

République Algérienne Démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



DEPARTEMENT GENIE MINIER

Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie minier

Etude de l'influence du ciment salifère sur les paramètres pétrophysiques par une interprétation diagraphique pour l'évaluation des réservoirs d'hydrocarbures du bassin Triasique d'Oued Mya

Présenté par : **RAHMANI Mohammed Arezki**
HEMMAM Hicham

Sous la direction de
Mr. CHANANE Larouci

Soutenu publiquement le 18/07/2021

Devant le jury composé du :

President	Dr. Sami YAHYAOUI	ENP
Examineur	Dr. Rezki AKKAL	ENP
Promoteur	Mr. CHANANE Larouci	ENP

Invité de Sonatrach : Mme H.MEDAOURI

ENP, 2021

République Algérienne Démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



DEPARTEMENT GENIE MINIER

Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie minier

Etude de l'influence du ciment salifère sur les paramètres pétrophysiques par une interprétation diagraphique pour l'évaluation des réservoirs d'hydrocarbures du bassin Triasique d'Oued Mya

Présenté par : **RAHMANI Mohammed Arezki**
HEMMAM Hicham

Sous la direction de
Mr. CHANANE Larouci

Soutenu publiquement le 18/07/2021

Devant le jury composé du :

President	Dr. Sami YAHYAOUI	ENP
Examineur	Dr. Rezki AKKAL	ENP
Promoteur	Mr. CHANANE Larouci	ENP

Invité de Sonatrach : Mme H.MEDAOURI

ENP, 2021

Remerciements

Avant tout, nous remercions le bon Dieu de nous avoir accordé la force, la santé, la patience et le courage pour surmonter toutes les difficultés rencontrées durant ce parcours universitaire.

Nous exprimons notre gratitude et notre reconnaissance à notre promoteur, Mr. CHANANE Larouci, pour sa patience, son encadrement, ses pertinents conseils, ses orientations judicieuses, durant la préparation de notre travail, ce qui nous a permis de mener à bien ce projet.

Nous sommes très reconnaissants à l'égard de l'ensemble des membres du jury : Dr. Sami YAHYAOUÏ et Dr. Rezki AKKAL de l'Ecole Nationale Polytechnique, qui ont accepté de porter un regard critique sur ce mémoire de Projet de Fin d'Études.

Nous tenons également à remercier spécialement Mme. MEDAOURI, qui fut la première personne à nous avoir fait découvrir le sujet qui a fait l'objet de notre mémoire.

Un grand merci pour Mr. BENAMARA qui a ajouté de la valeur à notre travail par ses corrections et ses conseils très pertinents.

Nous souhaitons témoigner aussi notre profonde reconnaissance et gratitude à tous nos enseignants, aussi bien du cycle préparatoire que ceux du département génie minier, pour leur grande générosité et leurs efforts fournis durant nos années d'études au sein de l'Ecole Nationale Polytechnique et pour leur grande patience dont ils ont fait preuve malgré leurs charges académiques et professionnelles.

Nous remercions chaleureusement l'équipe de la division Exploration de Sonatrach: Lamara, Mahmoud, Mounir, Brahim, Tayeb, Ferial, Hadj Fedlaoui, Moussa, Lounes, pour leur aide inestimable et la sympathie dont ils ont fait preuve à notre égard.

Nous tenons à remercier vivement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au succès de notre travail d'ingénieur d'Etat et qui nous ont aidé lors de la rédaction de ce rapport.

Dédicaces

On dédie ce modeste travail accompagné d'un profond amour :

À nos chères familles, qui nous ont fait grandir, et qui nous ont appris les meilleures bonnes valeurs, qui ont fait de nous ce que nous sommes aujourd'hui.

À nos amis qui nous ont toujours encouragé et à qui nous souhaitons beaucoup de succès.

À nos professeurs qui nous ont éduqué et enseigné depuis l'école primaire jusqu'à la formation d'Ingénieur d'Etat.

Nous vous remercions vivement pour votre présence et votre soutien.

Hicham et Mohammed

ملخص

تمت دراستنا على الآبار الواقعة في محيط "غرداية 2" الواقعة في حوض واد ميا (شمال منطقة الرصيف الصحراوي). تم العثور على العديد من الآبار في هذه المنطقة لتكون فارغة من النفط ، بينما تنتج الآبار المجاورة الأخرى الهيدروكربونات. السبب الرئيسي لهذه المشكلة هو وجود الإسمنت الملحي في مناطق معينة من هذا الحوض. لا يؤثر هذا الإسمنت الملحي على جودة خزانات النفط فقط ، بل يؤثر أيضًا على تسجيل البيانات ؛ مما يجعل تفسيرات محلي السجل خاطئة تمامًا. لذلك تهدف دراستنا إلى تسليط الضوء على تأثيرات الإسمنت الملحي على تسجيل بيانات الآبار وكذلك على الخصائص البتروفيزيائية لخزانات النفط ، بهدف التمكن من تحديد موقع الإسمنت الملحي بدقة كبيرة ، وبالتالي ، تحديد الآبار التي لا تنتج المحروقات

الكلمات الدالة : واد ميا ، الإسمنت الملحي ، جودة خزانات النفط ، تسجيل بيانات الآبار ، الخصائص البتروفيزيائية

Abstract

Our research work was carried out on wells located in a study area forming part of the territory of the wilaya of "Ghardaïa II", where the study area is located in the Oued Mya basin (north of the area of the Saharan platform).

Several wells in this region have been found to be sterile in oil, while other neighboring wells produce hydrocarbons. However, the major cause of this problem is the presence of salt cement accumulated at different depths in certain areas of the large Oued Mya basin. This salt cement not only affects the quality of reservoirs, but also the log records that are recorded there; which completely distorts the interpretations of log analysts.

Our study therefore aims to highlight the negative effects of salt cement on logging records as well as on the petrophysical properties of reservoir formations, with the aim of being able to determine, with great precision, the location of the salt cement, and therefore succeed in indicating in advance, the wells which are not hydrocarbon producers.

Key words: Oued Mya, salt cement, quality of reservoirs, logging records, petrophysical properties.

Résumé

Notre étude a été menée sur des puits localisés dans un périmètre d'étude faisant partie du territoire de la wilaya de « Ghardaïa II », où la zone d'étude est située dans le bassin d'Oued Mya (au Nord du domaine de la plateforme saharienne).

Plusieurs puits de cette région se sont avérés stériles en huile, alors que d'autres puits voisins sont producteurs d'hydrocarbures. Cependant, la cause majeure de ce problème est la présence du ciment salifère accumulé à différents niveaux de profondeurs dans certaines zones du grand bassin d'Oued Mya.

Ce ciment salifère affecte non seulement la qualité des réservoirs, mais aussi les enregistrements diagraphiques qu'on y sont enregistrés ; ce qui fausse complètement les interprétations des log analyst.

Notre étude, vise donc à mettre en évidence les effets négatifs du ciment salifère sur les enregistrements diagraphiques ainsi que sur les propriétés pétrophysiques des formations réservoir, dans le but de pouvoir déterminer, avec une grande précision l'emplacement du ciment salifère, et par conséquent réussir à indiquer à l'avance, les puits qui ne sont pas producteurs d'hydrocarbures.

Mots clés : Oued Mya, ciment salifère, qualité des réservoirs, enregistrements diagraphiques, propriétés pétrophysiques.

Table des matières

Table des figures	
Lise des tableaux	
Préambule	
Introduction	11
Chapitre 1 : Cadre géographique et contexte géologique du bassin d'Oued Mya	13
1.1 Introduction.....	14
1.2 Localisation du cadre géographique.....	18
1.3 Géologie régionale du bassin d'Oued Mya.....	20
1.3.1 Plan structural.....	20
1.3.2 Plan lithostratigraphique.....	21
1.3.2.1 Le Paléozoïque.....	21
1.3.2.1.1 Le Cambrien.....	21
1.3.2.1.2 L'Ordovicien.....	21
1.3.2.1.3 Le Silurien.....	22
1.3.2.1.4 Le Dévonien.....	22
1.3.2.2 Le Mésozoïque.....	22
1.3.2.2.1 Le Trias.....	22
1.3.2.2.2 Le Jurassique.....	25
1.3.2.2.3 Le Crétacé.....	25
1.3.2.3 Le Cénozoïque.....	25
1.3.3 Minéralisation.....	27
1.3.4 Tectonique.....	30
1.3.5 Potentiel Pétrolier.....	32
Chapitre 2 : PRINCIPALES MESURES DIAGRAPHIQUES	34
2.1 Introduction.....	35
2.2 Généralités sur les diagraphies.....	35
2.2.1 Histoire de diagraphies.....	35
2.2.2 Définitions.....	35
2.2.3 Principes de fonctionnement.....	36
2.3 Présentation des diagraphies et les outils de mesure.....	38
2.3.1 Diagraphie du diamètre du puits (Caliper).....	38
2.3.2 Diagraphie de la radioactivité gamma ray total.....	40
2.3.3 Diagraphie de la radioactivité gamma ray spectrométrie.....	41
2.3.4 Diagraphie de la résistivité des formations.....	42
2.3.5 Diagraphie de neutrons.....	43
2.3.6 Diagraphie de litho-densité.....	45
2.3.7 Diagraphie sonique.....	47
2.4 Facteurs influençant les enregistrements des diagraphies.....	49
2.4.1 Effet du trou de sonde.....	49
2.4.1.1 Diamètre du trou.....	49
2.4.1.2 Boue de forage.....	49
2.4.1.3 Invasion du filtrat.....	49
2.4.1.4 Tubage et ciment.....	49
2.4.2 Position de la sonde.....	50
2.4.3 Vitesse d'enregistrement.....	50
2.4.4 Température et pression.....	50

2.5. Conclusion.....	50
----------------------	----

Chapitre 3 : Paramètres pétrophysique et interprétation diagraphique.....51

3.1 Introduction.....	52
3.2 Notions de pétrophysique.....	53
3.2.1 Eléments constitutifs du réservoir.....	53
3.2.1.1 La matrice.....	53
3.2.1.2 L'argile.....	54
3.2.1.3 Le fluide.....	55
3.2.2 Paramètres caractéristiques du réservoir.....	56
3.2.2.1 La porosité.....	56
3.2.2.2 La perméabilité.....	59
3.2.2.3 La saturation.....	61
3.2.2.4 L'argilosité (volume d'argile).....	64
3.3 Interprétation qualitative des diagraphies.....	65
3.3.1 Les puits RH-1 et RH-2.....	66
3.3.2 Délimitation des zones réservoirs.....	66
3.3.3 Etude lithologique et minéralogique des réservoirs : (cross-plot).....	67
3.3.3.1 Détermination de la nature de la matrice et la présence du ciment	67
3.3.3.2 Détermination de la nature de l'argile.....	76
3.3.3.3 Détermination des types d'argile.....	79
3.4 Interprétation quantitative.....	80
3.4.1 Détermination de la résistivité de la zone vierge Rt.....	82
3.4.2 Détermination de la résistivité de l'eau de formation Rw.....	82
3.4.3 Détermination des paramètres matriciels.....	84
3.4.4 Détermination des paramètres argileux.....	84
3.4.5 Estimation du volume d'argile.....	85
3.4.6 Calcul de la porosité.....	85
3.4.7 Calcul de la saturation en eau Sw.....	89

Chapitre 4 : Signature du ciment salifère et son influence sur l'évaluation pétrophysique des réservoirs.....89

4.1 Introduction.....	90
4.2 Techniques d'identification du ciment salifère.....	90
4.2.1 Processus de détermination des zones a ciment salifère.....	90
4.2.2 La détermination des zones a ciment salifère à partir des diagraphies.....	90
4.2.3 La différence entre la signature de ciment salifère et celle de gaz.....	91
4.3 Analyse des réponses diagraphiques et principes d'interprétation.....	92
4.4 Etapes de création d'un model minéralogique avec Quanti Elan à l'aide du logiciel Techlog.....	94
4.4.1 Quanti Elan.....	94
4.4.2 Création du model.....	94
4.5 La signature du ciment salifère au niveau du réservoir triasique.....	102
4.5.1 Signature de ciment salifère au niveau du puit RH-1.....	103
4.5.2. Signature de ciment salifère au niveau du puit RH-2.....	105
4.6 Mesures pétrophysiques effectuées sur carottes de grès à ciment salifère.....	108
Conclusion générale.....	110
Bibliographie	111
Sitologie	112

Table des figures

Figure 1.1 : Bassin d'Oued Mya, écorché à la discordance hercynienne (Document WEC2007)	15
Figure 1.2 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (WEC 2007).....	17
Figure 1.3 : Emplacement des puits (Périmètre Ghardaïa II).....	19
Figure 1.4 : Sections simplifiées à travers des parties choisies de la plate-forme saharienne.....	20
Figure 1.5 : Coupes géologiques N-S et NO-SE dans le bassin d'Oued Mya (Document WEC2007).....	23
Figure 1.6 : Coupe lithostratigraphique type du bassin d'Oued Mya (Document WEC2007).....	26
Figure 1.7 : Différentes structures des pièges.....	30
Figure 2. 1 : Diagraphie différée (Document Institut Français du Pétrole).....	37
Figure 2. 2 : Influence de la lithologie sur le CALIPER (Document Schlumberger).....	39
Figure 2. 3 : Identification des bonds argileux, par l'outil GR (Document Schlumberger).....	41
Figure 2. 4 : Modèle de l'outil AIT, avec ses différents équipements (Document de l'Institut Algérien du pétrole).....	43
Figure 2. 5 : Modèle de l'outil de neutron CNT (Document Schlumberger).....	45
Figure 2. 6 : Modèle de l'outil de Litho-Densité FDC (Document Schlumberger).....	46
Figure 2. 7 : Modèle de l'outil Sonic BHC (Document Schlumberger).....	48
Figure 3.1 : Calcul des réservoirs (Document Sonatrach).....	52
Figure 3.2 : Matrice (grains noirs + ciment gris) (Article de geologie.discip.ac-caen.fr)	54
Figure 3.3 : Modes de distribution de l'argile (Document Schlumberger).....	55
Figure 3.4 : Fluides remplissant les pores d'une roche	56
Figure 3.5 : Types de porosités, pour plus de détails, voir l'annexe.....	58
Figure 3.6 : Répartition des éléments dans un réservoir argileux,	59
Figure 3.7 : Schéma d'une roche perméable	61
Figure 3.8 : Saturation en fluides d'un réservoir (Cours propriétés des réservoirs, Mines Nancy, Judith Sausse).....	63
Figure 3.9 : Zone vierge, zone transitoire, et zone lavée (Plateforme ig.unil.ch).....	63
Figure 3.10 : l'emplacement de l'argile parmi les constituants de la roche	64
Figure 3.11: Cross plot neutron- densité du puits RH-1.....	68
Figure 3.12: Cross plot neutron- densité de puits RH-2.....	69
Figure 3.13: MN-Plot du puits RH-1.....	71
Figure 3.14: MN-Plot du puits RH-2.....	72
Figure 3.15: MID-Plot RH-1.....	74
Figure 3.16: MID-Plot RH-2.....	75
Figure 3.17: Cross plot Thorium-Potassium du puits RH-1.....	77
Figure 3.18: : Cross plot Thorium-Potassium du puits RH-2.....	78
Figure 3.19: Cross plot neutron-porosité densité du puits RH-1.....	80
Figure 3.20: Cross plot neutron-porosité densité du puits RH-2.....	81
Figure 3.21: Détermination de R_w à partir de l'abaque Gen-9 de Schlumberger.....	83

Figure 4.1 : Réponses diagraphiques synthétiques des minéraux (Baker Huges)	92
Figure 4.2 : Chargement des données de puits.....	95
Figure 4.3 : Visualisation de logs.....	96
Figure 4.4 : Création d'un log harmonisé.....	97
Figure 4.5 : Introduction de la salinité, la densité de la boue, et la température.....	98
Figure 4.6 : Paramètres d'entrée du Quanti Elan.....	98
Figure 4.7 : Sélection de la loi de saturation.....	100
Figure 4.8 : Création d'un modèle sans fluides.....	100
Figure 4.9 : Combinaison des deux modules.....	101
Figure 4.10 : Présentation des inputs et des outputs.....	102
Figure 4.11 : Réponses de diagraphies pour l'unité T2A au niveau du puit RH-1 (Travail personnel)	103
Figure 4.12 : Log de saturation et caractérisation finale du réservoir pour l'unité T2A au niveau du puit RH-1 (Travail personnel)	104
Figure 4.13 : Réponses de diagraphies pour l'unité T2A au niveau du puit RH-2 (Travail personnel)	106
Figure 4.14 : Log de saturation et caractérisation finale du réservoir pour l'unité T2A au niveau du puit RH-2 (Travail personnel).....	107
Figure 4.15 : Une carotte de grès à ciment salifère (Oued Mya. Unité T2A, Division Exploration Sonatrach).....	109

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Phases tectoniques majeures (Boudjema, 1987 ; Echikh,1991)	31
Tableau 3.1 : Données des puits.....	66
Tableau 3.2: Les paramètres d'argile des puits RH-1 et RH-2	84
Tableau 4.1 : Illustration de l'influence du ciment salifère sur les propriétés pétrophysiques d'un grès (Les séries à évaporites en exploitation pétrolière, 1986)	108

Préambule

D'après des études menées sur la région d'Oued Mya, certains sondages, réalisés à proximité immédiate des puits déjà producteurs d'hydrocarbures, se sont avérés stériles.

Les sédiments détritiques de cette région sont en grande partie continentaux.

A l'origine, un large cours d'eau (Paléo-Mya) provenait du Sud (dorsale d'El Biod) et se terminait au Nord-Est par un estuaire. Une analyse séquentielle a permis d'établir des corrélations et de mettre en évidence les environnements sédimentaires : à savoir, un ensemble de seuils à flancs très plats, où se sont développés des chenaux fluviaux en tresses, limitant de part et d'autre une vallée à chenaux fluviaux à méandres.

La présence de dolocrottes pédogénétiques ou relevant de l'épigénie de nappe sous couverture est un fait nouveau, dans le Trias du Sahara. Au cours de la diagenèse superficielle précoce, ces dolocrottes provoquent une dégradation de la porosité et de la perméabilité des sédiments, à cause de leur cimentation et leur remplacement par la dolomite pédogénétique.

Plus tard, la diagenèse d'enfouissement a provoqué la recristallisation d'une dolomite à forme cristalline nette (idiotopique) en une dolomite à forme irrégulière (xénotopique). La porosité de ces grès a donc été beaucoup plus oblitérée. [H. Ait-Salem, 1990]

Les ciments (dolomite, anhydrite, silice), constituent l'une des causes majeures qui entravent la prospection et la production pétrolière, car leur présence affecte les propriétés pétrophysiques des formations, et par conséquent, les analyses des diagraphies qui sont enregistrées, n'atteignent pas le niveau des résultats escomptés.

Introduction

Les méthodes diagraphiques sont très réputées pour leur efficacité dans la prospection d'hydrocarbures et pour les résultats probants qu'elles apportent dans les techniques d'exploration et le calcul des réserves. La région du grand bassin d'Oued Mya constitue un cas bien particulier, vu le nombre de complications qu'elles génèrent lors de l'interprétation des diagraphies.

Le Trias du bassin d'Oued Mya comporte une épaisse couche de sel (Trias salifère S4), surplombant les réservoirs argilo-gréseux qui renferment dans la majorité des cas, au moins dans leur partie sommitale, une quantité importante de sel, formant un ciment entre les grains de la matrice, ou bien un bouchon qui obstrue l'espace poreux dans lequel sont sensés circuler des fluides (eau, hydrocarbures et gaz).

L'objectif de notre recherche vise essentiellement à donner les éléments clés pouvant parvenir à déceler et identifier la présence ou l'absence de ce ciment salifère, qui a été jusqu'à un passé très récent négligé, alors son influence sur les enregistrements diagraphiques et aussi sur l'évaluation de la qualité des réservoirs est capitale, en l'occurrence pour le cas de notre étude relatif à la partie supérieure de la série argilo-gréseuse du Trias d'Oued Mya (T2-A, T1-B). Et pourtant, il a été vérifié dans les récents travaux de recherches que les ciments salifères constituent, dans certains réservoirs d'hydrocarbures, un important facteur affectant largement et fondamentalement les propriétés pétrophysiques conditionnant la structure des réservoirs, d'autant plus qu'ils vérifient la présence ou l'absence des fluides favorisant ainsi la prise de décision finale pour la faisabilité des travaux d'exploitation des réservoirs d'hydrocarbures.

La complexité du problème est inhérente au ciment salifère ; vu l'inconstance de sa densité, qui varie d'un point vers un autre au sein du même réservoir, ou d'un réservoir à un autre, contrairement à la densité du sel ordinaire ; ce qui rend son identification très difficile. D'autant plus la similitude qui existe entre sa réponse diagraphique et celle des hydrocarbures, en l'occurrence le gaz ; fausse complètement les résultats.

Cependant, notre travail de recherche est structuré de la manière suivante :

Le premier chapitre, vise à situer le cadre naturel du bassin d'Oued Mya du point de vue géographique et géologique, et évaluer également le potentiel d'hydrocarbure de ce bassin.

Le deuxième chapitre, comporte la description analytique des mesures diagaphiques utilisées dans notre étude, étayées de quelques notions de base.

Le troisième chapitre, aborde l'analyse et l'interprétation des diagaphies ainsi que le rapport existant avec la présence du ciment salifère dans les réservoirs.

Enfin le quatrième chapitre, termine notre étude avec l'influence de ce ciment salifère sur l'évaluation des conditions pétrophysiques des réservoirs.

Chapitre 1

Cadre géographique et contexte géologique du bassin d'Oued Mya

1.1 Introduction

Le Sahara algérien est connu pour la diversité et les grandes quantités des ressources énergétiques et minières qu'il renferme, et leur importance capitale dans les domaines de l'énergie et de l'industrie, ce qui explique l'intérêt qu'il suscite dans le domaine de la prospection et de la recherche et à en juger par le nombre d'études dont il continue de faire l'objet.

Cet espace est structuré selon deux plans bien distincts :

- **Plan Horizontal** : Les grands bassins sédimentaires du Sahara sont répartis en trois provinces :

- ✓ Province occidentale, avec une profondeur de 9km environ, selon les sondages géophysiques effectués dans le bassin de Tindouf. Les bassins de cette province sont les suivants : Bassins de l'Ahnet Gourara, Gourara Nord, Béchar et ses marges, Reggane, Tindouf, Taoudenni et Sbâa.

- ✓ Province orientale, avec une profondeur de 6km environ, selon les sondages effectués au niveau des gisements gaziers et pétroliers respectivement des bassins d'Illizi et Berkine. Les bassins de cette province sont donnés comme suit : Môle d'Amguid-Messaoud, Bassin de Berkine, Oued Mya-Sud et Illizi.

- ✓ Province triasique, avec une profondeur de 4 à 5km environ, selon les sondages effectués au niveau des gisements gaziers de Hassi R'mel et pétroliers de Hassi Messaoud et d'Oued Mya-Nord.

- **Plan Vertical** : où les profils stratigraphiques sont structurés en trois niveaux de couvertures sédimentaires :

- 1- Niveau **précambrien**,
- 2- Niveau **paléozoïque**,
- 3- Niveau **post-paléozoïque**.

Ces trois niveaux de couvertures sédimentaires, sont dominés par des structures géologiques du paléozoïque dont les étages géologiques présentent des séries sédimentaires concordantes lacunaires et plus ou moins complètes par endroit, et sont relativement déformées, surmontées par de faibles couvertures sédimentaires du mésozoïque (secondaire) et du cénozoïque (tertiaire-quaternaire).

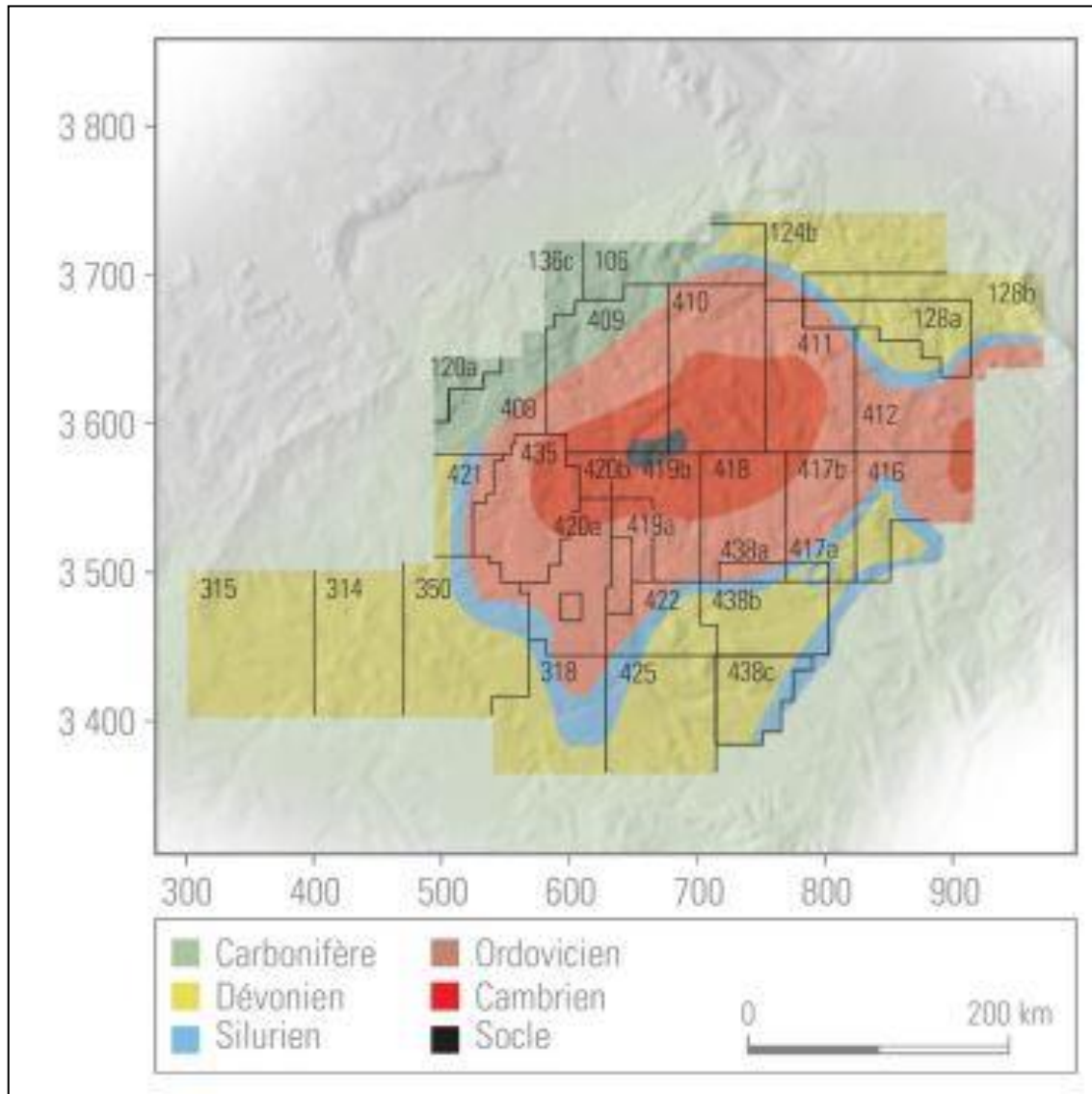


Figure 1.1 : Bassin d'Oued Mya, écorché à la discordance hercynienne (Document WEC2007)

1. **Niveau de couverture sédimentaire précambrienne**

Il correspond à une couverture volcano-sédimentaire, où la couche primaire des grés, issue du démantèlement de la chaîne pan-africaine formée au protérozoïque supérieur, est mélangée avec une pétrologie de vulcanites acides (rhyolites) provenant de la première activité volcanique, qui a affecté la région du Hoggar, associée à la tectonique précambrienne (responsable de la formation de la chaîne pan-africaine).

Cette couverture, assimilée à la surface du socle cristallophyllien, affleure encore par endroits, sur le plateau du tassili. Elle est surmontée par les grés de l'ordovicien. Ce niveau correspond à la minéralisation de certains métaux précieux (Or, Argent...).

2. **Niveau de couverture sédimentaire paléozoïque**

Ce niveau de couverture sédimentaire a été formé au cours de six périodes : cambrien, ordovicien, silurien, dévonien, carbonifère et permien.

L'Ere Primaire ou Paléozoïque a duré 300 Ma (545 à 245 ma). Elle enregistre une grande biodiversité au sein des différents écosystèmes marins et terrestres.

Le Paléozoïque est également marqué par de profondes modifications du paysage paléogéographique.

[Emmanuelle VENNIN, 2000]

3. **Niveau de couverture sédimentaire post-paléozoïque**

Le Sahara algérien y a connu une dernière invasion marine au Crétacé Supérieure, avant que la mer ne se retire définitivement, pour l'installation définitive d'un régime continental, responsable de dépôts détritiques, provenant de l'érosion de l'atlas saharien.

Le bassin d'Oued Mya est constitué par des structures géologiques de ces deux derniers niveaux (paléozoïque et post-paléozoïque).

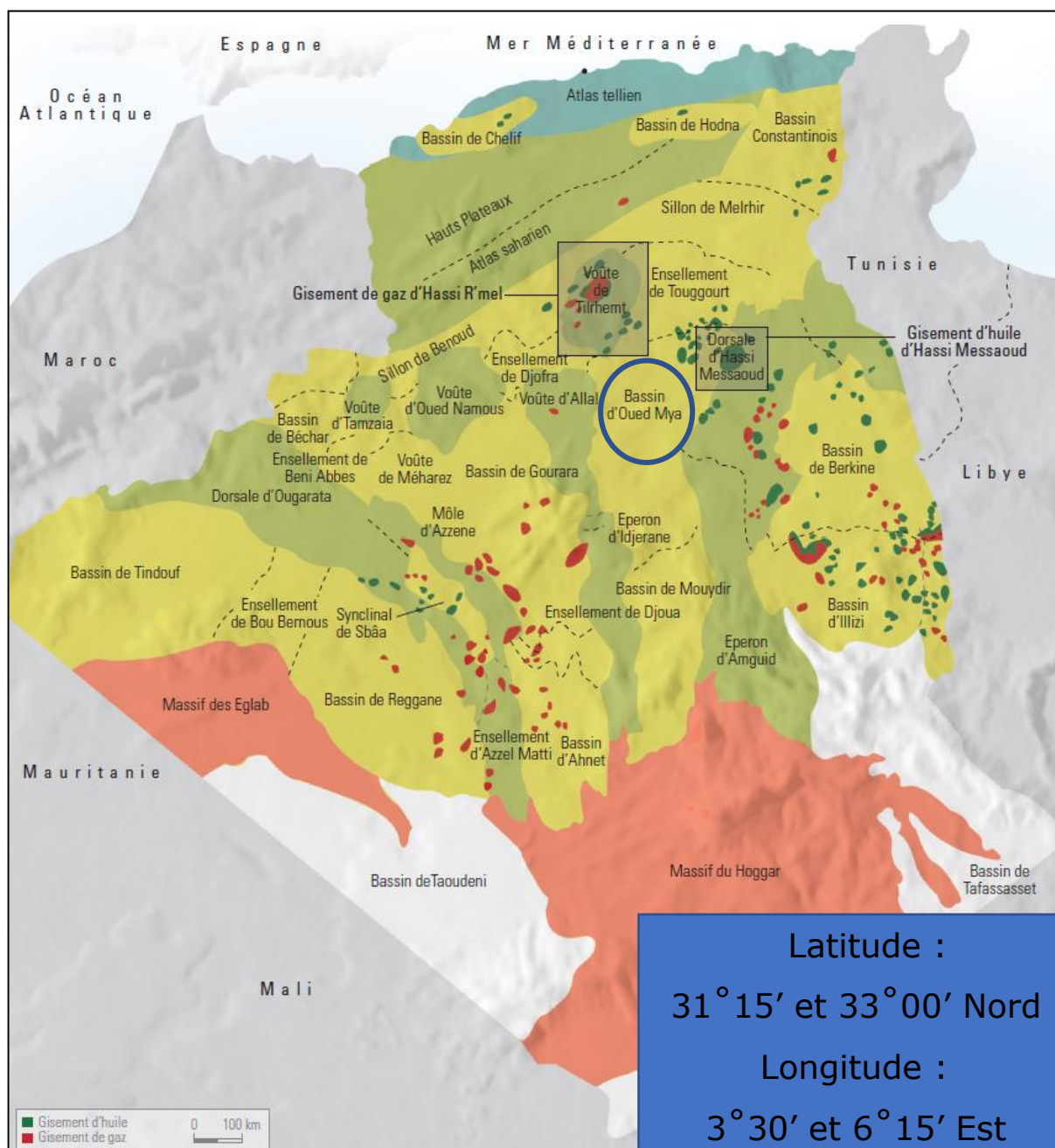


Figure 1.2 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (WEC 2007)

1.2 Localisation du cadre géographique

La région d'Oued Mya se situe dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne à environ 600 km au sud d'Alger. La ville de Ouargla se situe presque au centre.

Le bassin d'Oued Mya est limité :

-Au Nord par le haut structural DJEMAA-TOUGGOURT, constitué de terrains d'âge Cambrien et Ordovicien, reposant sur un socle rhyolitique antécambrien.

-Au Nord-Ouest, par le môle de TALEMZANE-HASSI-R'MEL.

-À l'ouest, par la voûte d'Allal.

-Au Sud, par le bassin du Mouydir.

-Au Sud-Est, par le môle de HASSI-MESSAOUD qui se prolonge au Nord par la zone haute de TOUGGOURT.

-À l'est, par le haut structural d'Amguid-Messaoud et Les principaux éléments structuraux sont de direction N-S et NE-SO.

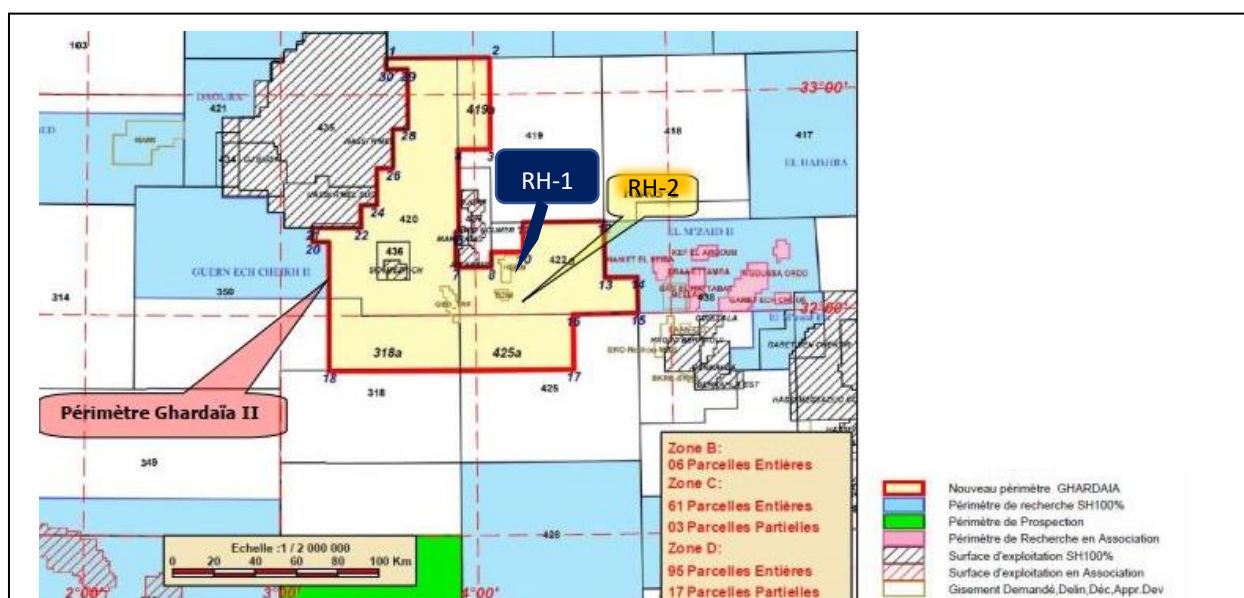
-Plus à l'Est encore, on note la présence du synclinal de DORBANE-HASSI AMRANE, les structures du GASSI-TOUIL septentrional à BAGUEL, puis le bassin du GRAND ERG ORIENTAL auxquels font suite le glacis du Sud tunisien au Nord-Est et le glacis du TINRHERT au Sud-Est.

Ce bassin recouvre environ 87000km², il englobe les blocs suivants 438, 425, 422,437, 436, 420, 419, 418, 417,416 et 318. (Fig.1.1)

Il est délimité par les coordonnées suivantes : (Fig.1.2)

- Latitude : 31°15' et 33°00' Nord
- Longitude : 3°30' et 6°15' Est

Remarque : Les puits qui font l'objet de notre étude (RH-1 et RH-2), se situent dans le périmètre : Ghardaïa II, au niveau du bloc 422a. (Fig.1.3)



**Figure 1.3 : Emplacement des puits (Périmètre Ghardaïa II)
(Document Sonatrach)**

1.3 Géologie régionale du bassin d'Oued Mya

1.3.1 Plan structural

Le bassin d'Oued Mya est configuré dans une dépression allongée, d'orientation SO-NE, structuré au cours du Paléozoïque.

C'est un bassin intra-cratonique dans lequel se développent les séries types de la Province Triasique : identifiées au sommet par une mince section Mio-pliocène (0 à 400 m), surmontant une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser les 4000 m. Cette dernière s'épaissit vers le NE du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne.

La figure suivante montre que la dépression d'Oued-Mya est un synclinal.

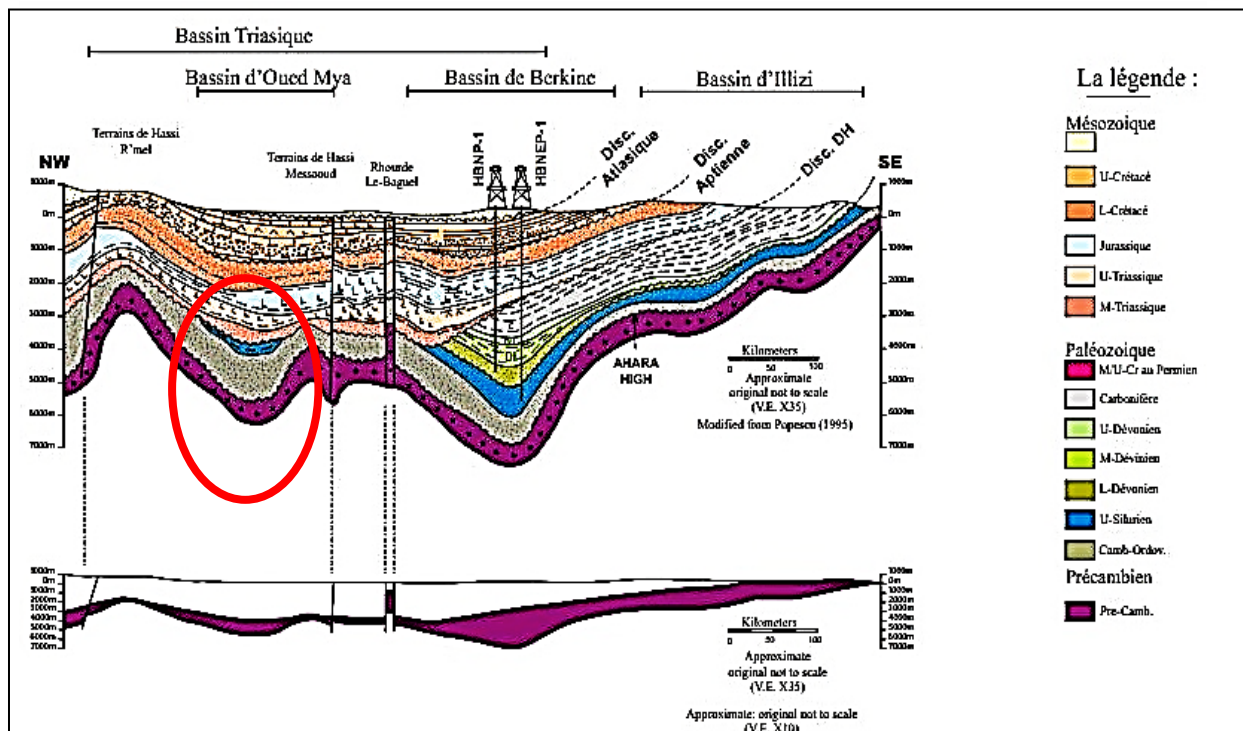


Figure 1.4 : Sections simplifiées à travers des parties choisies de la plateforme saharienne (S. Galeazi & al., 2010)

1.3.2 Plan lithostratigraphique

Dépassant les 5000 mètres d'épaisseur, la série sédimentaire caractéristique du bassin d'Oued Mya est identifiée essentiellement par les dépôts du paléozoïque, fortement érodés (Cambrien et Ordovicien). Le mésozoïque, discordant sur le paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le cénozoïque est représenté par une mince série détritique du Mio-Pliocène.

1.3.2.1 Le Paléozoïque

La série paléozoïque de la dépression d'Oued Mya est incomplète, elle débute au Cambrien et s'achève au Dévonien. L'absence des séries Carbonifères est due aux mouvements Hercyniens qui ont provoqué le soulèvement de la partie Nord. Au Permien, la région se présente comme un haut plateau émergé, ce qui avait empêché le dépôt des séries permienues.

1.3.2.1.1 Le Cambrien

Le Cambrien est constitué par un ensemble grés-conglomératique, déposé en milieu continental fluvial, il est souvent azoïque (terrain ne présentant aucune trace de vie animale de fossiles).

Il est subdivisé en plusieurs termes lithologiques, qui sont de bas en haut : R3, R2, R1 (Ra-Ri), et zone des alternances (constituée d'une alternance d'argiles et de grès). Son épaisseur moyenne est de 500m.

1.3.2.1.2 L'Ordovicien

Il se termine par une régression marine due à une période glaciaire, après avoir marqué le début d'une transgression marine. Il est subdivisé en huit formations qui sont de bas en haut :

Argiles d'El Gassi (Ep = 110m) : correspond à une argile grise à noire, indurée, silteuse avec des intercalations centimétriques de grès fins.

Grès d'El Atchane (Ep = 45m) : des grès blancs à gris.

Quartzites de Hamra (Ep = 100m) : des grès quartzitiques feldspathiques très fins à moyens.

Grès d'Ouargla (Ep = 110m) : des grès fins quartzitiques gris-clairs.

Argiles d'Azzel (Ep = 50m) : des argiles gris-forcé à noire riche en fossiles.

Grès d'Oued Saret (Ep = 50m) : une succession d'argiles grises à noires, silteuses avec des grès blancs fins à moyens.

Argiles conglomératiques (Ep = 80m) : une série d'argiles intercalées par des niveaux micro-conglomératiques.

Dalle de M'Kratia : quelques mètres de grès quartzitiques blancs, fins à moyens, avec intercalation d'argiles.

1.3.2.1.3 Le Silurien

Pendant le Silurien, appelé auparavant par le Gothlandien relatif à l'île de Gotland en Suède, la mer s'approfondit sur les grès cambro-ordoviciens. Durant toute cette période, il y eut le dépôt des schistes argileux à graptolithes, constituant un faciès responsable de grands réservoirs pétroliers, reposant sur les grès de l'ordovicien et surmontés par une couverture argileuse imperméable du Dévonien.

Considéré comme la roche mère principale du bassin grâce aux Argiles noires à Graptolites hautement radioactives.

1.3.2.1.4 Le Dévonien

Les dépôts du Dévonien sont fortement affectés par l'érosion hercynienne. Seul un ensemble argilo-gréseux du Dévonien inférieur est épargné par cette érosion dans l'axe de la dépression d'Oued Mya (Gedinnien-Siegénien) et à l'ouest de Hassi R'mel (Gedinnien à Emsien dans le sillon de Benoud).

1.3.2.2 Le Mésozoïque

Les formations du Mésozoïque sont considérablement développées dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya, avec une épaisseur moyenne de 3700m, le Mésozoïque se subdivise en trois grandes unités à Oued Mya.

1.3.2.2.1 Le Trias

Dans le bassin d'Oued Mya, le Trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritico-azoïque, reposant en discordance angulaire sur des formations d'âge variable du Cambrien au Dévonien inférieur. Cet ensemble est recouvert de dépôts évaporitiques du Trias salifère S4. Ce 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. Les techniques de datations (palynologie) permettent d'évaluer l'âge des dépôts triasiques du Carnien inférieur au Rhétien (Trias supérieur).

L'épaisseur moyenne du Trias du bassin d'Oued Mya, est de 350 m. Il est subdivisé en six unités lithologiques qui sont, de bas en haut : la série inférieure, les roches éruptives, le niveau T1 (membres C et B), le niveau T2 (membre A), l'argileux inférieur et le salifère S4. Les sédiments triasiques, se sont déposés en climat semi-aride à aride, sous forme de dépôts de remplissage de vallées fluviales, intercalés de coulées volcaniques sur une large étendue. Les niveaux de la série inférieure, T1 « B-C » et T2 « A » constituent les principaux réservoirs dans le bassin.

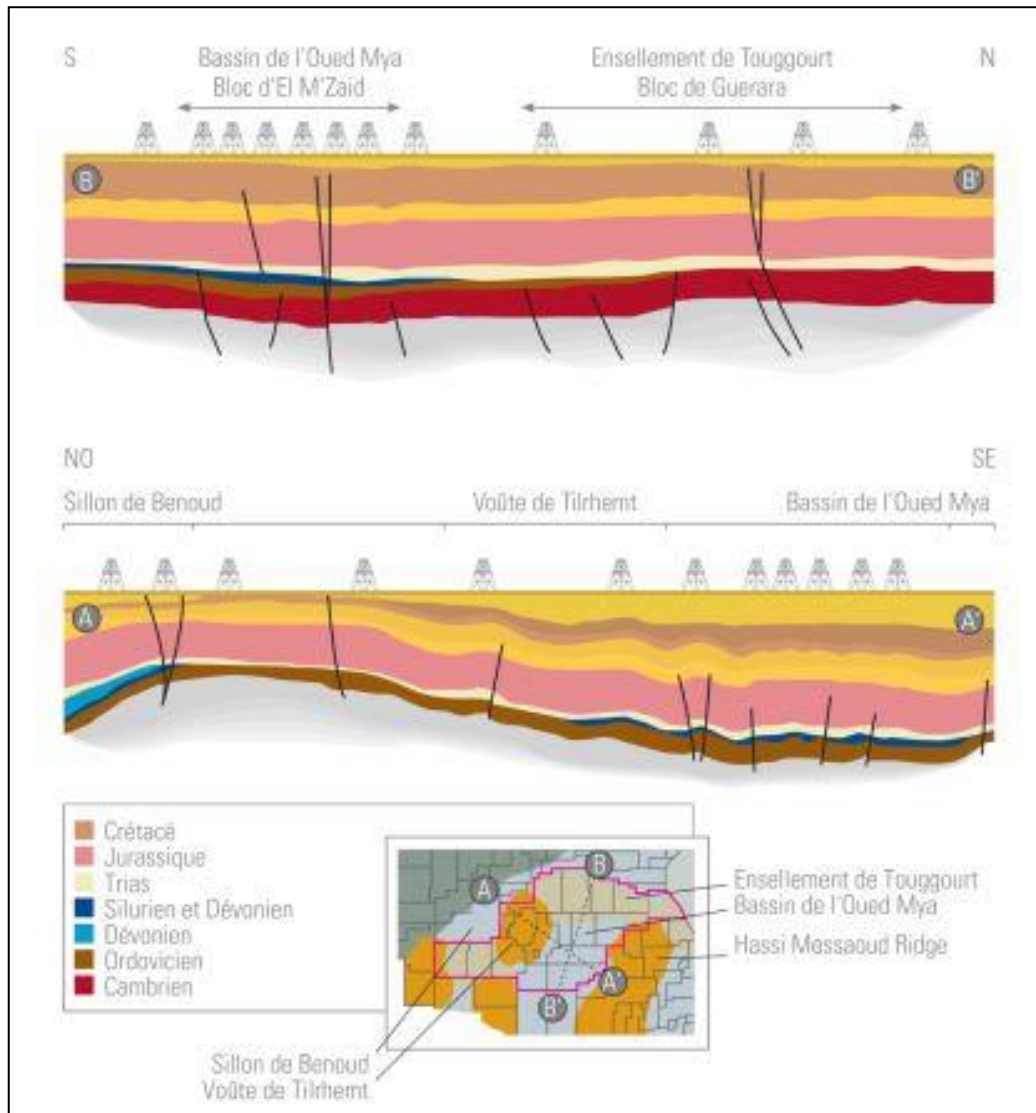


Figure 1.5 : Coupes géologiques N-S et NO-SE dans le bassin d'Oued Mya (Document WEC2007)

La série inférieure

La série inférieure, représente le terme de base du Trias et constitue le réservoir principal dans la partie centrale de la dépression (bloc 438). Elle est représentée par une alternance d'argile silteuse brune à verte et de grès blancs, brun-rouge à verdâtres, fins à grossiers et conglomératiques. 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, dans les zones les plus proches des sources d'apport, ils se sont déposés dans un environnement fluvial, provenant des mûles 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).

Les roches éruptives (effusives)

Fortement altérées et fissurées, elles sont composées essentiellement par des Andésites. On note par endroit, la présence de minces bancs de grès intercalés dans ces coulées volcaniques. Ces formations jouent le rôle de roche couverture pour les hydrocarbures de la série inférieure.

Les niveaux T1 et T2

Ces niveaux sont représentés par des grès brun-rouge, fins à grossiers, et des argiles brun-rouge silteuses et légèrement dolomitiques. Tout comme la série inférieure, leur sédimentation est caractérisée par une augmentation de la subsidence et des épaisseurs vers le NE. Les unités T1 et T2 ont été déposées dans un environnement continental fluvial, passant progressivement vers le NE à une sédimentation fluvio-deltaïque. L'épaisseur totale des unités T1- T2 est en moyenne de l'ordre de 100 m et augmente vers le nord, où elle peut dépasser les 200 m.

Le Trias argileux

Il constitue la couverture des principaux réservoirs triasiques. Il est constitué d'argiles pâteuses salifères et de silts de couleur rougeâtre. Il occupe une grande extension sur une épaisseur relativement constante de l'ordre de 30 m.

Le Trias salifère S4

Ce niveau clôture la série argilo-gréseuse du Trias qui, marque l'installation du cycle évaporitique couvrant toute la série argilo-gréseuse du Trias. Il est formé de sels massifs blanchâtres ou rosâtres, avec quelques *intercalations* d'argiles salifères brun-rouge.

1.3.2.2.2 Le Jurassique

C'est une série évaporitique à la base, devenant argilo-gréseuse vers le sommet, son épaisseur est de 1450 mètres en moyenne. Elle est subdivisée comme suit :

- Lias S3, S2, S1.
- Horizon B (repère dolomitique de grande extension).
- Lias anhydritique.
- Dogger.
- Malm.

1.3.2.2.3 Le Crétacé

Avec 1900m d'épaisseur en moyenne, elle se présente comme étant la série mésozoïque la plus puissante. Sa base est généralement constituée de dépôts détritiques (sable, grès, argile) continentaux. Sa partie supérieure est essentiellement formée de carbonates et de sédiments d'origine marine et lagunaire (sel, anhydrite). Le Crétacé est subdivisé comme suit : Néocomien, Barrémien, Aptien, Albien, Cénomaniens, Turonien et Sénonien.

1.3.2.3 Le Cénozoïque

Il est très peu présent dans cette région. Il est constitué principalement de sables, d'argiles et de calcaires datés de l'Eocène et du Mio-Pliocène.

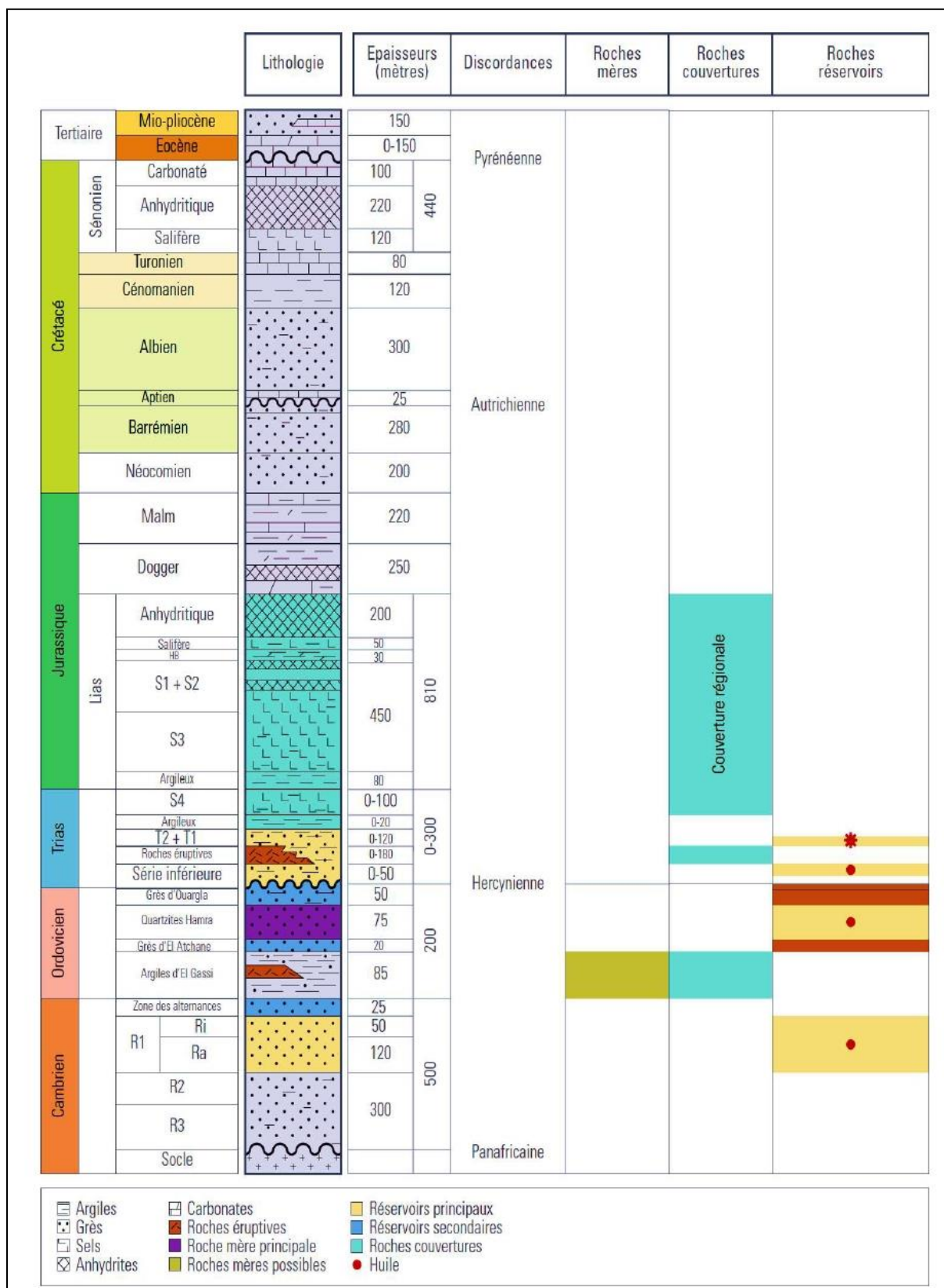


Figure 1.6 : Coupe litho stratigraphique du bassin d'Oued Mya (Document Sonatrach)

1.3.3 Minéralisation

La formation des gisements d'hydrocarbures est le produit de plusieurs phénomènes géologiques, dans des conditions bien particulières moyennant de longues durées : plusieurs âges géologiques.

Au cours de ces âges géologiques, plusieurs phénomènes tels que les régressions et transgressions marines, les périodes glaciaires et interglaciaires, les volcans, les séismes ; créant ainsi des environnements géologiques instables et complexes favorables à la minéralisation de plusieurs ressources naturelles qui ont donné naissance plus tard à d'importantes richesses souterraines profitant largement au développement économique des pays abritant des gisements tels que les fossiles chimiques identifiés par les hydrocarbures.

Les transgressions marines, par exemple, ont contribué à l'apparition d'importants environnements marins et deltaïques au Sahara Algérien, ce qui a favorisé l'apparition d'animaux et de végétaux (zoo-phytoplanctons et nectons). Après leur mort, la matière structurant les tissus organiques de ces micro-organismes a été exposée à de l'air ambiant ou à des eaux souterraines, cependant la matière résiduelle s'oxyde : les atomes constituants d'hydrogène, de carbone, d'azote, de soufre et de phosphore se combinent avec les atomes d'oxygène pour se transformer en eau (H_2O), en gaz carbonique (CO_2), en dioxyde de soufre (SO_2) en nitrates (NO_3^-), en sulfates (SO_4^{2-}) et en phosphates (PO_4^{3-}). Une infime quantité de cette masse organique ne connaît pas le même sort : elle est transportée par les cours d'eau pour être acheminée jusqu'au fond des mers et des lacs continentaux, des milieux qui favorisent sa préservation. Elle est mélangée ensuite avec des matières minérales et aux restes de planctons et nectons marins.

Ce mélange, biodégradé sous l'activité bactérienne, se transforme en boues sombres, qui s'accumulent et durcissent. Si la matière organique y est présente dans des proportions allant de 1 à 2% au moins, ces boues pourront jouer le rôle de roche mère, laquelle est à l'origine des gisements de pétrole et gaz.

On appelle roche mère, toute roche sédimentaire à texture fine (argiles, calcaires ou dolomies) ayant favorisé au moment de la sédimentation l'enfouissement et la protection des sédiments riches en matière organique, se transformant progressivement en hydrocarbures, sous l'effet de l'augmentation de la pression et de la température.

Les argiles radioactives à graptolites du Silurien constituent la principale roche mère des réservoirs triasiques du bassin d'Oued Mya.

Dans les conditions de températures et de pressions croissantes, les résidus organiques présents dans la roche mère se transforment en hydrocarbures

liquides (pétrole) à des profondeurs de 2000 à 3800 mètres, et à des profondeurs plus grandes, les résidus organiques se transforment en gaz naturel 3800 à 5000 mètres.

Cependant, la proportion de liquide et de gaz varie en fonction de la nature de la roche mère. Si l'origine des débris organiques est animale, la roche a tendance à produire plus de pétrole que de gaz, et l'inverse si l'origine des débris est végétale.

Ces hydrocarbures générés dans la roche mère vont, pour une bonne partie, se déplacer, pour sortir progressivement de la roche mère (phénomène que l'on nomme l'expulsion) et migrer vers la surface, ils se font parfois piégés dans des structures géologiques (roche sédimentaire poreuse et perméable surmontée d'une couverture imperméable) où ils s'accumulent et forment des gisements de fossiles chimiques.

- Quatre facteurs géologiques doivent se réunir pour former un système pétrolier conventionnel :

- ❖ Une roche mère riche en matière organique qui donne naissance à des hydrocarbures ;
- ❖ Un réservoir structuré en couche poreuse et perméable dans laquelle les hydrocarbures se sont accumulés ;
- ❖ Une couverture imperméable (argiles, évaporites...) qui empêche les hydrocarbures de migrer jusqu'à la surface où ils seraient biodégradés ;
- ❖ Un piège (stratigraphique, structural ou mixte) qui va empêcher la migration latérale et qui permet la concentration des hydrocarbures, constituant l'objectif de l'exploration pétrolière.

- À cela s'ajoutent des conditions de température et de pression adéquates pour la formation d'hydrocarbures liquides ou gazeux.

Les roches couvertures

Une roche couverture est un horizon imperméable qui empêche les hydrocarbures à migrer et protège les hydrocarbures des agents atmosphériques destructeurs.

La couverture régionale des réservoirs triasiques est constituée d'évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). Les argiles intercalées entre les réservoirs triasiques peuvent constituer des couvertures à l'échelle locale. Quand elles sont assez épaisses et non fracturées, les roches éruptives constituent une bonne couverture locale pour le réservoir série inférieure.

Les roches réservoirs

Une roche réservoir est une formation poreuse et perméable capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, engendrant la formation des gisements d'hydrocarbures conventionnels.

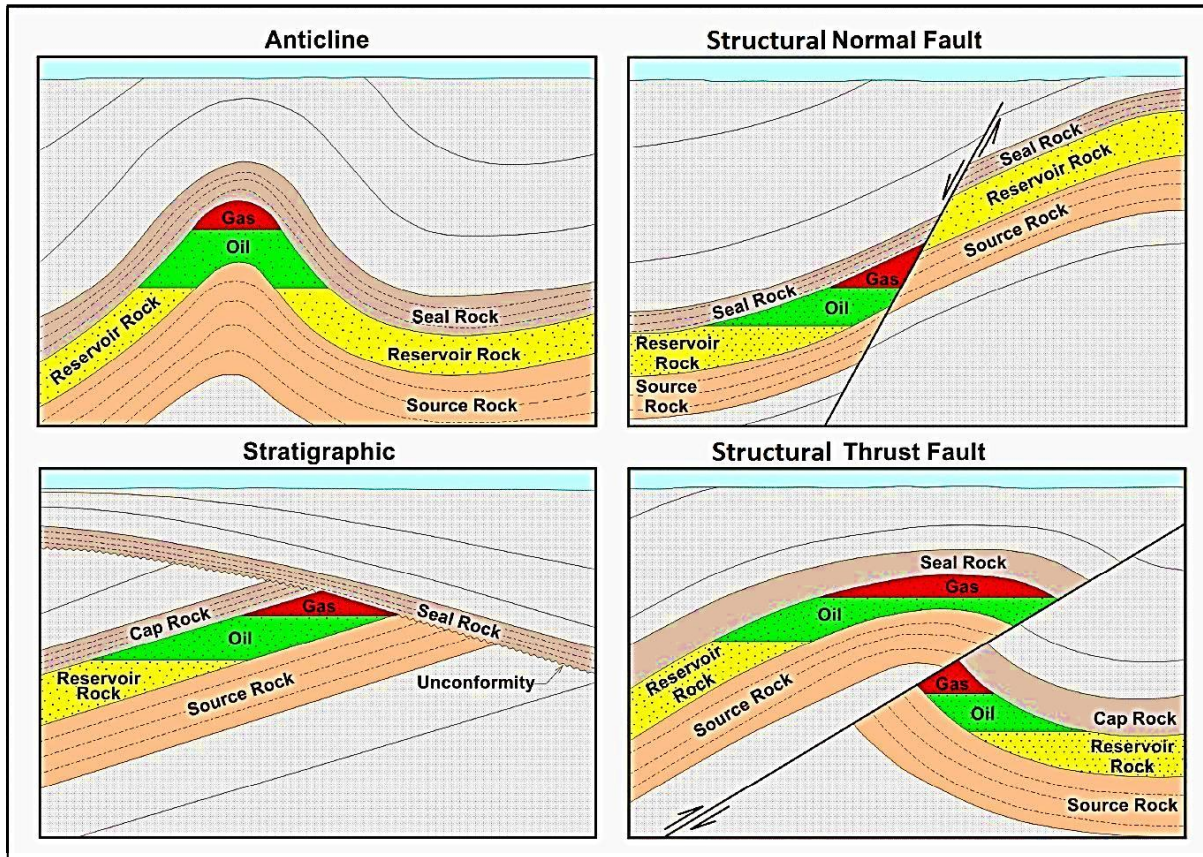
Le bassin d'Oued Mya fait partie des bassins les plus riches d'Algérie, et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias, qui constituent le principal objectif pétrolier. Le gisement géant de Hassi R'mel renferme du gaz à condensat avec un anneau d'huile et les champs de Berkaoui, Benkahla et Guellala renferment de l'huile. Plusieurs autres découvertes d'huile ont été faites dans le bassin, principalement dans les grès du Trias, mais aussi dans des grès quartzitiques de l'Ordovicien et des grès du Dévonien inférieur.

Les hydrocarbures générés par ces argiles (surtout dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya) ont migré verticalement à travers les différentes fractures vers les réservoirs gréseux supérieurs.

Les pièges

Toute anomalie géologique, que son origine soit tectonique (pli anticlinal, flexure, faille), stratigraphique (discordance/biseau, récif) ou lithologique, qui donne au toit du réservoir (la zone où porosité et perméabilité disparaissent) une allure concave vers le bas, est susceptible de constituer un piège, on dit alors que le réservoir est fermé ou qu'il existe une fermeture.

Le piégeage dans le bassin d'Oued Mya est de type structural (structures de faible amplitude), mixte (cas de la structure de Benkahla) ou purement stratigraphique (biseautage). L'alimentation des réservoirs de la série inférieure et du T1 se fait verticalement à l'aide des failles et/ou latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoirs.















**Figure 1.7 : Différentes structures des pièges
(Hydrocarbon Traps - Geology IN)**

1.3.4 Tectonique

Les différentes phases tectoniques ayant affecté la région se subdivisent en deux types, antérieures ou synsédimentaires aux dépôts, qui sont la cause principale du façonnement du paléo-environnement du bassin, influençant donc la sédimentation du Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), et responsables des différentes déformations structurales des séries sédimentaires, modifiant ainsi leurs structures internes et leurs propriétés pétrophysiques.

Les phases les plus importantes ayant affecté le bassin sont celles de la panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne et la phase majeure alpine. Et le tableau 1.1 donné ci-après, illustre parfaitement tout la géotectonique précambrienne et phanérozoïque ayant structuré toute la géologie des bassins sédimentaires de la plateforme saharienne Algérienne et aussi celle des massifs anciens.

Tableau 1.1 : Phases tectoniques majeures (Boudjema, 1987 ; Echikh, 1991)

PERIODE MAX. D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICINNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plate-forme saharienne. Volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Réguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S .	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S Et E-W (Tihemboka, Ahara)
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). Volcanisme.
VISEEN (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S . Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
CARBONIFERE SUP, APERMIEN (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la Pangée)	NW-SE 	Réaction des failles NE SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFÉRIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réaction des décrochements des failles N-S&NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al Biod et Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S&NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque Africaine avec la plaque Européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
MIOCENE	NW-SE&N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyschs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

1.3.5 Potentiel Pétrolier

Le bassin d'Oued Mya est l'un des bassins les plus productifs d'hydrocarbures d'Algérie, avec les bassins de Berkine et Illizi.

La coupe stratigraphique est constituée du paléozoïque et mésozoïque, et présente une épaisseur d'environ 5000 m. Ce bassin intra-cratonique est limité au nord par l'ensellement de Touggourt, et est flanqué à l'ouest et à l'est d'arcs régionaux, respectivement par Allal-Tilrhemt et l'éperon d'Idjerane, et la dorsale de Hassi Messaoud et l'éperon d'Amguid, toutefois, les arcs régionaux du Nord culminent largement au-dessus des accumulations géantes d'hydrocarbures de Hassi Messaoud et Hassi R'mel, produisant du pétrole à partir des sables du cambrien, et du gaz à partir des sables triasiques (Triassic sands).

Quand les argiles constituantes de la roche mère formant les réservoirs du bassin d'Oued Mya ne sont pas affectées par l'érosion hercynienne, se développe une épaisseur moyenne de 50 m et des teneurs en carbone organique total initial (COT) d'une valeur de 6 % (14 % dans certains cas). Cette excellente roche mère est en phase à huile depuis le Crétacé supérieur. Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies (à Benoud).

Les résultats de la modélisation de la maturation indiquent que la source du Silurien inférieur se trouve dans la fenêtre à huile. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent également des roches mères, mais qui sont secondaires.

Les réservoirs clastiques se trouvent dans la séquence triasique, qui est principalement constituée de dépôts fluviaux avec des chenaux alluviaux, et est la cible principale du bassin. Les réservoirs clastiques de la section dévonienne inférieure ont développé un potentiel d'hydrocarbures fort intéressant à l'Est du bassin.

Les évaporites de la fin du Trias et du début du Jurassique recouvrant l'intervalle clastique du Trias et s'étendant sur l'ensemble du bassin d'Oued Mya, sont considérées comme étant un ensemble d'évaporites super-scellées, qui se composent principalement d'anhydrite et d'halite. Pour les cibles paléozoïques, un grand nombre de scellements potentiels existent dans la colonne stratigraphique. Ce super sceau ne présente pas de possibilités de di-migration (ré-migration vers un autre réservoir) du pétrole. Nous pouvons en déduire qu'une grande partie du pétrole généré par la roche mère silurienne depuis le début du Crétacé jusqu'à aujourd'hui, n'a toujours pas été découverte et que des volumes beaucoup plus importants pourraient être piégés dans des structures fermées, et des pièges mixtes ou stratigraphiques liés aux grès fluviaux du Trias, aux sables marins du Dévonien et aux réservoirs du Cambrien-Ordovicien. [Benamrane, O ; Messaoudi, M ; Messeles, H ; 1993].

Les réservoirs Triasiques du Bassin

Les principaux réservoirs présents dans le bassin d'Oued Mya sont constitués par les grès fluviatiles du Trias qui incluent :

- **L'unité série inférieure** (centre du bassin et Sud de Hassi R'mel)
- **L'unité T1** (Nord de la partie centrale du bassin et région de Hassi R'mel)
- **L'unité T2** (région de Hassi R'mel)

Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra (Ordovicien) considérés comme objectif principal depuis la récente découverte d'huile dans la structure de Berkaoui (puits BKP).

Les réservoirs secondaires sont :

- Les grès du Dévonien inférieur, les grès quartzitiques de l'Ordovicien (dalle de M'Kratta, grès de l'Oued Saret, grès de Ouargla, grès d'El Atchane) et les grès du Cambrien ;
- Les grès et carbonates du Moscovien au Nord-Ouest du bassin et les carbonates du Jurassique au Nord-Est.

La série inférieure

Cette série constitue le principal réservoir dans la partie centrale de la dépression 'bloc 438'. (Fig.1.1)

La qualité du réservoir de cette unité est largement régie par les faciès sédimentaires et leurs caractéristiques texturales. La perméabilité dépend de la taille des grains et les taux de ciments et liants. Les grès de la série inférieure ont subi les effets d'une intense activité diagenétique au Nord du bassin. On remarque aussi la présence des ciments anhydritiques, carbonatés et salifères.

Les porosités moyennes de la série inférieure sont de 9 à 12 % et les perméabilités peuvent dépasser les valeurs de 100 mD (mildarcy).

Les niveaux T1 et T2

Cet ensemble argilo-gréseux de large extension, représente le second objectif de la série triasique. Il est constitué essentiellement de grés, de galets de quartz et d'intercalations d'argiles. Les porosités moyennes des réservoirs T1 et T2 sont de 15 à 20 % et les perméabilités moyennes sont supérieures à 200 mD.

Chapitre 2

Principales mesures diagraphiques

2.1 Introduction

Les diagraphies sont devenues des moyens indispensables pour l'exploration et l'exploitation des gisements.

Les mesures diagraphiques permettent d'estimer le contenu (les saturations en eau et en hydrocarbures) des réservoirs traversés. Elles permettent également de déterminer le pendage des couches, la détermination des caractéristiques du puits de forage, la comparaison des différents puits, et repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

2.2 Généralités sur les diagraphies

2.2.1 Historique des diagraphies

C'est le 5 septembre 1927, à Pechelbronn, en Alsace, que, pour la première fois dans le monde, des mesures géophysiques furent effectuées dans un sondage afin d'identifier les formations traversées et de détecter les niveaux pétrolifères. Cette première diagraphie, fruit des travaux de deux frères, *Conrad* et *Marcel Schlumberger*, consista en une succession de mesures ponctuelles, espacées d'un mètre, de la résistivité des formations géologiques.

Ses auteurs lui donnèrent le nom de « carottage électrique », indiquant par-là que cette méthode remplaçait en quelque sorte le carottage des formations, qui est une opération très coûteuse et dont le succès n'était pas toujours assuré, car des pertes de carotte pouvant toujours intervenir suite à la non-consolidation ou de à la fracturation des formations traversées.

La diagraphie, connaît aujourd'hui un grand succès à cause de nombre des différents paramètres qu'elle sert à mesurer, et de la fiabilité de ces mesures qui nous permettent de déterminer non seulement les caractéristiques géologiques des formations traversées par le forage, mais aussi de déterminer précisément - après analyses et interprétations - les zones où se trouvent les ressources énergétiques, notamment les hydrocarbures.

2.2.2 Définitions

La diagraphie, qu'on désigne aussi par le terme américain « log » ou le terme anglais « well logging », est un enregistrement continu des variations d'un paramètre pétrophysique donné, caractérisant les formations traversées par le forage, en fonction de la profondeur.

Il existe deux types de diagraphies, qui sont déjà opérationnelles :

- Les diagraphies instantanées (LWD : Loggin While Drilling) enregistrées au cours du forage. Celles-ci permettent d'analyser les déblais des roches remontés en surface.
- Les diagraphies différées (*Figure 2. 1*) WL : Wireline Logging) qui sont enregistrées en descendant les outils de mesure soit lors d'un arrêt, ou en fin de forage, ou bien avant le tubage.

2.2.3 Principe de fonctionnement

L'enregistrement est réalisé à l'aide de sondes descendues au bout d'un câble enroulé autour d'un treuil placé dans un camion laboratoire, parfaitement autonome, et équipé de différents outils et instruments permettant de convertir les signaux électriques obtenus en diagraphies. La mesure se fait pendant la remontée de la sonde, à une vitesse d'enregistrement adaptée à chaque outil utilisé.

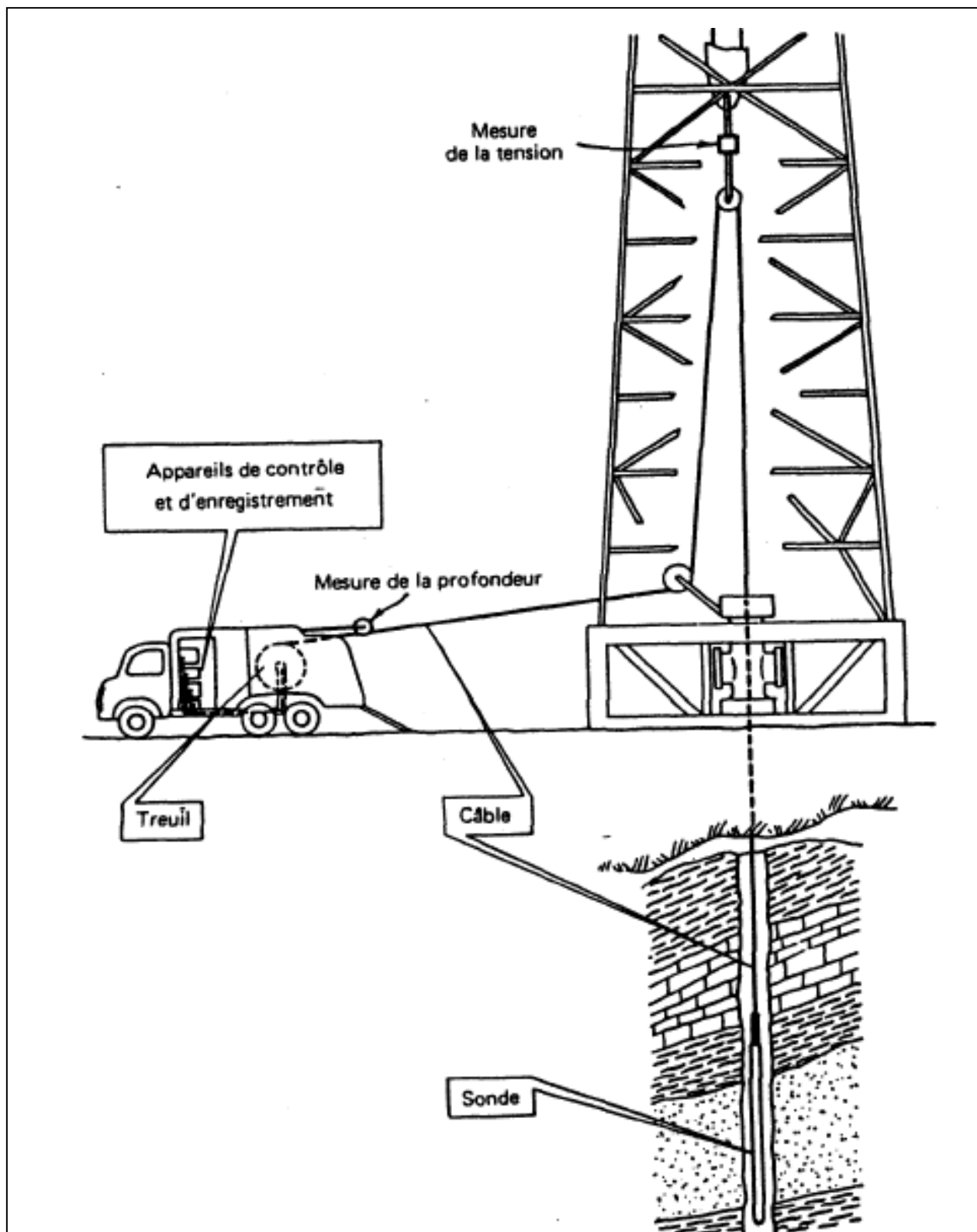
Pour exécuter ces diagraphies dans de bonnes conditions et pour éviter toute complication dans l'opération, il est nécessaire de bien préparer le puits : le laver par circulation de boue, éliminer les déblais et stabiliser la température du fond.

La combinaison de plusieurs mesures diagraphiques est indispensable pour la détermination des différents paramètres pétrophysiques (Porosité, Saturation, Perméabilité), la nature minéralogique et le pourcentage des éléments solides majeurs (grains, matrice et ciment) constituant la roche, la détermination de la nature et le pourcentage des fluides remplissant les pores et les interstices qui existent entre les éléments solides.

Pour cela, on fait appel quelques mesures diagraphiques différées, enregistrées dans les deux puits RH-1 et RH-2, au niveau du réservoir triasique du bassin d'Oued Maya, notamment :

- Diagraphe Gamma ray naturelle et spectrométrie (GR).
- Diagraphe Gamma ray spectrométrie (NGS).
- Diagraphe Résistivité d'induction (AIT).
- Diagraphe Neutron (CNL).
- Diagraphe Litho-Densité (FDL).
- Diagraphe Sonique (BHC).

Sans oublier la diagraphe de (CAL) qui est importante pour la correction des enregistrements influencés par quelques facteurs cités et développés dans la quatrième partie de ce chapitre (*4. Facteur influençant les diagraphies*) comme : le diamètre du trou, la boue du filtrat, les cavités, etc.



**Figure 2.1 : Diagraphie différée
(Pr D.Chapellier)**

2.3 Présentation des diagraphies utilisées et des outils de mesure

Afin de bien mener notre étude, nous allons présenter brièvement, les différentes diagraphies différées utilisées dans les deux puits R et H :

2.3.1 Diagraphies du diamètre du puits (Caliper)

Lors du forage, une invasion par le filtrat de boue a lieu au niveau des formations poreuses et perméables, créant sur la paroi un dépôt des particules solides de la boue appelée "mud cake", de l'ordre d'un demi-centimètre d'épaisseur. Celui-ci peut être décelé par les diminutions de diamètre par rapport au diamètre de l'outil de forage couramment appelé "bit size". La mesure en continu du diamètre du trou de forage donne une information sur le comportement mécanique des roches ainsi que sur la présence éventuelle de mud cake dans un réservoir.

La mesure du trou est réalisée à l'aide de deux bras symétriques articulés, reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance. Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres.

Le log du caliper enregistré est une échelle qui varie entre [6, 16 *inch*]. Il est enregistré pour les deux puits d'étude que nous allons présenter.

L'outil CALIPER (*Fig. 2.2*) comprend : Quatre bras couples par des pairs ouvrant jusqu'à 30" et au besoin 40" par adjonction de rallonges donnant deux plans perpendiculaires. Il comprend également un intégrateur de volume de trou et d'une cartouche d'inclinomètre permettant la mesure, en continu, de l'angle et de l'azimut de la déviation du trou et l'orientation du diamètre par rapport au nord magnétique. La sonde est motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil pouvant être réalisées dans le trou. Les informations peuvent être enregistrées sur film ou sur bande magnétique. Enfin, cet outil est combinable avec un gamma-ray.

Parmi les applications du (CALIPER), nous avons :

- La mesure du diamètre du trou
- 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.

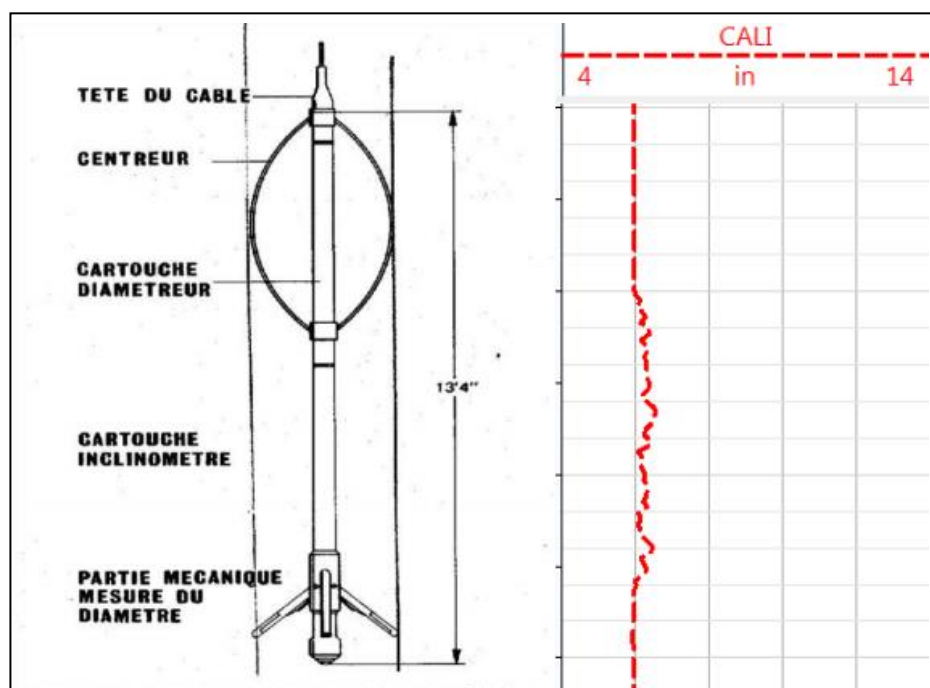


Figure 2.2 : Influence de la lithologie sur le CALIPER (Document Schlumberger)

2.3.2 Diagaphie Gamma ray total (GR)

Le gamma ray est un log nucléaire important, il mesure, en descendant une sonde dans le forage, la radioactivité naturelle existant dans certaines roches constituant les formations traversées par le forage, et qui contiennent de petites quantités d'éléments radioactifs. Notamment, les trois principaux éléments radioactifs qui caractérisent les roches sédimentaires :

- Le Potassium (^{40}K : 1,46 MeV)
- Le Thorium (^{232}Th : 2,62 MeV)
- L'Uranium (^{238}U : 1,76 MeV)

La mesure de la radioactivité s'effectue au moyen d'un détecteur de radiation approprié, chambre d'ionisation, compteur Geiger ou plus récemment d'un compteur à scintillation qui fonctionne de la façon suivante : un cristal scintillant émet un photon lumineux lorsqu'il est atteint (frappé) par un rayon gamma. Cette photo émission est transformée par un détecteur (photomultiplicateur) en une impulsion électrique amplifiée, pour devenir mesurable.

L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie des photons gammas qui l'ont produite. En définitive, l'impulsion électrique mesurée est proportionnelle à l'énergie de la radiation gamma incidente.

Les mesures enregistrées par l'outil et fonction de la concentration en poids du minéral radioactif dans la formation et de la densité de cette formation, selon l'équation suivante :

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

Où :

GR : radioactivité globale mesurée exprimée en API.

ρ : Densité du minéral ou de l'élément radioactif.

V : Pourcentage volumétrique du minéral ou de l'élément radioactif dans la formation. :

ρb : densité globale de la formation. :

A : Facteur de proportionnalité correspondant à l'activité γ du minéral ou de l'élément radioactif.

2.3.3 Diagraphie Gamma ray spectrométrie (NGS)

Cette diagraphie est une amélioration du GR. Elle est basée sur l'outil NGS qui enregistre la réponse individuelle aux différents minéraux radioactifs, à savoir : Le Potassium, le Thorium et l'Uranium. Le NGS effectue donc une analyse spectrale de rayonnements gamma, en donnant les niveaux d'énergies – en plus de l'énergie totale - des concentrations spécifiques des pics des éléments radioactifs K, TH, U, ainsi que l'énergie de radiation du TH+K. Et, ceci grâce à cinq fenêtres d'enregistrement, produisant cinq courbes qui nous permettent de distinguer et de préciser l'origine des radioactivités :

Spectral gamma ray (SGR): U + K + Th (API)

Corrected gamma ray (CGR): K + Th (API)

K (%)

Th (ppm)

U (ppm)

Parmi les applications du (GR, NGS), nous avons :

- L'identification des bonds argileux (*Fig.2.3*)
- L'identification des argiles (nature, type, et pourcentage).
- Le type de minéraux à base d'argile (illite, dolomite, kaolinite, etc.).
- L'identification des réservoirs.
- L'évaluation des minéraux radioactifs (Th, K, U)

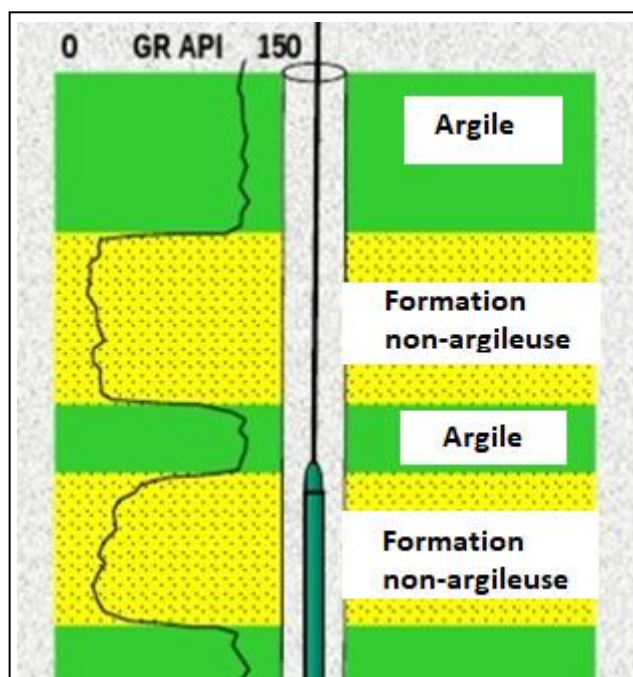


Figure 2.3 : Identification des bonds argileux, par l'outil GR (Document Schlumberger)

2.4 Diagaphies des résistivités des formations

Les mesures diagraphiques de résistivités dépendent en fait de la résistivité d'un seul conducteur, présent dans les formations, qui est l'eau. De fortes valeurs de résistivités indiquent la présence de faibles quantités d'eau, et donc proportionnellement de faibles porosités ou de saturations en eau.

Pour la mesure de cette résistivité, un outil à induction de type latérologé (micro dispositifs focalisés) appelé AIT (Array Induction Imager Tool) envoie un signal électromagnétique vers les formations traversées par le forage, et mesure les variations du potentiel par un récepteur localisé à une certaine distance de l'émetteur appelé « Espacement ». Cette différence de potentiel - qui est étroitement liée à la nature des formations - permet à l'outil de mesurer la conductivité des formations, et de déduire ainsi leur résistivité (qui est l'inverse de la conductivité).

La sonde AIT (Fig.2.4) comprend une série de bobines émettrices et réceptrices, couplées et agencées de manière à fournir des mesures de résistivité, à cinq rayons d'investigation différents : 10, 20, 30, 60 et 90 pouces. L'outil nous fournit ainsi une évolution latérale et verticale de la résistivité des formations traversées. Outre le fait de fonctionner dans des boues non conductrices, l'outil d'induction qu'est l'AIT, présente l'avantage de réaliser des enregistrements, ne nécessitant pas de corrections : en effet, un traitement adéquat, effectué par la sonde, lors de l'enregistrement des logs, élimine toute influence des épontes et des modifications locales dans le diamètre du trou de forage.

Parmi les applications du (AIT), nous avons :

- La détection des zones imperméables et perméables (profil d'invasion) ;
- La distinction entre les zones remplies d'eau, et les zones remplies d'hydrocarbure ;
- La détermination de la valeur de la résistivité profonde R_t , ainsi que la valeur de la résistivité de l'eau de formation R_w ;
- La détermination de la saturation en eau S_w , et de la saturation en hydrocarbures ($S_{hc} = 1 - S_w$), grâce à la formule d'Archie (*Partie 2.2.3*) ;
- L'autodétermination de la résistivité de boue ou de diamètre du trou ;

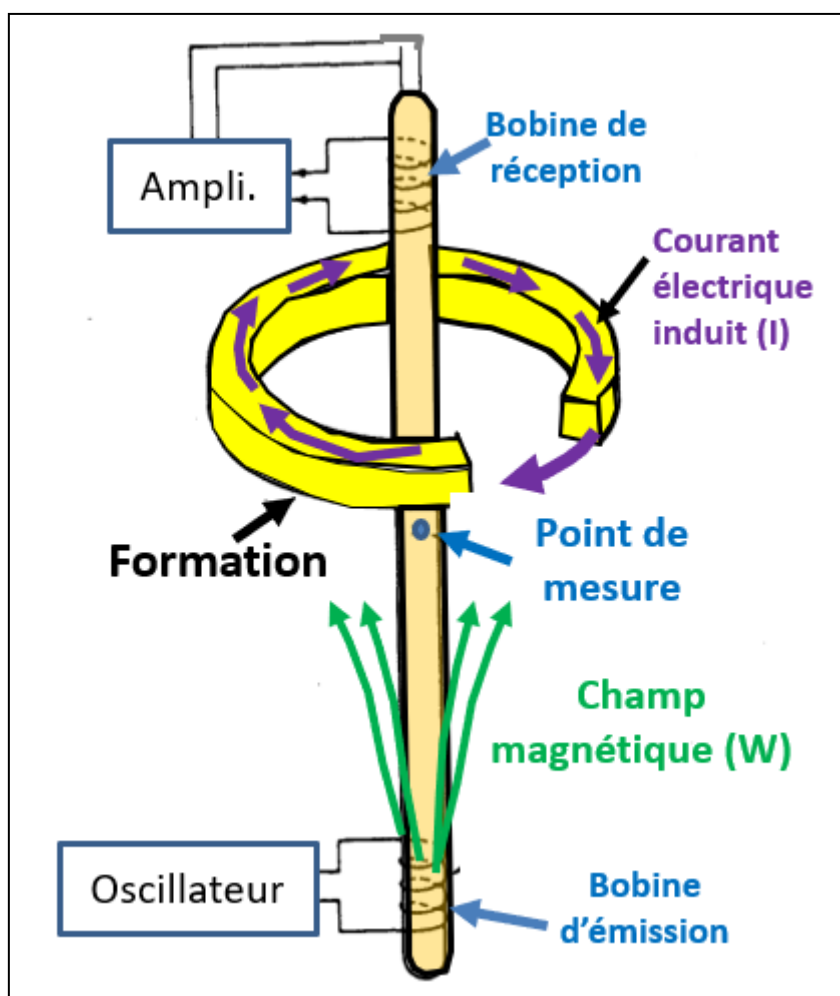


Figure 2.4 : Modèle de l'outil AIT, avec ses différents équipements (Dr Mohamed Saïd Beghoul, 2014)

2.3.5 Diagaphies de Neutron

En principe, l'hydrogène existe en abondance dans l'eau et dans les hydrocarbures liquides ; or, ces fluides se trouvent dans les interstices des roches réservoirs, raison pour laquelle on admet que l'indice d'hydrogène traduit la porosité pour autant que l'on soit en présence d'une formation propre et saturée en eau ou en hydrocarbure liquide (le gaz ayant un indice d'hydrogène très faible).

La mesure des diagaphies de neutrons, consiste alors à bombarder la formation traversée par le forage par un faisceau de neutrons d'énergie incidente égale à 10 MeV. Ces neutrons ralentis principalement par les collisions avec les noyaux d'hydrogène présents dans la formation, ayant la même masse, perdent de l'énergie et atteignent un niveau d'énergie épithermique puis thermique, suivi d'une émission de rayons gamma.

Le bombardement est fait à l'aide d'un émetteur qui est soit - une source radioactive chimique faisant partie de la sonde de neutrons, appelé CNL (Compensated Neutron Log : mesurant les neutrons épithermiques) (Figure 2.5), soit une sonde appelée SNP (Sidewall Neutron Porosity : mesurant les neutrons thermiques). Le CNL est constitué aussi d'un détecteur situé à une certaine distance de l'émetteur, dont le rôle est de bien effectuer la mesure de la densité de neutrons thermiques. -

Cette mesure dépend surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans la formation - qui est lié à la présence d'eau et d'hydrocarbures - et parfois à la composition moléculaire de la roche.

La mesure issue de ce détecteur est convertie automatiquement en unité de porosité neutron, tout en se basant sur le fait qu'un grand nombre de neutrons arrivant au détecteur, indique une faible porosité (faible indice d'hydrogène), et un petit nombre de neutrons indique une grande porosité (fort indice d'hydrogène)

Parmi les applications du (CNT), nous avons :

- La localisation des zones poreuses ;
- Le calcul de la porosité ;
- Le type de fluide dans le réservoir ;
- La définition de la lithologie ;

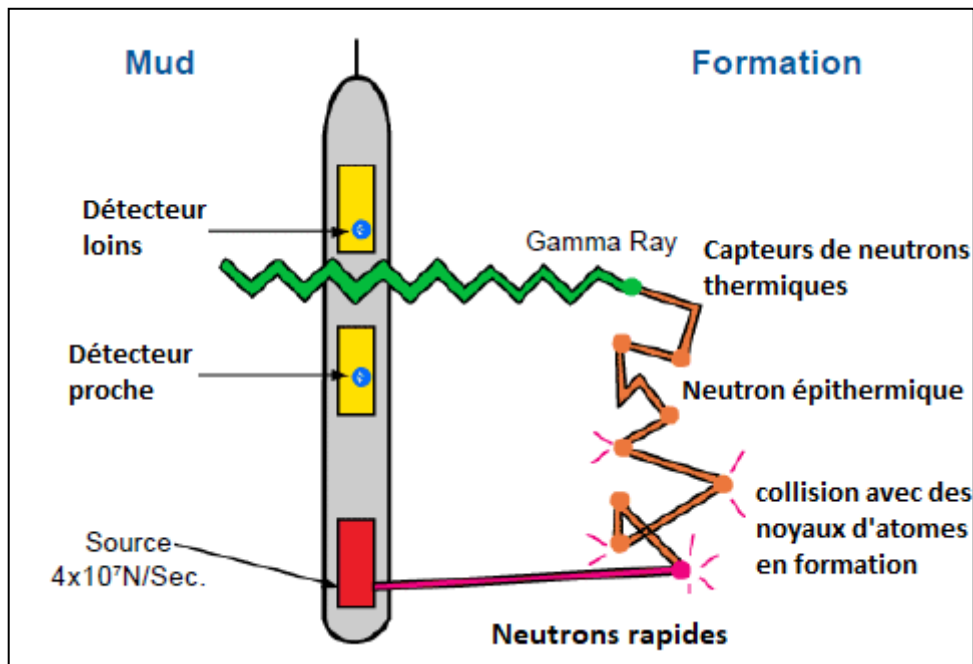


Figure 5 : Modèle de l'outil de neutron CNT (Document Schlumberger)

2.3.6 Diagraphies de Litho-Densité

Les diagraphies de densité - inventées récemment - pour le calcul de la porosité-densité de la formation traversée et pour la détermination de la lithologie et la composition minéralogique des matrices argileuses, sont basées sur le principe d'interaction (radioactivité incidente / composants de la formation soumise au bombardement radioactif).

Le bombardement des formations traversées par des rayons gamma ($R \gamma$) avec une énergie moyenne 0.1 à 1 MeV, fait entrer ces rayons gamma en collision avec les atomes (les électrons des atomes) constituant la lithologie de la formation, ce qui diminue relativement leur énergie selon trois effets connus : l'effet photoélectrique, l'effet Compton, et l'effet de production des paires.

Le faisceau des rayons gamma, réfléchi par la formation, est diffusé vers la sonde FDC (Formation Density Log) (*Figure 2.6*) qui est composée de deux détecteurs situés dans un patin fortement appliqué contre la paroi du puits, permettant de mesurer les rayons gamma ayant interagi avec la formation, et minimiser les effets du mud-cake et des cavités. A partir de la quantité de rayons gamma reçus, une densité électronique (pél : représente le nombre d'électrons par cm^3 de volume de la formation), est calculée et convertie ensuite en une densité globale de la formation (ρ_b), suivant la relation :

$$P_b = 1,0704 \times \rho_{él} + 0,1883$$

Cette dernière ($\rho_{él}$) varie avec la lithologie, la porosité et le type de fluide contenu dans le réservoir.

Une analyse spectrale de l'énergie des rayons gamma permet de préciser le numéro atomique moyen de la formation par l'intermédiaire du facteur d'absorption photoélectrique ($P_{éf}$) des rayons gamma :

$$P_{éf} = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3,6}$$

Ce paramètre indépendant des fluides contenus est un excellent indicateur de la lithologie, la mesure de densité précédente permettant par ailleurs d'estimer la porosité ΦD de la formation.

Parmi les applications du (FDC), nous avons :

- Le calcul de la porosité de densité à partir du type de la matrice ;
- La détermination de la lithologie et l'identification minéralogique des argiles, principalement par la combinaison LDT et NGS ;
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permettant une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau ;

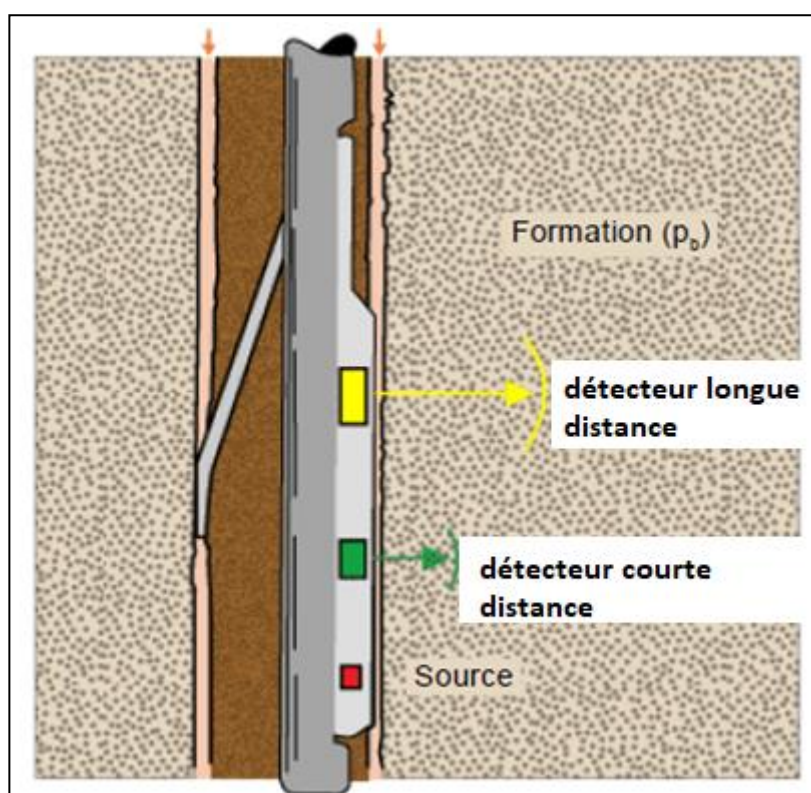


Figure 2.6 : Modèle de l'outil de Litho-Densité FDC (Document Schlumberger)

2.3.7 Diagraphie Sonique

La diagraphie sonique est basée principalement sur l'étude de la propagation des ondes acoustiques de compression (p), dans des massifs rocheux. Ces ondes acoustiques qui sont caractérisées par un mouvement longitudinal des particules, sont émises par des sources – parfois deux émetteurs - faisant partie de la sonde BHC (BoreHole Compensated) (*Figure 2.7*), pour se propager dans la boue de forage et dans la formation. Après un certain temps, ces mêmes ondes arrivent à des récepteurs fixés aussi sur la sonde, mais bien éloignés des émetteurs par des distances bien déterminées. –

La différence des temps d'arrivée d'un récepteur aux autres fixés sur le corps de la sonde permet de fournir la vitesse de propagation de l'onde acoustique de compression (V_p). En fait, l'intervalle de temps de parcours pour une formation donnée dépend de sa lithologie et de sa porosité. Les ondes acoustiques apportent des renseignements sur les caractéristiques pétro physiques et élastiques des formations traversées. Ainsi, l'enregistrement complet du train d'ondes permet de détecter également les ondes de cisaillement et d'en mesurer la vitesse de propagation dans la formation (V_s).

La sonde sonique compensée ou BHC a été conçue pour minimiser les erreurs de lecture, dues à la présence de cavités ou à l'inclinaison de l'outil dans le trou de sondage, elle comporte deux émetteurs (T1, T2) disposés aux extrémités de la sonde et deux paires de récepteurs (R1R3, R2R4) couplés chacun avec un émetteur. Elle envoie le signal alternativement par l'émetteur du haut T1 et celui du bas T2, et enregistre alternativement par les couples R1R3 et R2R4, l'enregistrement continu, en fonction de la profondeur, de la variation de la lenteur Δt (l'inverse de la vitesse de propagation), qui n'est autre que la moyenne arithmétique entre les deux enregistrements ; C'est-à-dire le temps de parcours des ondes soniques dans les formations traversées.

Dans un milieu poreux, le temps de parcours dépend essentiellement de sa porosité ; en effet, la porosité ralentit l'onde acoustique et augmente par conséquent le temps de parcours (la lenteur) Δt . Les formations peu poreuses ont des vitesses plus rapides et des atténuations généralement plus faibles que les formations à forte porosité.

Parmi les applications du (BHC), nous avons :

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

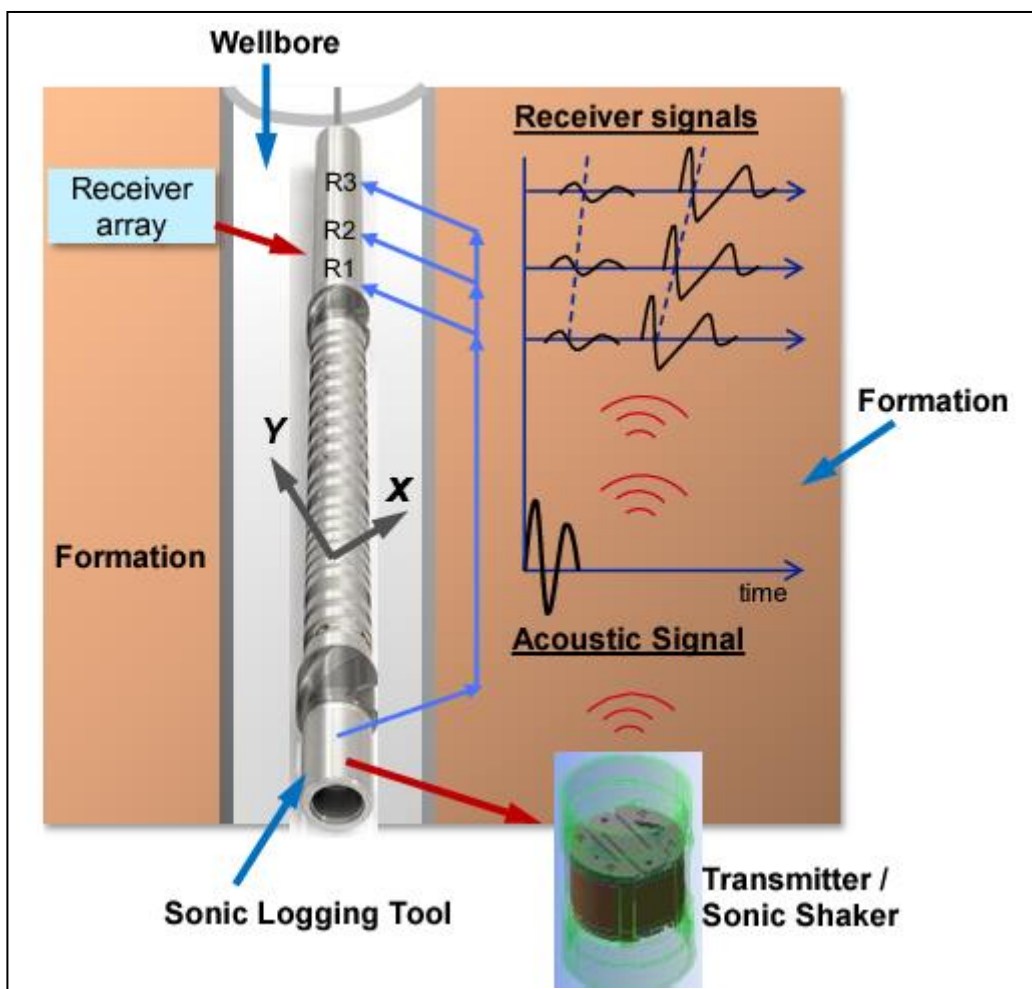


Figure 2.7 : Modèle de l'outil Sonic BHC (Document Schlumberger)

2.4 Facteurs influençant les mesures des diagraphies

Ces facteurs liés principalement aux conditions de forage peuvent influencer les enregistrements des diagraphies. Leur connaissance permet d'obtenir une meilleure interprétation.

2.4.1 Effet du trou de sonde

L'influence du trou de sonde sur la réponse des outils dépend de plusieurs facteurs :

2.4.2 : Diamètre du trou : Plus ce diamètre est grand, plus le volume de fluide entourant l'outil est important et plus la mesure se trouve affectée. Passé au-delà d'une certaine valeur, le signal reçu ne provient pratiquement plus que du trou et n'informe donc plus sur la formation. C'est pourquoi les compagnies de service indiquent précisément pour chaque outil le diamètre maximal d'utilisation. Le diamètre de sondage peut varier suivant le type et la nature des formations traversées ; en général, il s'accroît en face des bancs argileux, diminue en face des bancs perméables ou des argiles gonflantes et est égal au diamètre du trépan en face des formations dures et compactes.

2.4.3 La boue de forage : La nature de la boue de forage peut jouer un rôle variable (positif ou négatif), c'est soit un agent qui transmet les signaux de l'appareil vers la formation et de la formation vers la sonde, ou un agent parasite qui absorbe les signaux utiles et rend difficile l'enregistrement. La nature de la boue détermine donc le choix de la sonde à utiliser. La densité de la boue joue également un rôle dans l'absorption des rayons γ .

2.4.4 L'envahissement du filtrat : En envahissant les formations réservoirs, le filtrat de boue perturbe la répartition initiale des fluides en place. L'ampleur de cette perturbation est fonction de la porosité et de la perméabilité de la roche, du volume de filtrat libéré par la boue et enfin du contraste de pression entre la colonne de boue et la formation (la pression hydrostatique à l'intérieur du puits doit dépasser celle des formations). Cette envahissement (infiltration) provoque des changements importants des propriétés pétrophysiques des formations dans la zone envahie, et on obtient, par conséquent, une estimation erronée des paramètres étudiés. En utilisant une boue à huile, on peut diminuer l'influence de la zone envahie sur les enregistrements, cela en raison de la faible quantité de filtrat dégagée par la boue à huile, de même pour le mud cake (dépôt de boue), sa formation en face des réservoirs est négligeable.

2.4.5 Tubage et ciment : L'efficacité des diagraphies dans les puits ouverts (non tubés) est meilleure que dans les puits cimentés et tubés. Ce tubage et cette cimentation jouent le rôle d'écran entre la sonde

et la formation. En général, seules les mesures nucléaires sont possibles : les neutrons ou rayons γ pouvant traverser l'acier.

2.4.6 Effet de la position de la sonde

La sonde peut prendre des positions différentes dans le trou : soit être centrée, soit collée à la paroi du trou, soit en être écartée. Généralement, le trou n'étant pas parfaitement vertical, la sonde a tendance à s'appuyer le long d'une paroi du trou. Or, pour l'enregistrement de certains paramètres (induction, diagraphies nucléaires), la position de la sonde peut fausser la mesure. C'est pourquoi on place parfois des centreurs ou des excentreurs sur certaines sondes.

2.4.7 Effet de la vitesse d'enregistrement

La vitesse d'enregistrement dépend principalement du paramètre enregistré. Elle va donc varier en fonction du type d'outil utilisé. Chaque outil diagraphique possède une vitesse maximale préconisée qu'il ne faut pas dépasser. Pour les outils combinés, il faut se référer à la plus faible vitesse maximale autorisée.

2.4.8 Effet de la température et de la pression

La température et la pression augmentent avec la profondeur, en fonction du gradient géothermique et de la densité de la boue. Les outils diagraphiques doivent alors pouvoir supporter les conditions rencontrées au cours de leur descente dans les puits profonds. L'interprétation quantitative des diagraphies exige de tenir compte de ces variations, en corrigeant les calculs à l'aide d'abaques appropriés. Les compagnies de services indiquent pour chaque outil les conditions limites d'utilisation (température et pression)

5. Conclusion

Grace aux différentes techniques et outils d'enregistrement des diagraphies, et après l'analyse et l'interprétation professionnelle de ces enregistrements diagraphiques, il est possible - infailliblement - de confirmer ou d'infirmer les indices décelés durant les phases préliminaires de sismique de surface et de forage (étude géophysique et géochimique, imagerie de satellite, etc.).

Si les indications sont favorables, elles seront suivies de phases d'essais de puits afin de tester les capacités de production du puits étudié et d'équipement « complétion » si le puits est estimé commercialement rentable.

Chapitre 3

Paramètres pétrophysiques et interprétations diagaphiques

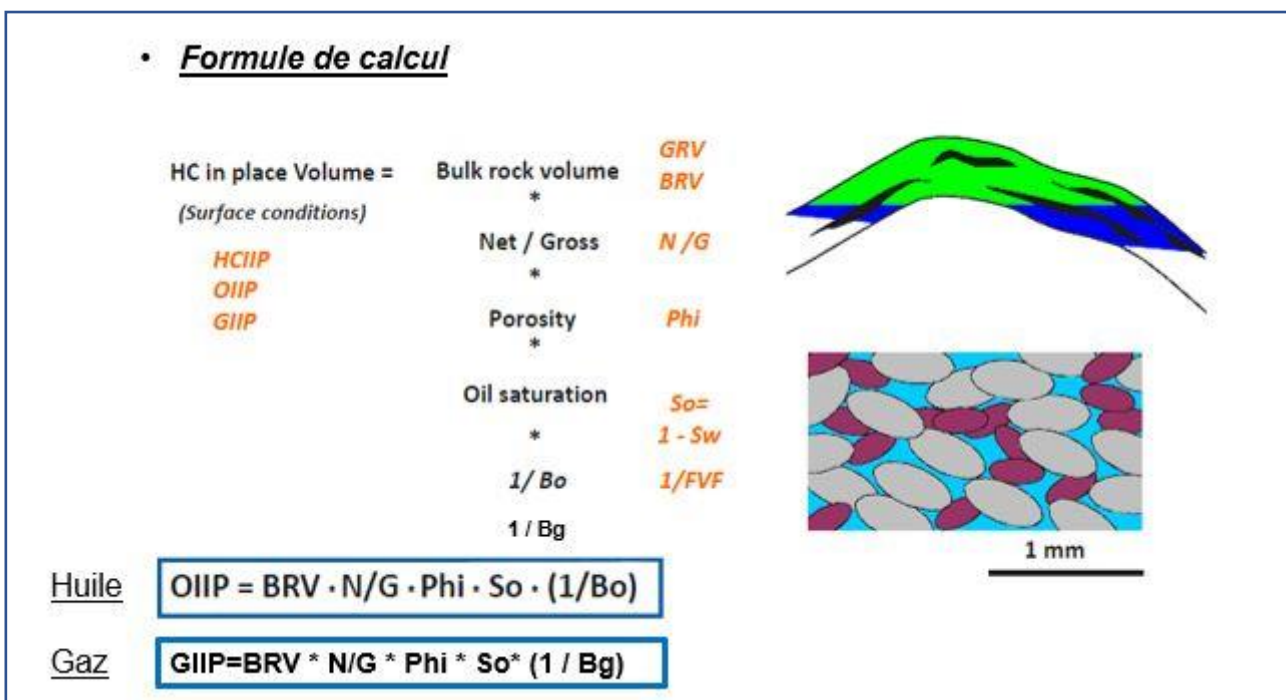
1. Introduction

Le calcul des réserves est une étape importante, qui permet d'estimer la rentabilité de l'exploitation d'un gisement pétrolier. (Fig 3.1).

Il est donc indispensable de déterminer un grand nombre de paramètre ; tels que : La porosité utile, la saturation en eau, la saturation en huile ...

Ces paramètres peuvent être déduits de la combinaison de différents types de diagaphies. À l'instar d'un scanner, qui détermine l'état et l'agencement des parties internes de certains corps, la diagaphie permet de déterminer celui des particules au sein d'une formation.

Pour montrer l'utilité des diagaphies dans le calcul de ces paramètres, la compréhension de quelques notions de pétrophysique est indispensable.



**Figure 3.1 : Calcul des réserves
(Document Sonatrach)**

2. Notions de pétro physique

2.1. : Eléments constitutifs du réservoir

2.1.1. La matrice

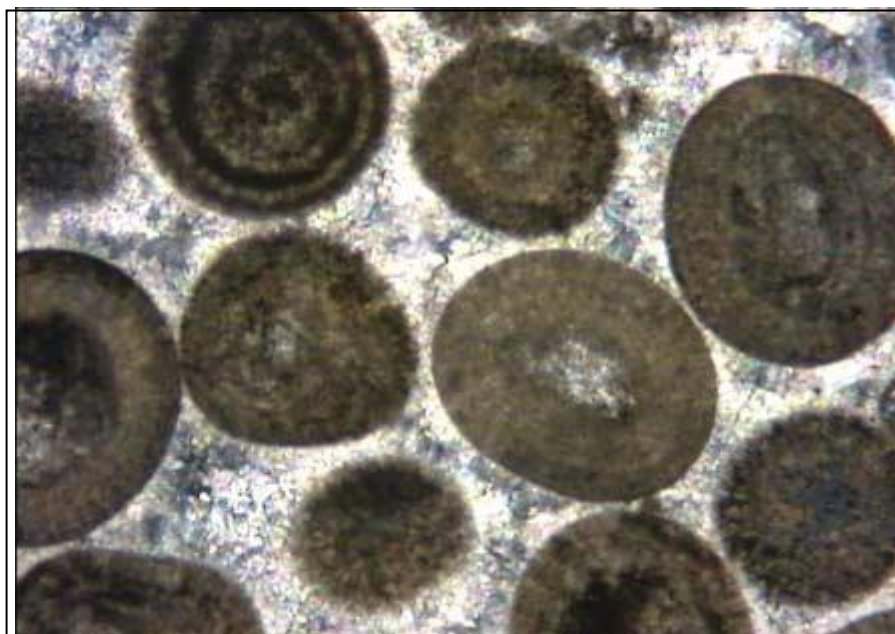
La matrice est définie comme l'ensemble des éléments solides suivants :

- Grains : sont caractérisés par leur *taille* (granulométrie), leur *classement* et leur *forme*. La granulométrie des grains est exprimée en classe de *lutites* (boue) pour les grains fins, de fractions argileuse et silteuse, de taille inférieure à 62,5 micromètres, formant des roches consolidées ou non, appelés aussi par *pélites* (boue), formant plutôt des roches sédimentaires consolidées. Les *arénites* (fraction sableuse) jusqu'à 2 millimètres et *rudites* formant les granules et galets de taille >2mm. Avec les effets de la diagenèse, la reconnaissance des grains originels n'est pas toujours possible.
- Ciment : issue de la diagenèse, souvent appelée secondaire, est parfois difficile ou impossible à distinguer de la matrice originelle lorsque celle-ci a elle-même subi une diagenèse poussée. Si le ciment est très développé la roche est dite indurée.

La combinaison entre les grains et ciments peut générer trois différentes formes en termes de nature minéralogique, d'où on distingue trois types de matrice (*Fig 3.2*).

- Matrice simple : est dite simple lorsque ses constituants solides (grains et ciment) ont la même nature minéralogique.
- Matrice complexe : est dite complexe quand :
Ses éléments solides ont une composition minéralogique variable.
Ou bien lorsque le ciment qui soude les grains est minéralogiquement minéralogiquement différente.
- Matrice Propre : est dite propre si elle ne contient pas d'argile.

Le réservoir triasique du bassin d'Oued Maya, est caractérisé par la dominance des matrices argileux-gréseuses.



**Figure 3.2 : Matrice (grains noirs + ciment gris)
(Jacques AUBRY, 2021)**

2.1.2. Les Argiles

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitués de minéraux phylliteux, aluminosilicates et hydratés.

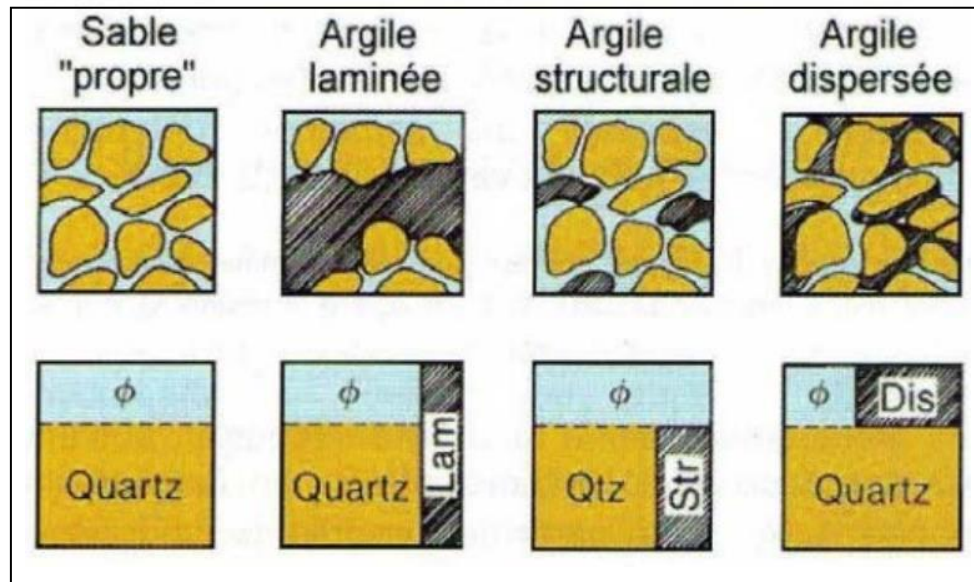
Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagaphies, leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir.

Les argiles peuvent se présenter sous trois formes déférentes dans un réservoir. Cette distribution est contrôlée par l'environnement de dépôt et

L'évolution diagenétiques. Généralement, on distingue trois types de distribution (*Fig 3.3*) :

- 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 3.3 : Modes de distribution de l'argile
(Document Schlumberger)**

2.1.3. Les fluides

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces vides dans la roche appelés pores. Ces pores (intra-granulaire : qui se situe entre les grains) ou (intergranulaire : qui se situe à l'intérieur des grains) contiennent souvent par des fluides de nature différente : eau, huile, gaz. (Fig.3.4)

Les roches poreuses contiennent toujours de l'eau en quantité plus au moins importante, suivant la porosité qui la caractérise.

La quantité d'eau dans les pores, ou ce que l'on désigne par le remplissage des pores par l'eau, définit un paramètre pétrophysique important défini par la « Saturation ».

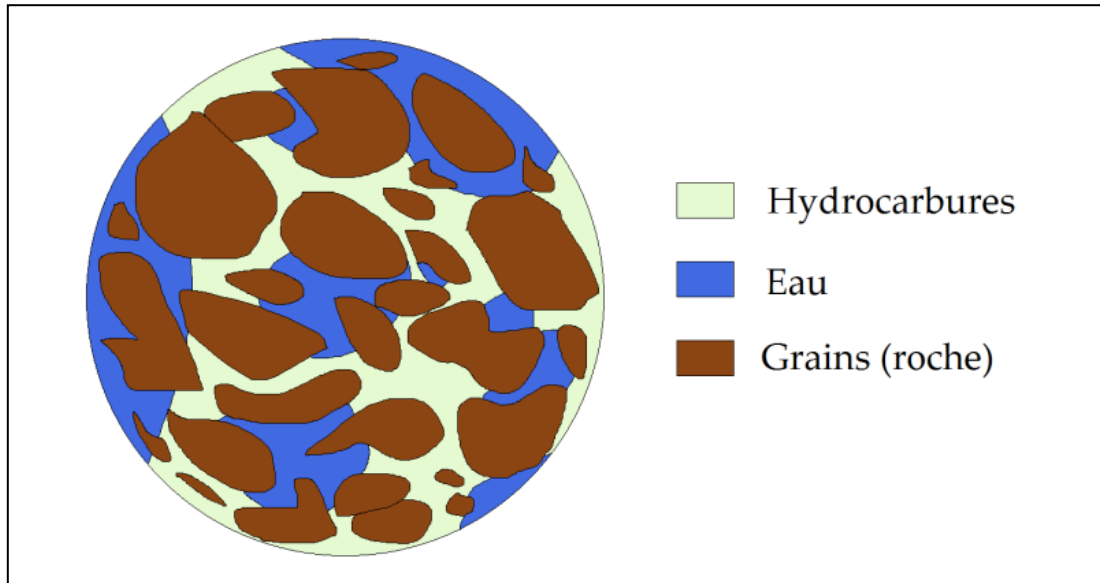


Figure 3.4 : Fluides remplissant les pores d'une roche (François Mckee, 2013)

2.2 Paramètres caractéristiques du réservoir

2.2.1 La porosité

L'espace poreux est celui qui intéresse le géologue pétrolier. Ce paramètre (*Porosité* : Φ) est défini par le rapport entre le volume des vides (occupé ou non) et le volume total de la roche. Elle indique en pourcentage la capacité de la roche à stocker des fluides, elle est définie en principe comme étant le rapport du volume des pores au volume total de la roche :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{ma}}{V_t}$$

V_p : Volume des pores

V_t : Volume totale

V_{ma} : Volume de la matrice (volume des grains + volume du ciment)

La porosité peut varier grandement selon le type de la roche, l'agencement et la taille des grains constituant la roche. Elle peut atteindre 30%.

Les grès ont des porosités qui varient généralement entre 8% et 38%, avec une moyenne de 18%

Et les argiles constituent un cas particulier compte tenu de leur texture minéralogique en feuillets qui peut engendrer une porosité très élevée (jusqu'à plus de 80 %).

Il existe plusieurs types de porosité (*Fig.3.5*), on définit :

- La porosité totale (Φ_t) : c'est le rapport du volume des vides (pores, fissures, cavités et fractures) de cette roche par rapport au volume total de l'échantillon (volume de tout le solide). Elle définit donc par :

$$\Phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t}$$

V_s : volume du solide (grains et ciment)

V_t : volume totale de la roche

On peut toutefois, définir la porosité totale par la somme des deux porosités

- La porosité primaire (Φ_p) : Soit elle est inter-granulaire ou inter-cristalline. 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 (Φ_s) : elle est soit une porosité de cavités qui est produite par dissolution, ou bien une porosité de fractures produite mécaniquement. Ce qui fait que la porosité totale est donnée par la formule :

$$\Phi_t = \Phi_p + \Phi_s$$

- La Porosité Connectée (Φ_c) : elle est aussi appelée la porosité efficace ou bien la porosité utile. Elle est égale au pourcentage du volume des vides reliés entre eux dans la roche (volume des vides communicants) par rapport au volume totale de la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés.
- La porosité fermée (Φ_f) : Elle représente la différence entre la porosité total et utile, elle représente souvent le volume des pores liées aux argiles contenu dans le réservoir, c'est tout logique parce que les pores dans les argiles ne sont pas connectés, et par conséquent tous fluides qui les remplissent ne pourront pas immigrer ou se déplacer vers le puits. Elle est donc indésirable et on la définit suivante :

$$\Phi_f = \Phi_t - \Phi_c$$

Du point de vue de l'ingénierie de réservoir, c'est la porosité effective (Φ_e) qui compte et non pas la porosité totale (Φ_t).

Remarque : La porosité est sans dimension, elle est généralement donnée en pourcentage (%) ou unités de porosité (P.U.).

On peut classer les porosités comme suit, selon leur taux de croissance de porosité :

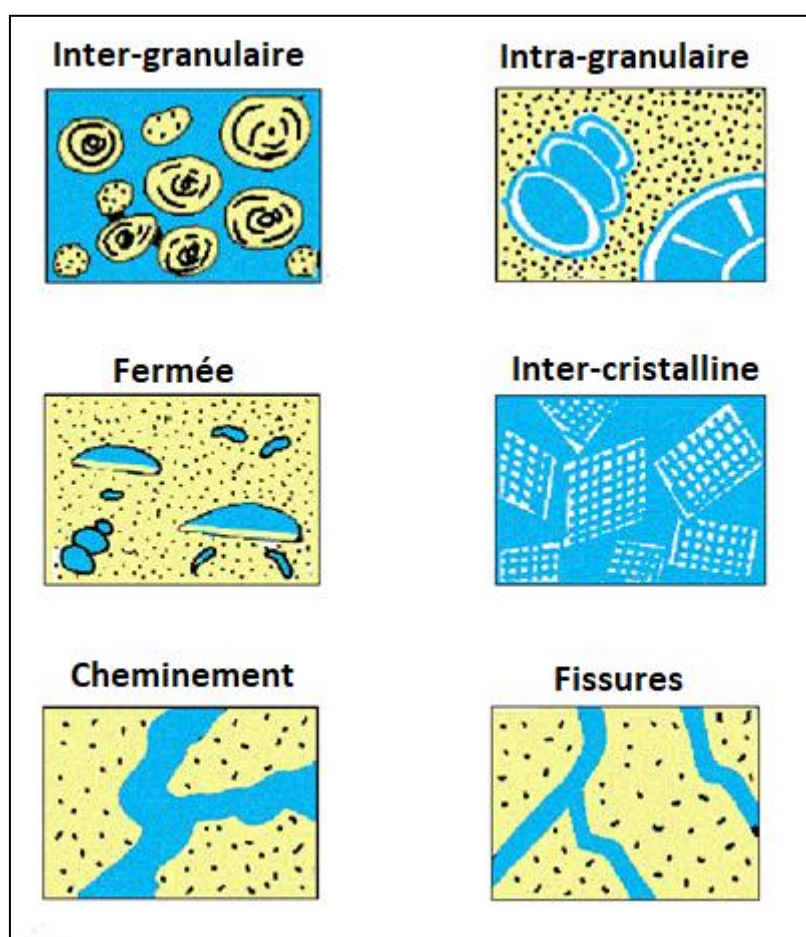
Porosité Faible : $4\% < \phi < 8\%$.

Porosité Moyenne : $8\% < \phi < 15\%$.

Porosité Bonne : $15\% < \phi < 30\%$.

Porosité Excellente : $\phi > 30\%$.

Si la porosité utile est efficace ou dynamique, parce que les pores sont assez grands, et connectés pour permettre la circulation des fluides, on exprime cette capacité à la circulation par un paramètre pétro physique important appelé la perméabilité



**Figure 3.5 : Types de porosités
(Hammad Tariq Janjuhah, 2019)**

Donc, en résumé le réservoir argileux dans le cas général est constitué par plusieurs éléments (*Fig.3.6*), notamment :

- La matrice (grains + ciment)
- Le fluide (eau, hydrocarbure : (huile, gaz, ou les deux à la fois))
- Argiles

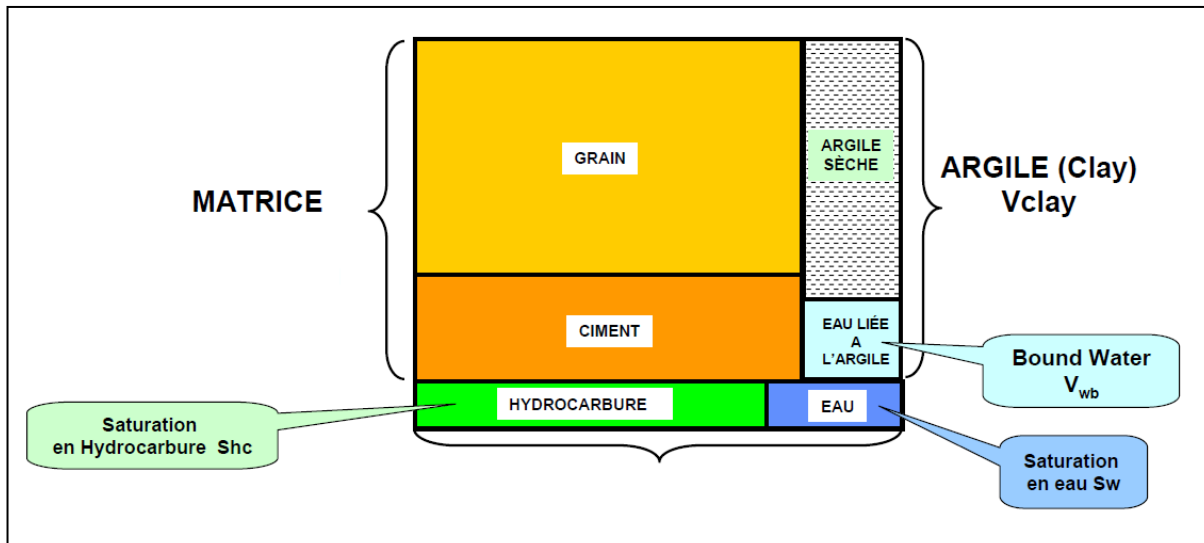


Figure 3.6 : Répartition des éléments dans un réservoir argileux (Michel MEUNIER, 2010)

Remarque :

Dans la figure 3.6, le fluide que contient l'argile est l'eau. Ces eaux ne peuvent pas se déplacer entre les grains du réservoir, car l'argile est imperméable (pas de cheminements entre les pores)

2.2.2 La perméabilité

Qui est la capacité d'une formation poreuse à laisser le fluide (de débit Q) s'écouler lorsqu'un gradient de pression est appliqué (*Fig.3.7*). Elle est exprimée en *millidarcy (mD)*, et dépend fortement de la taille des grains dans la roche, contrairement à la porosité. Ce facteur pétrophysique dynamique est défini par la loi de Darcy par :

$$K = \frac{Q \times L \times \mu}{A \times \Delta p}$$

Avec :

K : perméabilité de l'échantillon (Darcy)

Q : Débit du fluide (cm^3/s)

L : Longueur de l'échantillon (cm)

μ : Viscosité du fluide (cP)

A : Surface de la section (cm²)

Δp : Pression différentielle (atm)

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.

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, et pour un gisement d'huile de l'ordre de 10 md. (K.F, Witchtl,1990)

On peut classer les perméabilités comme suit, selon un ordre croissant :

Faible : $1 < K < 10$ mD.

Médiocre : $10 < K < 50$ mD.

Moyenne : $50 < K < 200$ mD.

Bonne : $200 < K < 500$ mD.

Excellente : $K > 500$ mD.

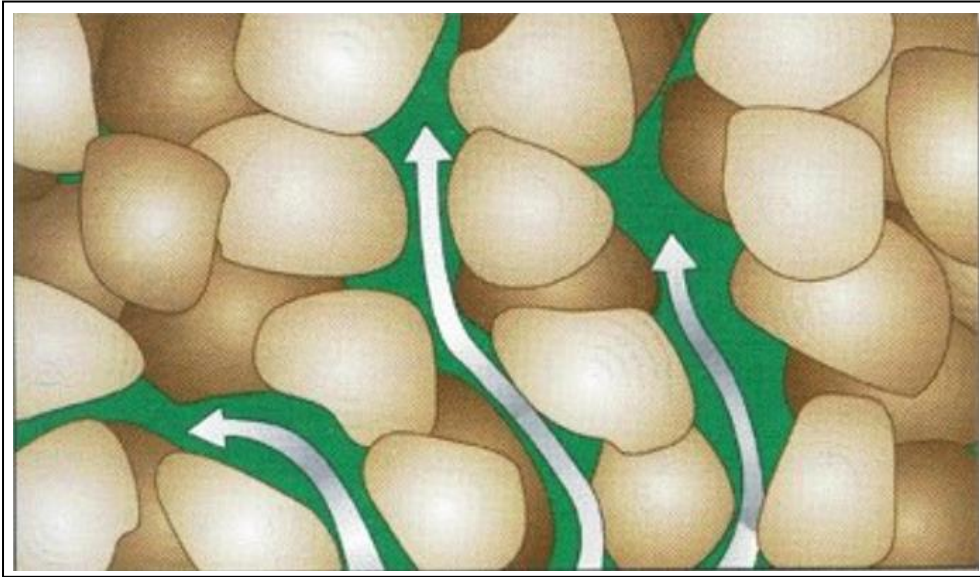


Figure 3.7 : Schéma d'une roche perméable (Slidetodoc)

2.2.3 La saturation

On définit la saturation en fluide d'une formation comme étant le rapport du volume occupé par ce fluide, qui pourrait être eau ou hydrocarbures (gaz ou huile ou les deux à la fois), par rapport au volume total des pores (*Figure 3.8*) C'est-à-dire :

$$S = \frac{\text{Volume du fluide}}{\text{Volume des pores}} \%$$

Si ce fluide est de l'eau, on parlera alors de S_w . C'est la saturation en eau qui est évaluée pour tous les sondages par la fameuse formule d'Archie :

$$S_w = \sqrt{\frac{a \times R_w}{\Phi^m \times R_t}}$$

Avec :

R_w : La résistivité de l'eau de formation (ohms.m)

R_t : La résistivité de la zone vierge (ohms.m) (*Figure 3.9*)

Φ_e : La porosité effective (utile)

a : Coefficient caractérisant la nature de la roche. Il égale à : 0,62

m : Facteur de cimentation. Il égale à : 2,15

La connaissance de la saturation en eau (S_w) permet d'en déduire la saturation de la formation en hydrocarbures (S_{hc}), car on a :

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

Dans le cas d'un réservoir argileux, le mode de distribution des argiles (laminée, dispersée, ou structurale) va influencer sur la réponse des outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau est nécessaire pour avoir des résultats justes.

- Cas des argiles laminées : Elles correspondent aux argiles détritiques qui se présentent en couche fines intercaler dans la roche réservoir. On applique dans ce cas la formule suivante :

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

Avec :

F : facteur de cimentation (égale à l'inverse de la porosité) (sans unité)

R_{sh} : La résistivité de l'argile (ohms.m)

V_{sh} : le voume d'argile dans le massif rocheux

- Cas des argiles structurales : Elles se présentent sous forme de grains ou de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Dans ce cas la formule suivante est celle qui correspond le mieux :

$$\frac{S_w^2}{F \times R_w \times (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} \times S_w}{R_w} - \frac{1}{R_t} = 0$$

- Cas d'Argiles dispersées : Elles correspondent aux argiles adhérentes aux grains ou occupent partiellement les pores. Leur expression est très difficile à établir. Elle est dite formule de Simandoux modifiée :

$$\frac{S_m^n \Phi^m}{F \times R_w \times (1 - V_{sh})} + \frac{S_m \times V_{sh}^c}{R_{sh}} - \frac{1}{R_t} = 0$$

Avec :

c : varie de 1 à 2.

Φ : porosité des laminations propres

m = n = 2 généralement a : de 0,8 à 1

Remarque :

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre dont le volume d'argile $V_{sh} < 10$

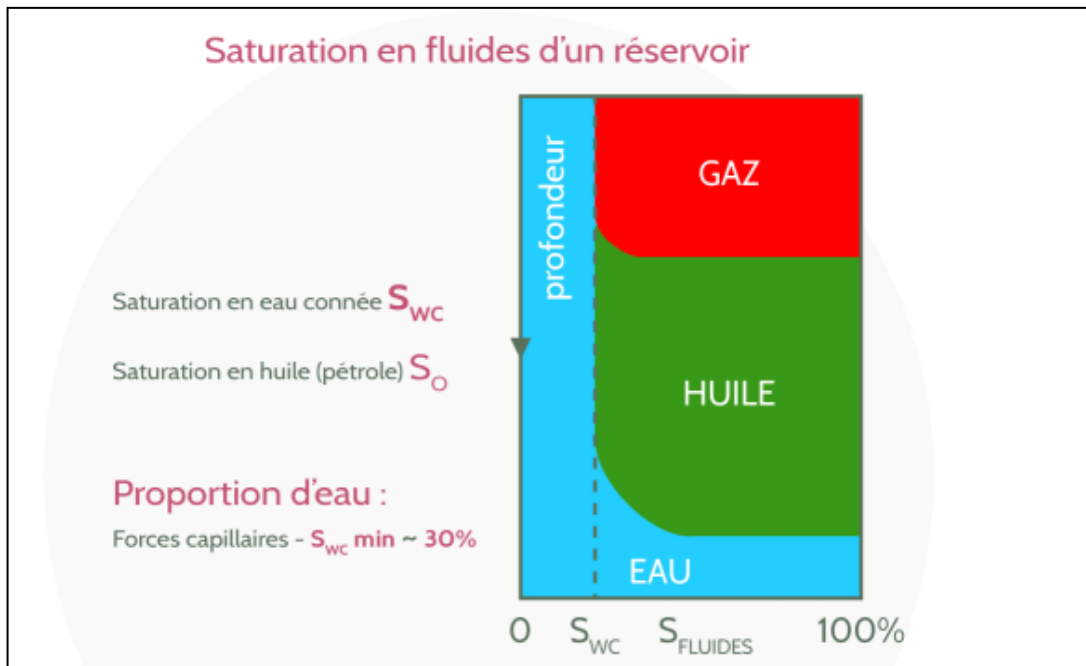


Figure 3.8 : Saturation en fluides d'un réservoir (Cours de propriétés des réservoirs, Mines Nancy, Judith Sausse)

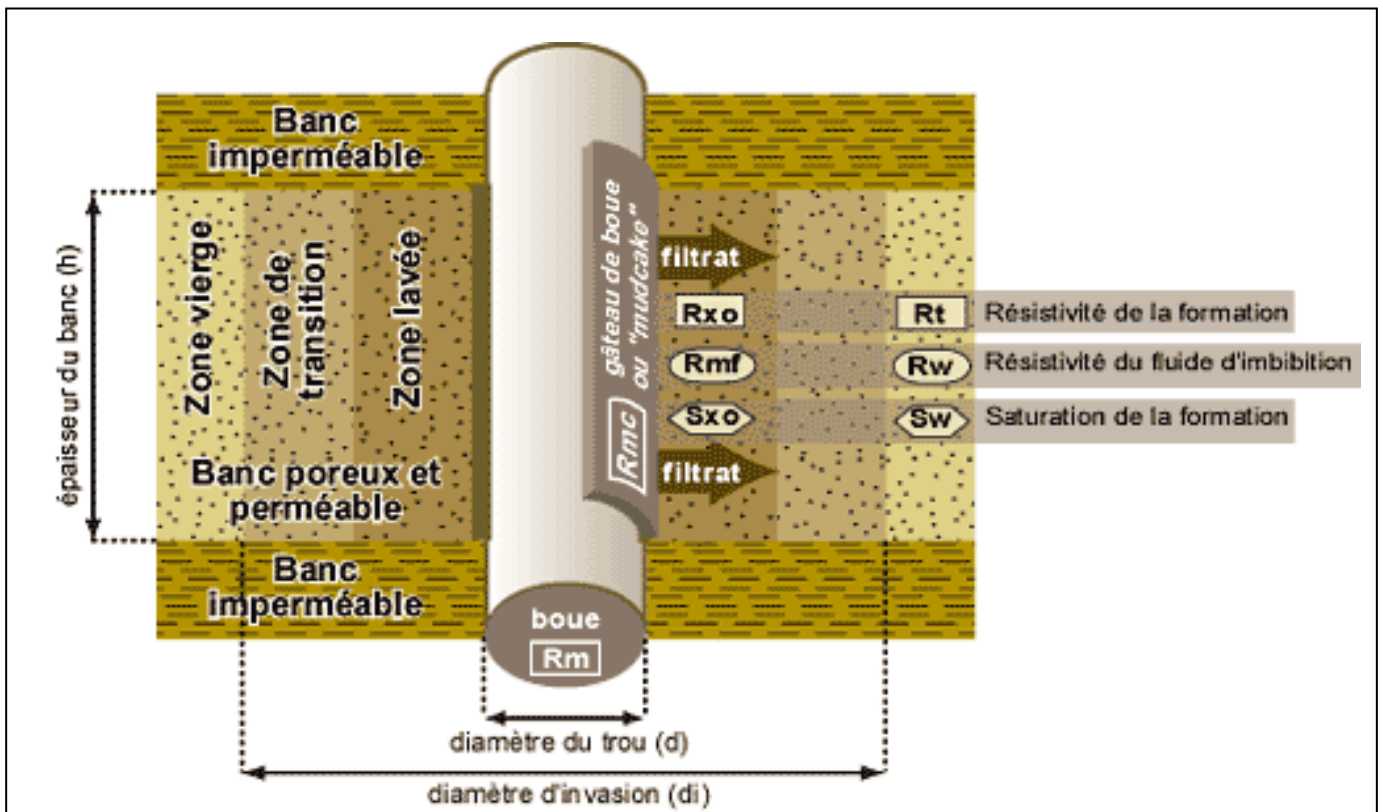


Figure 3.9 : Zone vierge, zone transitoire, et zone lavée (Plateforme ig.unil.ch)

2.2.4 L'argilosité

Comme l'argile est un matériau sédimentaire obtenu par dégradation physique, et altération par hydrolyse des minéraux des roches éruptives et magmatiques, il est fondamentalement constitué de Silicium, Aluminium, Oxygène et Ions hydroxyles, et il est connu par sa porosité totale qui varie entre 40 et 50%, bien que par son imperméabilité, ainsi par la taille de ses grains fins qui ne dépasse pas $<2\mu\text{m}$.

La connaissance du volume d'argile (V_{sh}) est indispensable à l'interprétation des diagaphies (Fig.3.10), en effet, celle-ci permet -non seulement d'indiquer si le réservoir est propre relativement, ou argileux- mais aussi d'apporter les corrections nécessaires aux enregistrements petrophysiques et éliminer de ce fait l'influence des argiles.

L'indicateur d'argilosité V_{sh} a été calculé en se servant de la courbe du corrected gamma ray (CGR) fournie par le log nucléaire du gamma ray spectral. Le corrected gamma ray (CGR) correspond à la réponse du gamma ray à laquelle on a supprimé la contribution de l'uranium.

On a obtenu la formule avec laquelle on peut calculer l'argilosité d'un réservoir dans chaque profondeur, tout en éliminant les valeurs CGR_{lu} , CGR_{min} , CGR_{max} , de la courbe de diagaphie corrected gamma ray (CGR) :

$$V_{sh} = \frac{CGR_{lu} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}}$$

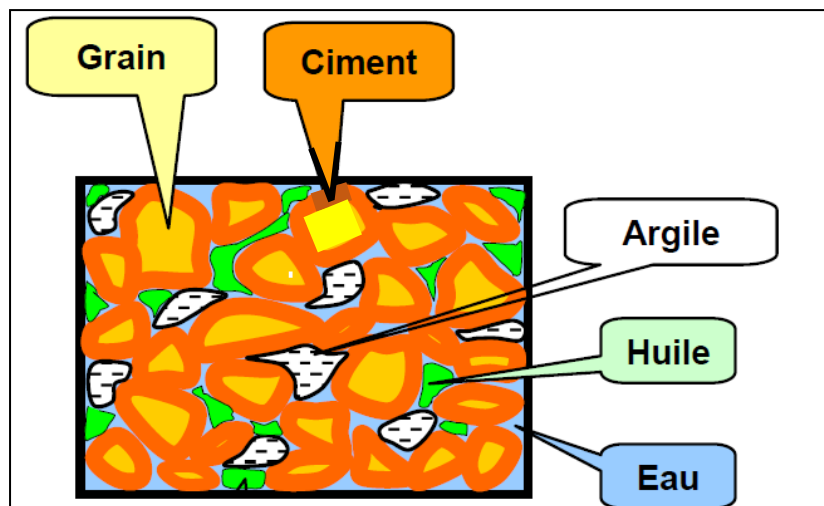


Figure 3.10: l'emplacement de l'argile parmi les constituants de la roche (Michel MEUNIER, 2010)

3.3 Interprétation qualitative des diagaphies

L'interprétation quantitative des diagaphies, à quelques exceptions près, s'avère être efficace lors de la détermination des quantités d'hydrocarbures présentes au sein des formations géologiques. Néanmoins, un paramètre peut compromettre cette analyse et la rend complètement inefficace tout en présentant des résultats inexploitable, il s'agit de la présence du ciment salifère.

Lors des travaux de recherche antérieurs (effectués à Sonatrach), une incohérence flagrante a été remarquée lors de la comparaison entre les interprétations diagaphiques et les calculs des paramètres pétrophysiques d'une part, et les formations géologiques réellement présentes dans les réservoirs concernés, d'autre part.

Cependant, l'évaluation pétrophysique des diagaphies a montré sans conteste que les puits étudiés sont riches en hydrocarbures.

On a ensuite effectué des mesures de pression et procédé par une opération d'échantillonnages à l'aide de plusieurs outils, dans le but d'étudier la nature des fluides supposés être présents ; néanmoins des résultats contradictoires ont été obtenus. Les mesures de pression ont signalé la présence de certaines formations compactes (ce qui ne peut pas être une caractéristique d'hydrocarbure) ; les échantillons quant à eux, ont montré la présence d'huile et de gaz seulement au niveau de certaines profondeurs.

Ce qui nous a permis d'affirmer, qu'à certaines profondeurs, et qu'au niveau de certains puits, les hydrocarbures sont inexistant. On a même remarqué au niveau d'autres puits, une absence totale sur toutes les profondeurs étudiées.

D'autant plus que les carottes ont confirmé l'absence d'hydrocarbures dans certains puits, en montrant plutôt la présence du ciment salifère, qui occupait les pores à la place des hydrocarbures.

Finalement, plusieurs puits se sont avérés non productifs, malgré le fait qu'ils soient situés à proximité d'autres puits productifs.

La solution idéale est donc de combiner l'interprétation quantitative avec une interprétation qualitative. Cependant, lors de notre étude, on a jugé utile de réaliser cette dernière en premier lieu, pour pouvoir, au préalable, aiguiller et orienter l'interprétation quantitative.

L'interprétation qualitative permet de déterminer la nature minéralogique et lithologique de la matrice ainsi que celle d'autres éléments du réservoir.

Les *cross-plot* étant l'une des meilleures manières pour parvenir à ces résultats.

1. Les Puits RH-1 et RH-2

Tableau 3.1: Données des puits

Puits	RH-1		RH-2	
	TRIAS T2-A	Top (m)	2945	Top (m)
	Bottom (m)	2978	Bottom (m)	3044
TRIAS T1-B	Top (m)	2978	Top (m)	3044
	Bottom (m)	3040	Bottom (m)	3075

Top : limite supérieure du réservoir.

Bottom : limite inférieure du réservoir.

2.1 Délimitation des zones réservoirs

Les réservoirs étudiés du bassin d'Oued Mya sont principalement des réservoirs argilo-gréseux. Les hydrocarbures s'accumulent, quasi-exclusivement dans les grès qui sont poreux et perméables, on se doit donc de séparer ces niveaux réservoirs des niveaux argileux au moyen d'une ligne séparatrice de référence.

Afin de mettre en évidence cette ligne, on identifie d'abord les zones argileuses suivant un **volume d'argile limite (Vsh.cut-off)**, tout en exploitant les résultats obtenus à partir des enregistrements des rayonnements gamma naturels. Ceci nous permettra de calculer une valeur limite de **GR. Cut-off**, qui représente la ligne séparatrice. Au-delà de cette valeur, la formation n'est plus considérée comme un réservoir.

$$GR.cutoff = Vsh.cutoff \times (GRmax - GRmin) + GRmin$$

GRmax : lu en face d'un banc argileux.

GRmin : lu en face d'un banc gréseux propre.

La **valeur limite** du Vsh.cut-off (volume d'argile limite) a été fixée à 45 %.

NB : Le **Vsh.cut-off** est une valeur limite indicative qu'on estime selon l'abondance des d'hydrocarbures au niveau de la région d'étude.

Après avoir séparé les bancs gréseux des bancs argileux, il est tout aussi important de déterminer la nature de la matrice, de l'argile et du ciment qui sont présents dans les puits, en faisant une étude lithologique et minéralogique.

2.2 Etude lithologique et minéralogique des réservoirs (cross-plot)

L'analyse des déblais de forage ainsi que l'extraction de carottes peuvent fournir des informations +/- exhaustives sur la nature des formations traversées. Mais certaines propriétés de la roche varient souvent, lors de la remontée des échantillons, et cela ne permet pas d'obtenir des renseignements aussi complets que possible sur la coupe géologique.

Pour pallier cette insuffisance, on complète ces études avec plusieurs combinaisons de mesures diagaphiques à l'aide d'abaques, pour aider à identifier la lithologie et à préciser davantage la composition minéralogique des niveaux étudiés, avec le moins d'erreur possible.

2.2.1 Détermination de la nature de la matrice et la présence du ciment

Afin de montrer le caractère lithologique et minéralogique de la matrice, et la nature du ciment se trouvant dans les formations traversées par nos sondages, on utilise les **cross-plots** suivants :

Neutron-Densité : Tout en introduisant l'abaque Por-11 et 12 de Schlumberger, on arrive à approcher la lithologie de la matrice.

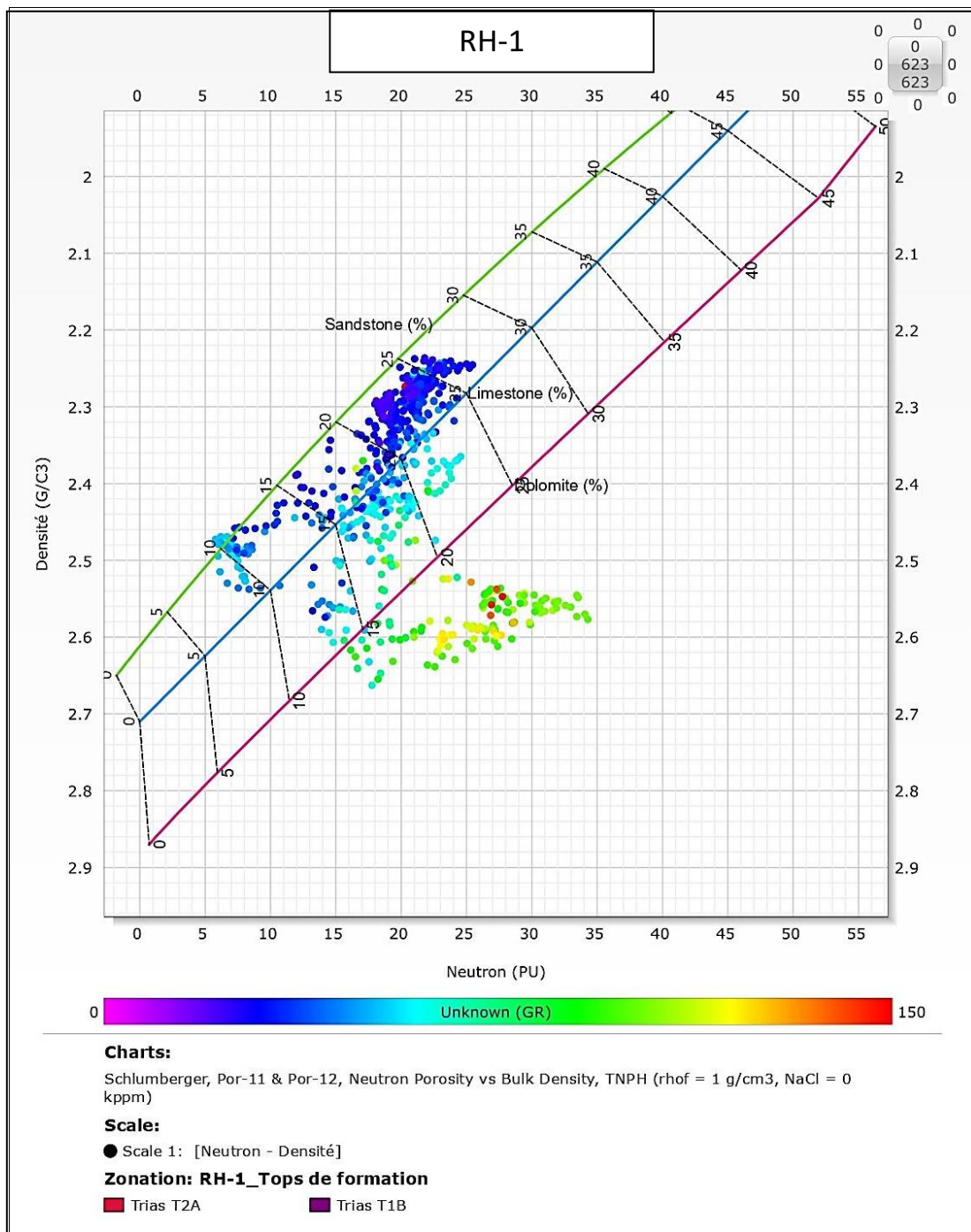


Figure 3.11 : Cross plot neutron-densité du puits RH-1

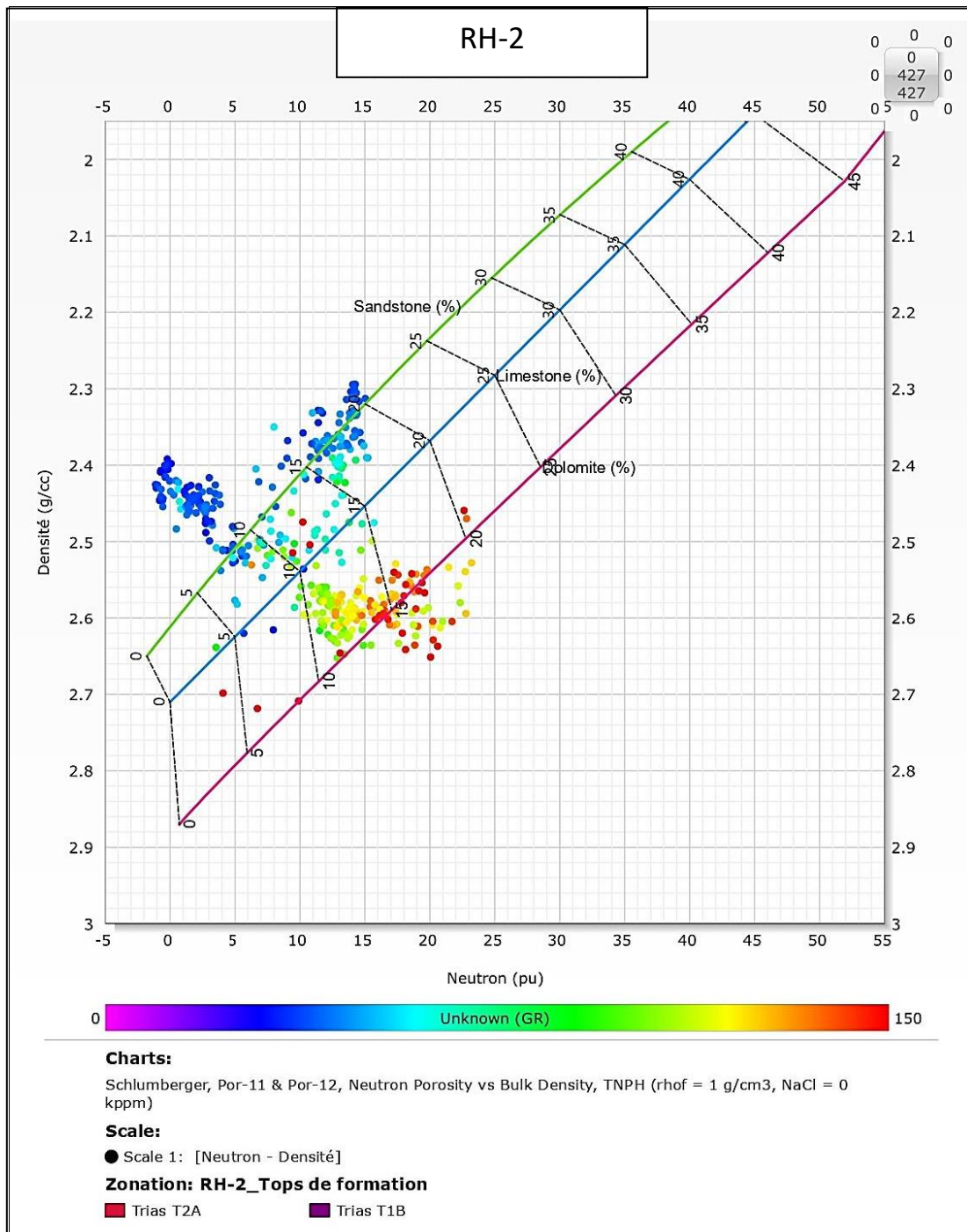


Figure 3.12 : Cross plot neutron-densité de puits RH-2

➤ **Analyse du cross-plot Neutron-Densité**

Ces deux cross-plot nous ont permis de montrer que :

- La matrice est gréseuse au niveau des deux puits, car le nuage de points de couleur bleu est dense sur la ligne des grès (**Sandstone**).
- La présence d'argile est caractérisée par une **forte radioactivité (les points ayant une couleur allant du jaune vers le rouge)** associée aux lithologies **dolomitiques** variant entre 15 et 20%, et une porosité-neutron autour de 15–25%.

MN-Plot : C'est une relation graphique entre deux paramètres désignés par **M** et **N**, tout en utilisant l'abaque LITH-7 de Schlumberger.

Ces paramètres sont déterminés en combinant trois mesures diagaphiques, à savoir : **neutron** (indice d'hydrogène), **densité** et **sonique**, à l'aide des formules suivantes :

$$M = \frac{\Delta T_f - \Delta T}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01$$

$$N = \frac{\Phi N_f - \Phi N}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01$$

Avec :

$$\Delta T_f = 189 \text{ } \mu\text{s/ft}$$

$$\Phi N_f = 100\%$$

$$\rho_f = 1 \text{ g/cc}$$

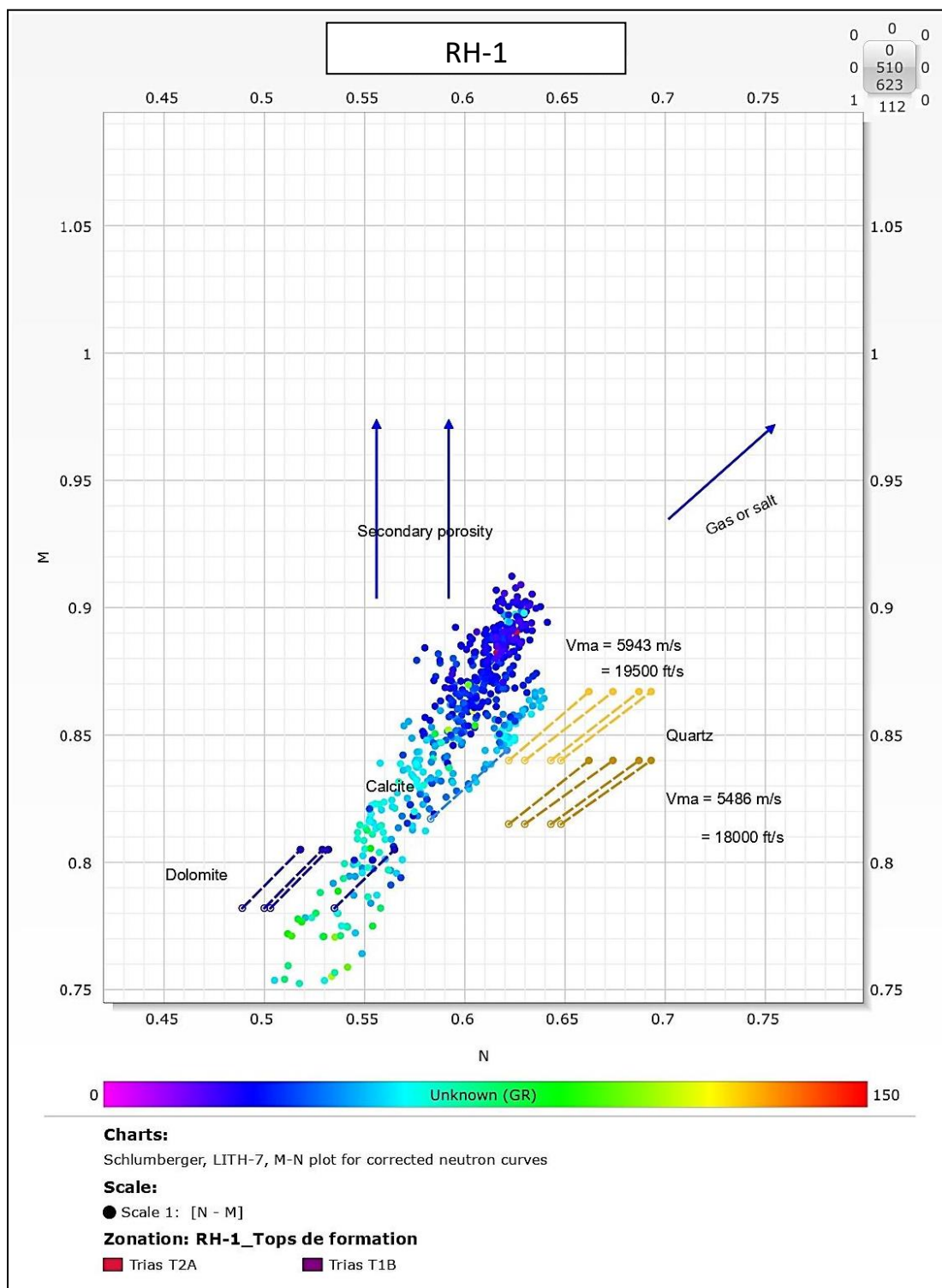


Figure 3.13: MN-Plot du puits RH-1

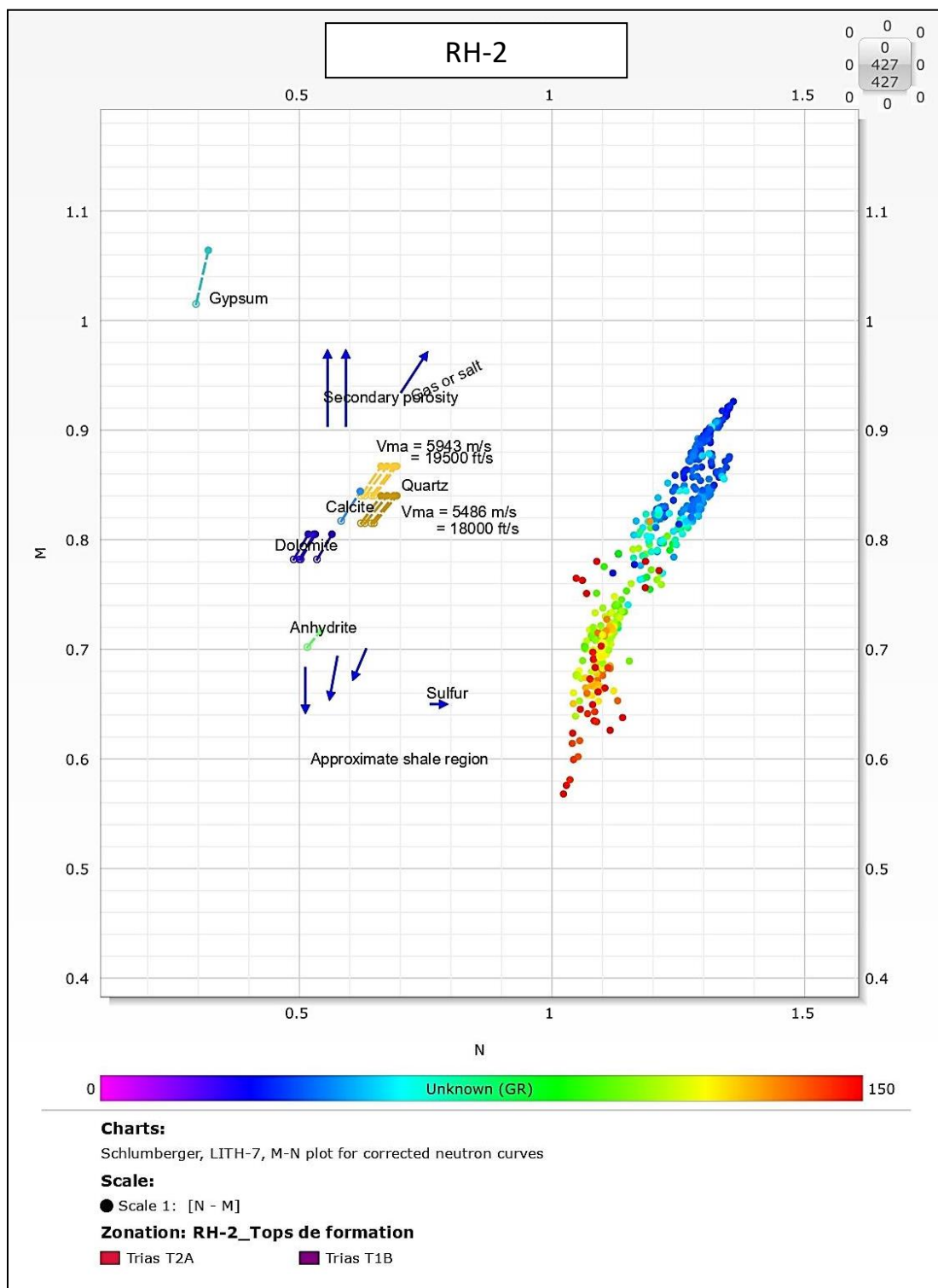


Figure 3.14: MN-Plot du puits RH-2

➤ **Analyse du MN-Plot**

D'après ces deux cross-plot

- On remarque, pour les deux puits, que le nuage de points a une tendance à suivre la direction du gaz ou du sel (**Gas** or **Salt direction**). C'est une indication sur la présence de l'un ou de l'autre.
- C'est en effectuant le MID-Plot qu'on réussira à connaître le puits qui contient du gaz et celui qui contient du ciment salifère.

MID-Plot : C'est un report graphique des paramètres matriciels apparents ρ_{bma} et ΔT_{ma} tout en faisant appel à l'abaque LITH-11 de Schlumberger.

$$\rho_{ba} = \frac{\rho_b - \Phi DN \times \rho_f \times 0.01}{1 - \Phi DN \times 0.01}$$

Avec

ρ_{ba} : densité matricielle apparente,
 ρ_b : densité globale de la roche,
 ρ_f : densité du fluide, égale à 1 g/cc,
 ΦDN : porosité densité-neutron.

$$\Delta T_a = \frac{\Delta T - \Phi NS \times \Delta T_f \times 0.01}{1 - \Phi NS \times 0.01}$$

Avec :

ΔT_a : lenteur matricielle apparente,
 ΔT : lenteur de la roche,
 ΔT_f : lenteur du fluide, égale à 189 $\mu\text{s}/\text{ft}$,
 ΦNS : porosité neutron-sonique.

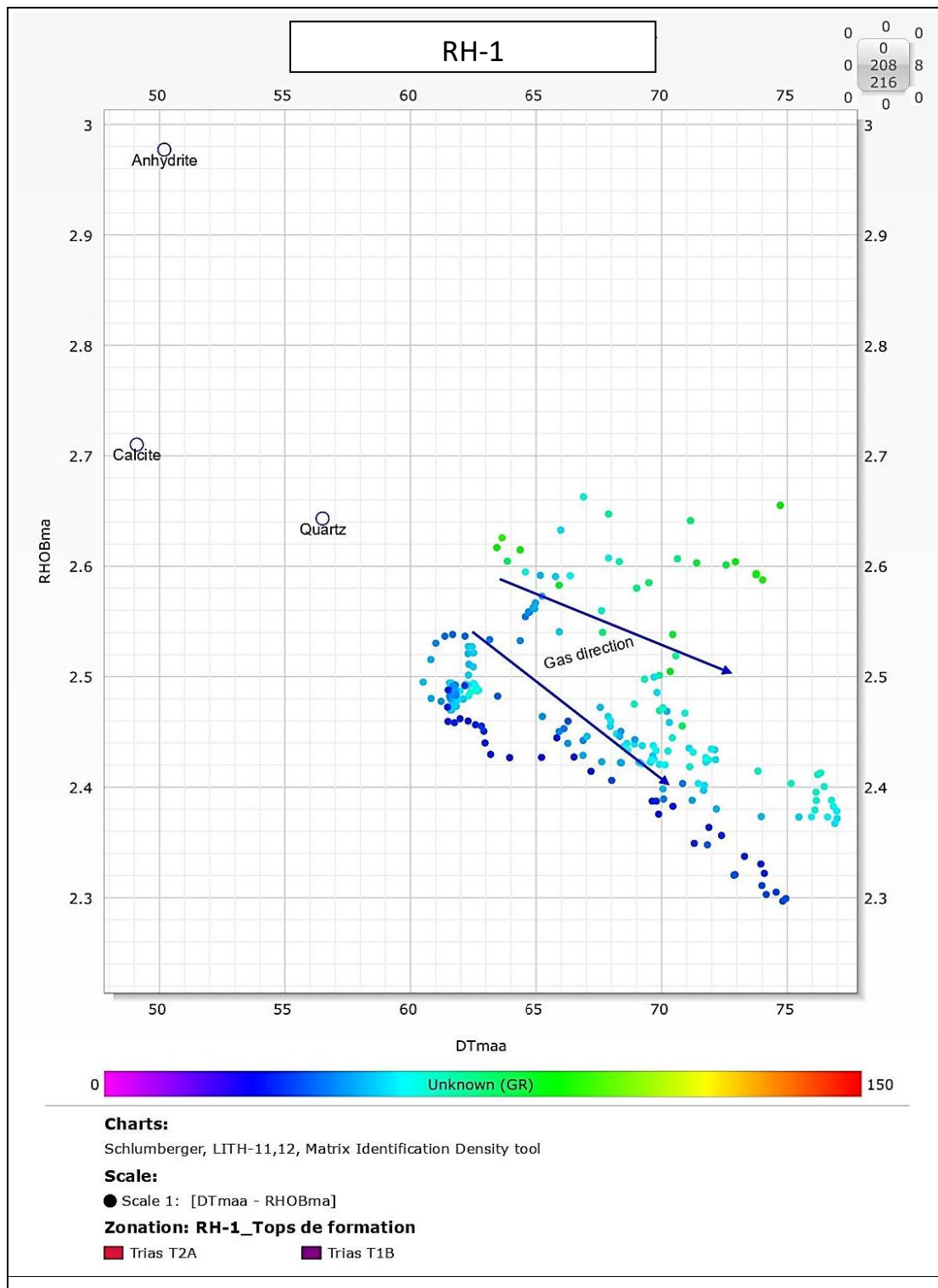


Figure 3.15 : MID-Plot RH-1

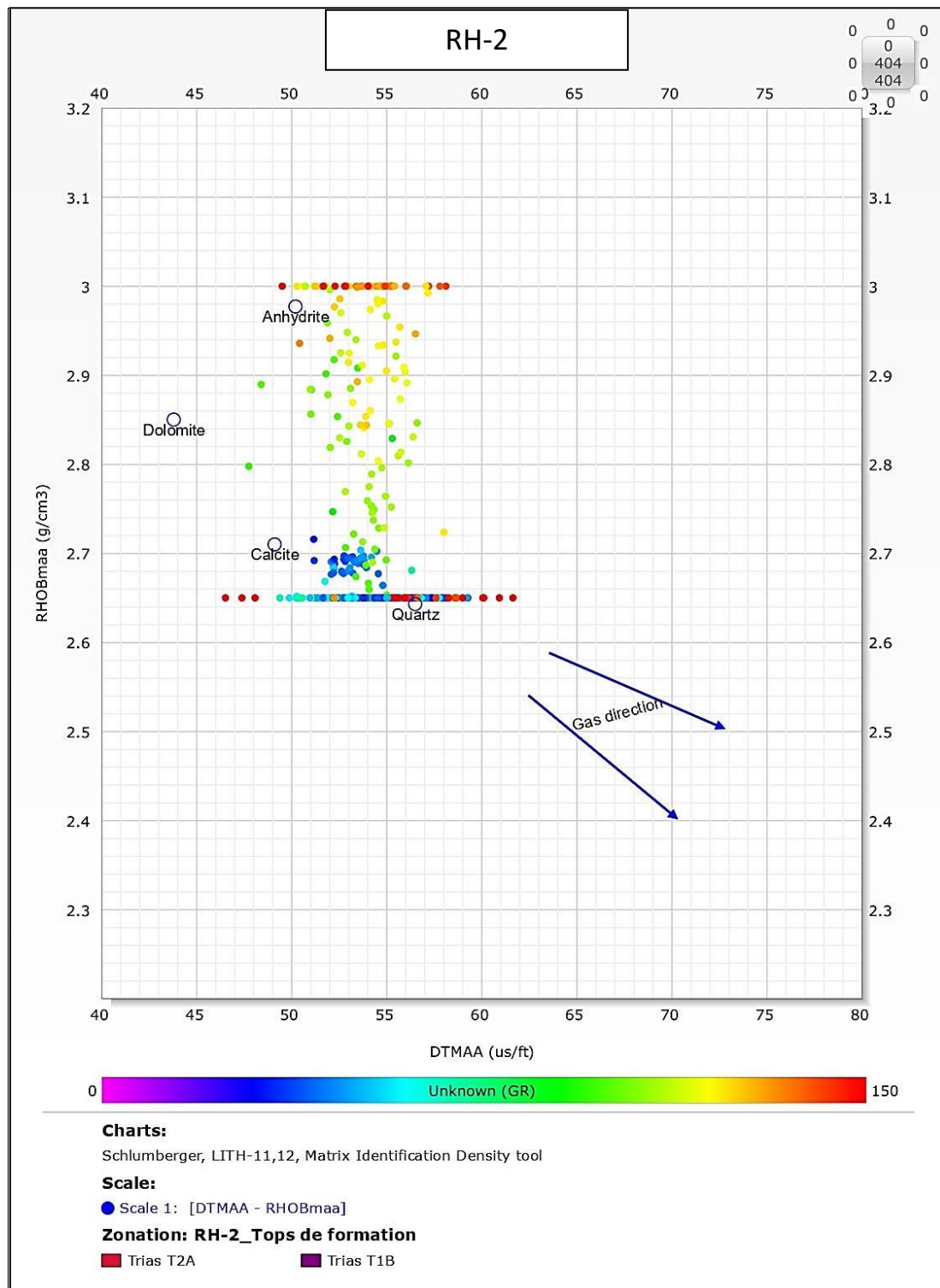


Figure 3.16 : MID-Plot RH-2

➤ **Analyse du MID-Plot**

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, dans les deux puits.
- En revanche, il est clair que le puits RH-1 renferme du gaz (les points du MID-Plot sont alignés dans la direction du gaz).
- Les points du MID-Plot au niveau du puits RH-2 ne sont pas alignés dans la direction du gaz, mais se concentrent plutôt autour du ciment, identifié principalement par **l'anhydrite** (CaSO_4), et secondairement par le quartz. Ce qui confirme incontestablement la présence du ciment salifère associé au quartz au niveau de ce puits RH-2.

2.2.1. Détermination de la nature de l'argile

Il est plus que judicieux d'exploiter le caractère radioactif de l'argile pour pouvoir déterminer sa nature, tout en s'appuyant sur l'étude du cross-plot Thorium-Potassium.

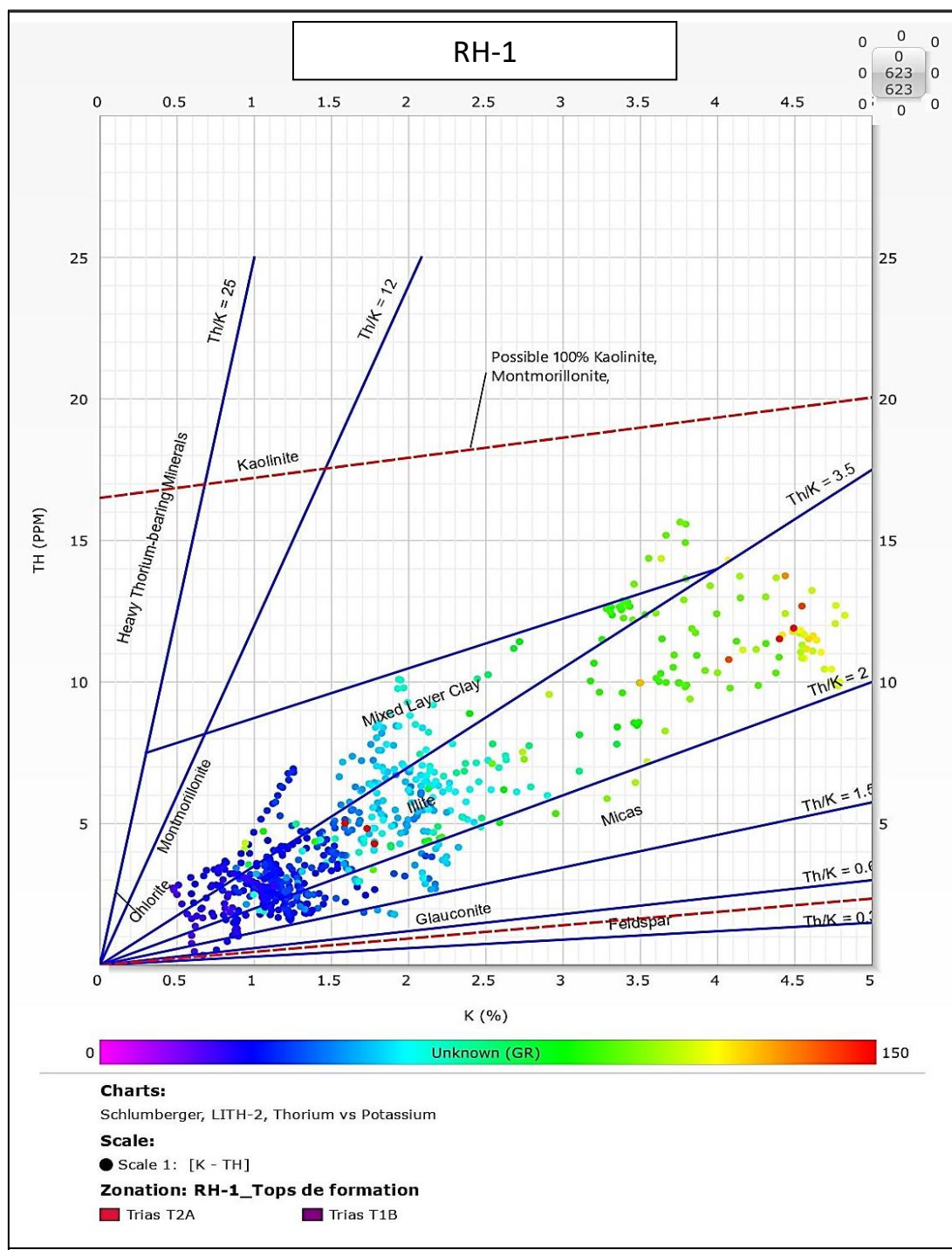


Figure 3.17 : Cross plot Thorium-Potassium du puits RH-1

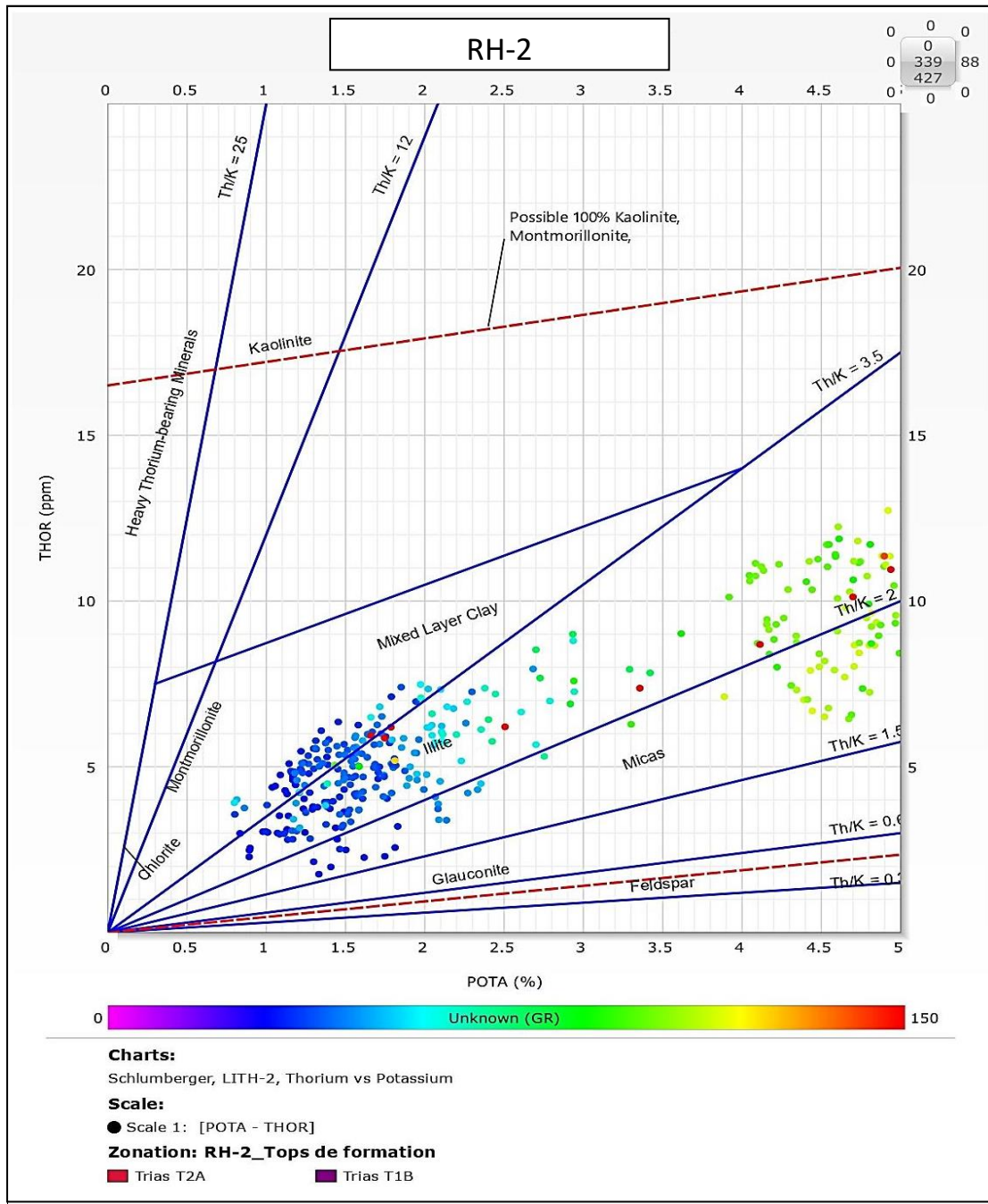


Figure 3.18 : Cross plot Thorium-Potassium du puits RH-2

D'après les cross-plot **Thorium-Potassium** et *l'abaque LITH-2* de Schlumberger : on observe, pour les deux puits, que le nuage des points est concentré majoritairement autour des **Illites** (argiles micacées), et relativement dans d'autres minéraux argileux de types smectitique et mixte, et secondairement dans les micas.

Si la nature de l'argile est importante, l'étude de son type est nécessaire pour mieux conceptualiser l'agencement des constituants des réservoirs et son impact sur la porosité, perméabilité, saturation en eau...

2.2.2. Détermination des types d'argiles

Suivant leur mode de distribution dans la roche, les argiles sont généralement classées selon trois types (Fig.3. 2) :

Argiles laminées, argiles dispersées et argiles structurales.

A la lumière de ce qui a été cité plus haut, suivant le mode de répartition de ces argiles, les mesures diagraphiques vont se trouver influencées. La détermination du type d'argile s'effectue graphiquement à l'aide de l'abaque triangulaire **Φ_N - Φ_D** .

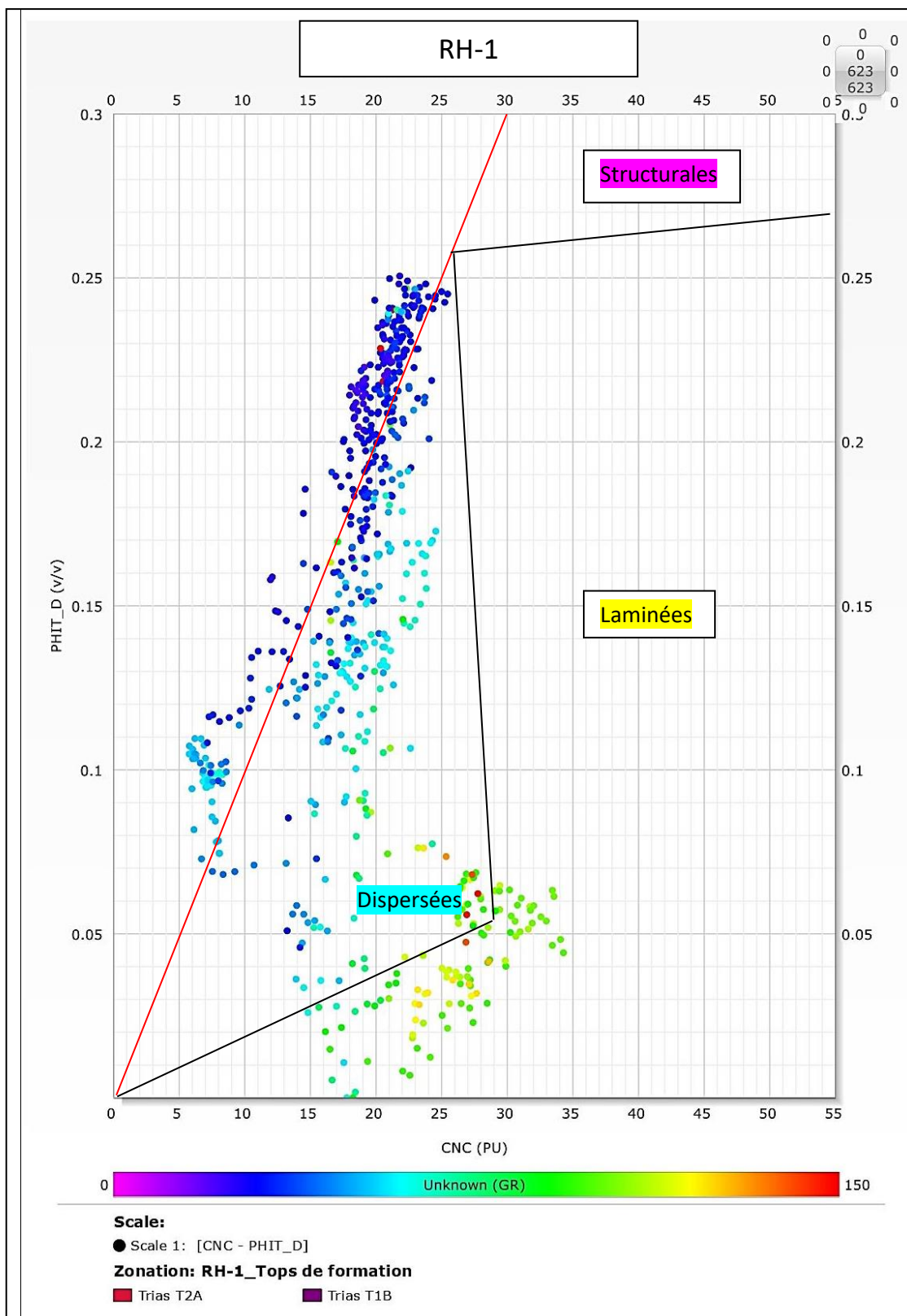


Figure3.19 : Cross plot neutron-porosity densité du puits RH-1

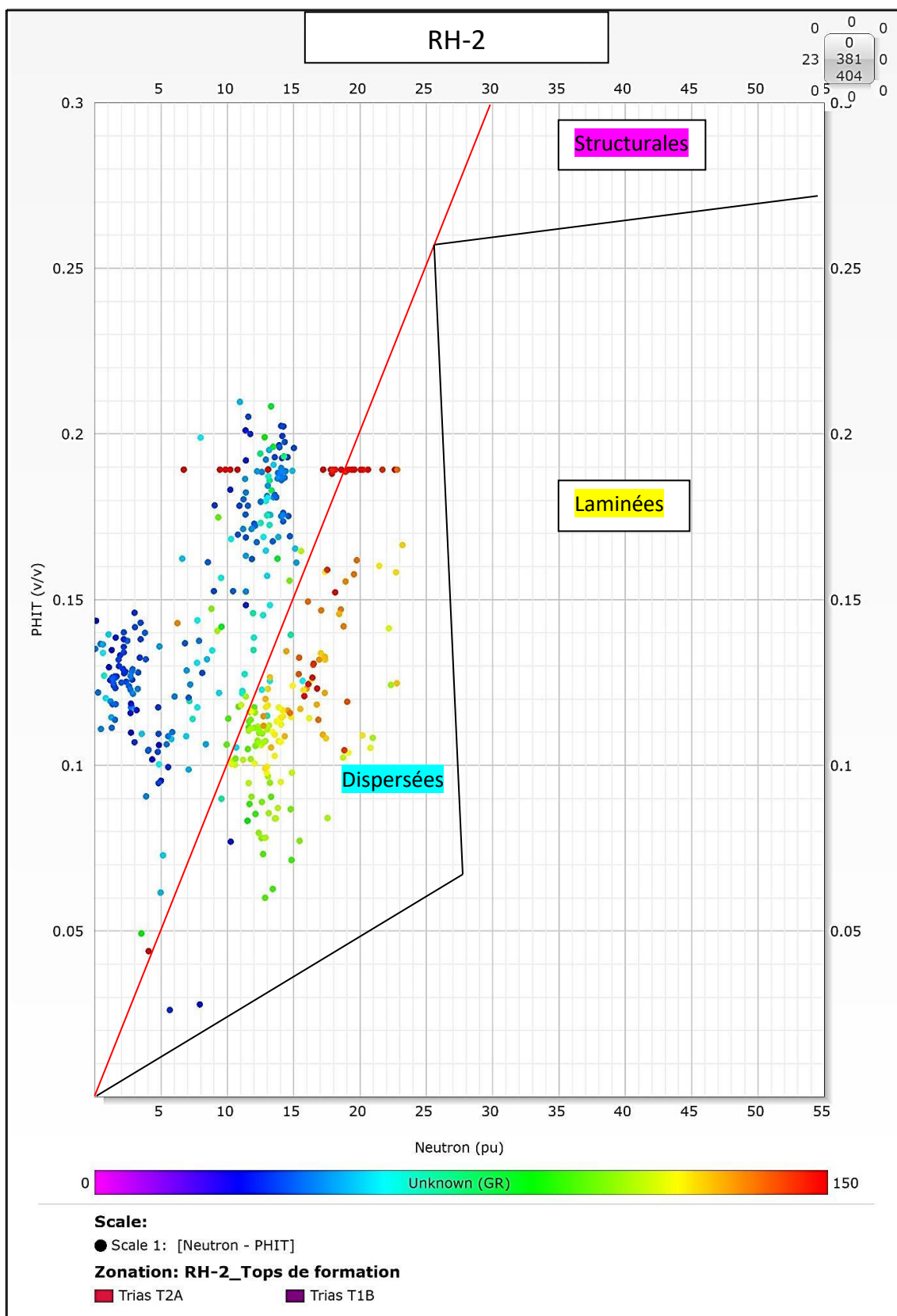


Figure 3.20 : Cross plot neutron-porosité densité du puits RH-2

Les reports graphiques indiquent que les types d'argiles présents en dominance dans les deux puits sont majoritairement de type **dispersé**.

Ce type d'argile induit une diminution drastique de la perméabilité, car en premier lieu, il rétrécit considérablement les pores et les canalicules ; et en second lieu, sa mouillabilité à l'eau est généralement supérieure à celle du quartz. De facto, la saturation en eau augmente crescendo, ce qui influe négativement sur la diminution de l'écoulement d'autres fluides, en l'occurrence les hydrocarbures.

Après avoir déterminé avec évidence la présence du sel dans les puits RH1 et RH2, on doit prendre ce facteur délétère en considération lors de l'interprétation quantitative.

3. 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 intrinsèques qui conditionnent le rendement d'un puits.

Mais toujours est-t-il qu'on doit d'abord déterminer certains paramètres tels que : la résistivité de la zone vierge, la résistivité de l'eau de formation, les paramètres matriciels et les paramètres d'argile.

3.1. Détermination de la résistivité de la zone vierge R_t

Pour le calcul de la saturation en eau de la formation (S_w), la résistivité de la zone vierge est indispensable. La détermination de ce paramètre (R_t) se fait par une lecture directe sur la courbe de résistivité (**AIT 90**) (Array Induction Tool).

3.2. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w

Naturellement, la résistivité de l'eau de formation (R_w) est un paramètre fondamental pour déterminer correctement la saturation en eau d'un réservoir.

Lors de notre travail de recherche, ce paramètre (R_w) a été déduit à l'aide de l'abaque **Gen-9** de Schlumberger (Fig.3.18), à partir de la salinité régionale qui est de l'ordre de **300** g/l et de la température du fond du puits RH-1 qui est de l'ordre de 100 C°.

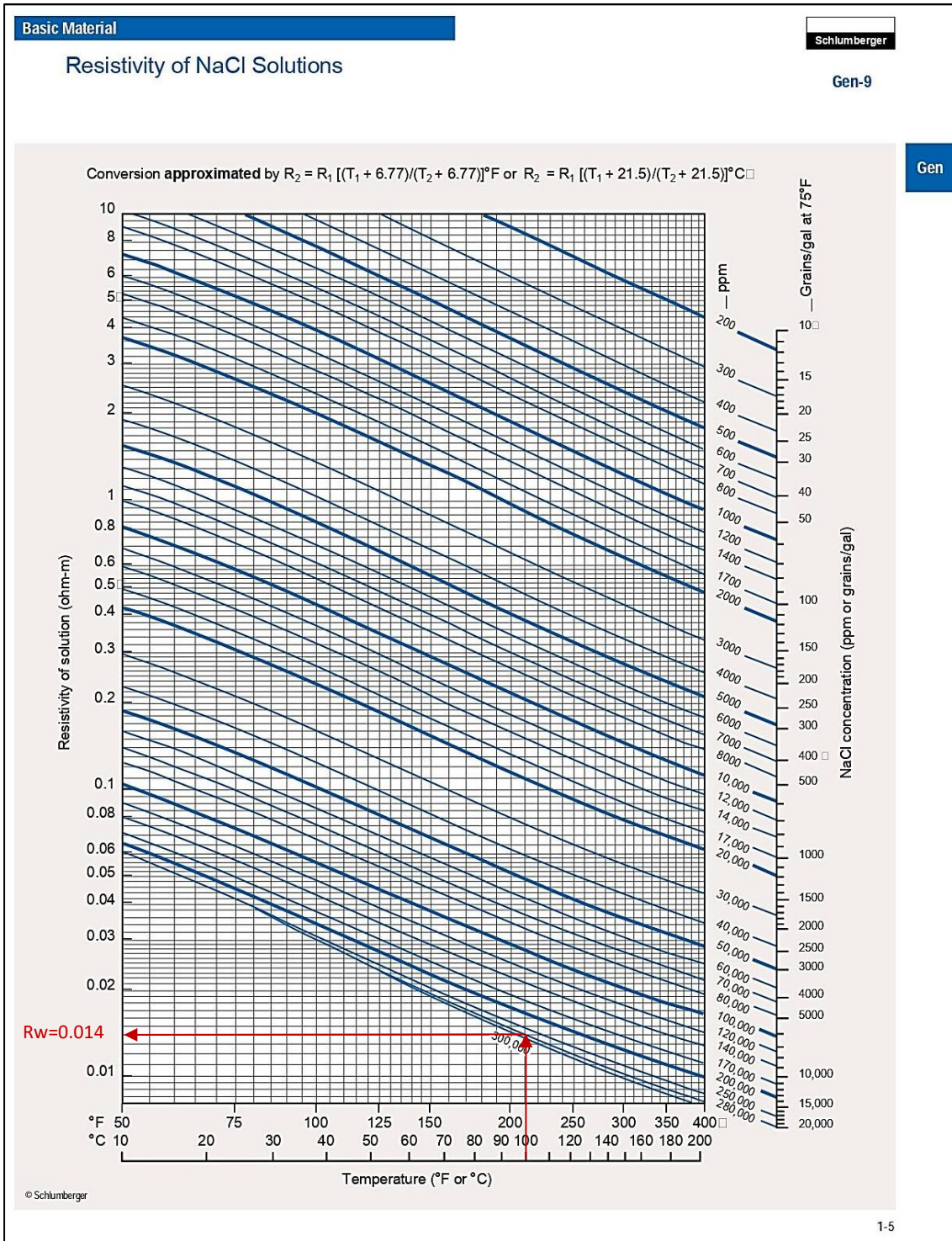


Figure 3.21 : Détermination de R_w à partir de l'abaque Gen-9 de Schlumberger

L'abaque nous a permis d'obtenir une valeur égale à 0,014 ohm.m.

N.B : La résistivité de l'eau de formation (**R_w**) calculée pour le puits RH-1 est égale à celle du puits RH-2.

3.3. Détermination des paramètres matriciels

Comme il a été amplement mentionné dans l'interprétation qualitative des diagaphies, les grés sont principalement constitués de grains de **quartz** ; des grains dont la densité matricielle est de 2.65 g/cc. Le paramètre matriciel **Δt** est de l'ordre de 55.5 us/ft. Les paramètres matriciels (**ρ_{ma}**, **ΔT_{ma}**) sont essentiels, pour pouvoir se servir des diagaphies lors du calcul des porosités. Il est possible de les déterminer grâce à un report graphique.

Cependant, il est à noter que cette méthode ne peut être très précise, sous conditions qu'elle s'inscrit dans une étude couvrant un grand nombre de puits dans la même région et soient requises afin que les valeurs des paramètres matriciels soient réalistes et utilisables.

Comme ces conditions sont difficiles à satisfaire, on a utilisé les paramètres obtenus directement du rapport d'implantation du forage. Les paramètres matriciels utilisés sont :

ρ_{ma} = 2.65 (g/cc) ; **Δt_{ma}** = 53 (us/ft)

3.4. Détermination des paramètres argileux

Les paramètres d'argile ont été déterminés grâce à une lecture des courbes diagaphiques en face des bans argileux : les plus épais, les plus réguliers (CGR), les moins cavés et les plus proches des réservoirs traversés.

Ils sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau 3.2: Les paramètres d'argile des puits RH-1 et RH-2

Puits	GRmax (API)	ρ_{sh} (g/cc)	Φ_{Nsh} (%)	Δt_{sh} (μs/ft)
RH-1	116	2.52	35.72	90.64
RH-2	125	2.57	21.14	80.78

3.5. Estimation du volume d'argile

L'estimation du volume d'argile (**Vsh**) est très importante pour l'interprétation des diagaphies, car la valeur de ce volume intervient lors de la correction apportée aux paramètres pétrophysiques des réservoirs, tout en éliminant l'influence des argiles.

Pour calculer le **Vsh**, on s'est basé sur la courbe du corrected gamma-ray (**CGR**) obtenue à partir du log nucléaire du gamma-ray spectral. Le corrected gamma-ray (CGR) correspond à la réponse du gamma-ray à laquelle on soustrait l'apport de l'uranium, qui n'est pas un bon indicateur d'argilosité.

$$Vsh (\%) = \frac{CGR_{lu} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \times 100$$

GRmax : lu en face d'un banc argileux.

GRmin : lu en face d'un banc gréseux propre.

3.6. Calcul de la porosité

On peut, grâce aux mesures diagaphiques effectuées, déterminer trois types de porosités : la porosité **densité**, la porosité **sonique** et la porosité **neutron**. La combinaison de ces trois porosités, augmente la précision du calcul de la valeur de la porosité utile.

• Porosité densité Φ_D

Elle est calculée à l'aide du log densité par la relation suivante :

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ba} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec

ρ_{ba} : densité globale lue devant le niveau étudié,

ρ_{ma} : densité de la matrice,

ρ_f : densité du fluide de forage.

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

$$\Phi_{Dc} = \Phi_D - V_{sh} \times \Phi_{Dsh}$$

Tel que :

$$\Phi_{Dsh} = \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec

ρ_{sh} : densité du niveau argileux,
 V_{sh} : volume d'argile dans la formation,
 Φ_{Dsh} : porosité densité des argiles.

● Porosité sonique Φ_S

Elle est déterminée à partir de la diagaphie du sonique par la relation suivante :

$$\Phi_S = \frac{\Delta T - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Avec

ΔT : Temps de parcours lu devant le niveau étudié,
 ΔT_{ma} : temps de parcours dans la matrice,
 ΔT_f : temps de parcours dans le filtrat de boue.

Cette porosité est corrigée de l'effet des argiles en utilisant la formule qui suit :

$$\Phi_{Sc} = \Phi_S - V_{sh} \times \Phi_{Ssh}$$

Tel que

$$\Phi_{Ssh} = \frac{\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Avec

ΔT_{sh} : Temps de parcours lu en face du niveau argileux,
 Φ_{Ssh} : porosité sonique des argiles.

● Porosité neutron ΦN

Pour déterminer la valeur de la porosité neutron, on a procédé par une lecture directe par l'utilisation de l'outil neutron **CNL**. Mais étant donné que la porosité neutron est calculée à l'échelle compatible aux calcaires et que la matrice étudiée est gréseuse ; on a effectué une première correction, qui consiste à rajouter une valeur de 0,04 (incrémentation de 4%), afin de convertir la valeur lue en échelle compatible des grès.

On calcule la première correction comme suit :

$$\Phi N_{\text{grès}} = \Phi N_{\text{calcaire}} + 0.04$$

Au quelle on a ajouté la deuxième correction, qui consiste à éliminer l'effet des argiles par la relation suivante :

$$\Phi N_c = \Phi N_{\text{grès}} - V_{\text{sh}} \times \Phi N_{\text{sh}}$$

Avec

ΦN_{sh} : porosité neutron lue en face du niveau argileux.

On peut à présent déduire la valeur de la porosité utile.

● Porosité utile ΦU

On combine les trois porosités corrigées précédemment :

$$\Phi u = \frac{\Phi D_c + \Phi N_c + (0.75 \times \Phi S_c)}{2.75}$$

3.7. Calcul de la saturation en eau S_w

Le calcul de la saturation en l'eau est fondamental dans le but de déduire celle des hydrocarbures. La relation qui existe entre ces deux saturations est la suivante :

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

Cette saturation permet également de localiser le contact eau-hydrocarbures (**WOC**), qui est très utilisée dans l'interprétation des diagaphies.

Pour parvenir à estimer la saturation en eau dans les formations propres, on a besoin des paramètres suivants :

- Logs de **Résistivité** (Latéolog, Induction) $\implies R_t$
- Logs de **Porosité** (Densité, Neutron, Sonic, RMN) $\implies \phi$
- SP, Rapport de **Résistivité**, $R_{wa} \implies R_w$
- Mesures Pétrophysiques en laboratoire $\implies a, m, n$

Ces paramètres sont réunis dans une seule équation, connue sous le nom de **Formule d'Archie**.

$$S_w = \sqrt{\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}}$$

Les valeurs des paramètres de l'interprétation quantitative en fonction de leurs relations avec les constituants et la qualité des réservoirs seront exposées avec l'interprétation du Quanti-Elan dans le Chapitre 4.

Chapitre 4

Signature du ciment salifère et son influence sur l'évaluation pétrophysique des réservoirs

4.1 Introduction

Au cours de ce chapitre, nous allons créer un modèle illustrant la présence du ciment salifère au sein d'un puits, pour ainsi étudier son influence aussi bien sur les paramètres pétrophysiques que sur la qualité de ce puits en rapport avec le niveau de production, tout en établissant une comparaison avec un autre puits.

4.2 Techniques d'identification du ciment salifère

4.2.1 Processus de détermination des zones à ciment salifère

La détection des zones à ciment salifère dans la formation du Trias **T2**, est sans doute une obligation que les géologues pétroliers doivent satisfaire pour assurer une meilleure production d'hydrocarbures. C'est tout naturellement que plusieurs outils et techniques ont été inventés, puis utilisés dans le but d'identifier précisément les niveaux - **intervalles de profondeurs** - où il existe le ciment salifère.

Cependant, avant de faire appel aux techniques de diagraphies différées. Il est bien préférable d'utiliser les reports graphiques - **Cross plots** - pour l'étude non seulement du comportement minéralogique des bancs gréseux, ayant pour but de caractériser notre réservoir par les différents minéraux avec lesquels il est constitué. Mais aussi de vérifier s'il y a lieu d'une tendance vers un tel minéral. Effectivement les minéraux du sel (**Halite**).

Ensuite, si l'étude des reports graphiques montre bien qu'il y a une tendance orientée vers le sel. Une vérification de la composition minéralogique des bancs gréseux par la technique de carottage mécanique basée sur la description des carottes est toujours nécessaire pour confirmer l'existence - ou non existence - du ciment salifère. Néanmoins, malgré que cette technique reste très couteuse et compliquée, elle pourrait éventuellement nous induire en erreur et nous fournir des résultats totalement faussés. En effet, les échantillons des déblais obtenues par le carottage, seront souvent nettoyés par un lavage à l'eau à haute pression qui induit généralement à la dissolution des sels, et change les propriétés pétrophysiques de ces échantillons. C'est la raison pour laquelle, une confirmation définitive de l'existence des minéraux salins d'halite, constituant le **ciment salifère**, se fait en dernière étape par l'utilisation des techniques des diagraphies différées.

4.2.2 La détermination des zones à ciment salifère à partir des diagraphies

L'utilisation et l'analyse des diagraphies différées, notamment les quatre réponses diagraphiques citées ci-après, nous permettent d'identifier sans ambiguïté l'existence des bancs gréseux à ciment salifère.

- **Log de résistivité** : Indiquant une forte valeur de résistivité au niveau du ciment salifère, car le sel à l'état solide est non conducteur de courant électrique, ce qui fait qu'il est très résistant (la résistance est égale à l'inverse de la conductivité).
- **Log de temps de trajet (sonique)** : Sachant que le sel dans son état solide est connu par sa propriété de compaction -Il est plus au moins compact- et sachant que le sonique est un indicateur de compaction, donnant de fortes valeurs face aux niveaux des formations non compactes et donnant de petites valeurs au niveau des formations compactes. Ce qui fait qu'aux niveaux des bancs gréseux à ciment salifère, le sonique tend toujours vers de petites valeurs.
- **Log Neutron-Densité** : ces diagraphies sont interprétées ensemble en raison de l'étroite relation existante entre elles. En face des bancs gréseux à ciment salifère, les valeurs **neutron-densité** diminuent simultanément pour aboutir à un croisement.

En effet, la diminution des valeurs de densité est due relativement à la petite valeur de densité du ciment salifère par rapport à la densité moyenne du banc gréseux. Notons que, le ciment salifère n'est pas caractérisé par les mêmes propriétés physicomécaniques, notamment la densité, car c'est un mélange de constituants ayant différentes densités.

De plus, la diminution des valeurs de neutron aux niveaux des formations à ciment salifère est expliquée relativement par la faible hydrogénite des constituants du ciment salifère par rapport aux formations gréseuses.

4.2.3 La différence entre la signature de ciment salifère et celle du gaz

La signature du gaz est très semblable à celle du ciment salifère. Les deux montrent presque les mêmes réponses, mais on peut distinguer entre les deux par la lecture du log de résistivité des niveaux à gaz qui représente des résistivités moins élevées que celles affichées en face d'un niveau gréseux à ciment salifère, cette différence de résistivité est due à l'eau irréductible (eau salée) présente dans le réservoir accompagnant souvent l'hydrocarbure - le gaz dans notre cas - Ainsi, la courbe du sonique ne montre pas de constance particulière dans le cas de ciment salifère et donne plutôt une valeur un peu plus petite dans le cas du gaz. De toute façon, on peut toujours distinguer la poche à sel par la *réponse synthétique* développée par la société BAKER caractérisant chaque minéral (Fig.4.1).

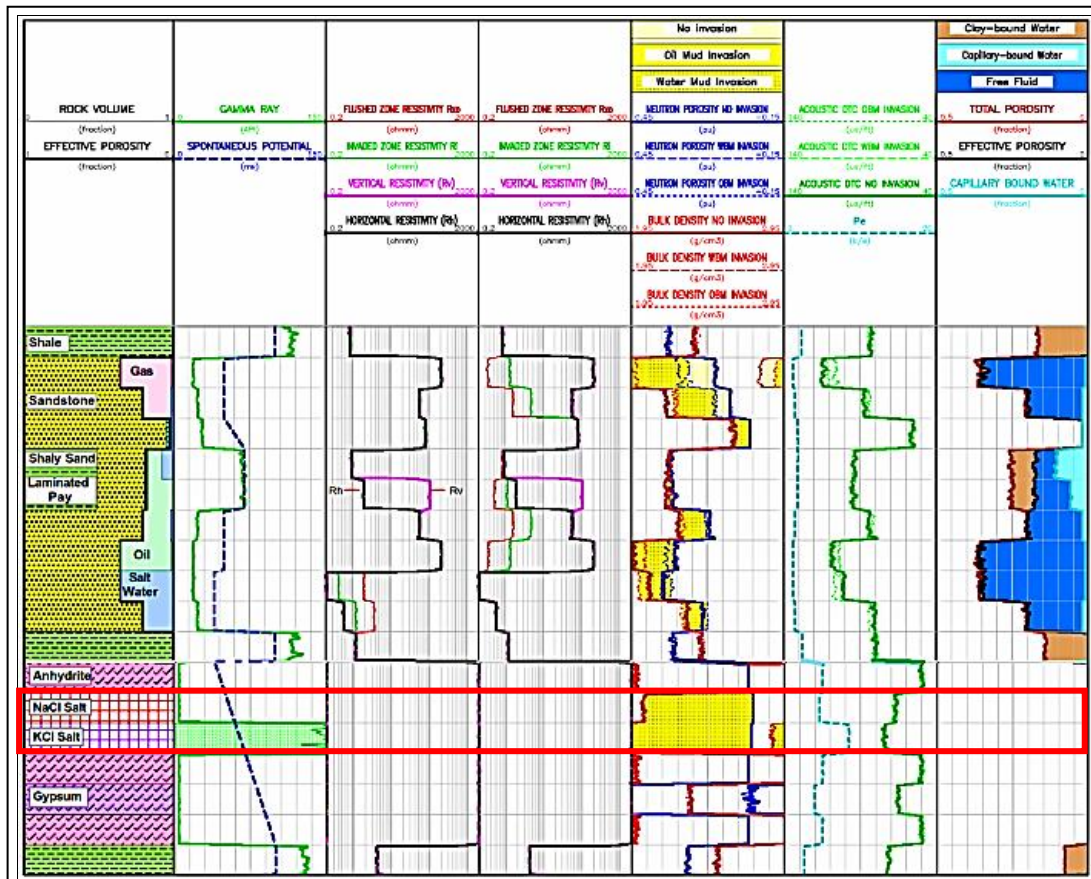


Figure 4.1 : Réponses diagaphiques synthétiques des minéraux (Baker Hughes)

4.3 Analyse des réponses diagaphiques et principes d'interprétation

Pour faire une bonne interprétation des résultats finaux des diagaphies (log de saturation, log de porosité et log d'argilosité), une interprétation primaire (log de résistivité, log de densité, log de neutron, etc.) est nécessaire pour analyser et expliquer les différents comportements que les formations argileux-gréseuses possèdent lors de la foration, tout en se basant sur l'ensemble des principes suivants :

Principe 1 : Le log Bit-size combiné à celui du Caliper nous renseigne sur la présence de *caves* ou du *mud-cake*. Le diamètre de référence est celui de l'outil de forage qui, est égale généralement à 6 inch. Si la réponse du Caliper est supérieure à cette valeur, c'est en raison de la présence des caves (plus la courbe s'oriente vers la droite, plus la cave est importante). Dans le cas contraire, si la valeur de la réponse est inférieure à 6 inch, c'est qu'elle est liée à la formation du *mud-cake*.

Principe 2 : La présence d'argile est déterminée à l'aide du log de Gamma-Ray. Les bancs argileux se situent au niveau des profondeurs qui correspondent à de fortes valeurs de Gamma-Ray. Au contraire, les bancs gréseux, qui sont susceptibles de renfermer des hydrocarbures, sont représentés par de faibles valeurs de Gamma-Ray.

Principe 3 : Les logs des résistivités sont construits généralement à partir de la représentation de 5 résistivités (RT10, RT20, RT30, RT60, RT90), variant entre la RT10 correspondant à la résistivité mesurée au niveau de la zone lavée, et la RT90 au niveau de la zone vierge. Quand la résistivité diminue, la conductivité augmente ; c'est le principe de base utilisé pour prouver l'existence de l'eau dans la formation.

Cependant, un autre cas peut constituer la cause de cette diminution, c'est le cas des basses résistivités, souvent rencontré dans des formations qui contiennent des minéraux ferrugineux ; le fer présentant les propriétés d'un bon conducteur de courant électrique.

Ces résistivités peuvent aussi contribuer à déterminer certains types de minéraux, tels que les anhydrites (les évaporites) qui ne sont pas de très bons conducteurs, ce qui implique l'augmentation de la valeur de la résistivité. Cette augmentation peut être liée aussi à la présence d'hydrocarbures au sein des bancs gréseux. L'interprétation des logs de résistivité nous aide également à calculer la saturation en eau.

Principe 4 : La combinaison des deux logs Neutron et Densité, est efficace quant à la détermination de la présence des hydrocarbures. Les poches présentes entre ces deux logs (le log de Neutron vers la droite et celui de Densité vers la gauche), sont un indicateur de la présence du gaz ; elles sont communément nommées poches à gaz. Parfois, ces poches à gaz sont confondues avec d'autres poches qui reflètent la présence du ciment salifère. Pour les différencier, on peut se référer aux résultats des interprétations qualitatives, précédemment obtenus ; et aussi aux résultats obtenus à l'aide des résistivités.

Principe 5 : On peut aussi bien se baser sur les résultats du log de Sonic, qui estime la compaction des formations traversées. Il permet ainsi de déterminer la présence des hydrocarbures, et parfois il indique la présence de certains minéraux comme la calcite, halite et dolomite. En réalité, ces poches, créées entre les logs Neutron et Densité, sont rencontrées dans trois cas :

- 1^{er} cas : effet de **cave** (vérifiable avec la lecture du Caliper) ;
- 2^{ème} cas : effet de **gaz** (vérifiable avec la lecture du Sonic). Dans ce cas, la valeur du Sonic augmente. Étant donné que le Sonic représente le temps de parcours dans la formation, son augmentation est due à la faible compacité du gaz (temps de parcours long) ;
- 3^{ème} cas : effet de **sel** (vérifiable avec la lecture du Sonic). Dans ce cas, la valeur du Sonic diminue, ce qui est dû à la grande compacité du sel (temps de parcours court) ;

4.4 Etapes de création d'un model minéralogique avec Quanti-Elan à l'aide du logiciel Techlog

4.4.1 Quanti-Elan

Le *module Quanti-Elan*, permet aux utilisateurs d'enregistrer et de réappliquer facilement des modèles à de nouvelles données. La possibilité de combiner les sorties de plusieurs modèles améliore la précision des résultats finaux.

4.4.2 Création du model

Les réponses diagraphiques sont exposées à de fausses interprétations, souvent à cause de la présence de certains minéraux, dans les formations concernées. Le *module Quanti-Elan du logiciel Techlog*, permet de mettre en évidence, dans un modèle, la présence de certains minéraux avec leurs paramètres.

Le but donc de la création d'un model dans notre étude, est de pouvoir caractériser au mieux la présence du ciment salifère, afin d'observer son influence sur les mesures diagraphiques et d'avoir une bonne estimation du volume d'hydrocarbure, qui se rapproche le plus possible de la réalité. La méthode comporte les étapes suivantes :

Etape 1 : chargement des données des puits (Fig.4.2)

On vérifie d'abord les données (par unités et familles), ensuite on crée une base de données, pour qu'on puisse importer ces données enregistrées. Les données des puits ont un format LAS.

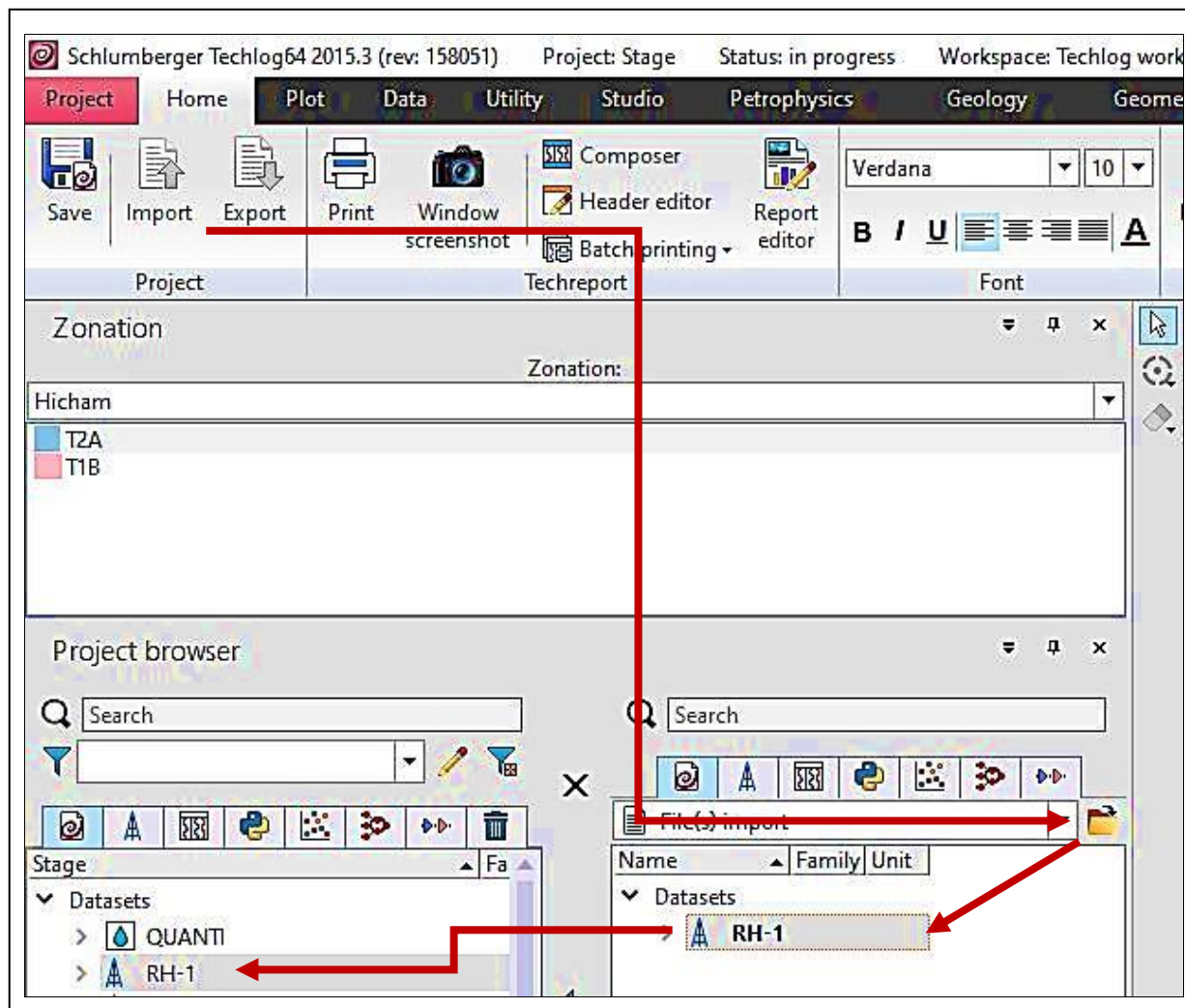


Figure 4.2 : Chargement des données de puits

Etape 2 : Visualisation des enregistrements (Fig.4.3)

On procède par la création des Tracks (colonnes) dans lesquelles on glisse les données importées dans la première étape, afin de pouvoir obtenir des courbes qui nous permettent de mieux visualiser ces données.

- Le premier Track contient : le log de gamma-ray, le caliper et le bit size.
- Le deuxième Track contient : les courbes des cinq résistivités (R10, R20, R30, R60, R90).
- Le troisième Track contient : les logs de densité, neutron et sonique.

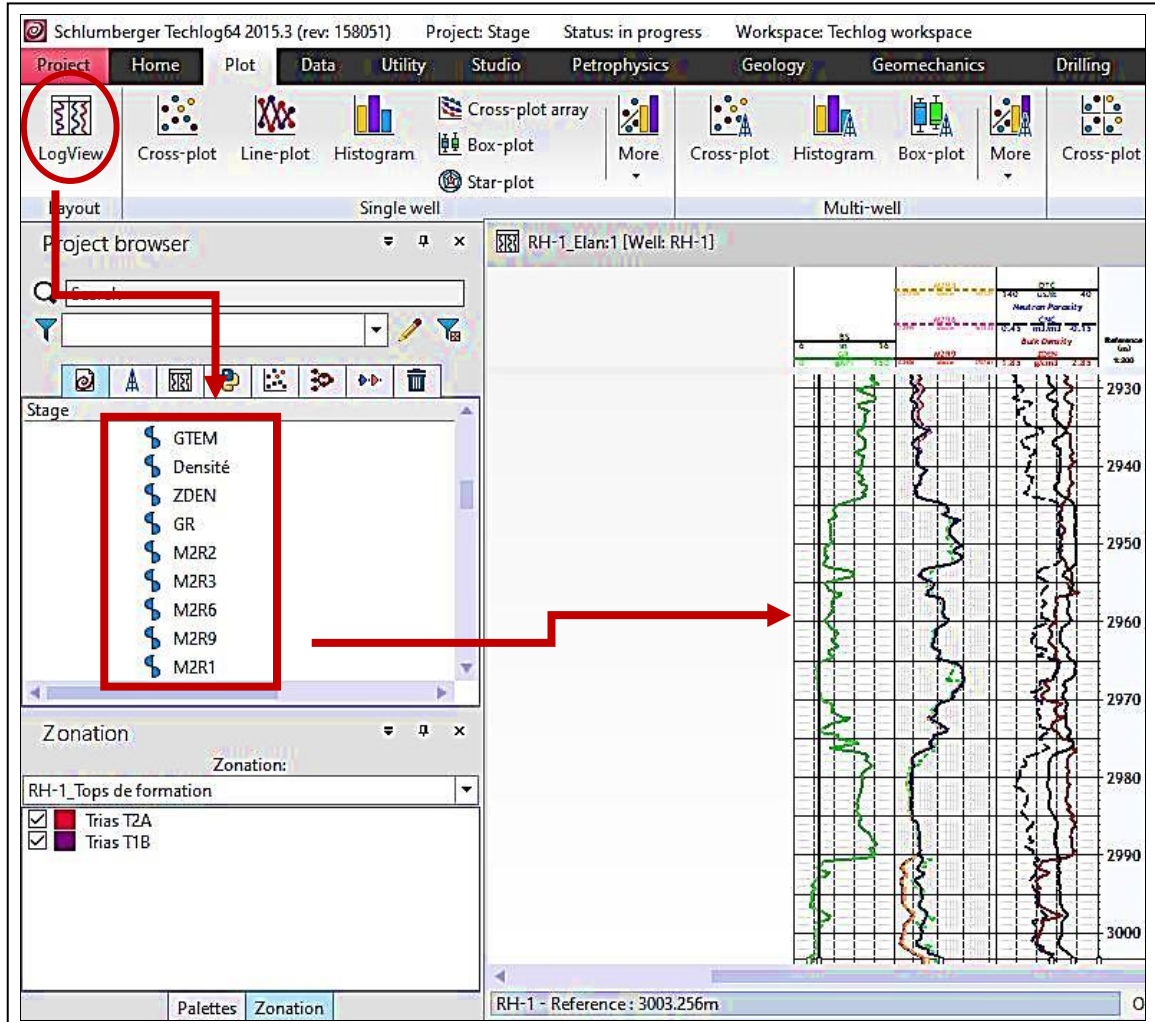


Figure 4.3 : Visualisation de logs

Etape 3 : Création d'un groupe de log harmonisé (Harmonized dataset) (Fig.4.4).

Cette étape consiste à sélectionner et enregistrer toutes les courbes qui ont été construites lors de la deuxième étape.

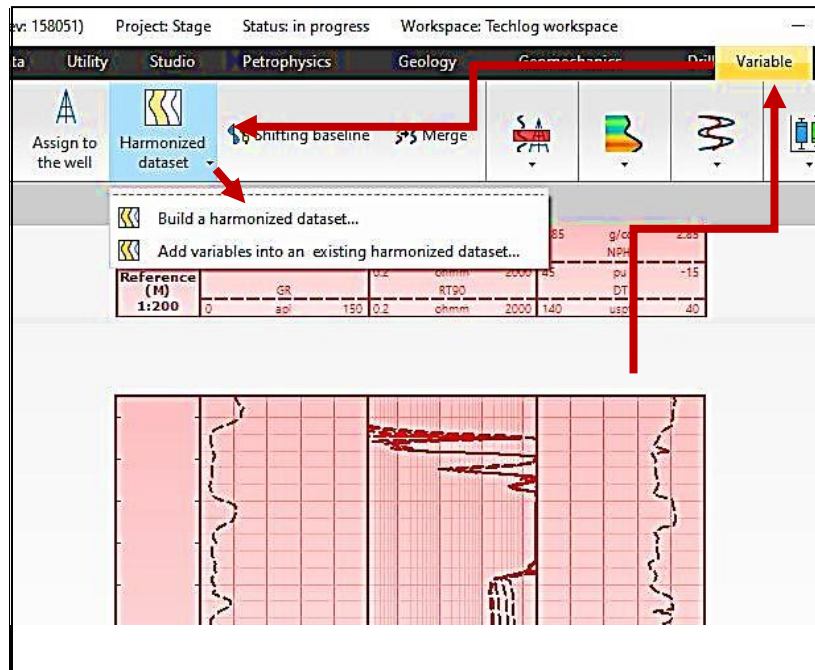


Figure 4.4 : Création d'un log harmonisé

Etape 4 : Quanti-Elan

Après avoir procédé au chargement des données et à la création d'un groupe harmonisé, contenant les logs nécessaires, on peut poursuivre le traitement et créer un modèle minéralogique pour chaque puits.

Cette étape est composée à son tour de cinq principales étapes :

- 1.** Introduction de certains paramètres qu'on trouve sur le rapport d'implantation de chaque puits : la salinité, la température, le type et densité de la boue de forage. Ils sont indispensables pour le calcul de la résistivité de l'eau de formation R_w (Fig.4.5).

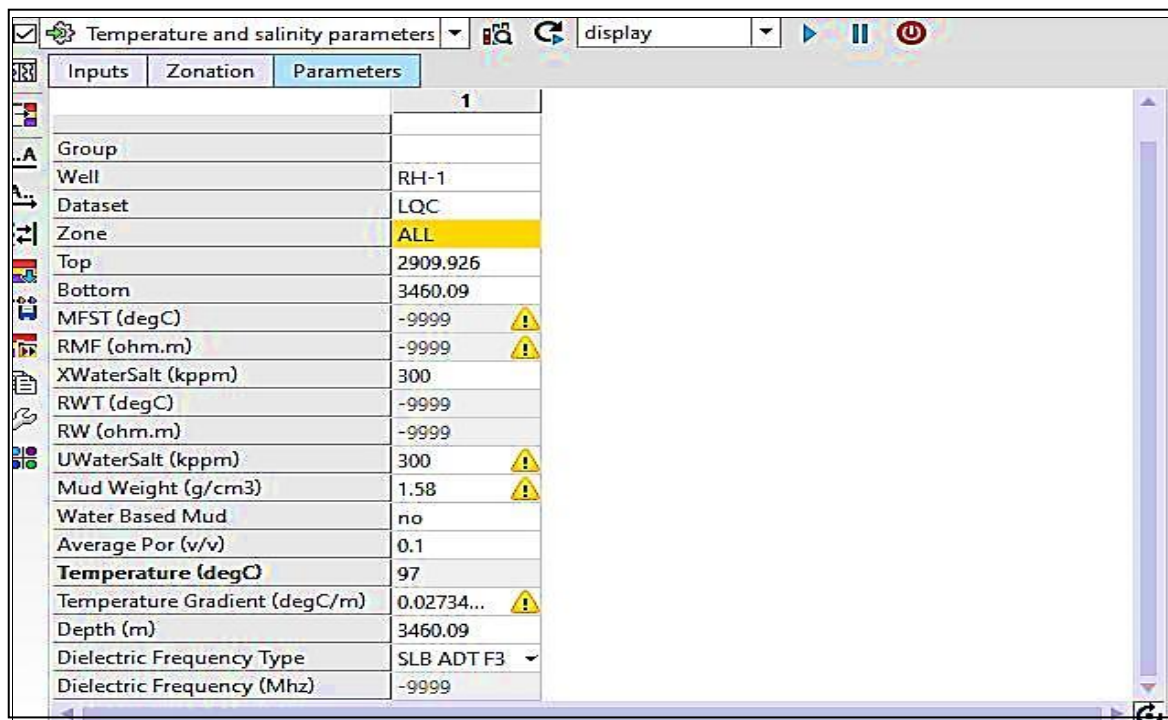


Figure 4.5 : Introduction de la salinité, la densité de la boue et la température

2. On s'assure que les paramètres d'entrée (input) correspondent au contenu du groupe. Selon le besoin, ces paramètres peuvent être modifiés, tout en essayant de trouver la configuration adéquate, qui permet d'avoir un modèle réaliste (Quanti-Elan) présentant une correspondance avec les logs enregistrés (Fig.4.6).

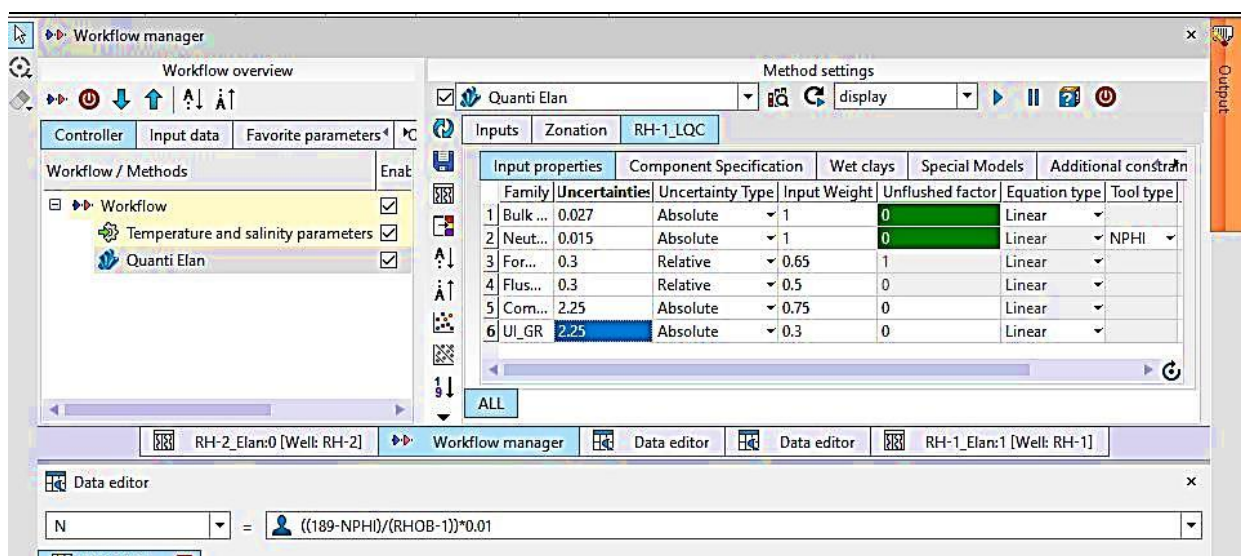


Figure 4.6 : Paramètres d'entrée du Quanti-Elan

3. L'analyse des cross-plots et les données des travaux sur site ont confirmé que le minéral essentiel, composant la matrice gréseuse, est le quartz ; et que la nature minéralogique de l'argile est l'illite ; avec la présence d'un ciment salifère identifié par la halite, dans le puits RH-2. Ce qui nous a amplement aidé à déterminer les minéraux nécessaires qu'on doit introduire, avec leurs paramètres. On a réalisé deux interprétations, pour mieux étudier l'influence du ciment salifère dans les réservoirs gréseux du trias, une interprétation pour le puits RH-1 (ne contenant pas de la halite), et une autre pour le puits RH-2 (contenant de la halite).

On introduit les valeurs des paramètres matriciels (ρ_{ma} , ΔT), ainsi que la plus petite valeur du gamma-ray (GR_{min}), lu en face d'un banc gréseux propre. Ensuite, on introduit les paramètres d'argile (GR_{max} , ρ_{sh} , ΔT_{sh} , Φ_{Nsh}), lus sur les courbes enregistrées en face d'un banc argileux épais (Paramètres cités dans l'interprétation quantitative au chapitre 3).

Après avoir introduit les paramètres nécessaires pour le calcul de la saturation en eau, on doit choisir judicieusement une formule adéquate avec laquelle on pourra les injecter.

Dans notre cas, on fait deux choix :

- Le premier pour les réservoirs propres, on choisit la loi d'Archie.
- Le deuxième pour les réservoirs argileux (cas d'argiles dispersées), on choisit celle de Simondoux.

Les paramètres m , n et a sont généralement pris par défaut, tels que : $m=2$, $n=2$ et $a=1$. On choisit le type de boue qu'on trouve dans les rapports d'implantation des puits, et puis on l'intègre dans le modèle où généralement, on utilise deux types de boues ; soit une boue à huile, soit une boue à eau (Fig.4.7).

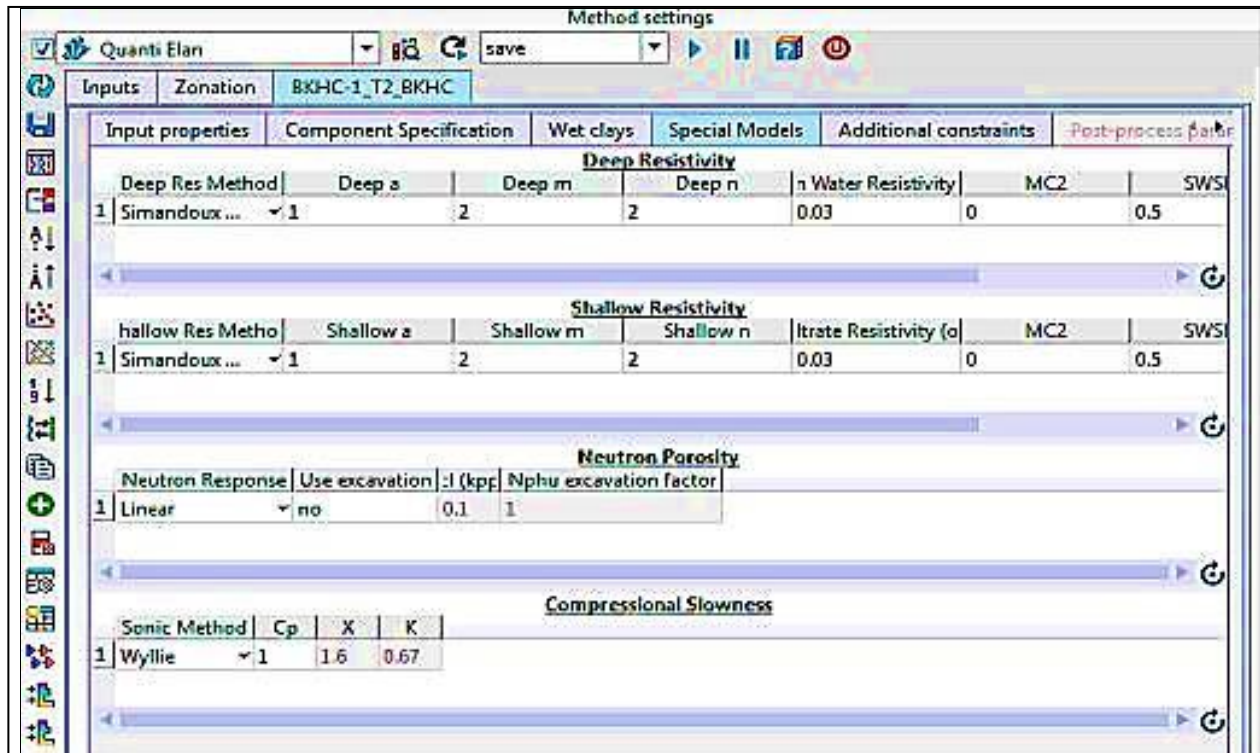


Figure 4.7 : Sélection de la loi de saturation

4. Création d'un modèle sans fluides (Quantel-Elan SH) : On élimine tous les fluides du modèle, pour ensuite le combiner avec le modèle précédent, afin de supprimer toutes les saturations en face des zones où la proportion des argiles dépasse les 45 % (Fig.4.8).

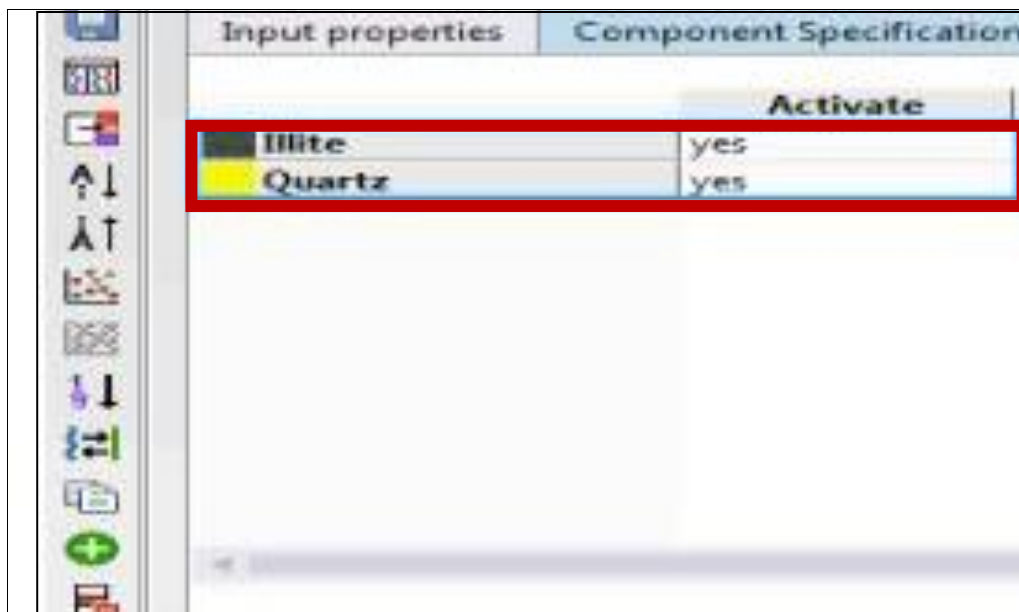


Figure 4.8 : Création d'un modèle sans fluides

5. Combinaison des deux modèles (Figure 4.9)

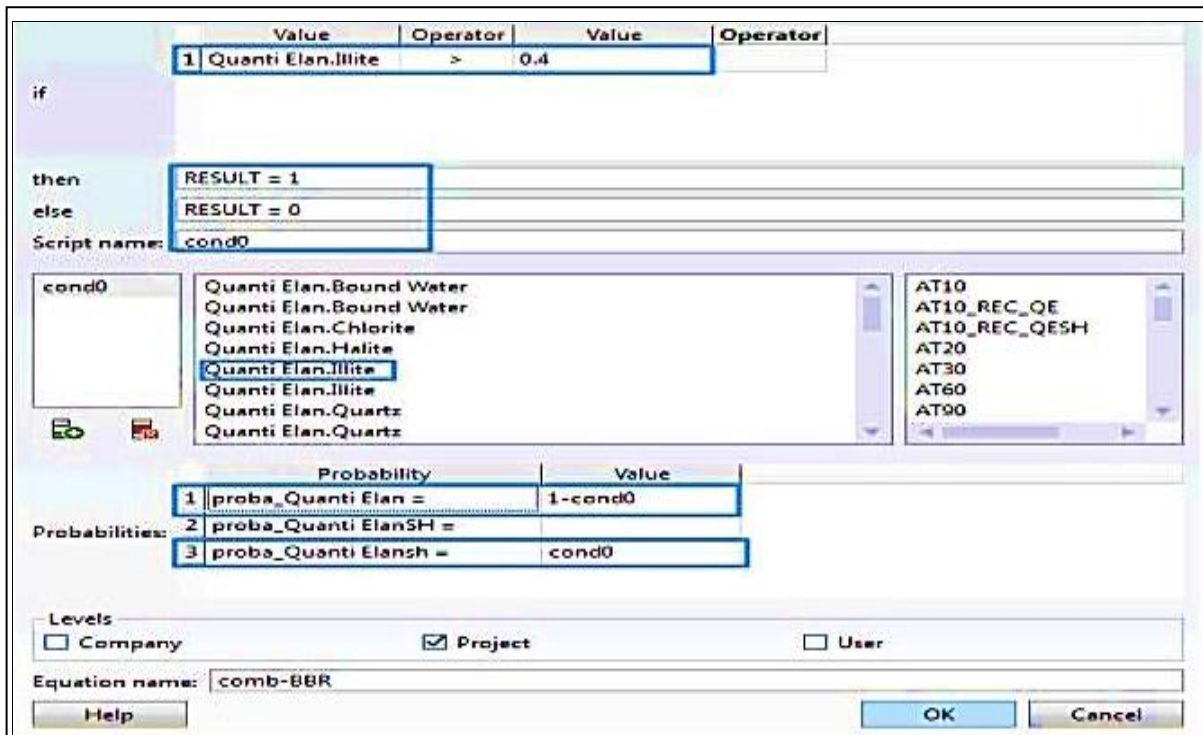


Figure 4.9 : Combinaison des deux modules

6. Extraire les outputs : la **porosité**, la **saturation** et la **lithologie** ; et la représentation des résultats dans une figure divisée en deux parties. Les inputs représentés sur la partie de gauche (logs de diagraphies) et les outputs représentés sur la partie de droite (porosités, saturations et minéralogie) (Fig.4.10).

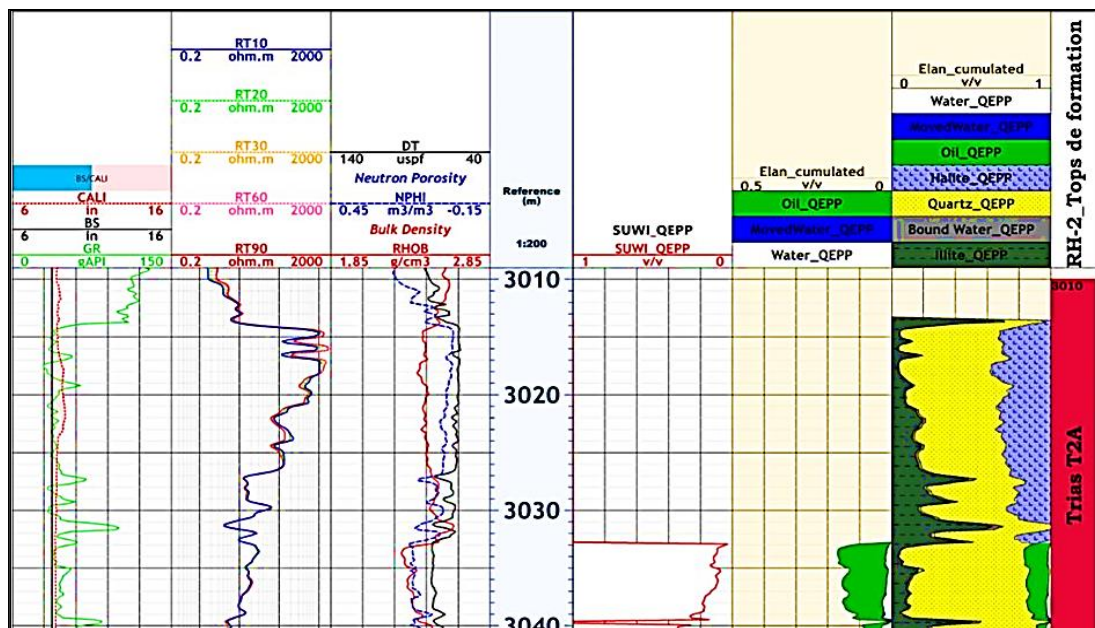


Figure 4.10 : Présentation des inputs et des outputs

4.5 La signature du ciment salifère au niveau du réservoir triasique

Les grès à ciment salifère se situent dans la zone transitoire entre deux phases de sédimentation, celle de la fin du **trias** comportant essentiellement des dépôts de grès et celle du début de **lias** (Jurassique inférieur) comportant des dépôts de sel.

4.5.1 Signature de ciment salifère au niveau du puit RH-1 (Figure 4.11)

- Pour les intervalles [2944,2953] mètres et [2957,2977.5] mètres (encadrés par des rectangles verts).

Nous remarquons tout d'abord qu'il n'y a presque aucune trace de forme cylindrique des courbes générées par les mesures de densité et du neutron. Relativement par rapport aux profondeurs inférieures à 2944 mètres, nous constatons qu'il y a une légère diminution de la valeur de densité $2,47g/cm^3$ en moyenne. Ainsi, une diminution brusque de la valeur du sonique atteignant $71,6 \mu s/ft$, et de la valeur de neutron qui atteint $0.14 \frac{m^3}{m^3}$.

Ainsi, cette partie de l'unité T2A est intercalée par de très fines couches d'argile provoquant la forme chahutée du cylindre et affectant la mesure des résistivités (R10, R20, R30, R60, R90).

Le ciment salifère est non identifié dans cette partie de l'unité T2A. En effet, il n'y a pas de poche bien visible. Cependant, cette partie de l'unité T2A vérifie la présence d'hydrocarbure.

Il est toujours possible d'observer de l'huile dans la (**Fig.4.12**). Cette figure en fait, représente la caractérisation des minéraux et éléments constituant les formations traversées. L'huile indiquée par une couleur verte (entourée par des rectangles bleus). Elle se trouve exactement dans les mêmes profondeurs que nous avons interprétées.

Ce réservoir ne contenant pas de ciment salifère a :

Une **porosité utile** égale à **12%** et une **saturation moyenne** égale à **20%**.

Ces propriétés pétrophysiques excellentes permettent d'affirmer que ce réservoir est **producteur d'hydrocarbures**.

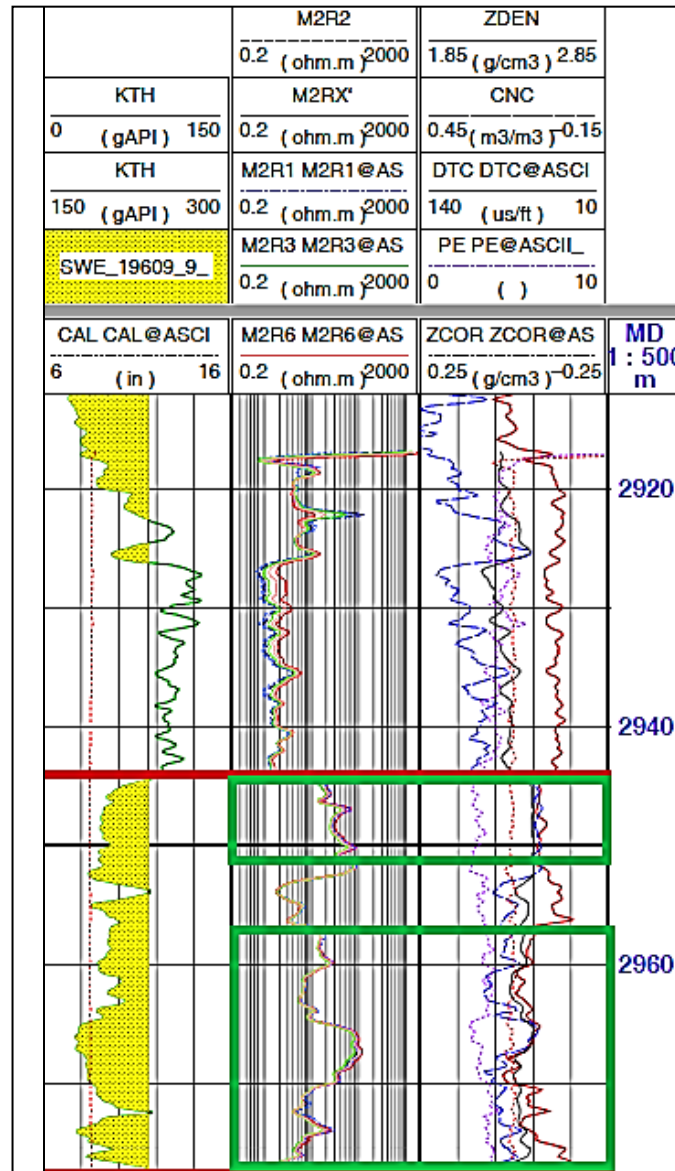


Figure 4.11 : Réponses de diagraphies pour l'unité T2A au niveau du puit RH-1

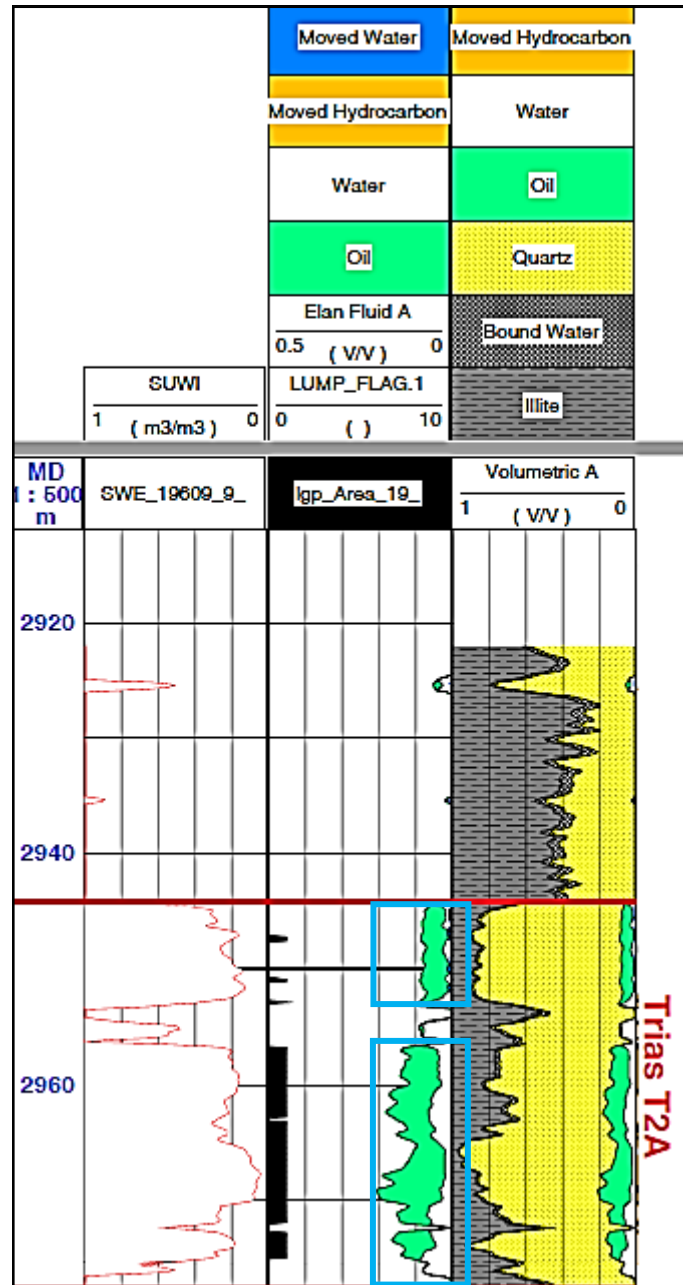


Figure 4.12 : Log de saturation et caractérisation finale du réservoir pour l'unité T2A au niveau du puit RH-1

4.5.2 Signature de ciment salifère au niveau du puit RH-2

- Pour l'intervalle [3014 , 3027,5] mètres :

Nous observons une forte diminution de la valeur de densité qui atteint en moyenne $2,43\text{g/cm}^3$, bien qu'une valeur de neutron atteignant $0.03 \frac{m^3}{m^3}$, conduisant à la formation d'un cylindre légèrement chahuté, connu par les diagraphistes comme étant une *Poche*. Ainsi, la courbe du sonique est lisse et un peu constante, atteignant une valeur moyenne de $60 \mu\text{s/ft}$. De plus, comme expliqué précédemment, les niveaux à ciment salifère sont caractérisés par de fortes valeurs de résistivités, ce que l'on peut voir à partir de l'ensemble des courbes de résistivité (R10, R20, R30, R60, R90) dépassant 2000 ohm.m pour certaines profondeurs dans cet intervalle. C'est le cas pour R90.

Le ciment salifère est bien identifié, dans cette partie de l'unité T2A, par la poche qu'on voit clairement dans (Fig.4.13) par le croisement entre les deux logs (neutron : log en noir, densité : log en rouge). Cependant, cette partie de l'unité T2A est intercalée par de très fines couches d'argile provoquant la forme chahutée du cylindre et affectant la mesure des résistivités.

Ainsi, il est possible d'observer le ciment salifère dans la (Fig.4.14). Cette figure en fait, représente une caractérisation des minéraux et éléments constituant les formations traversées. Le ciment salifère indiqué par La Halite, se trouve exactement dans les mêmes profondeurs que nous avons interprété.

Ce réservoir contenant du ciment salifère a :

Une **porosité utile** égale à **6%** et une **saturation moyenne** égale à **20%**. Ces mauvaises propriétés pétrophysiques permettent d'affirmer que ce réservoir est **non producteur d'hydrocarbures**. C'est lié au fait que ce ciment bouche les pores et fissures des massifs rocheux, ce qui bloque la remontée ou la migration des fluides (hydrocarbures) en surface.

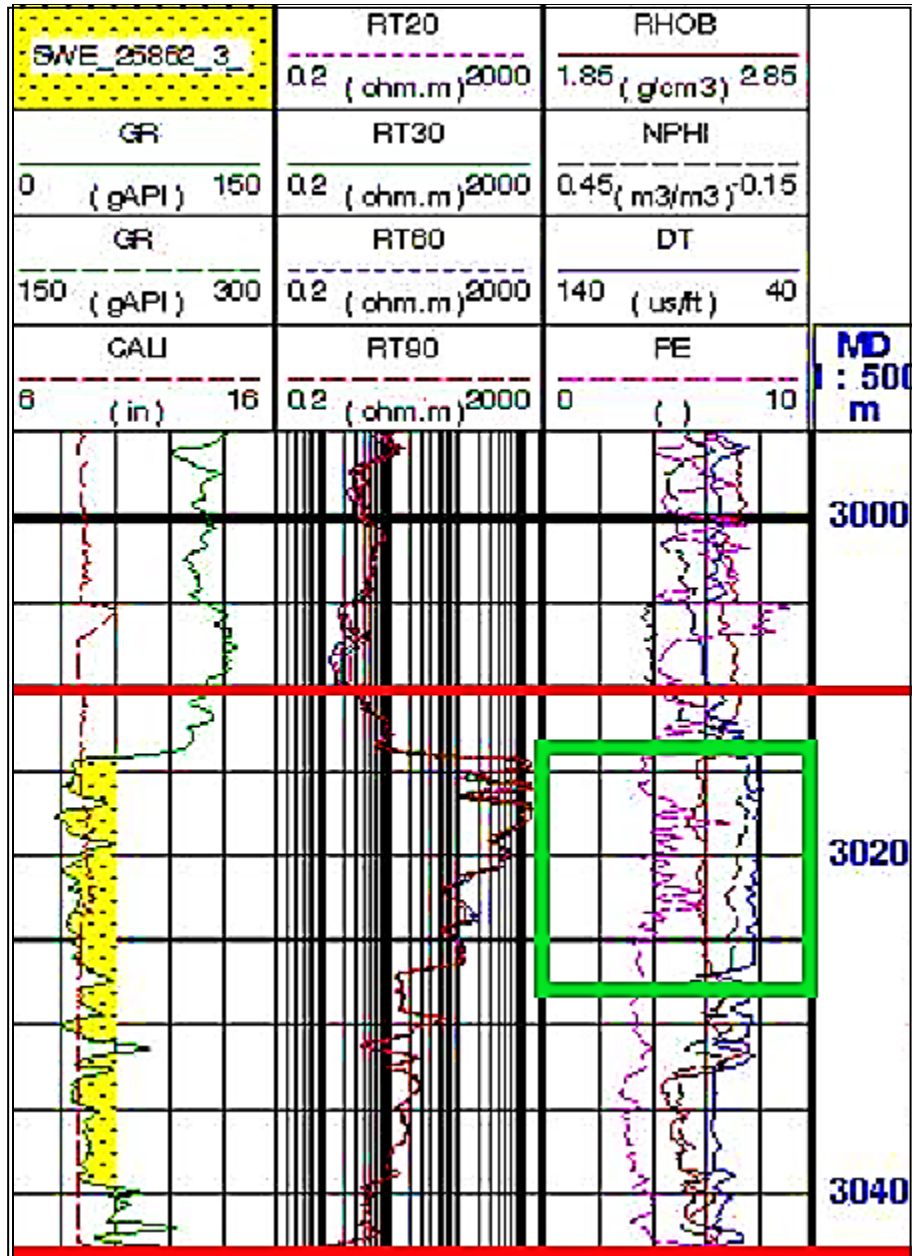


Figure 4.13 : Réponses de diagraphies pour l'unité T2A au niveau du puit RH-2

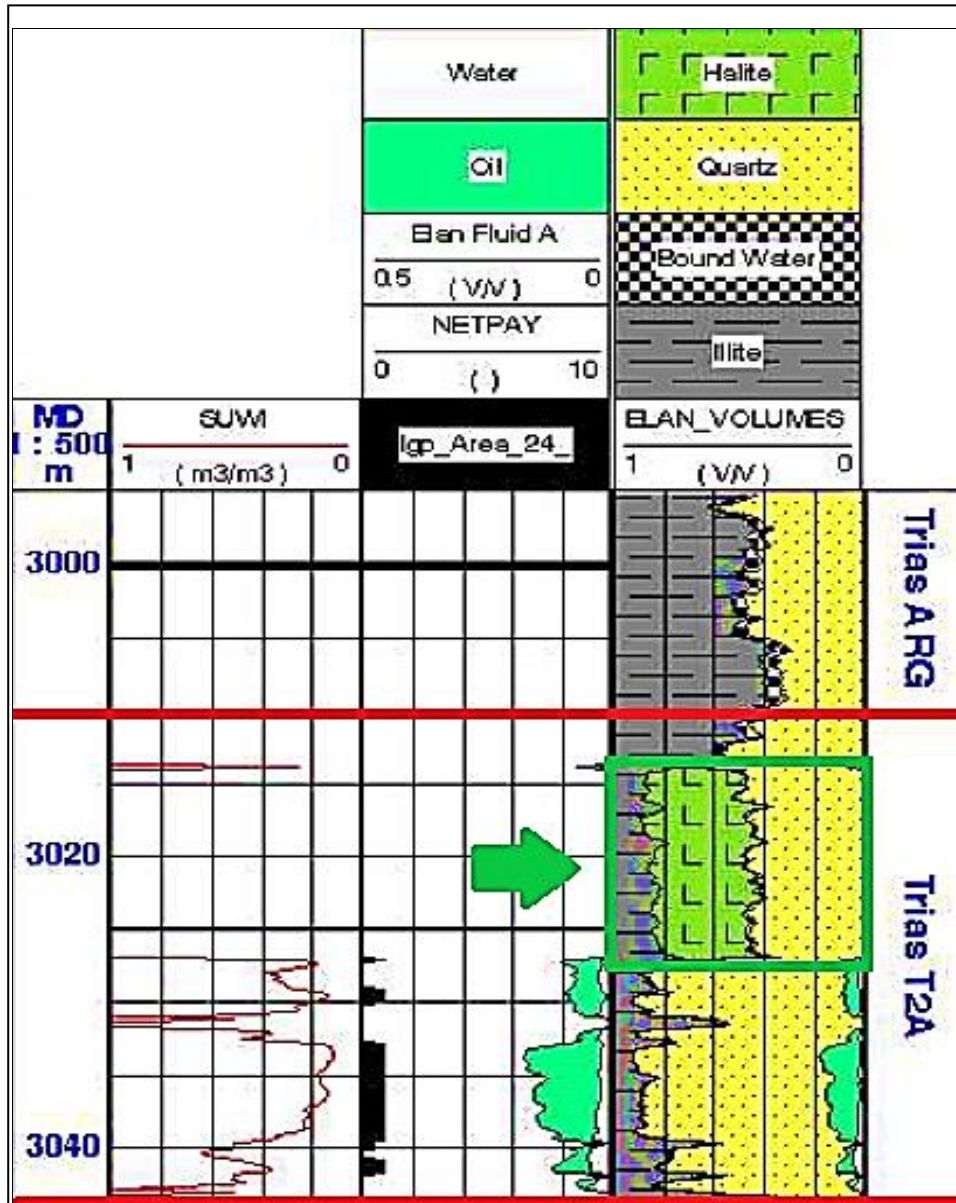


Figure 4.14 : Log de saturation et caractérisation finale du réservoir pour l'unité T2A au niveau du puit RH-2

4.6 Mesures pétrophysiques effectuées sur carottes de grès à ciment salifère

Les travaux réalisés par le *Comité des techniciens* de la *Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel*, ont permis de mettre en évidence l'impact du ciment salifère sur les propriétés pétrophysiques d'un réservoir. L'étude menée par ce *Comité* consistait à effectuer des mesures pétrophysiques sur des plugs (**échantillons de carottes**) de grès à ciment salifère, avant et après dessalage.

Le tableau (Tab.4.1) ci-après, indique les valeurs de la porosité Φ et de la perméabilité K , mesurées sur des plugs avant et après dessalage.

Tableau 4.1 : Illustration de l'influence du ciment salifère sur les propriétés pétrophysiques d'un grès (Les séries à évaporites en exploitation pétrolière, 1986)

Profondeur (m)	$\Phi 1$ (%)	$\Phi 2$ (%)	$K1$ (mD)	$K2$ (mD)
3381,5	2,7	24,6	3,0	1000
3385,0	3,0	20,1	2,6	425
3386,0	2,7	18,4	2,2	300
3390,0	2,7	20,0	1,9	460
3408,0	4,8	16,9	0,1	200
3409,0	2,4	13,7	1,6	925

Remarque

- L'indice 1 : pour les mesures avant le dessalage.
- L'indice 2 : pour les mesures après le dessalage.

Les moyennes arithmétiques des six échantillons sont les suivantes :

$$\Phi 1 = 3,05 \% \quad \Phi 2 = 18,95 \% \quad K1 = 1,9 \text{ mD} \quad K2 = 440 \text{ mD}$$

En comparant les résultats obtenus, on remarque une grande différence entre les valeurs des porosités et perméabilités obtenues avant et après

l'opération de dessalage. Donc même si le ciment salifère n'est pas constitué de sel à 100%, son influence sur les propriétés pétrophysiques des réservoirs ne peut pas être négligée. Le ciment salifère est indiqué sur la carotte par des rectangles jaunes, et des cercles rouges. (Fig.4.15).



**Figure 4.15 : Une carotte de grès à ciment salifère
(Oued Mya. Unité T2A, Division Exploration Sonatrach)**

Conclusion générale

Grâce au module Quanti-Elan, on a pu créer un modèle qui met en évidence la présence du ciment salifère, avec toutes ses propriétés, à des niveaux de profondeurs bien précis.

Les interprétations qualitatives des diagaphies pour les puits RH-1 et RH-2, nous ont permis à travers :

- les cross-plots Neutron-Densité utilisant l'abaque Por-11 et 12 de Schlumberger de déterminer la lithologie matricielle du réservoir qui est de nature gréseuse associée à des argiles de type dispersé, fortement radioactive, et aussi aux dolomites variant entre 15 et 20% dans une porosité-neutron autour de 15-25%.
- Les MN-Plot, ont permis de mettre en évidence une tendance orientée dans la direction du gaz ou du sel, une indication sur la présence de l'un ou de l'autre. Cependant, le report graphique des paramètres matriciels utilisant l'abaque LITH-11 de Schlumberger permet de distinguer entre la présence du gaz ou du ciment salifère.
- L'analyse du MID-PLOT, a confirmé la nature gréseuse du réservoir, avec la présence du gaz dans le puits RH-1, alors que le puits RH-2, est identifié principalement par l'anhydrite (CaSO_4) associée au quartz, ce qui confirme incontestablement la présence du ciment salifère associé au quartz au niveau de ce puits RH-2.
- Toutefois, les cross-plot Thorium-Potassium et l'abaque LITH-2 de Schlumberger, montre une concentration des argiles micacées de type Illite, associées relativement à d'autres minéraux argileux de types smectitique et mixte.

D'autres part, les signatures qu'on peut facilement confondre avec celles du gaz, la présence du ciment salifère a une grande influence négative sur les propriétés pétrophysiques des réservoirs.

Les résultats empiriques obtenus lors de l'étude menée par le Comité des techniciens de la Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel montrent que la diminution de la quantité de ciment salifère implique une augmentation des bonnes valeurs de perméabilité et porosité et par conséquent l'amélioration des qualités productives des réservoirs.

Les résultats obtenus lors de l'interprétation des Quanti-Elan ont clairement montré le caractère déroutant du ciment salifère dans les réservoirs. Sa présence a comme conséquence l'augmentation de la compaction conduisant à la dégradation de la qualité productive des réservoirs d'hydrocarbures.

Bibliographie

HAMID AÏT-SALEM. (1992) Le Trias détritiques de l'Oued Mya (Sahara Algérien) : Sédimentation estuarienne diagénèse et porogenese, potentialités pétrolières.

Larouci Chanane. (2021) Domaine de Plateforme saharienne.

O. BENAMRANE. (1987) Diagraphies et sédimentologie : une combinaison efficace pour l'étude des bassins et l'exploration des pièges stratigraphiques d'hydrocarbures, Trias du bassin d'Oued Mya- Algérie.

Emmanuelle VENNIN. (2000) Paléoclimat du Paléozoïque Paléogéographie et géodynamique Les périodes du Paléozoïque.

Schlumberger et Sonatrach. (2007) WELL EVALUATION CONFERENCE, ALGERIA.

Planète Energies. (2014) La formation des gisements d'hydrocarbures.

Boudjema. A. (1987) Evaluation structurale du bassin pétrolier Triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse de doctorat. Université Paris XI-Orsay.

SERRA, O. (1979) Diagraphies différées, bases de l'interprétation, acquisition des données diagraphiques, Tome 1.

SERRA, O. (1985) Diagraphies différées, bases de l'interprétation, interprétation des données diagraphiques, Tome 2.

IFP TRAINING. (2009) Interprétation quantitative des diagraphies différées.

Mémoire. (2013) Influence du ciment salifère sur l'évaluation des réservoirs (application au Trias du bassin d'Oued Mya).

Mémoire. (2018) Influence du ciment salifère sur les diagraphies et les paramètres pétrophysiques des réservoirs Triasiques du bassin d'Oued Mya.

Mémoire. (2019) L'impact du ciment salifère sur les Diagraphies et les paramètres pétrophysiques des réservoirs Triasiques du bassin d'AMGUID MESSAOUD.

Dictionnaire français d'hydrogéologie, G. Castany, J. Margat. Porosité Utile Maximale.

Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel. (1986) Les séries à évaporites en exploration pétrolière : méthodes géologiques, Volume 1.

Schlumberger. (2009) LOG INTERPRETATION CHARTS.

François McKEE. (2013) Etude et mise à l'échelle des écoulements diphasiques en milieux poreux hétérogènes par une approche d'optimisation.

Sitologie

<http://id.eaufrance.fr/ddd/SAQ/1.1/PorositeUtileMaximale>

<https://geologie.discip.ac-caen.fr/introduc/lexiq.htm#ancre35655>

https://wiki.aapg.org/File:Porosity_fig3.png

<https://slidetodoc.com/water-underground-note-this-is-not-the-picture/>