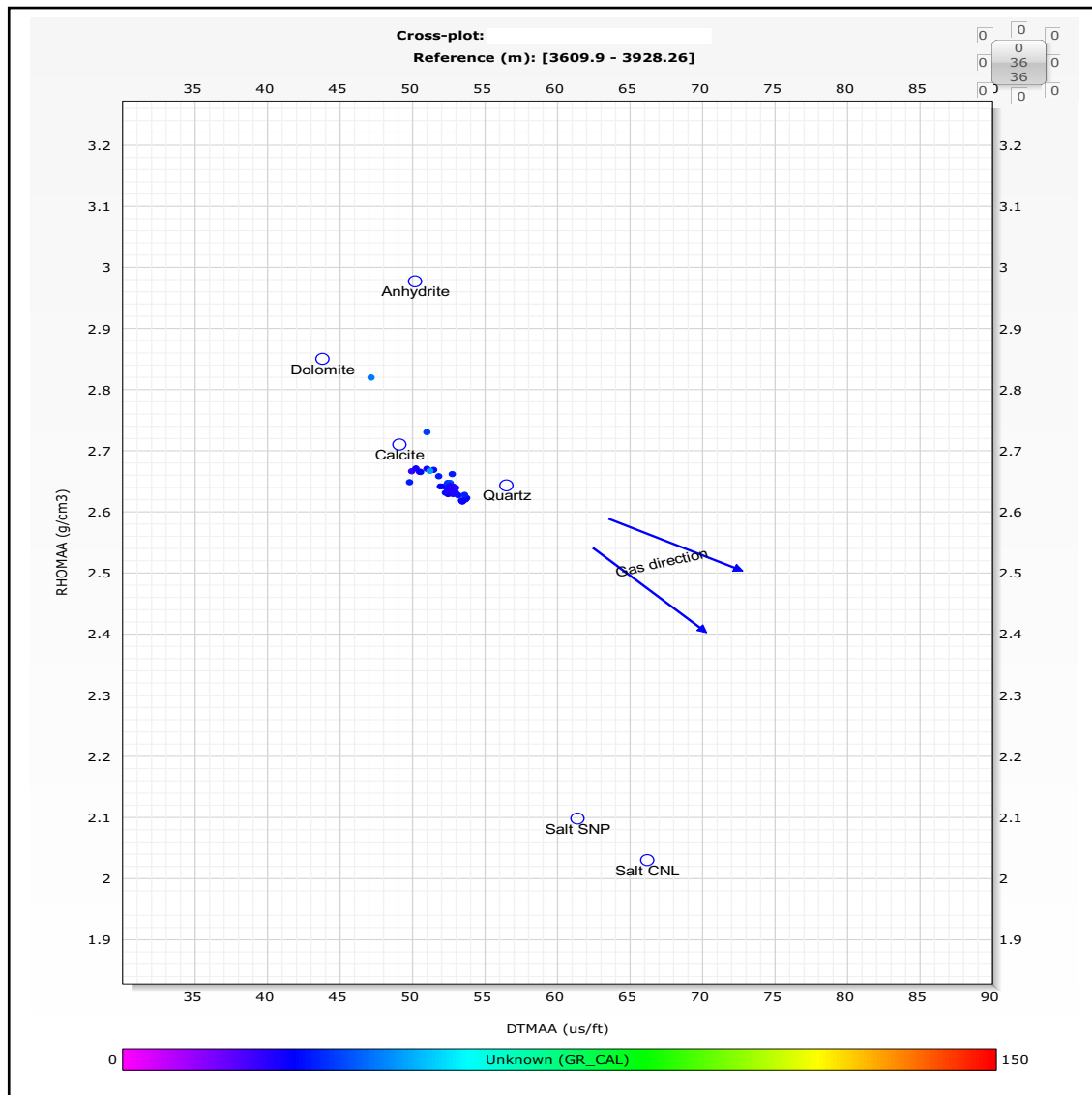


Figure 24 : MID-plot de puits A.

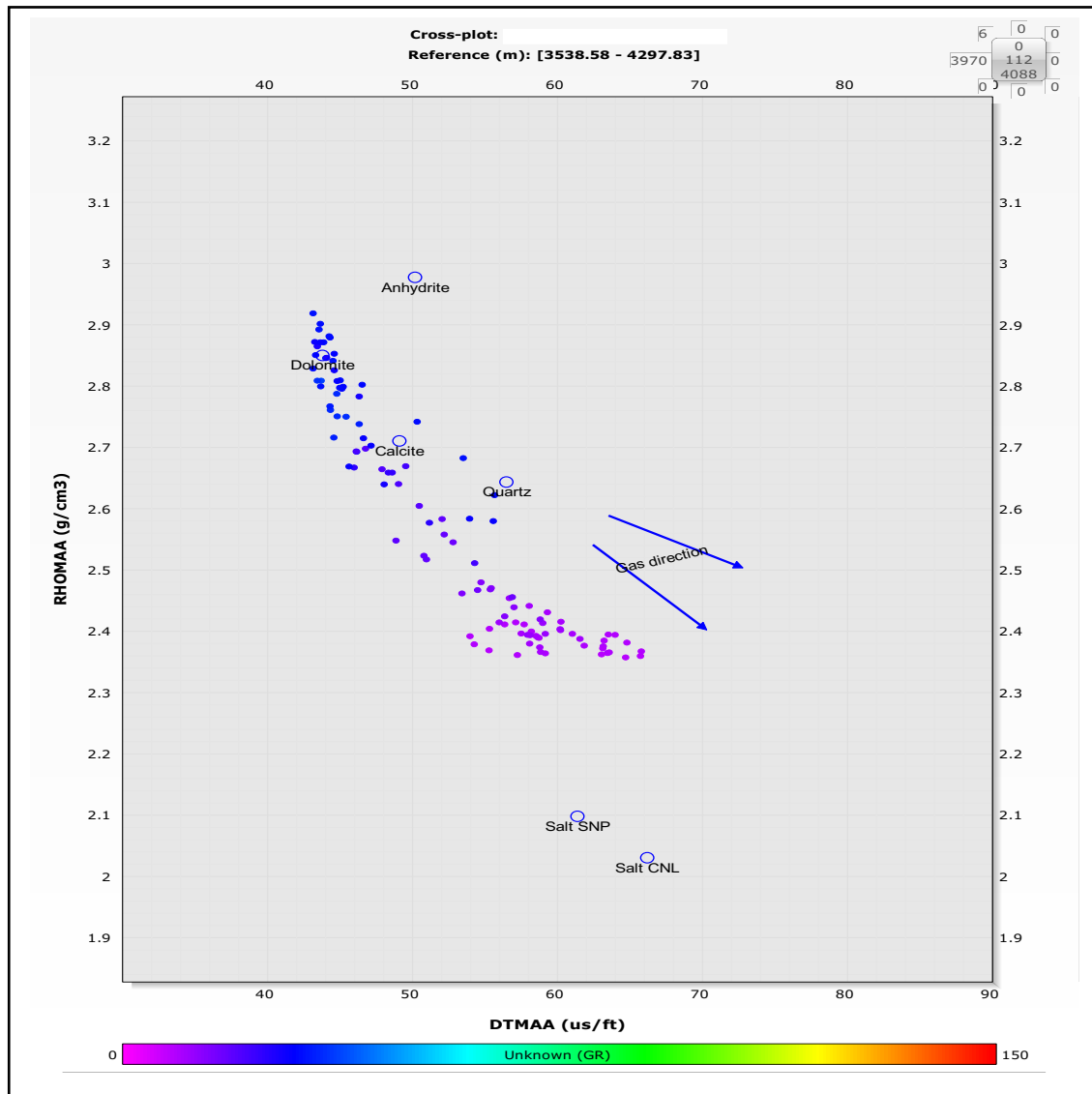


Figure 25 : MID-plot de puits B.

D'après ces 2 cross plot :

- On a confirmé que le quartz est le minéral prépondérant dans la matrice ce qui confirme la nature gréseuse de la matrice.
- La présence du ciment salifère par le déplacement de point vers la direction du point de sel.

❖ Type de minéraux argileux :

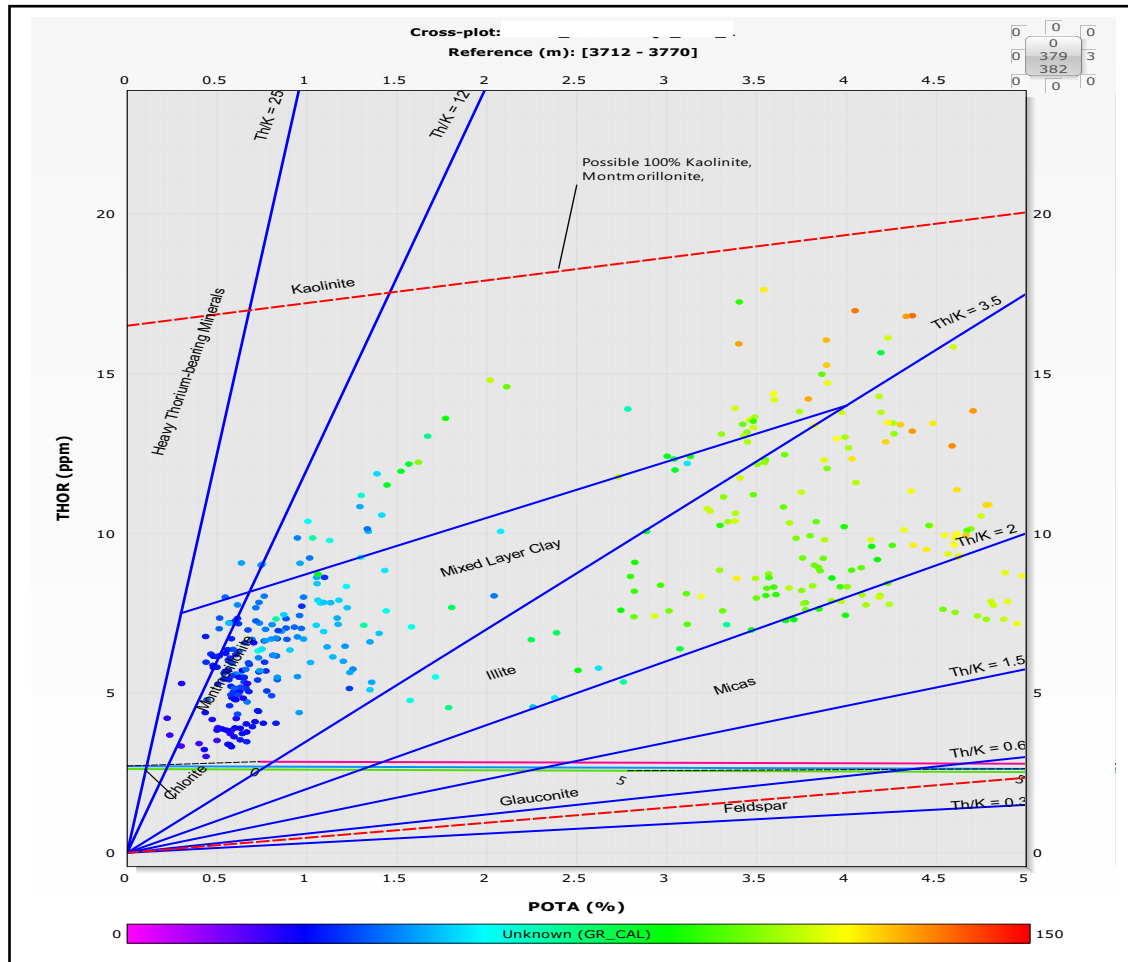


Figure 26 : Cross plot Thorium-Potassium de puits A pour l'unité T2+T1.

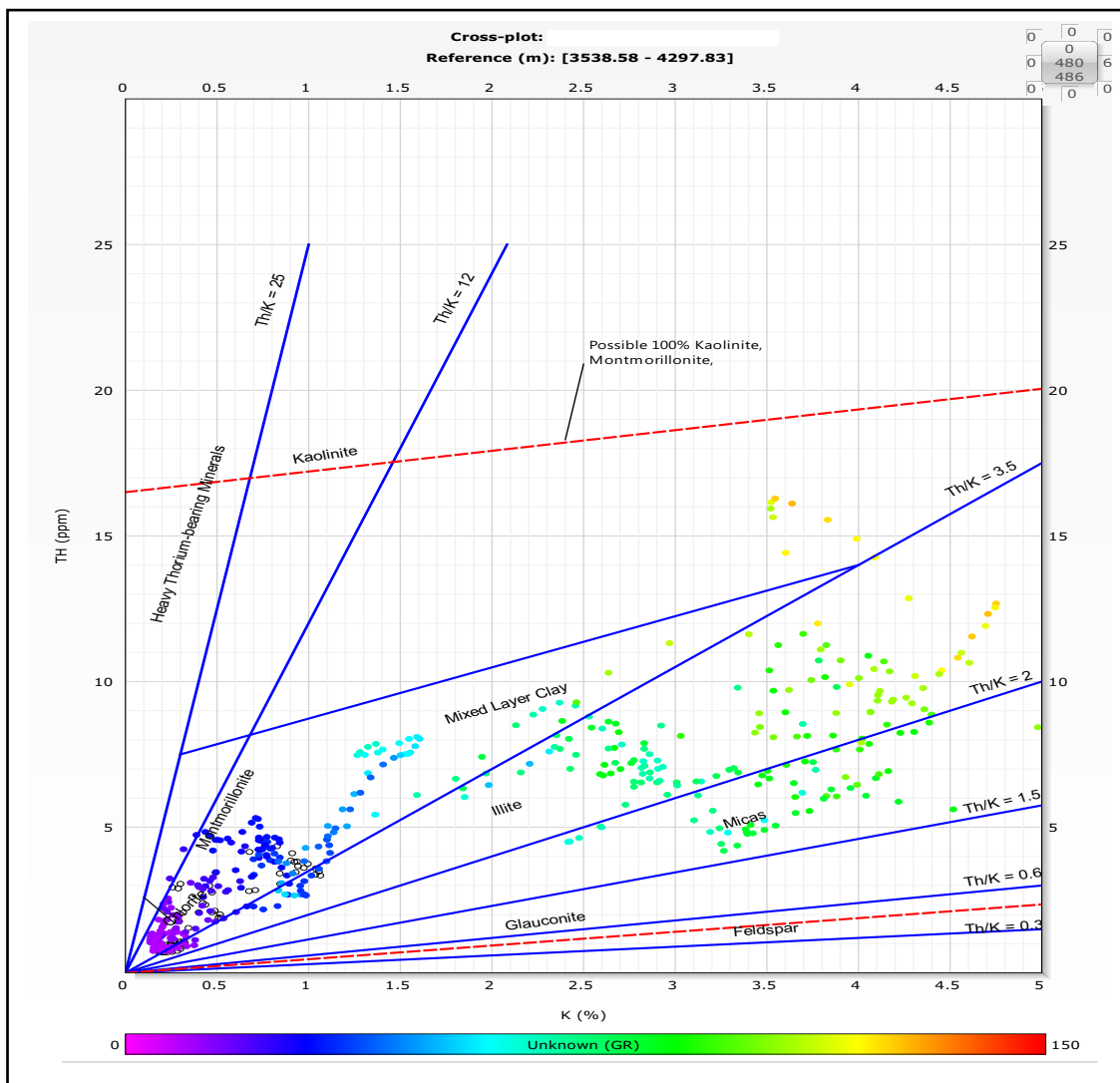


Figure 27 : Cross plot Thorium-Potassium de puits B pour l'unité T2+T1.

D'après les cross plot (**Figure 26 et Figure 27**) établis de Thorium en fonction de Potassium et l'abaque LITH-2 de Schlumberger pour les deux puits on observe que le nuage de points est focalisé autour le minéral argileux Illite.

III.11 Interprétation quantitative :

L'interprétation quantitative est basée sur l'évaluation des paramètres pétrophysiques tels que : la porosité, la perméabilité et la saturation en eau dans le but de déterminer les qualités qui conditionnent le rendement potentiel du réservoir.

III.11.1 Détermination de la résistivité de la zone vierge R_t :

La détermination de ce paramètre est considérée comme une donnée de base pour l'évaluation de la saturation en eau S_w de chaque niveau réservoir.

Grace aux outils **AIT 90** et **MR9** des puits A et B, respectivement, on peut directement lire sur le log la mesure R_t .

III.11.2 Détermination de la résistivité de l'eau de formation :

La résistivité de l'eau de formation R_w a été estimée pour les deux puits à partir de la salinité et la température, puis elle est convertie en résistivité de l'eau de formation en utilisant l'abaque **GEN-9 (Figure 14)**. Les résultats de R_w des deux puits sont présentés dans le tableau suivant (**Tableau 7**).

Puits	Salinité (g/l)	Température (°C)	R_w ($\Omega.m$)
A	300	110.5	0.012
B	300	121	0.011

Tableau 7 : Estimation de R_w

III.11.3 Détermination des paramètres matriciels

Sachant que les grès constitués essentiellement par des grains de quartz, la densité matricielle du quartz est de **2.65 g/cc** et le paramètre matriciel Δ_t est de **55.5 us/ft**.

Grace au report graphique (**Figure 28**) il est possible de déterminer ρ_{ma} par la pointe (C_t , ρ), cette dernière représente la valeur de conductivité pour une valeur de densité avec $C_t=1/R_t$, l'intersection de la droite du caractère aquifère avec l'axe des abscisses donne la valeur de la densité matricielle ρ_{ma} et $\Delta_{t_{ma}}$.

Remarque :

Il faut noter que la détermination de ses paramètres matriciels est purement théorique, parce que leur détermination nécessite un grand nombre de puits dans la même région et aussi le choix d'un niveau aquifère et propre.

Comme ses conditions sont difficile à réaliser on a utilisé les paramètres suivants obtenus directement du rapport d'implantation du forage. Les paramètres matriciels utilisés sont :

$\Delta_{t_{ma}} = 53$ (us/ft) ; $\rho_{ma} = 2.65$ (g/cc)

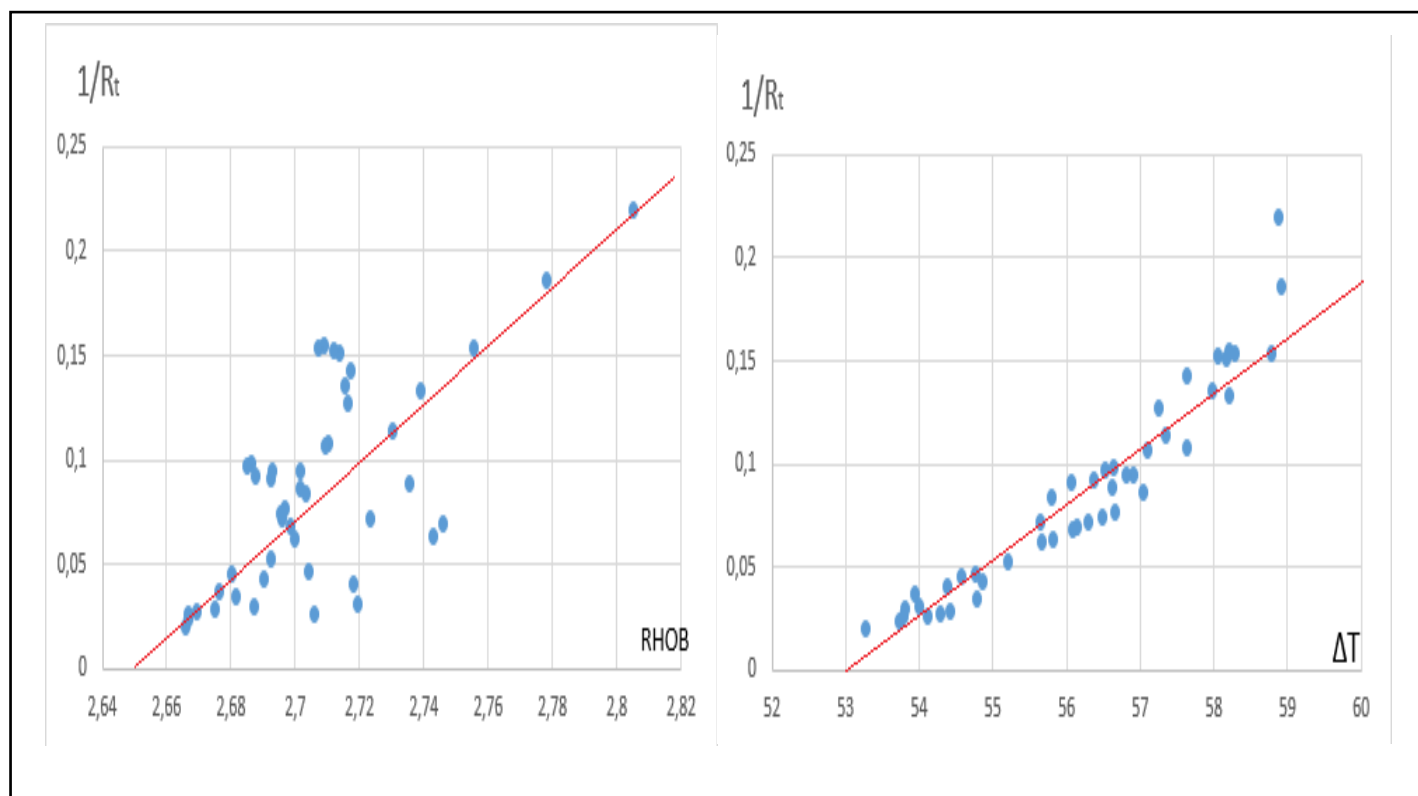


Figure 28 : Méthode de détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} et Δt_{ma}

III.11.4 Détermination des paramètres d'argiles

Les paramètres d'argile ($\emptyset N_{sh}$, ρb_{sh} , Δt_{sh}) sont lus pour chaque puits en face d'un banc argileux épais et homogène au-dessus du réservoir. Les résultats sont dans les tableaux suivant :

Puits A					
Formation		$\emptyset N_{sh}$	ρb_{sh}	Δt_{sh}	GR_{max}
Trias	Trias argileux	0.271	2.618	88.057	139.921
	Trias T2-T1	0.308	2.879	89.088	138.492
	Roches Eruptives	0.27	2.619	87.993	140.01
	Série inférieure	0.307	2.881	88.999	138.615

Tableau 8 : Les paramètres d'argile du puits A.

Puits B					
Formation		$\emptyset N_{sh}$	ρb_{sh}	Δt_{sh}	GR_{max}
Trias	Trias argileux	0.3	2.66	71	150
	Trias T2+T1	0.3	2.66	71	150
	Trias Série inférieure	0.3	0.3	71	150

Tableau 9 : les paramètres d'argile du puits B.

III.12 Présentation des résultats

Après avoir déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'être un réservoir avec leurs paramètres pétrophysiques pour les unités **T2+T1** du puit A et **T2-T1** du puits B, on a obtenu les résultats de porosité et de volume d'argile qui sont calculés à partir des relations mentionnées précédemment (**Figure 29** et **Figure 30**).

On a calculé les porosités densités, neutron, les combinaisons neutron densité et neutron sonique et porosité effective

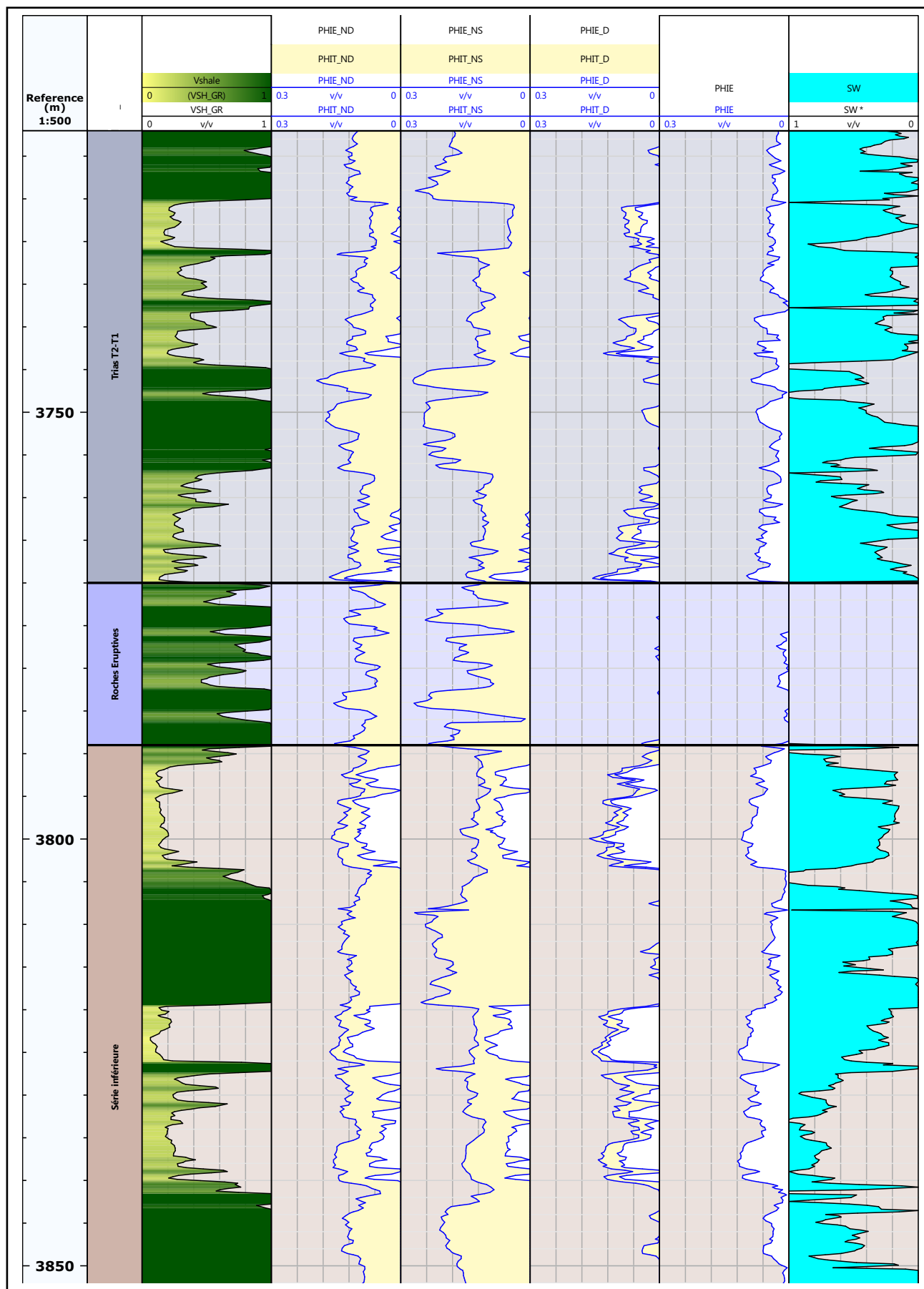


Figure 29 : Volume d'argile et les porosités avec la saturation du puits A.

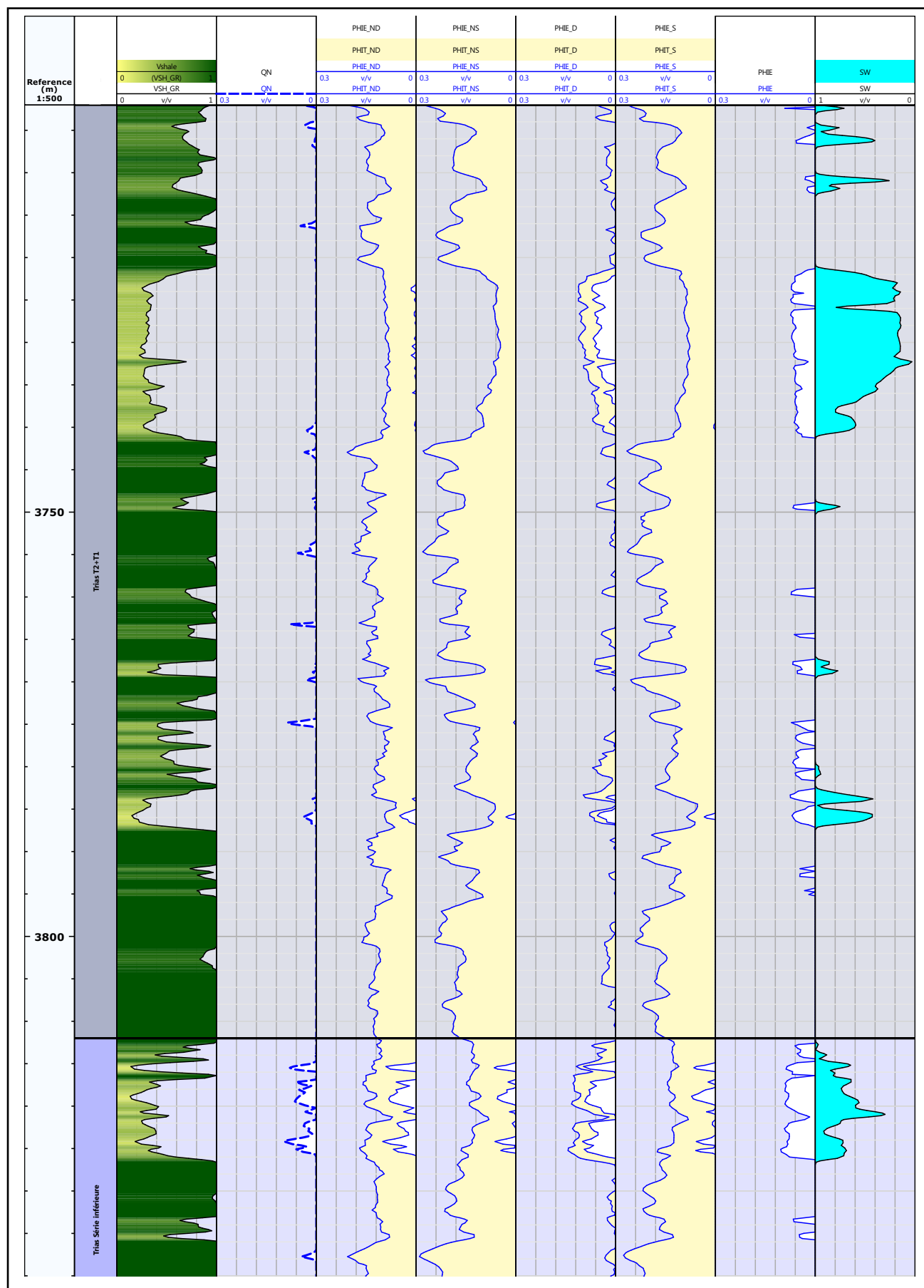


Figure 30 : Volume d'argile et les porosités avec la saturation du puits B.

III.13 Interprétation des résultats

❖ Puits A :

L'interprétation de l'unité **T2-T1** du puits A a mis en évidence la présence de deux réservoirs gréseux. Le premier est situé entre **3725m-3745m**. Le second, est situé **3757m-3770m**.

Ils présentent respectivement une porosité moyenne de **8%** et **9 %** ainsi qu'une saturation en eau de **25% et 30%**.

Le premier réservoir ne présente aucun intérêt pétrolier à cause du ciment salifère qui contribue fortement à la diminution de la perméabilité. Par contre, le deuxième réservoir présente un intérêt pétrolier

❖ Puits B :

L'interprétation de l'unité **T2+T1** du puits B a mis en évidence la présence d'un réservoir gréseux (**3722m-3741m**).

Ils présentent une porosité moyenne de **5 %** et une saturation en eau de **10%**.

Ce réservoir ne présente aucun intérêt pétrolier à cause du ciment salifère qui contribue fortement à la diminution de la perméabilité.

III.14 Conclusion :

Dans ce chapitre, l'étude qu'on a réalisée nous a permis de conclure que la signature du ciment salifère est souvent confondue aux signatures de gaz.

En effet, on sait que lorsque les logs neutron-densité créent un cross-over, cela est un indice de présence de gaz. Cependant, l'interprétation quantitative de l'unité T1 + T2 et l'analyse des cross-plot indiquent la présence de ciment salifère. Par conséquent, les réservoirs situés aux profondeurs (**3725m-3732m**) (**3722m-3732m**) ne présentent aucun intérêt pétrolier.

CHAPITRE IV :

Les signatures des ciments salifères

Dans ce chapitre, nous allons aborder l'influence des ciments salifères sur les différents logs de diagraphies dont il est très important de les distinguer pour avoir une interprétation plus proche de la réalité.

IV. Les signatures du ciment Salifère dans les enregistrements de diagraphies

La réponse des ciments salifères est presque similaire à celle du gaz puisqu'ils affichent presque les mêmes résultats, ce qui nous donne du fil à retordre afin de distinguer la différence entre eux. Mais il existe plusieurs méthodes pour déterminer les minéraux des HALITES. On peut les détecter soit par l'étude des échantillons des déblais mais malheureusement ces derniers sont souvent nettoyés en utilisant de l'eau ce qui induit la dissolution des sels. Ces échantillons de déblais peuvent garder les minéraux des HALITES s'ils ont été nettoyés par du mazout mais il est rarement utilisé. En outre, on peut utiliser différents logs de diagraphie pour les détecter à savoir : la résistivité vraie, la densité globale, le neutron (indice d'hydrogène) et le temps de trajet (sonique). Ces quatre outils peuvent être combinés comme suite :

- **La diagraphie de résistivité** : la résistivité est très élevée car le sel dans l'état solide est très résistant ce qui implique qu'il est non conducteur.
- **La diagraphie sonique** : le sonique est un bon représentant de compaction où car il nous donne des valeurs élevées aux niveaux des formations non compactes et des petites valeurs au niveau des formations compactes. Dans le cas des ciments salifères, le sonique est plus au moins petit ce qui implique que le sel est compact.
- **Les diagraphies de neutron-densité** : ces diagraphies sont interprétées ensemble car il y a une relation entre elles. Dans le cas des ciments salifères, les valeurs neutron-densité diminuent simultanément afin de nous donner un croisement « cross-over ».

Le gaz montre presque les mêmes signatures mais on peut le distinguer mieux en voyant le log de résistivité car elle est moins élevée, ces derniers sont dus à l'eau irréductible (eau salée) présente dans le réservoir et la réponse du sonique est un peu plus élevée que dans le cas des ciments salifères.

- On peut distinguer la poche à sel par la réponse synthétique qui a été faite par **BACKER** qui caractérise chaque minérale (**Figure 31**).

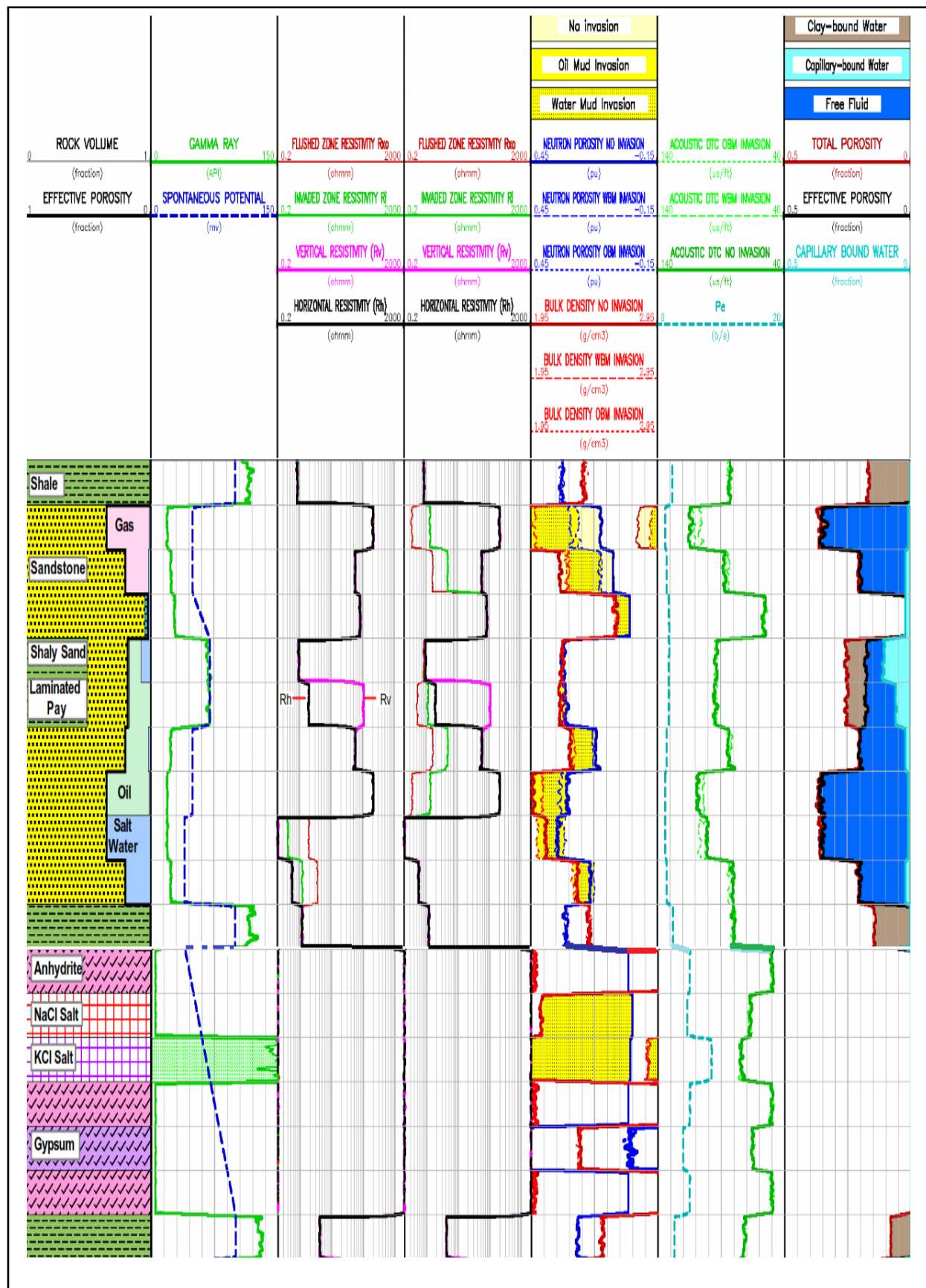


Figure 31 : Réponses diagaphiques synthétiques des minéraux.

IV.1 La signature des ciments salifères au niveau du puits « A » :

Les ciments salifères se situent au niveau du Trias **T2-T1**, entre **3725m-3732m** où apparaît une poche formée par le croisement entre les deux logs neutron-densité (une forme cylindrique). Le sonique affiche une lecture faible **58us/ft** par l'effet de compaction, dont la résistivité est élevée **324 Ohm.m** car le sel en état solide est très résistant (**Figure 32**).

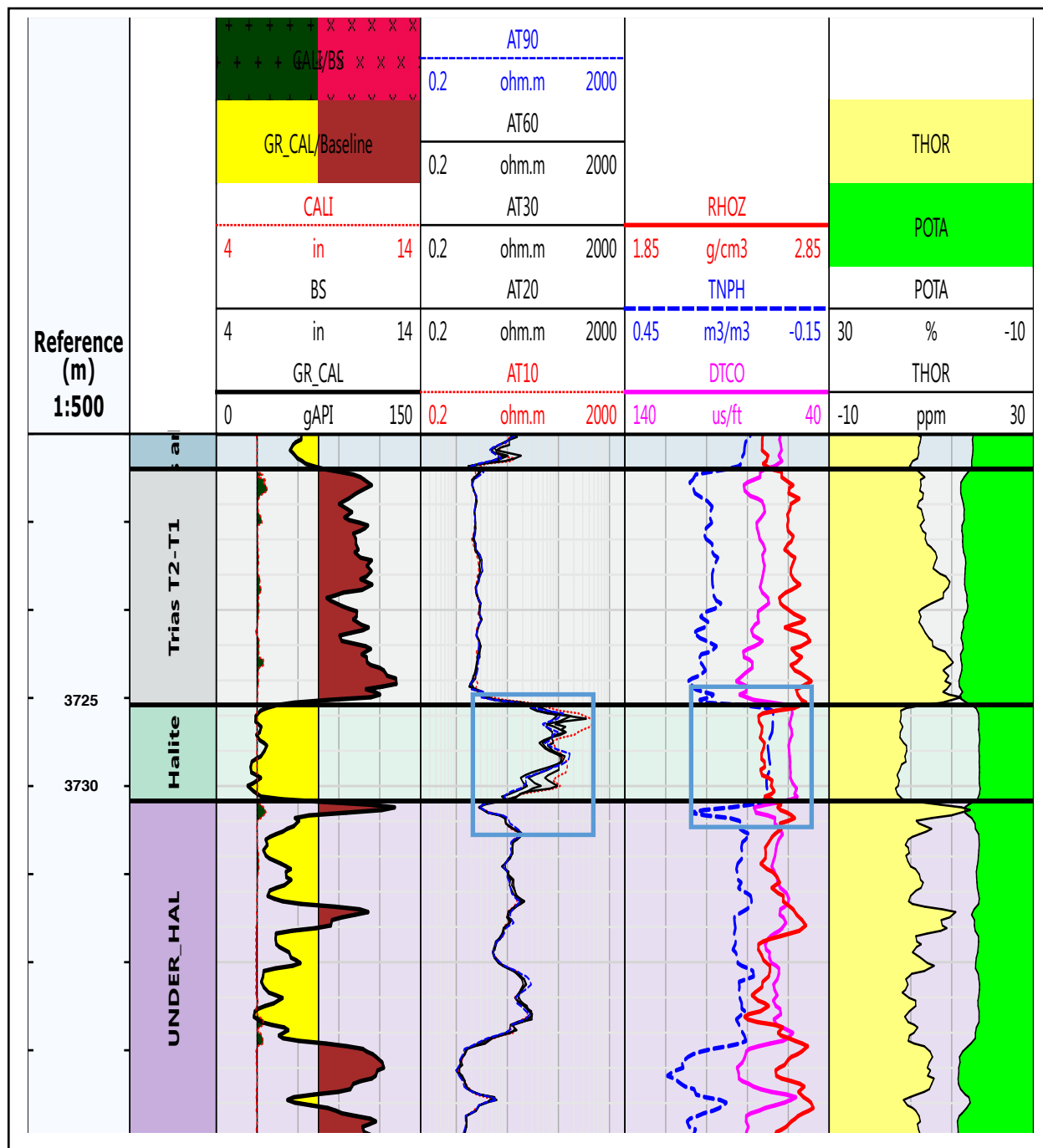


Figure 32 : Les réponses de diagraphies pour l'unité T2-T1.

IV.2 La signature des ciments salifères au niveau du puits « B » :

Les ciments salifères se situent au niveau du Trias **T2+T1**, entre **3722m-3732m** où apparaît d'une poche formée par le croisement entre les deux logs neutron-densité (une forme cylindrique) et le sonique affiche une lecture faible **59us/ft** par l'effet de compaction, dont la résistivité est élevée **349ohm.m** car le sel en état solide est très résistant (**Figure 33**).

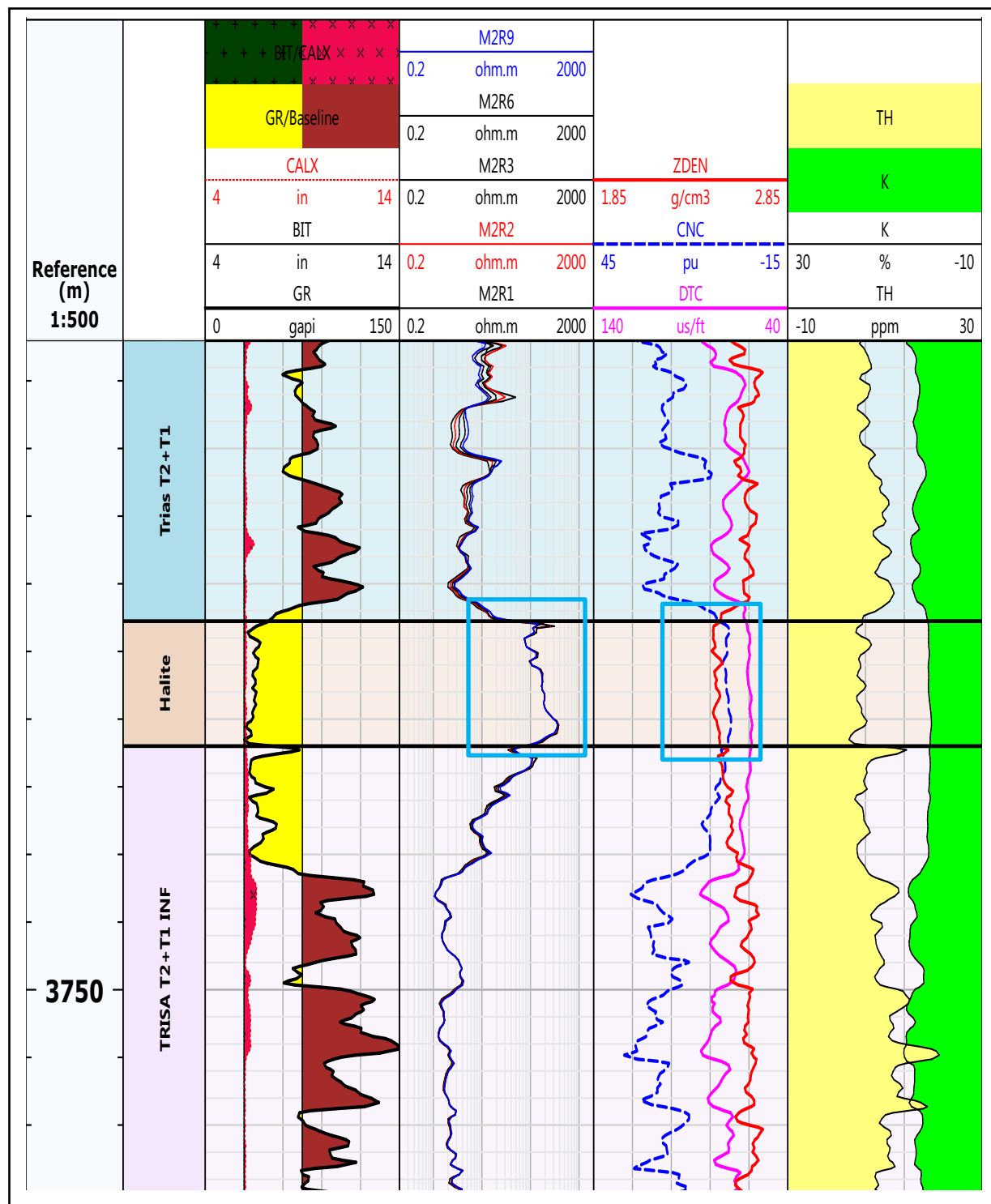


Figure 33 : Les réponses de diagaphies pour l'unité T2+T1.

IV.3 Création d'un model minéralogique en utilisant le module QuantiElan

IV.3.1 Aperçu sur Quanti Elan

Modèle d'inversion multi composant incorporant le solveur ELAN et utilisant des algorithmes dans une interface moderne. Le solveur ELAN a été implémenté pour fournir une méthode robuste et puissante pour des résultats précis et reproductibles.

IV.3.2 Model minéralogique

Le module Quanti Elan du logiciel **Techlog**, nous permet de mettre en évidence la présence de certains minéraux dans la formation qui influent sur les courbes de diagraphie, ces derniers induisent généralement l'interpréteur dans l'erreur. Le but de la création d'un model consiste à caractériser au mieux la présence du ciment salifère afin d'observer son influence sur les mesures de diagraphie et de mieux estimer le volume d'hydrocarbure.

❖ Étape de création d'un model :

- **Chargement des données de puits :** Une fois nos données vérifiées (l'unité et la famille), on crée une base de données qu'on importe directement celle-ci qui sont en format LAS (**Figure 34**).

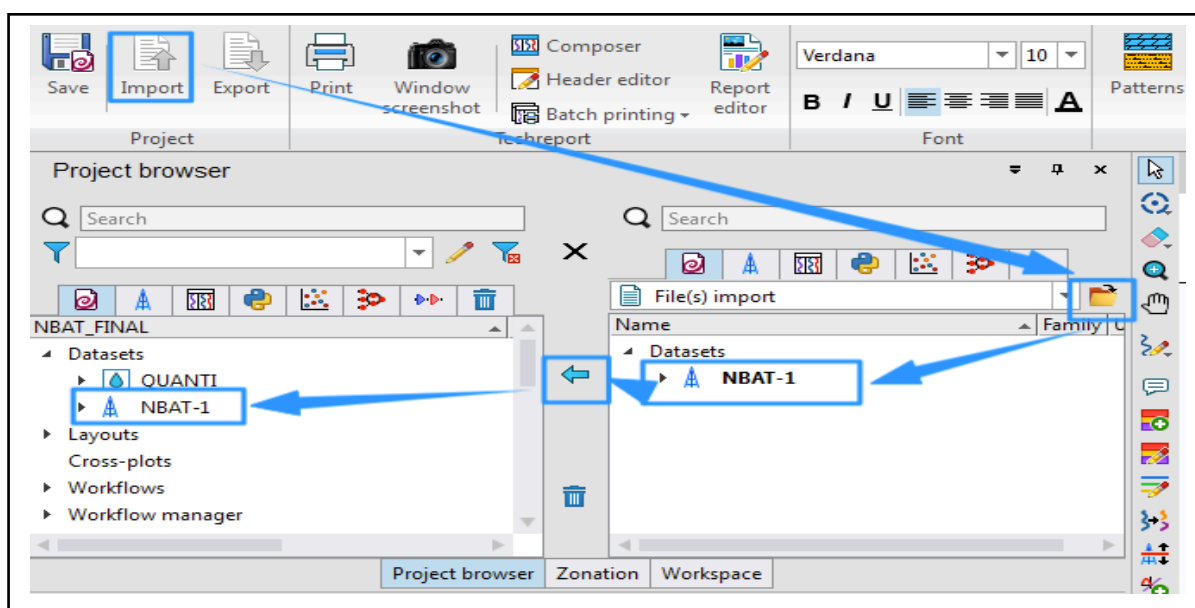


Figure 34 : Charge ment des données fichier LAS.

- **Visualisation des enregistrements :** On crée des Track (colonnes) selon notre besoin puis on glisse nos logs par exemple :
On met dans le premier Track le log de gamma ray, le caliper et le bit size, Le deuxième Track contient les cinq courbes de résistivités, le troisième contient les logs neutron, densité et sonique (**Figure 35**).

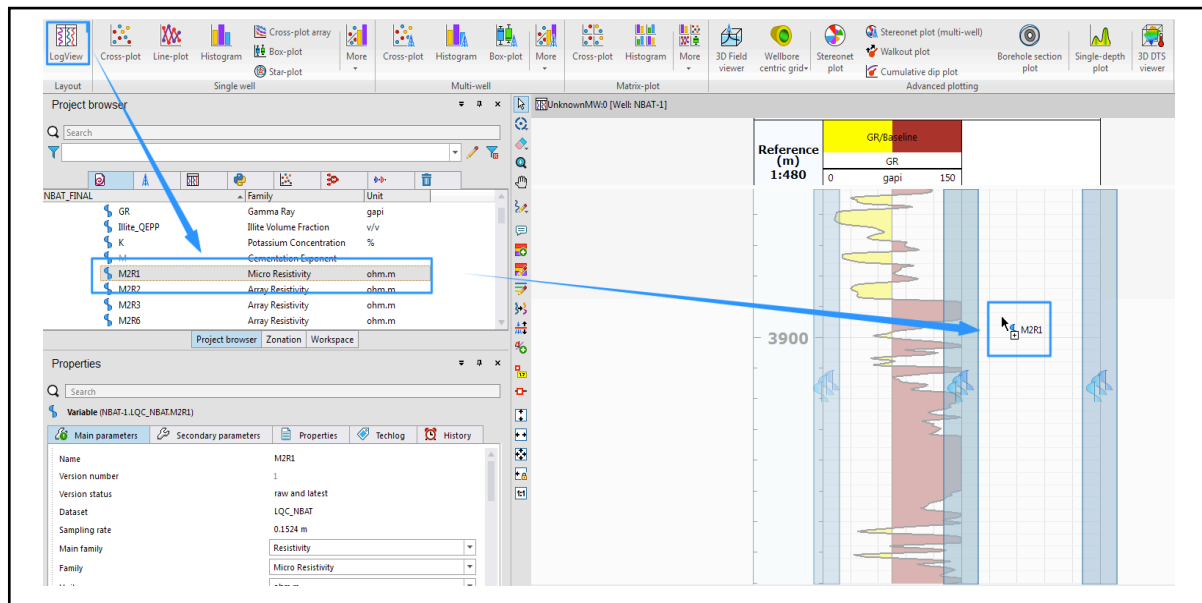


Figure 35 : Visualisation des logs.

- **Création d'un groupe de log harmonisé (harmonized Dataset) :** Sélectionner et enregistrer les courbes présentées.

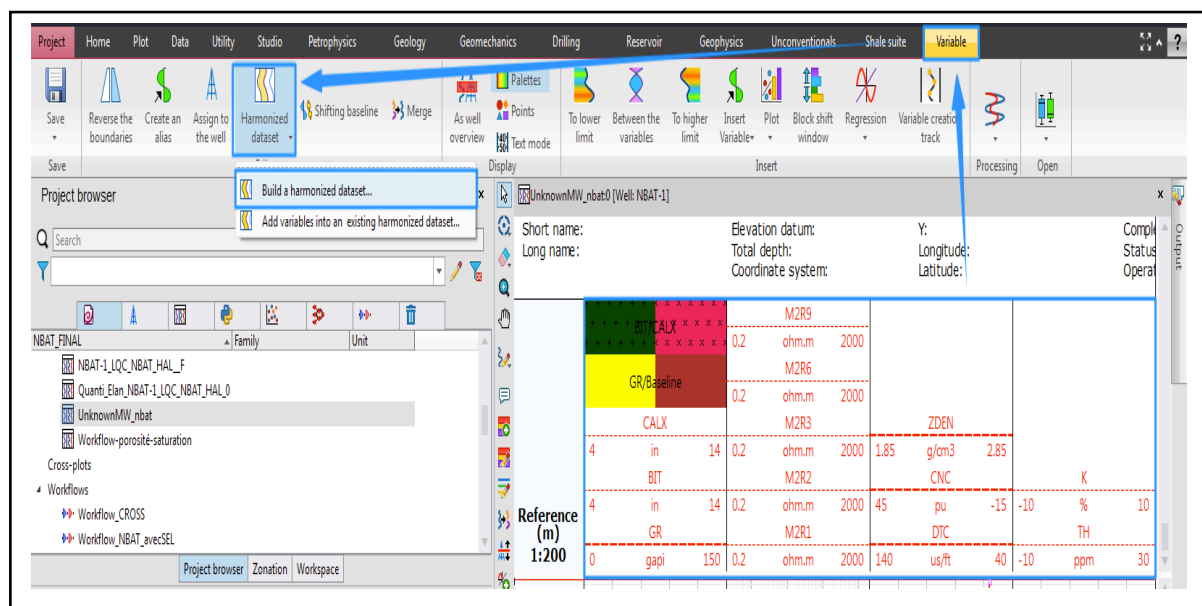


Figure 36 : Création d'un log harmonisé.

- **Quanti Elan :** il est composé de cinq étapes :
Après le chargement de données et la création d'un groupe harmonisé qui contient les logs nécessaires, nous allons maintenant créer un modèle minéralogique pour le puits A en suivant les mêmes étapes pour le puits B. les étapes sont :

- ✓ Introduction de la salinité, la température, le type et densité de la boue de forage pour calculer la résistivité de l'eau de formation R_w (**Figure 37**), et enfin on lit la valeur de R_w directement (**Figure 38**).

Inputs	Zonation	Parameters	1	2	3	4	5	6
Group								
Well			BBR-1_bis-ST1	BBR-1_bis-ST1	BBR-1_bis-ST1	BBR-1_bis-ST1	BBR-1_bis-ST1	BBR-1_bis-ST1
Dataset			LQC_BBR_1_HAL	LQC_BBR_1_HAL	LQC_BBR_1_HAL	LQC_BBR_1_HAL	LQC_BBR_1_HAL	LQC_BBR_1_HAL
Zone			Trias argilo	Trias T2-T1	HAL	Trias T2-T1 inf	Roches Eruptives	Série inférieure
Top			3663	3712	3725.4	3730.85	3770	3789
Bottom			3712	3725.4	3730.85	3770	3789	3928.263
MFST (degC)			-9999	-9999	-9999	-9999	-9999	-9999
RMF (ohm.m)			-9999	-9999	-9999	-9999	-9999	-9999
XWaterSalt (kppm)			300	300	300	300	300	300
RWT (degC)			-9999	-9999	-9999	-9999	-9999	-9999
RW (ohm.m)			-9999	-9999	-9999	-9999	-9999	-9999
UWaterSalt (kppm)			300	300	300	300	300	300
Mud Weight (g/cm3)			1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24
Water Based Mud			no	no	no	no	no	no
Average Por (v/v)			0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Temperature (degC)			125	125	125	125	125	125
Temperature Gradient (degC/m)			0.0273403	0.0273403	0.0273403	0.0273403	0.0273403	0.0273403
Depth (m)			3928.263	3928.263	3928.263	3928.263	3928.263	3928.263
Dielectric Frequency Type			SLB ADT F3	SLB ADT F3	SLB ADT F3	SLB ADT F3	SLB ADT F3	SLB ADT F3
Dielectric Frequency (Mhz)			-9999	-9999	-9999	-9999	-9999	-9999

Figure 37 : Introduction de la salinité et température et le type de densité de la boue.

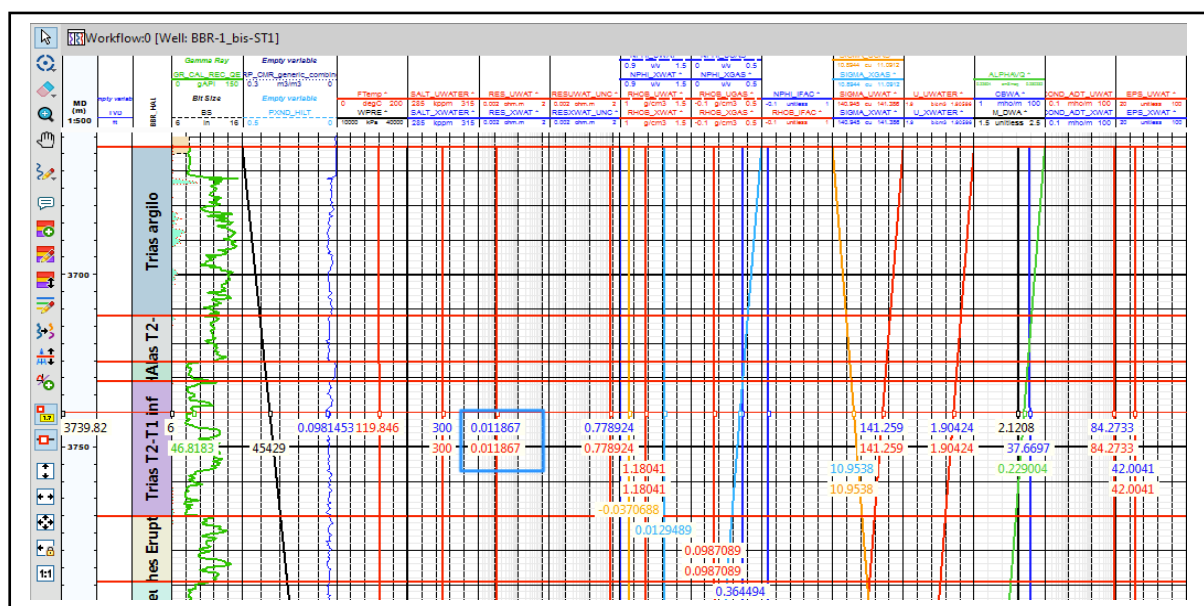


Figure 38 : Résultat de R_w .

- ✓ On s'assure que les paramètres d'entrer (input) (**Figure 38**) correspondent au contenu du groupe. Ses paramètres peuvent être modifiés selon notre besoin, c'est-à-dire, on essaye de trouver la bonne configuration dans le but d'avoir un modèle (Quanti Elan) qui se rapproche au mieux à la réalité (correspondance avec les logs enregistrés).

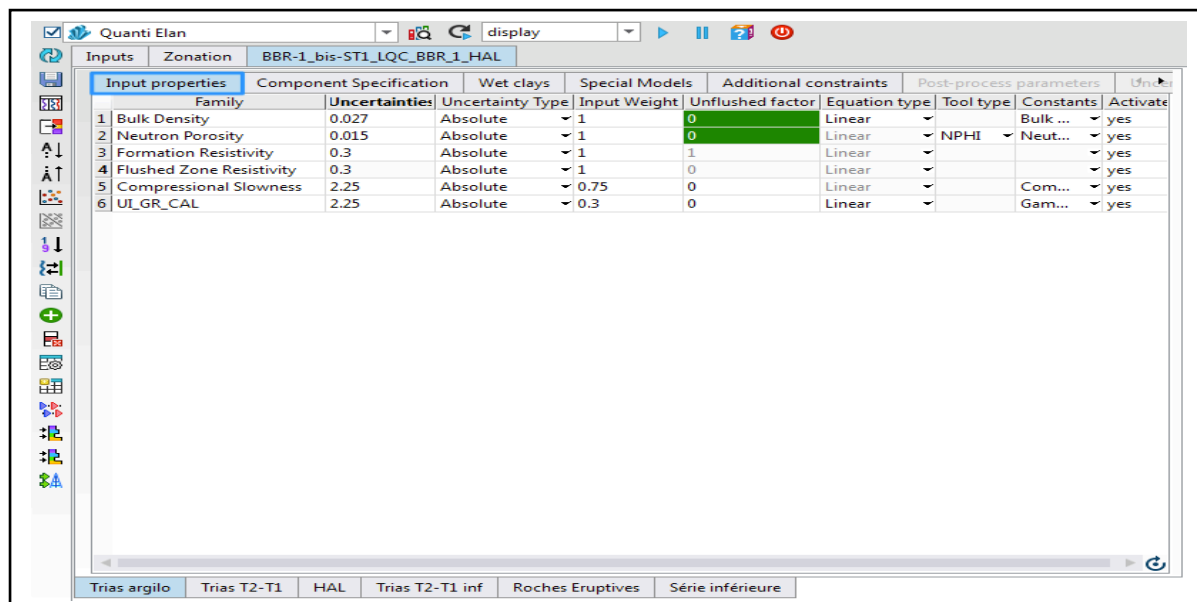


Figure 39: Paramètres d'entrer du Quanti Elan.

L'étude réalisée avec les cross plot et les données du chantier dans le chapitre précédent a confirmé que la nature gréseuse est le quartz, qui est le minéral le plus prépondérant, ainsi le minéral argileux est l'Illite sans oublier la présence de l'halite comme ciment salifère. Cette étude nous a permis d'injecter les minéraux nécessaires suivis de leurs paramètres respectifs, qui représentent les différentes réponses diagraphiques.

Pour mieux étudier l'influence du ciment salifère dans les réservoirs gréseux du trias, on a réalisé deux interprétations une avec l'halite et l'autre sans halite.

On procède à une lecture des logs en face d'un banc gréseux propre pour avoir la valeur de gamma ray (GR_{min}), on introduit aussi les valeurs de la matrice (ρ_{ma} , ΔT).

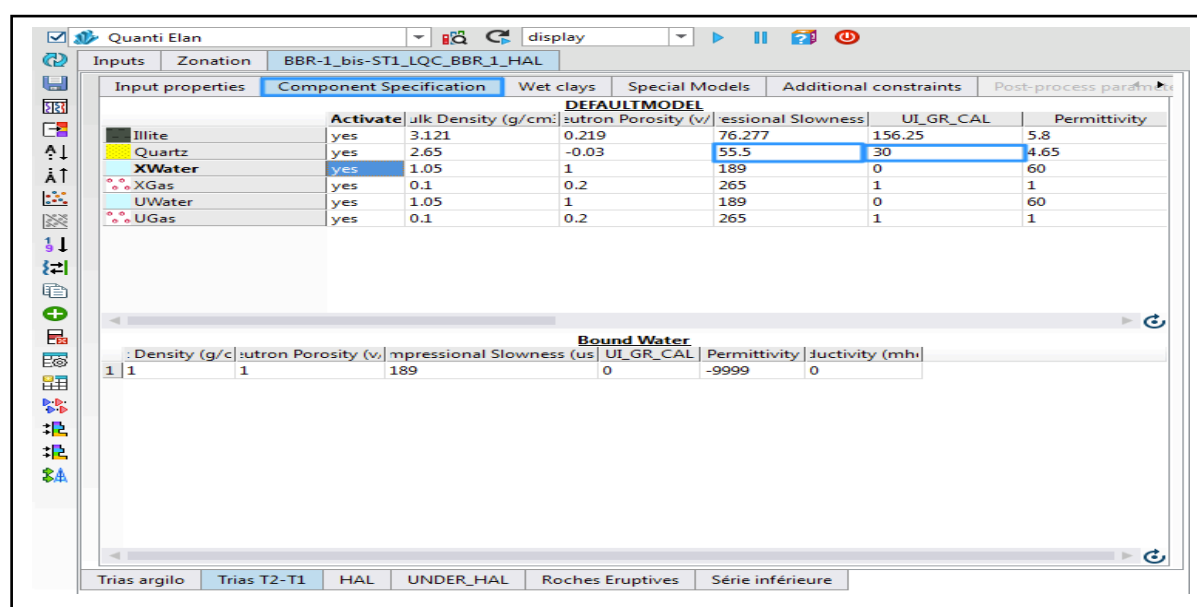


Figure 40 : Paramètres des minéraux pour le modèle du Quanti Elan.

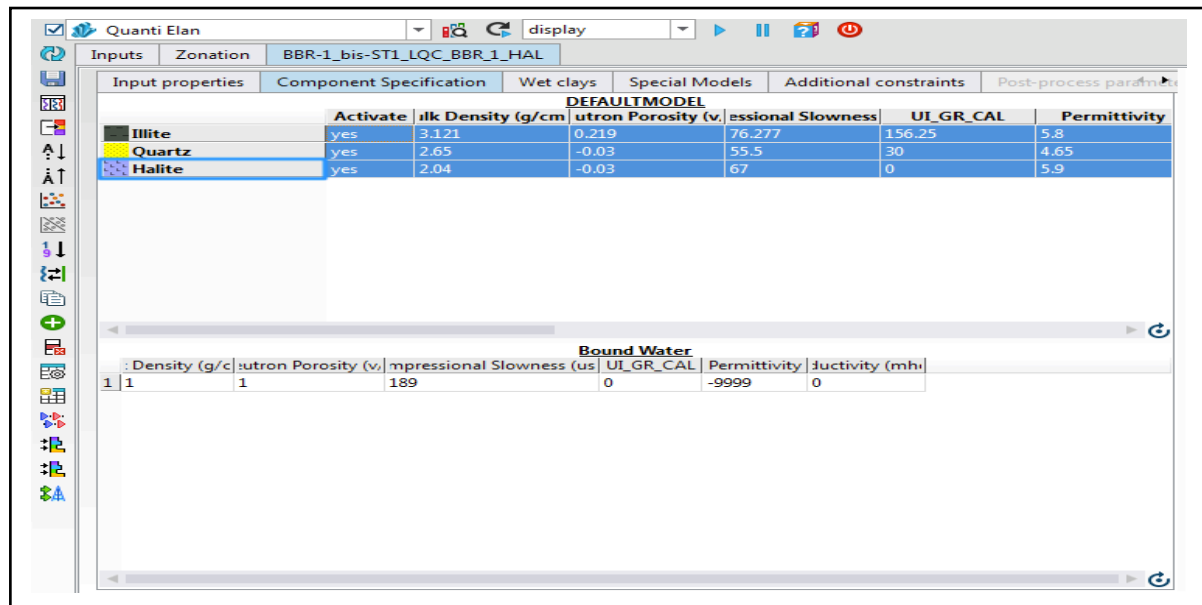


Figure 41: Paramètres des minéraux pour le modèle avec l'Halite.

Ensuite on introduit les paramètres d'argile (GR_{min} , ρ_{sh} , ΔT_{sh} , $NPHI_{sh}$) (Figure 42) lus sur les courbes enregistrées en face d'un banc argileux épais.

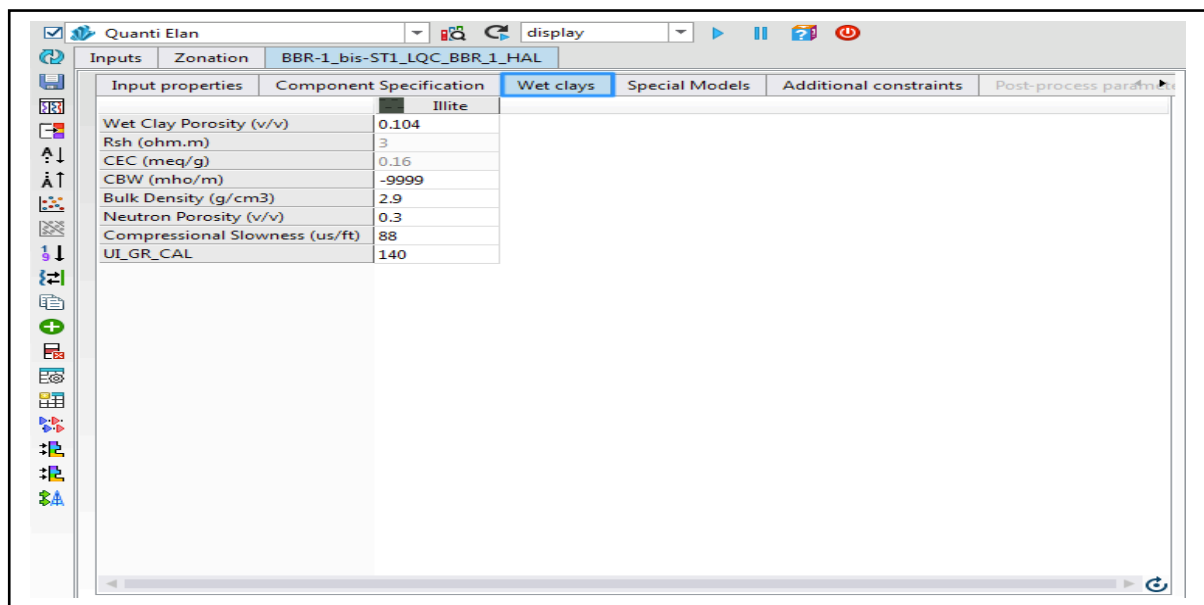


Figure 42 : Paramètres d'argile.

Une fois que les paramètres d'argiles sont introduits, on passe au choix de la loi de saturation. Dans notre cas, on a utilisé la loi d'Archie pour les réservoirs propres et Simondaux pour les réservoirs argileux (cas d'argiles dispersées).

Sur la (Figure 43) les paramètres **m,n** et **a** sont généralement égaux et mis par défaut, respectivement, comme étant **2, 2, 1** respectivement, puis on choisit le type de boue pour qu'elle soit prise en considération lors de la création du modèle.

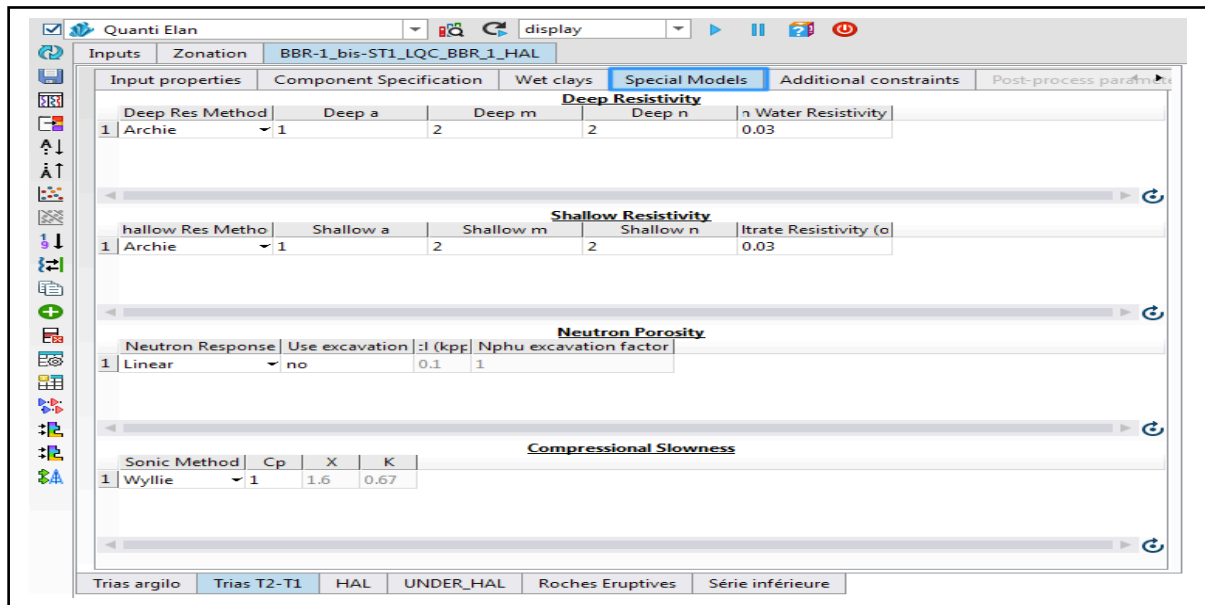


Figure 43: Sélection de la loi de saturation pour le modèle.

- ✓ Création d'un modèle sans fluides (Quanti Elan SH) et cela en éliminant tous les fluides du modèle afin de le combiner avec le modèle précédent pour supprimer toutes les saturations en face des zones où l'argiles dépasse 40 % (Figure 41).

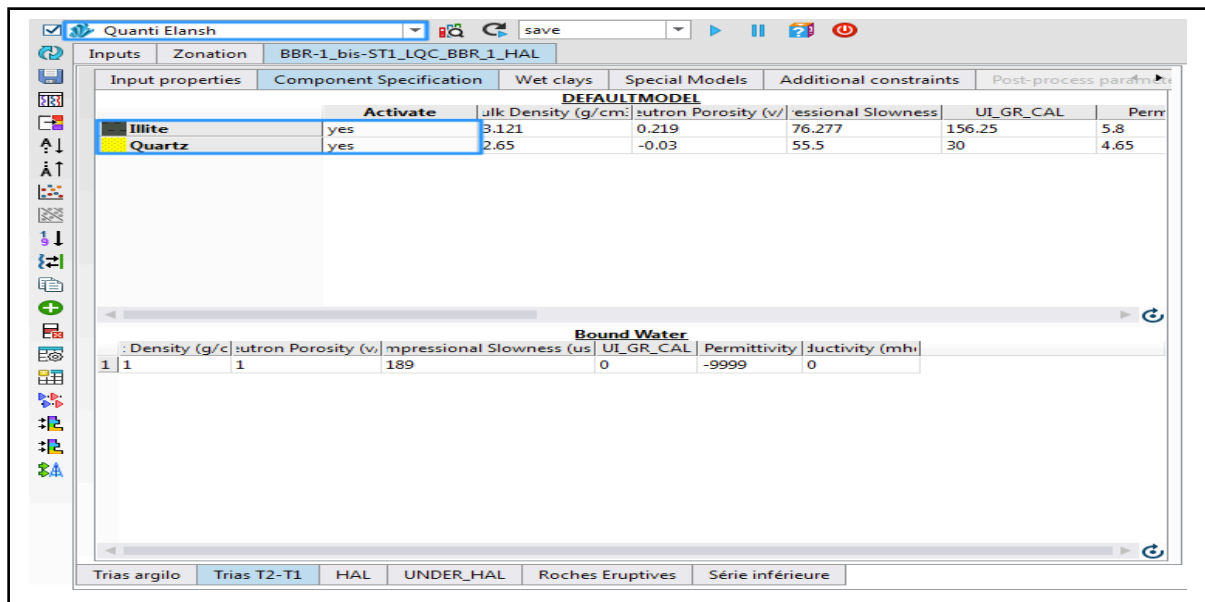


Figure 44 : Création d'un Modèle sans fluides.

- ✓ Combinaison des deux modèles.

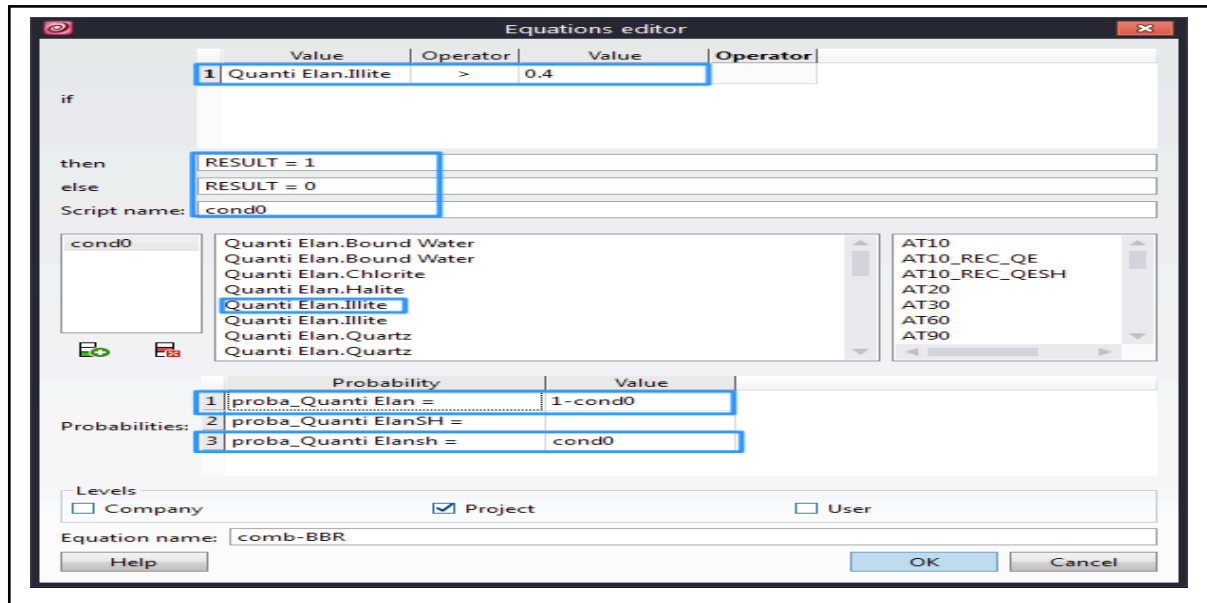


Figure 45 : Combinaison des deux modèles.

- ✓ Extraire les outputs comme la porosité, la saturation et la lithologie et la représentation des résultats sous une mise en forme composée en deux parties :
 - La première partie de gauche représentant les inputs (logs de diagraphies).
 - La deuxième partie de droite représentant les outputs (Minéralogie, porosités et saturations) (Figure 46).

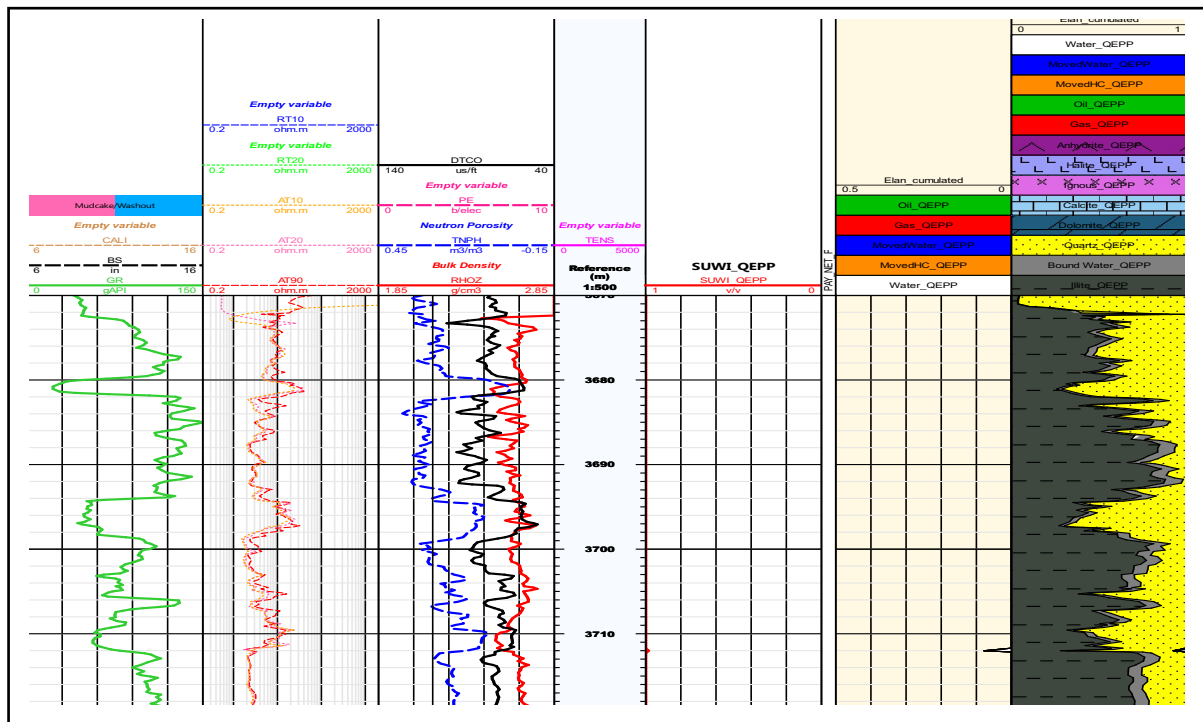


Figure 46 : Présentation des inputs et outputs.

IV.4 Présentation des Résultat finaux :

Un fois que nous avons extrait les outputs, nous les affectons directement dans un Template afin que ses derniers nous montrent en détail les proportions de chaque minéral (**Figures 47,48,49,50**).

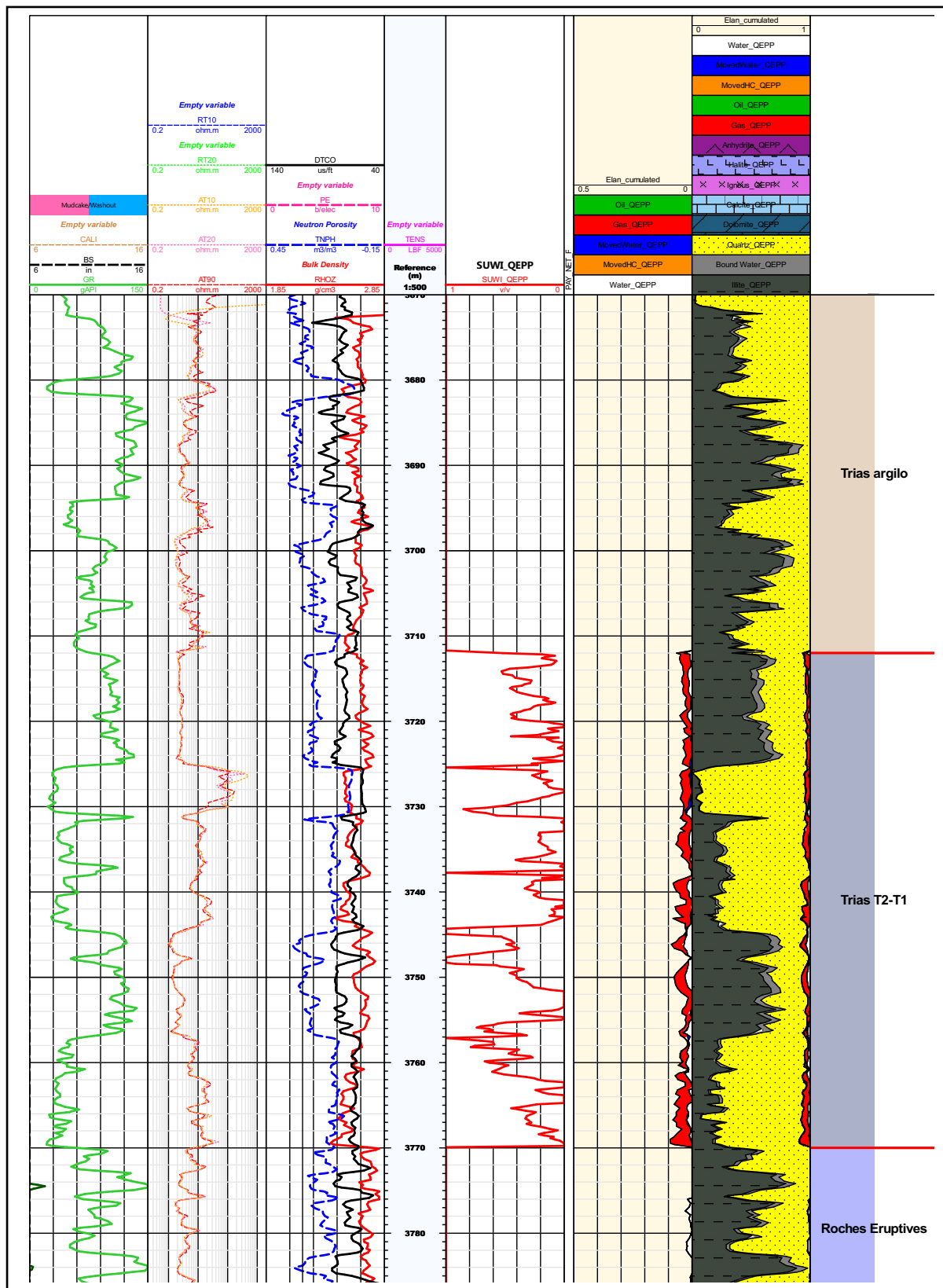


Figure 47 : Résultat du Quanti Elan sans Halite pour le puits A.

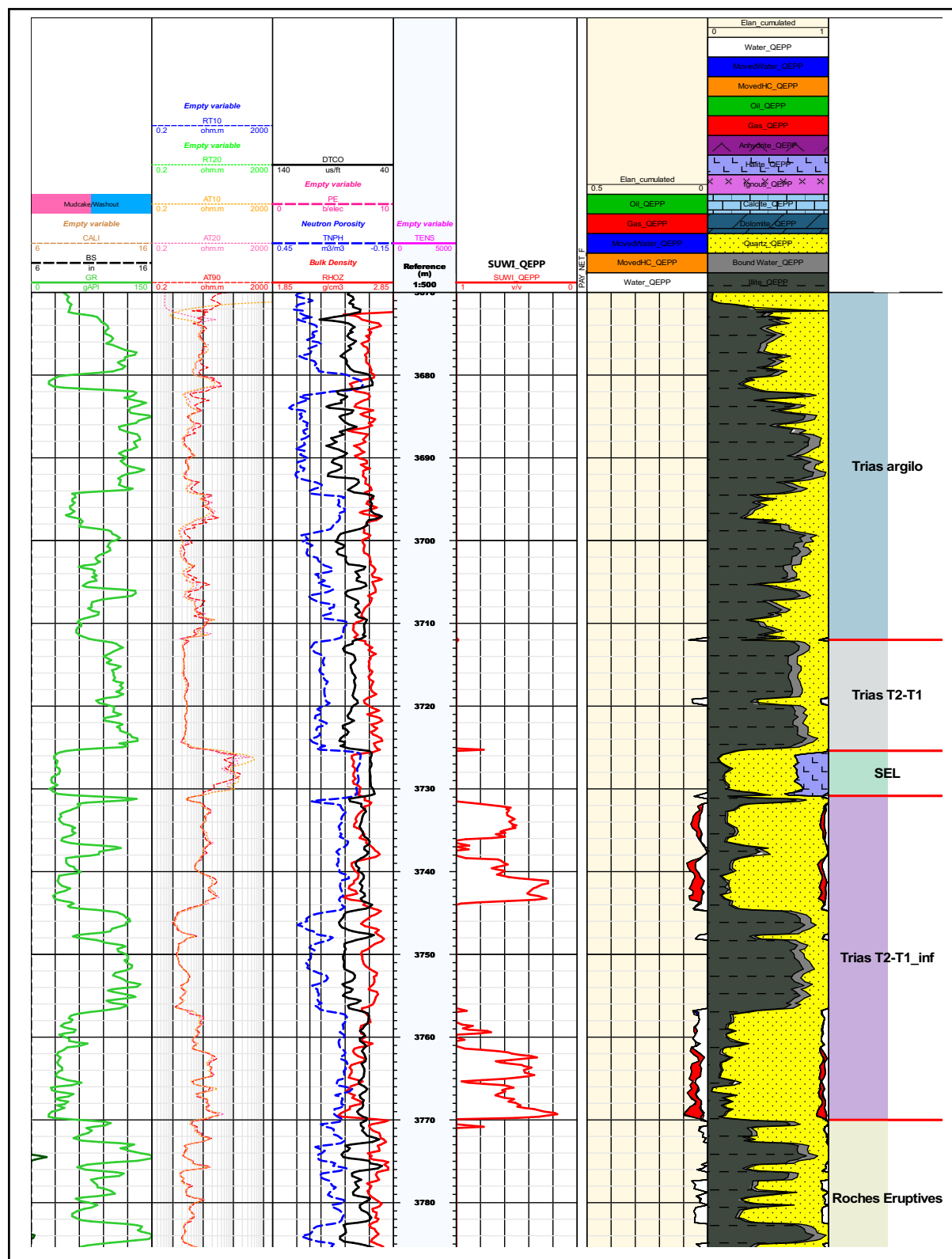


Figure 48 : Résultat du Quanti Elan avec Halite pour le puits A.

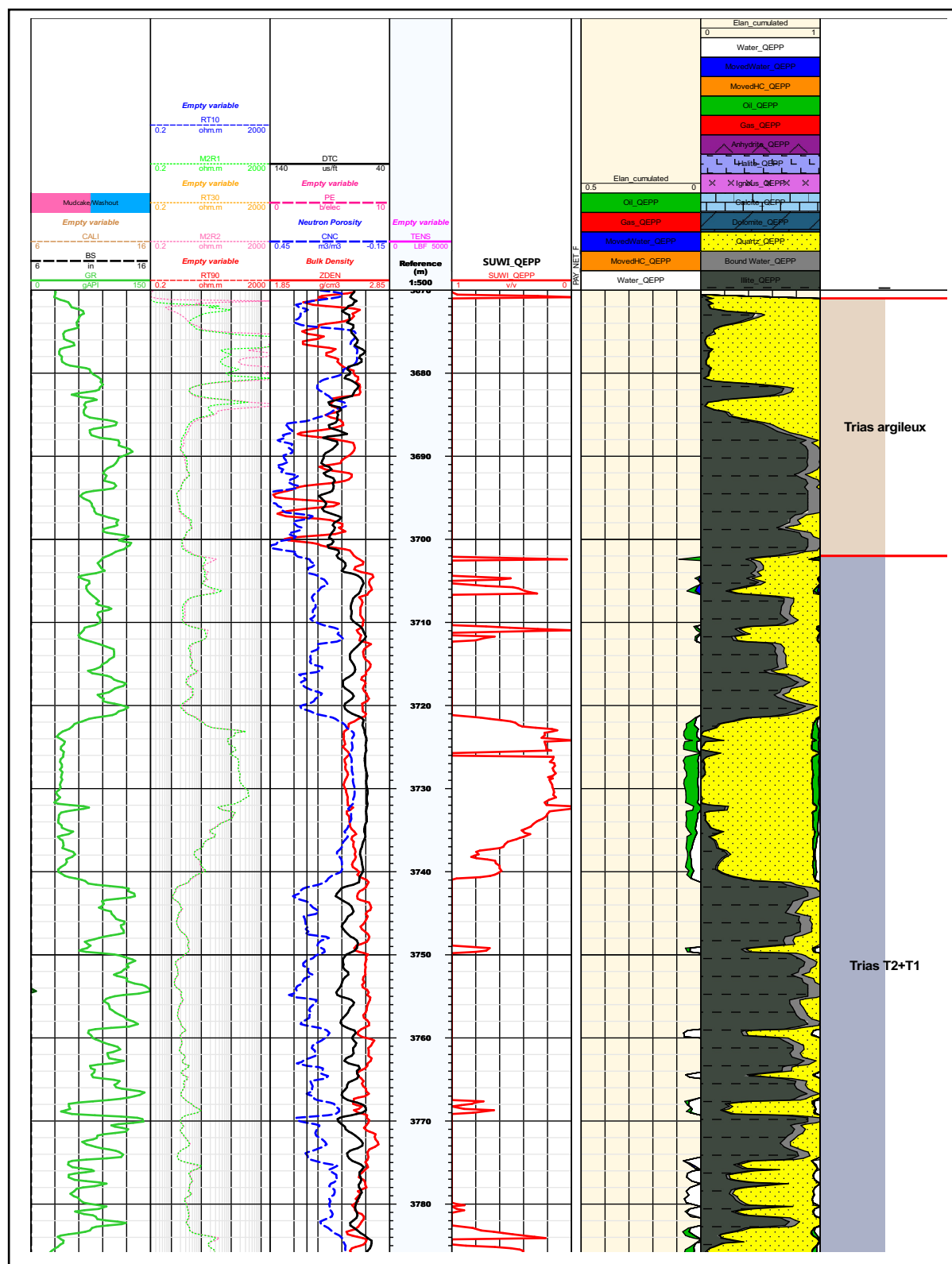


Figure 49 : Résultat du Quanti Elan sans Halite pour le puits B.

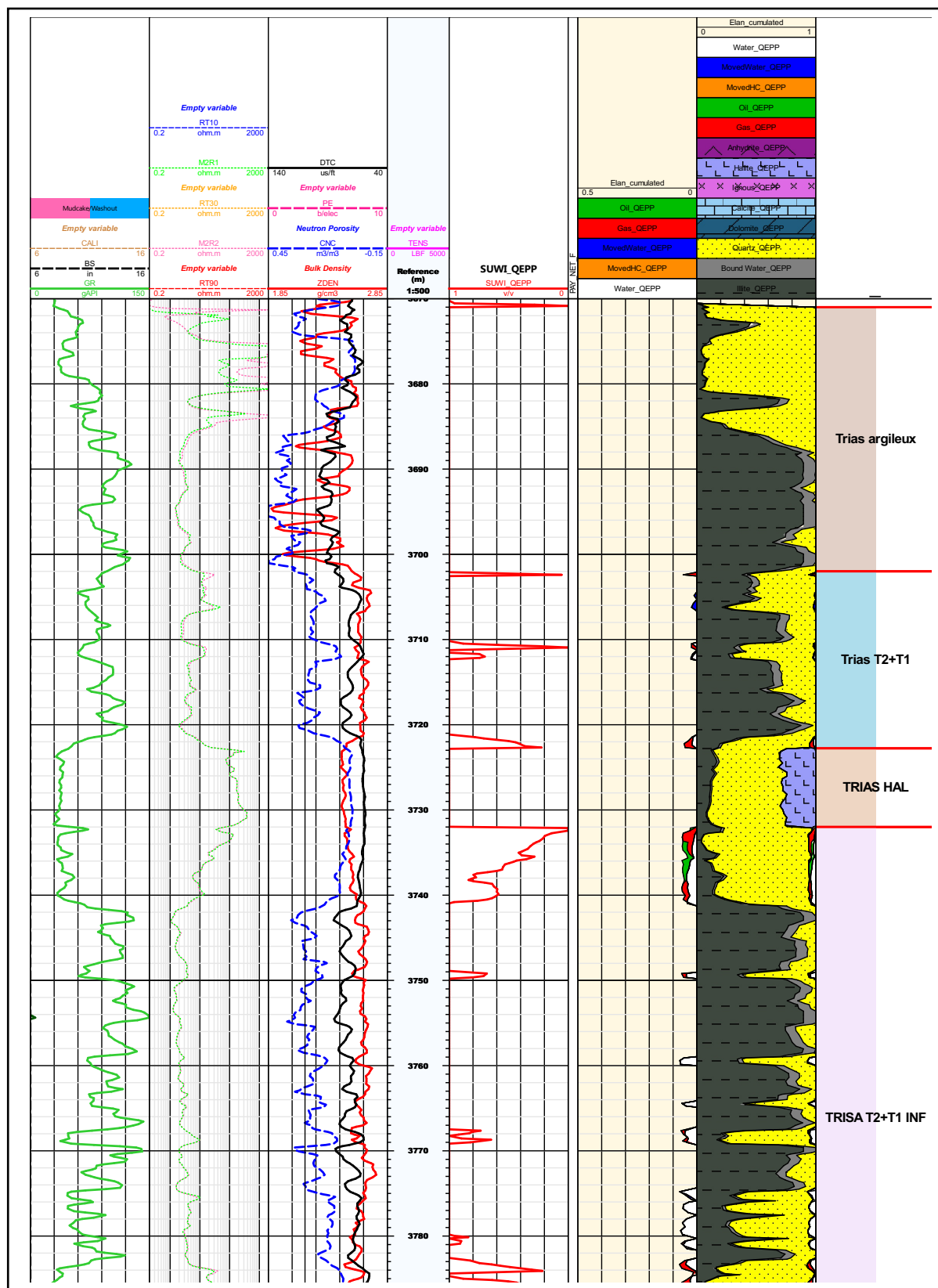


Figure 50 : Résultat du Quanti Elan avec Halite pour le puits B.

IV.5 Analyse des résultats

Comme nous l'avons expliqué dans le chapitre précédent, les courbes de densité et de neutron nous montrent une poche de gaz. Mais en réalité, c'est la réponse du ciment salifère. Grâce au module Quanti Elan, nous avons confirmé la présence de ciment salifère et nous avons pu estimer son volume.

❖ Puits A :

On remarque que dans les Elans (**Figures 47,48**) avant la considération du ciment salifère, la formation du Trias **T2-T1** apparaît totalement à hydrocarbure. Pourtant, entre les profondeurs **3722,5m-3731,5m** la résistivité atteint **324 Ohm.m**, suivie d'une lecture de sonique d'ordre **50 us/ft**, ce qui traduit la présence du Sel et non d'hydrocarbure.

Les niveaux **3732m-3744m** et **3758,5m-3770m** représentent des zones à hydrocarbures avec une saturation en eau moyenne de **25 % et 30%** suivie d'une porosité moyenne de **8 % et 9%** respectivement.

❖ Puits B :

On remarque que dans les Elan (**Figures 49,50**) avant la considération du ciment salifère, la formation du Trias **T2+T1** apparaît totalement à hydrocarbure. Pourtant, entre les profondeurs **3723m-3732m** la résistivité atteint **349 Ohm.m**, suivie d'une lecture de sonique d'ordre **50 us/ft**, ce qui traduit la présence du Sel et non d'hydrocarbure.

Le niveaux **3732m-3741m** et **3783m-3788m** représente des zones à hydrocarbures avec une saturation moyenne de **25 % et 10%** suivie d'une porosité moyenne de **5 %** pour les deux niveaux respectivement.

❖ Conclusion :

Nous avons réussi à mettre en évidence la présence du ciment salifère dans les réservoirs triasiques des puits A et B et cela en utilisant le module Quanti Elan. Ce dernier, nous a permis de réaliser un model minéralogique du réservoir afin de mieux se rapprocher de la réalité et de faciliter l'interprétation.

L'interprétation de la partie triasique montre que nos puits sont affectés par le ciment salifère qui influe d'une façon considérable sur la diminution de la perméabilité et fausse les prédictions des volumes d'hydrocarbures.

CONCLUSION GENERALE

V. Conclusion générale :

Cette étude nous a permis de réaliser une analyse détaillée sur l'influence du ciment salifère sur les paramètres pétrophysiques au niveau des réservoirs Triasique du bassin d'Amguid Messaoud.

En effet la présence d'une quantité importante du ciment salifère affecte considérablement les propriétés pétrophysiques d'un réservoir. Ces dernières se manifestent avec des signatures diagaphiques qui peuvent prêter à confusion (ressemblance avec une poche à gaz) et induire souvent en erreur le log analyste.

Grace à l'analyse des cross plot et les différentes courbes de diagaphies, nous avons pu montrer l'apparence des signatures significatives du ciment salifère. Et afin de caractériser au mieux notre réservoir, nous avons eu recours à une méthode d'interprétation qui est basée sur l'introduction des minéraux. Celle-ci nous a permis de créer un model minéralogique de notre réservoir afin de nous rapprocher au mieux de notre cas d'étude.

Durant l'introduction du minéral Halite nous avons pu constater que les signatures d'hydrocarbures dans les réservoirs gréseux des deux puits ont été remplacées par la présence du sel . Celui-ci contribue fortement à baisser la porosité et la perméabilité. Nous avons aussi pu voir son influence sur l'évaluation pétrophysique avec comme conséquence l'augmentation de la compaction qui conduit à la détérioration de la qualité du réservoir.

Il existe plusieurs méthodes très coûteuses à savoir les diagaphies de test (échantillonnage) qui permettent de donner des informations sur la présence des hydrocarbures. Cependant si l'évaluation est faite d'une façon minutieuse, en se basant sur les diagaphies qui donnent la proportion des composants de la lithologie, on pourra éviter l'utilisation des tests qui sont très coûteux.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

IFP TRAINING. (2010) Diagraphies Différées Et Interprétation.

IFP TRAINING. (2010) Interprétation Quantitative Des Diagraphies Différées.

IFP TRAINING. (2006) Introduction à la Géologie Pétrolière.

IAP TRAINING. (2013) Les diagraphies différées, Part 1 : historique, principes physiques et évolution des outils.

HALIBERTON. (2013) Log Interprétation Charts

R. DADONE et R. DESBRANDES. (1968) Notions De Diagraphie, TECHNIP.

Serra, O., 1984, Fundamentals of well log interpretation, 1. The acquisition of logging data. Elsevier.

Serra, O., 1979, Diagraphies Différées - Bases de l'interprétation. Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques. Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf- Aquitaine, Mém.1.

Serra, O. (1985) Diagraphies Différées, Bases De L'interprétation, Interprétation Des Données Diagraphiques, Tome 2.

SONATRACH and Schlumberger. (2007) Well Evaluation Conference Algeria. Wetmore Printing Company, Houston

Schlumberger. (2007) Well Services Catalog.

Schlumberger. Introduction To Well Logging.

Schlumberger. (1992) Séminaire D'interprétation Des Diagraphies.

Jean Fabre. (2005) Géologie du Sahara occidental et central, Tervuren.