

République Algérienne populaire et démocratique
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la recherche Scientifique



École Nationale Polytechnique
Département Génie Minier

Projet de Fin d'Études pour l'obtention
Du Diplôme d'Ingénieur d'État en Génie Minier

**Étude du Phénomène de Basse Résistivité au niveau du Silurien Argileux –
Gréseux dans le bassin de Berkine.**

Présenté par :

Mr. KASRI Youcef

Mr. MELGANI Fares

devant le jury :

Présidente : Mme. S.CHABOU

Examineur: Mr. L. CHANANE

Encadreur : Mme. N.BOUMBAR

Promotion juin 2015

Dédicace

Je dédie ce travail à la lumière de mes jours, mes très chers

parents,

A mes frères et sœurs, surtout mon petit frère Younes,

A mes oncles et mes tantes,

À toute la famille KASRI,

A toute la famille REBAHI,

A toute la promotion 2015 de Génie Minier

A tous mes amis,

Et à tous ceux qui m'aiment...

...YOUNES

Dédicaces

J'aimerais dédier ce mémoire :

À ma mère Yakout qui représente pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi, sa prière et sa bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études.

À mon père moussa qui m'a comblé de son soutien et m'a voué un amour inconditionnel, Vous êtes pour moi un exemple de courage et de sacrifice continu.

Que cet humble travail témoigne mon affection, mon éternel attachement et qu'il appelle sur moi votre continuelle bénédiction.

À mon très cher petit frère Walid présent dans tous mes moments d'examens par son soutien moral, je t'exprime à travers ce travail mes sentiments de fraternité et d'amour.

À mes chères sœurs Manel, Zineb, Khadidja et Rania, malgré la distance, vous êtes toujours dans mon cœur. Je vous remercie pour votre hospitalité sans égal et votre affection si sincère. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

À ma fiancée Imene , Quand je t'ai connu, j'ai trouvé la femme de ma vie et la lumière de mon chemin. Ma vie à tes cotés est remplie de belles surprises. Tes sacrifices, ton soutien moral et matériel, ta gentillesse sans égal, ton profond attachement m'ont permis de réussir mes études.

Que dieu réunisse nos chemins pour un long commun serein et que ce travail soit témoignage de ma reconnaissance et de mon amour sincère et fidèle.

À ma tante souad, Tes sacrifices, ton soutien moral et matériel, ta gentillesse sans égal, ton profond attachement m'ont permis de réussir mes études. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

À mon oncle fouad, mon fidèle compagnant dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite. Ainsi qu'à toute ma famille, pour leurs compréhensions, leurs soutiens, leurs tendresses....

À mon cher enseignant de Géologie Mr Larousi chanane, Vous avez toujours été présents pour les bons conseils. Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au long de ma vie professionnelle et personnelle. Veuillez trouver dans ce modeste travail ma reconnaissance pour tous vos efforts.

Melgani fares

Remerciements

On tient à remercier tout d'abord «ALLAH» le tout puissant.

On tient à remercier tous ceux qui ont participé à la réalisation de cette thèse et qui n'a été possible que grâce au soutien de nombreuses personnes, que chacune trouve dans les premières phrases de ce mémoire l'expression de nos profondes et sincères reconnaissances.

On tient tout d'abord à exprimer nos remerciements à notre promotrice Mme.N.BOUMBAR, pour son inspiration constante, ses orientations enrichissantes et son encadrement scientifique, ce qui a permis de donner plus de valeur à l'ensemble de ce travail.

On remercie également, Dr.S. CHABOU et Mr. L.CHANANE du département Génie Minier, d'avoir accepté de juger ce travail. C'est un honneur de les compter parmi le jury de cette thèse.

Nos plus grands remerciements vont à l'ingénieur Mr CHADOULI Hicham de la société nationale SONATRACH qui nous a aidés énormément pour faire ce travail

On tient à remercier aussi à Mr. BERRAH, chef de département de géophysique au SONATRACH à Hassi Messaoud pour son accueil chaleureux et son aide précieuse.et tous les ingénieurs de la société, BENDJERAD Khaled, TIJANI Ayoub, Nourredine, Mr. AKLI Said

Nos remerciements sont adressés aussi à tous ceux qui ont participé de près ou de loin et dont leurs noms ne figurent pas sur cette liste....

Youcef & Fares

RESUMÉ

ملخص

يتمثل هذا العمل في دراسة تسجيل السلكي التقليدي واختبار بعض آبار حوض بركين وتحديد طبيعة السائل مخفية بسبب انخفاض المقاومة الكهربائية للخزانات البترولية المراد دراستها والموجودة على مستوى طبقة التكوين السيلوري-الطيني الحجر الرملي

يحتوي هذا العمل لمحة عامة عن جيولوجيا المنطقة وموقعها، والتعاريف الرئيسية لتسجيلات الآبار التقليدية المستخدمة في هذه الدراسة، ويتناول أيضا تعريف أداة لقياس الضغوط MDT

يستند هذا العمل على تفسير بيانات السجل المؤجلة يدويا باستخدام برنامج Teclog

الكلمات المفتاحية: تسجيل السلكي، حوض بركين، انخفاض المقاومة، MDT، Teclog

Résumé

Ce présent travail consiste à faire une étude diagraphique classique et les tests de quelques puits du bassin de Berkine et à déterminer la nature du fluide caché à cause du phénomène de basse résistivité électrique des réservoirs de pétrole à étudier au niveau du réservoir silurien-Argileux – Gréseux

Ce travail contient un aperçu de la géologie de la région et de sa situation géographique et touche certaines définitions des enregistrements diagraphiques classiques utilisés dans cette étude, il aborde également la définition d'un outil de mesure des pressions MDT.

Ce travail est basé sur l'interprétation des données diagraphiques différées manuellement et à l'aide de logiciel Techlog.

Mots clé : diagraphie, bassin du Berkine, basse résistivité, MDT, Techlog.

Abstract

This present work aims to study a classic logging and the test some wells of Berkine basin, and to determine the nature of the fluid hidden because of low electrical resistivity oil reservoirs phenomenon to be studied at the Clay-Silurian reservoir – sandstone – clayey.

This work contains an overview of the geology of the area and its location and the definitions of conventional well logging records used in this study; it also addresses the definition of a tool measuring pressures (MDT) and its operating principle.

This work is based on the interpretation of manually deferred log data and also by Techlog software.

Keywords: logging, Berkine, low resistivity, MDT, Techlog.

Table des matières

Introduction générale.....	1
I Aperçu géologique de la région d'étude	2
I.1 Introduction	2
I.2 Cadre de géologie régionale	2
I.2.1 Situation géographique.....	2
I.2.2 Cadre géologique	4
I.2.3 Historique de la recherche pétrolière dans ce bassin.....	4
I.3 Aspect stratigraphique.....	4
I.3.1 Le Paléozoïque :.....	5
I.3.2 Mésozoïque.....	6
I.3.3 Cénozoïque	7
I.4 Aspect structural	8
I.5 Évènements tectonique du bassin	8
I.6 Système pétrolier	9
I.6.1 Roche mère.....	9
I.6.2 Roche réservoir	9
I.6.3 Roche couverture	10
I.6.4 Piégeage et migration.....	10
II Présentation des outils de diagraphies	11
II.1 Introduction :	11
II.2 L'utilisation des diagraphies :.....	11
II.2.1 Diagraphies en cours de forage : (<i>measurement while drilling</i>)	11
II.2.2 Diagraphies au câble : (<i>wireline logging</i>).....	12
II.2.3 Diagraphies de production :	12
II.3 Diagraphies différées	12
II.3.1 Diagraphies électriques	14
II.3.2 Diagraphie de Radioactivité naturelle	18
II.3.3 Diagraphie de porosité.....	20
II.4 Diagraphies auxiliaires.....	25
II.4.1 Diagraphies de test	25
III Diagraphie de Test.....	26
III.1 Introduction	26
III.2 Les outils utilisés aux essais de paroi.....	26
III.2.1 Historique de l'utilisation des outils de mesure de pression.....	26
III.3 Principe de l'outil MDT	28
III.3.1 Configuration de l'outil MDT :	29

III.4	Mesures effectuées par le MDT.....	37
III.4.1	Mesures de pression pendant le prétest	37
III.4.2	Analyse du prétest	37
III.4.3	Analyse de la pression hydrostatique	39
III.4.4	Analyse de la pression de formation	39
IV	Interprétation des diagraphies et évaluation du réservoir SAG des puits	41
IV.1	Introduction :	41
IV.2	Notions générales.....	41
IV.2.1	Réservoir.....	41
IV.2.2	Types de réservoirs	41
IV.2.3	Localisation des zones réservoirs :.....	42
IV.2.4	La matrice	42
IV.2.5	Les grains.....	42
IV.2.6	Le ciment	42
IV.2.7	Les argiles.....	42
IV.2.8	Les fluides.....	43
IV.2.9	Les faciès	43
IV.3	Les paramètres pétrophysiques.....	44
IV.3.1	La porosité	44
IV.3.2	La résistivité.....	45
IV.3.3	La saturation	46
IV.3.4	La perméabilité :	46
IV.3.5	Détermination des paramètres argileux	46
IV.4	Interprétation qualitative	49
IV.4.1	Présentation des Données	49
IV.4.2	Détermination des zones réservoirs.....	50
IV.4.3	Étude lithologique	51
IV.4.4	Détermination des minéraux argileux	54
IV.4.5	Détermination du type de distribution d'Argile	57
IV.5	Interprétation quantitative	59
IV.5.1	Détermination des paramètres argileux	59
IV.5.2	Détermination des paramètres matriciels.....	60
IV.5.3	Détermination de la porosité utile <i>ϕ_{utile}</i>	60
IV.5.4	Détermination de la résistivité de l'eau de formation <i>R_w</i>	60
IV.5.5	Détermination de la saturation en hydrocarbure	62
IV.5.6	Présentation des résultats.....	62
IV.6	Causes à l'origine du phénomène de basses résistivités.....	70

V	Analyse des données de pression MDT / RCI.....	73
V.1	Application du MDT sur le puits BBKPEN-1.....	73
V.1.1	Diagramme pression-profondeur du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 A2 du puits BBKPEN-1	75
V.1.2	Analyse général des résultats.....	77
V.2	Application du MDT sur le puits RECSWS-1.....	79
V.3	Application du RCI sur le puits HBNEP-1.....	80
V.3.1	Diagramme pression-profondeur du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 A2 80	
V.3.2	Données relatifs à l'interprétation des puits voisins.....	83
V.3.3	Résultats du test de formation DST du puits	85
V.4	Conclusion.....	86
	Conclusion générale.....	87

Annexes

Bibliographie

Liste des figures

Chapitre I

- Figure I.1.** Situation du Bassin de Berkine en Algérie. (Document Sonatrach). 3
Figure I.2. La colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Document Sonatrach). 7

Chapitre II

- Figure II.1.** Les différentes diagraphies utilisées. (Baker Atlas, 2002). 13
Figure II.2. Distribution des minéraux dans une roche (Document Schlumberger) 15
Figure II.3. Principe de mesure de la résistivité. (O.Serra, 2003)..... 15
Figure II.4. Focalisation du courant électrique. (Document Schlumberger) 16
Figure II.5. Sonde Inductolog. (Document Haliburton)..... 18
Figure II.6. Log GR et sonde de RAN (Document Schlumberger) 19
Figure II.7. Schéma de principe d'une sonde densité. 21
Figure II.8. A – Schéma illustrant la radioactivation d'un élément. 22
Figure II.9. . Principe de mesure de la diagraphie neutron (Document Schlumberger) 23
Figure II.10. Abaque triangulaire Densité – Neutron 24

Chapitre III

- Figure III.1.** Historique des outils de mesure de pression. 26
Figure III.2. Schéma détaillé du RFT (Document Schlumberger) 28
Figure III.3. Schéma expliquant la modularité de la sonde MDT. Chaque module peut être inséré suivant les besoin du client (O.Serra, 2003) 29
Figure III.4. La configuration multi – sonde du MDT (Document Schlumberger) 30
Figure III.5. Détail du module Single Probe. (Document Schlumberger)..... 31
Figure III.6. Exemple d'enregistrement de résistivité du fluide (en bleu) durant son écoulement et de la pression du réservoir (en rouge). On détecte ainsi l'arrivée de l'hydrocarbure (Document Schlumberger, 2003). 32
Figure III.7. Présentation du module Single Probe..... 33
Figure III.8. Photographie du module à double packer (Document Schlumberger, 2003) 33
Figure III.9. Chambre d'échantillonnage. 35
Figure III.10. Le module de multi – échantillonnage. (Document Schlumberger)..... 35
Figure III.11. Composition fluid analyser (CFA). (Document Schlumberger, 2005)..... 37
Figure III.12. Analyse prétest de MDT. (Document Schlumberger). 38
Figure III.13. Comparer avec jauge conventionnelle (Schlumberger ; 2005) 38
Figure III.14. Exemple d'un profil de pression. (Document Schlumberger) 40

Chapitre IV

- Figure IV.1.** Les différents types d'argiles. (Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson, 2012)..... 43
Figure IV.2. Localisation géographique des puits (A, B, C). (Document Sonatrach). 50
Figure IV.3. Détermination de la lithologie du puits A au réservoir SAG F6 unité A2. 51
Figure IV.4. Détermination de la lithologie du puits B au réservoir SAG F6 unité A2 52
Figure IV.5. Détermination de la lithologie du puits C au réservoir SAG F6 unité A2 53

Figure IV.6. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits A (Abaque PE – K%).....	54
Figure IV.7. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits A (Abaque PE –K/ Th).....	55
Figure IV.8. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits « B » (Abaque PE – K%).....	55
Figure IV.9. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG A2 Puits « B» (Abaque PE - K %).	55
Figure IV.10. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits « C » (Abaque PE – K%).....	56
Figure IV.11. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits « C » (Abaque PE –K/ Th).....	57
Figure IV.12. Détermination du type d'Argile, Puits B.	58
Figure IV.13. Détermination du type d'Argile, Puits A.	58
Figure IV.14. Détermination du type d'Argile, Puits C.	59
Figure IV.15. Détermination de <i>R_w</i> par la méthode graphique (Abaque GEN-9).....	61
Figure IV.16. Les résultats obtenus du puits A au niveau du SAG F6 A2.	63
Figure IV.17. Elan du puits A au niveau du réservoir Silurien Argileux Gréseux SAG F6 Unité A2.	64
Figure IV.18. Les résultats obtenus du puits B au niveau du SAG F2 A2.	66
Figure IV.19. Les résultats obtenus du puits C au niveau du SAG F6 A2.	68
Figure IV.20. Elan du puits C au niveau du réservoir Silurien Argileux Gréseux SAG F6 Unité A2.	69
Figure IV.21. Effet de mouillabilité.	70
Figure IV.22. Effet des minéraux conducteurs.	71
Figure IV.23. Effet de l'invasion.	71
Figure IV.24. Effet de système de porosité.	71
Figure IV.25. Effet de pendage des couches.	72

Chapitre V

Figure V.1. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits BBKPEN-1 (4472-4480m).	75
Figure V.2. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits BBKPEN-1 (4540 – 4550 m).....	76
Figure V.3. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits BBKPEN-1 (4560 – 4572 m).....	77
Figure V.4. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits RECSWS-1 (4120 – 4123 m).....	79
Figure V.5. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits HBNEP-1 (4815-4820 m).	81
Figure V.6. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits HBNEP-1 (4820-4845m).	81
Figure V.7. Master Log du puits HBNEP-1 (Rapport Sonatrach).....	82
Figure V.8. Corrélation diagraphique passant par les puits RECSW-1, RECSWS-1, BBKP-2,ET HBNEP-1. (Document Sonatrach).....	85

Liste de tableaux

Tableau IV-1. Détermination de $GR_{cut} - off$	50
Tableau IV-2. Détermination des paramètres d'Argile.	59
Tableau IV-3. Détermination des paramètres matriciels des puits A, B et C.	60
Tableau IV-4. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w	60
Tableau IV-5. Représentation des résultats d'interprétations pour le réservoir SAG F6 A2 du puits HBNEP-1.	62
Tableau IV-6. Représentation des résultats d'interprétations pour le réservoir SAG F6 A2 du puits BBKPNE-1.....	65
Tableau IV-7. Représentation des résultats d'interprétations pour le réservoir SAG F6 A2 du puits RECSWS-1.	67
Tableau V-1. Mesures de pression au-devant du réservoir F6 A2 du puits BBKPEN-1.....	74
Tableau V-2. Résultats et commentaire.....	78
Tableau V-3. Mesures de pression au-devant du réservoir F6 A2 du puits HBNEP-1.	80
Tableau V-4. Résultats des puits voisins au puits HBNEP-1.	84

Introduction générale

Les hydrocarbures sont considérés comme la première source d'énergie dans le monde, particulièrement en Algérie. Ils occupent une large place dans l'économie mondiale.

Plusieurs méthodes sont développées pour l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, notamment les diagraphies qui sont essentielles à l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leurs apports aident à mieux définir les paramètres du réservoir. Cependant l'application seule d'une méthode est insuffisante à une évaluation correcte, car plusieurs facteurs peuvent influencer la détermination des paramètres pétrophysiques.

Parmi ces facteurs, il existe celui du phénomène de basse résistivité observé dans certains puits et qui peut mener à considérer à tort un réservoir comme non productif. En effet, le phénomène de basse résistivité conduit à une surestimation de la saturation en eau de formation, ce qui peut être à l'origine d'une interprétation incorrecte à l'aide des diagraphies classiques. Pour lever le doute quant à la nature du fluide, les mesures de pression se révèlent très efficaces.

L'étude du phénomène de basse résistivité fait l'objet de ce mémoire. Il concerne certains puits situés dans le bassin de Berkine et considérés comme non productifs suite à une détermination des paramètres pétrophysiques par les diagraphies classiques. Le problème s'est posé lorsque des études ultérieures qui ont montré que les puits avoisinants étaient au contraire productifs. Il a été donc nécessaire de vérifier par d'autres méthodes la nature du fluide contenu dans le réservoir Silurien Argileux –Gréseux unité A2. Pour ce faire, nous avons commencé par l'analyse à l'aide des diagraphies classiques dans le but de déterminer la lithologie, la nature des minéraux et les paramètres pétrophysiques.

Ceci nous a permis de montrer que les minéraux dans cette formation sont des minéraux conducteurs, ce qui explique le phénomène de basse résistivité observé.

Nous présentons dans ce document le travail réalisé au cours de cette étude. Il est structuré comme suit :

Le chapitre I concerne le cadre géologique de la région du Bassin de Berkine, en particulier les blocs 404a, 404b et 403d tandis que dans le chapitre II et III nous présentons respectivement les principales diagraphies que nous avons utilisé pour l'évaluation classique des paramètres pétrophysiques et les diagraphies de pression

Le chapitre IV concerne les résultats d'interprétation à l'aide des diagraphies classiques à savoir l'analyse lithologique et minéralogique de la formation et l'évaluation quantitative du réservoir.

Le chapitre V est dédié à l'analyse des mesures de pression à l'aide des outils MDT et RCI.

Dans la conclusion, nous présentons nos principaux résultats.

CHAPITRE I :

Aperçu géologique de la région d'étude

I.1 Introduction

Le bassin de Berkine est très connu du point de vue intérêt pétrolier. Les études géologiques et géophysiques effectuées précédemment dans ce bassin ont été principalement consacrées au Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI), Carbonifère, Dévonien et au Silurien Supérieur.

I.2 Cadre de géologie régionale

I.2.1 Situation géographique

Le Bassin de Berkine est situé dans l'erg oriental du Sahara Algérien (Figure.I.1), entre les latitudes et longitudes suivantes :

⇒ Latitudes : 29° et 30° Nord.

⇒ Longitudes : 3° et 9° Est.

Ce Bassin fait partie d'un très grand bassin sédimentaire (bassin de Ghadamès) qui, s'étend sur trois pays limitrophes (Algérie, Libye et Tunisie), sa partie occidentale est située entièrement dans le territoire Algérien, d'où les bassins de Berkine au Nord et Illizi au Sud, et sa partie orientale entièrement dans le territoire Libyen, d'où le bassin de Ghadamès, et dans sa partie septentrionale, qui s'étend dans le Sud du territoire Tunisien. Et plus exactement :

- À l'Est, par le bassin de Syrte, entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE, et par le bassin de Ghadamès en Libye.
- Au Sud par le Bassin d'Illizi.
- À l'Ouest par le môle d'Amguid El Biod – Hassi-Messouad.
- Au Nord par le bourrelet d'Ain – Roumana et la voute de Dahar.

Il occupe une surface totale de près de **300 000 km²**, dont **103 000 km²** sont situés dans le territoire algérien.

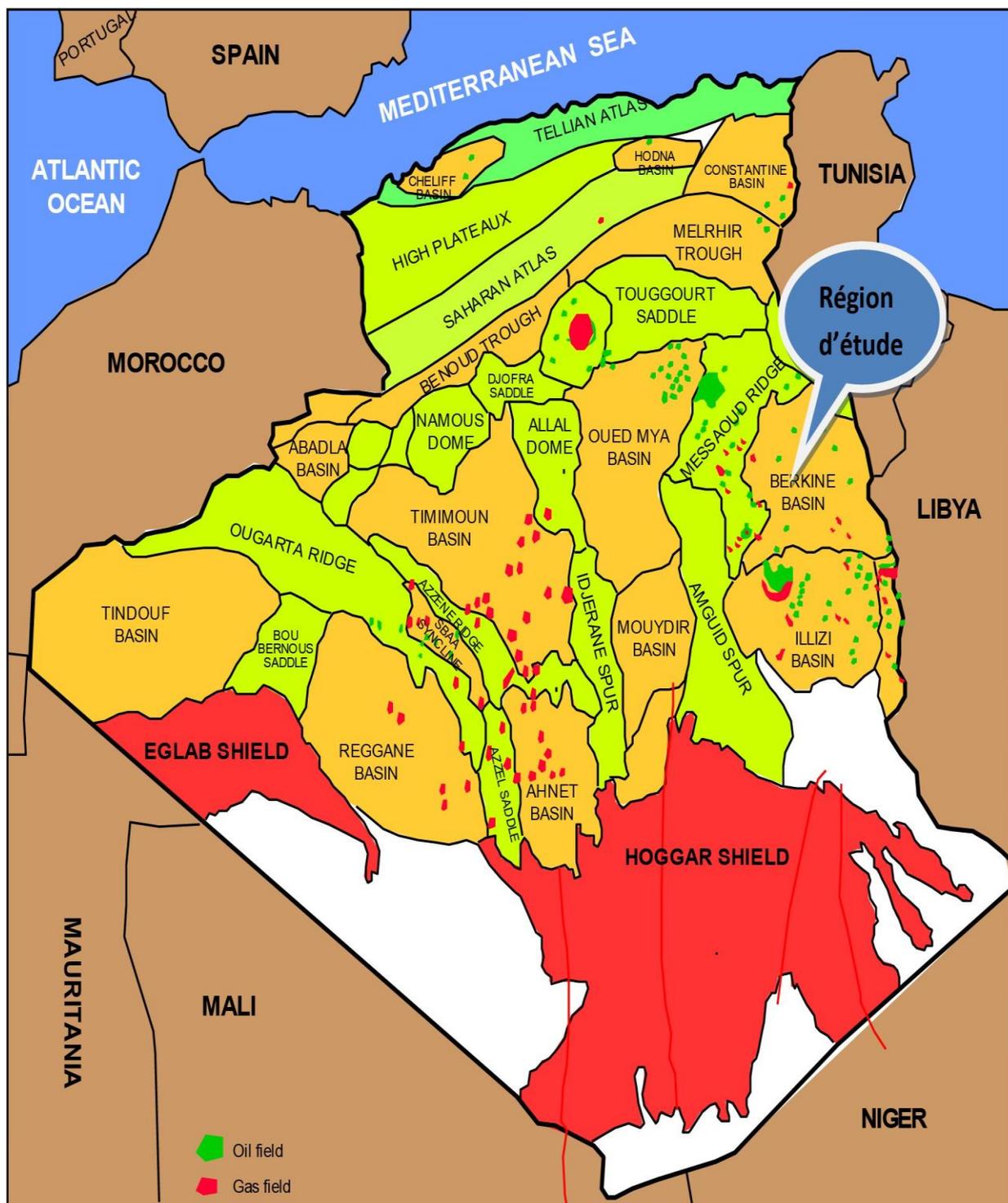


Figure I.1. Situation du Bassin de Berkine en Algérie. (Document Sonatrach).

I.2.2 Cadre géologique

Du point de vue géologique, Le Bassin de Berkine peut être classé dans les vastes bassins intracratoniques, il est situé dans la partie Nord-Est de la plateforme Saharienne. Il est défini comme étant un bassin de plateforme à substratum infracambrien fortement pédiplaine.

Le socle qu'on peut rencontrer, à une profondeur de 7000m à 7500m, est constitué par les roches cristallines (volcaniques, métamorphiques) et parfois de transformation sédimentaire métamorphique.

Au-dessus, du socle repose en discordance une série sédimentaire comprenant des termes allant du cambrien au Quaternaire.

I.2.3 Historique de la recherche pétrolière dans ce bassin

Les premières découvertes dans la partie occidentale du bassin ont eu lieu en 1958 à Hamra où d'importance quantité en gaz condensât a été découvert dans les quartzites de Hamra d'âge ordovicien.

Dans la région, l'exploration pétrolière a commencé dans les années 60, où plusieurs puits ont été forés. En 1961, le premier puit a donné de l'huile dans la partie orientale du bassin est ZK-1 de Zemlet et Kalef où de bon indices ont été rencontrés lors d'un test de formation au cambrien. En 1962, le gisement de Rhourde el Baguel a produit essentiellement de l'huile dans le cambrien ainsi que le gisement de Mesdar. La reconnaissance du carbonifère dans le bassin de Berkine est relativement récente 1964 comparativement à celui de Ghadamès en Libye, qui date de 1936.

Durant les années 70, plusieurs découvertes ont été réalisées surtout dans le Trias Argileux Gréseux Supérieur « TAGS » à Hassi Chergui, Nezela, Hassi Touareg, Rhourde El Chouf et Gassi el Adem.

Jusqu'aux années 80, cinq forages ont été réalisés dans cette région pour une superficie de près de 60 000 km². Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de Berkine avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec Sonatrach).

I.3 Aspect stratigraphique

Les conditions de la stratigraphie de la région a posé de nombreux problèmes dus, d'une part aux variations latérales de faciès, et d'autre part à l'insuffisance de macrofaune, ce qui a conduit à établir des nomenclatures lithostratigraphiques régionales.

Cependant, l'absence de repères chronologiques a rendu parfois difficiles les corrélations entre les séries sédimentaires.

Le bassin de Berkine a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6000 m d'épaisseur au centre du bassin, allant du Paléozoïque au Quaternaire, le tout repose sur un socle granitique précambrien.

Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par les érosions hercyniennes. Les pourtours du bassin sensu sont caractérisés par les développements du Siluro-dévonien sous le Mésozoïque.

I.3.1 Le Paléozoïque :

Il est subdivisé en cinq étages, comme suit :

- **Le cambrien** : Correspond aux réservoirs représentant les trois unités suivantes : R1 (Ri, Ra), R2, R3, et généralement sont des Quartzites. Les grès du cambrien sont reconnus par leur production en huile, avec une épaisseur de **300m**.
- **L'Ordovicien** : Les principaux réservoirs sont les quartzites de Hamra, grès d'Ouargla, grès d'El Atchane, argiles d'El Gassi, argiles d'Azzel, grès Ramade, grès d'Oued Saret et les argiles micro conglomératiques. Ces réservoirs ont une dépression moyenne de 250 m. Les productions dans les réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturations.
- **Le Silurien** : Cette période est caractérisé par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600m, cet étage est composé essentiellement par :
- **Le Silurien Argileux** : constitué principalement par des argiles grises à gris-clair devenant parfois brun foncé, silteuse avec fines passées de silstone. Vers la base, les argiles deviennent noires et très charbonneuses, représentant la roche mère principale du bassin.
- **Silurien Argileux Gréseux** : complexe Argilo gréseux avec des argiles grises à gris foncé parfois gris-verdâtre, silteuse et des grès blancs, quartzeux fins à très fins parfois compact et quelques intercalations de silstone.
 - **Unité B2** : constituée par des argiles noir- foncés fortement silteuses à sableuses, micacées, légèrement feuilletés, avec des intercalations de bancs de grès fins à moyen, localement grossier, siliceux à silico quartzitique micacée bien consolidé, dur à très dur.
 - **Unité B1** : constituée par des argiles noires silteuses localement pyriteuse micacée indurée.
 - **Unité A2** : présente au sommet un banc gréseux fin à moyen silico-argileux friable. Constituée d'argiles gris foncé à sombre, silteuse, tendre localement indurée micacée parfois pyriteuse avec fine passée de grès blanc beige, gris blanc, fin à moyen silico-argileux à silico-quartzitique.

- **Unité A1** : constituée par des grès blancs à beiges, fins à très fins, passant à des siltstones, silico-quartzitiques, durs localement silico-argileux, avec passée d'argiles gris foncé à brun rouge, pyriteuse indurée.
 - **Unité argileuse** : constituée d'argile grise, gris foncé et noir localement silteuse pyriteuse, rarement brun rouge, indurée avec passée de grés fins à très fin.
 - **Unité M2** : présente au sommet un intervalle gréseux (~20m) à moyen silico-argileux friable. Argile grise, localement silteuse, indurée, avec fines passées des grés gris à gris blanc, beige à jaunâtre, fin à très fin, silico quartzitique.
 - **Unité M1** : présente au sommet un banc gréseux fin à moyen silico-argileux friable, avec passée d'argile.
- **Gedinnien (Tadrart)** : Grés blanc à gris blanc, fin à moyen, parfois grossier à très grossier, par endroit micro- conglomératique, subarrondi à subanguleux, argilo-siliceux avec intercalations d'argiles gris foncé à noires, indurées de traces de pyrite, silteuses et légèrement feuilletées.

I.3.2 Mésozoïque

Il repose en discordance (discordance hercynienne) sur le paléozoïque, il est composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argileux gréseux, qui sont très importants du fait qu'ils constituent de bons réservoirs.

- ➔ **Le Trias** : en discordance sur le paléozoïque, il est représenté par des dépôts argilo- gréseux et lagunaires (sel et anhydrite) ; il est subdivisé en trois niveaux :
 - **Le Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI).**
 - **Le Trias Argileux Carbonaté (TAC).**
 - **Le Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS)**
- ➔ **Le Jurassique** : il est composé de sédiments marins lagunaires, à sa base, se trouve un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent, appelé l'horizon B.
- ➔ **Le Crétacé** : il est présent partout sur la plateforme saharienne, il est composé d'alternances de grés, argiles, dolomies et de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, de gypses et de sels, il devient essentiellement carbonaté vers le sommet.

I.3.3 Cénozoïque

Discordance sur le mésozoïque, il est composé par des sables fins à grossiers avec des argiles sableuses intercalées.



SONATRACH
ACTIVITE AMONT /
DIVISION EXPLORATION
Direction Assets Est
Dpt Bassin de Berkine EST

COLONNE STRATIGRAPHIQUE TYPE
DU BASSIN BERKINE

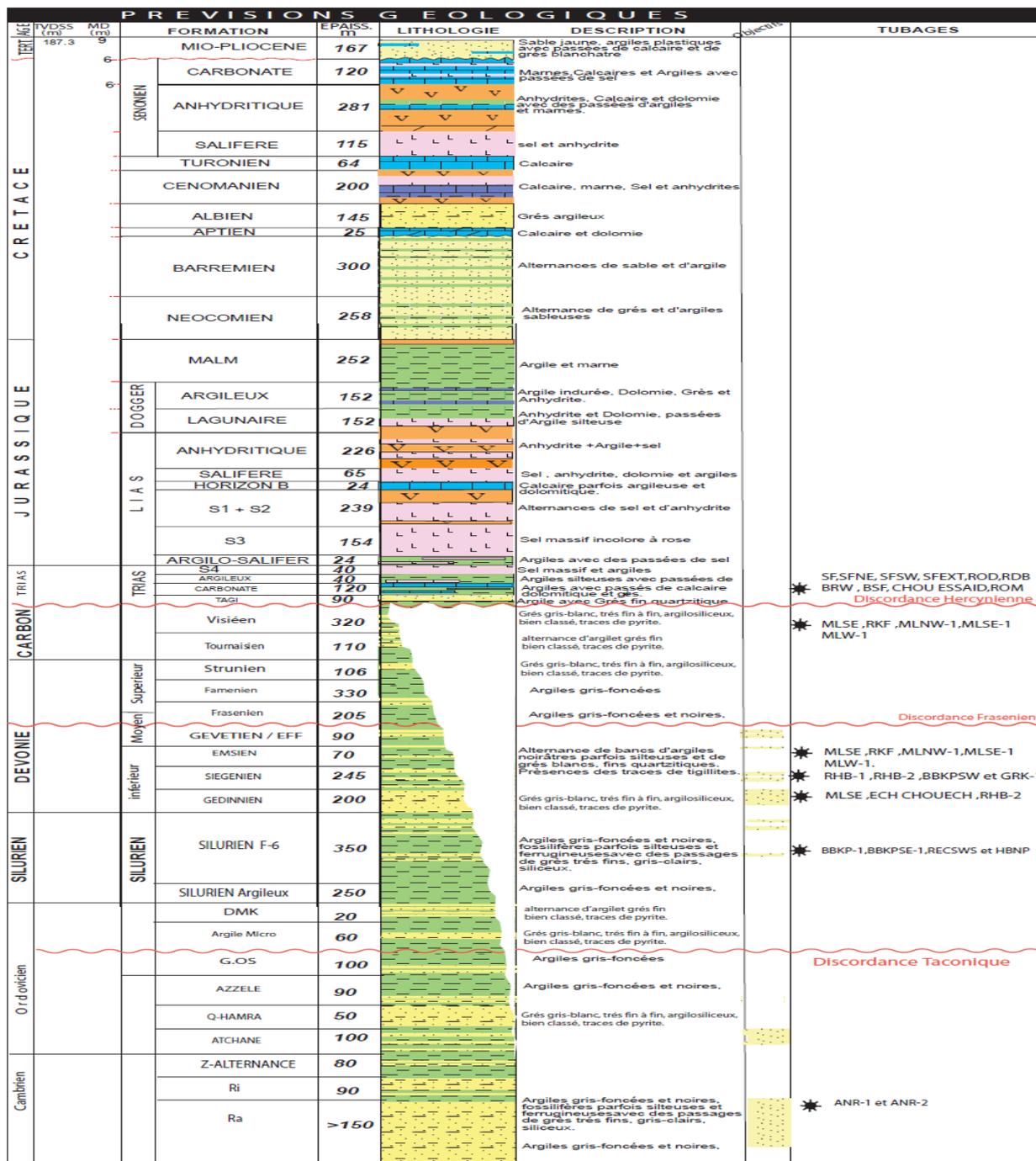


Figure I.2. La colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Document Sonatrach).

I.4 Aspect structural

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturations dû à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le précambrien.

Ces fracturations sont organisées et classées suivant les principales directions suivantes :

- Direction subméridienne : les failles qui leur sont associées, présentent d'importants rejets à l'ensemble de la faille de Rhoude Nous dont le rejet atteint parfois 500 mètres.
- Direction NE-SW (N30° An 60°) : [les failles NE-SW affectant principalement le centre et le nord du bassin], les structures associées à cette direction ont de grandes ampleurs à l'ouest du bassin, et relativement moins structurées au centre.
- Le rapport BEICIP 1991, a mis en évidence trois autres directions de failles :
 - Direction N70 : caractérise la région de Rhourde-Nouss, Menzel-lejmet et Gassi Touil.
 - Direction subéquatoriale : observée au SE sur le môle d'Ahara.
 - Direction N150 : observée au NE au niveau du trend Keskassa, Bir-Rebaa et Bir Berkine Nord.

I.5 Évènements tectonique du bassin

La configuration actuelle est le résultat de plusieurs phases tectoniques depuis le Précambrien.

- **Phase panafricaine** : La tectonique précambrienne est à l'origine des fracturations caractérisées par des accidents subméridiens verticaux, se traduisant par une collision de la partie Ouest Africaine et la partie Est Africaine.
- **Phase Cambro – ordovicien** : c'est une phase distensive provoquant un basculement de la plateforme Saharienne vers le NW. Elle est définie comme étant une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs, les variations d'épaisseur, et de faciès de part et d'autre d'accidents NS, sont visibles au niveau de série Cambro-ordovicien indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôts.
- **Compression Calédonienne** : C'est une phase de soulèvement général, suivie de la fonte d'une calotte glaciaire, qui a engendré des dépôts d'argiles noires.
 - **Phase Dévonienne** : Elle est caractérisée,
 - Au dévonien Inférieur, par des variations d'épaisseurs et de faciès préexistants le long des axes structuraux subméridiens qui indique une phase distensive.

- Au dévonien Moyen et Supérieur, par une période d'érosion appelée « Discordance Frasnienne ».
- **Mouvements hercyniens** : cette phase se traduit par une orogénèse suivie d'une importante érosion des parties hautes pendant le Paléozoïque, ce qui a permis la mise en contact de la roche mère avec les réservoirs triasiques et l'apparition des failles aux trends NE-SW, et a eu pour conséquences l'individualisation de la structure par des horsts et grabens.
- **Phase Rifting Trias Jurassique** : cette phase se traduit par le rejet des failles normales d'anciens accidents, orientés NE-SW, la subsidence du bassin a permis l'enfouissement des sédiments permettant l'exposition de la matière organique aux flux thermiques nécessaires à la genèse des hydrocarbures.
- **Phase autrichienne** : c'est une phase de compression E-W due à une inversion structurale, cette phase affecte les grès du Trias en les impliquant dans une structuration N-S suivie d'une érosion sous l'Aptien.
- **Phase alpine** : c'est une phase compressive de direction NE-SW se traduisant par la réactivation des accidents subméridiens, en décrochement senestre.

I.6 Système pétrolier

I.6.1 Roche mère

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de série argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien.

Quant aux roches mères dévoniennes, la fenêtre à huile a été atteinte au Crétacé supérieure et elles sont actuellement en phase à huile dans la majeure partie de Berkine à l'exception du dépo-centre paléozoïque (région de Rhourde El Fares). La superposition des unités gréseuses du Silurien sur les argiles roches mères de même âge a certainement favorisé l'alimentation en gaz de ces réservoirs gréseux. (Document Sonatrach)

I.6.2 Roche réservoir

Il existe plusieurs réservoirs potentiels : le Trias (TAGI) - le Dévonien inférieur (Emsien F4, Siégénien F6 unités C et D, Gédinnien) - le Silurien (SAG F6 unités A et M).

Le réservoir ciblé par notre étude est précisément le Silurien Argileux-Gréseux SAG F6 unité A2.

→ Le silurien argilo gréseux SAG F6

En général, dans le bassin de Berkine, les caractéristiques pétrophysiques des unités réservoirs du Silurien F6, ont tendance à s'améliorer vers le Nord et le Nord-Ouest du dépôt-centre paléozoïque (influences continentales).

Par contre, elles sont plus argileuses au centre, influencées par un milieu marin ouvert. Cette formation du Silurien Argileux-Gréseux présente globalement 4 à 5 niveaux réservoirs, d'épaisseur moyenne de 5 à 25 m de grés propres, caractérisés par des porosités moyennes de 6 à 20 %.

I.6.3 Roche couverture

Les argiles et évaporites du Trias (Trias argileux) constituent une couverture efficace pour les réservoirs du TAGI. Les argiles de l'eifélien F3 assurent une bonne couverture pour l'Emsien F4, les argiles du Siégénien forment une couverture pour les niveaux gréseux du Siégénien F6.

Les argiles intermédiaires du Silurien F6 constituent des couvertures efficaces à l'échelle régionale pour les niveaux gréseux réservoir de même âge. Ces niveaux réservoirs présentent des épaisseurs de 10 à 20 m et les niveaux argileux qui vont jouer le rôle de couverture sont de l'ordre de 50 à 100 m.

I.6.4 Piégeage et migration

Les hydrocarbures générés peuvent migrer vers les réservoirs dévoniens et ceux du Trias à travers les failles ou le long des bancs gréseux du TAGI servant de drains et/ou suivant la surface d'érosion hercynienne.

La migration verticale par le biais des failles profondes est aussi à considérer surtout pour le centre du bassin de Berkine et les bordures.

CHAPITRE II :

Présentation des outils de diagraphies

II.1 Introduction :

Les diagraphies constituent l'un des moyens qui permettent d'acquérir des informations sur les formations géologiques du sous – sol, traversées par un forage. En effet :

- Elles seules donnent avec précision l'information sur les profondeurs, les coordonnées et les épaisseurs apparentes et même réelles des couches si une pendagemétrie ou une imagerie de la paroi du trou a été enregistrée.
- Elles seules permettent d'établir le lien entre la géophysique de surface et la géologie.

Les mesures qu'elles fournissent sont étroitement dépendantes des facteurs géologiques, elles renferment donc une information susceptible d'intéresser les géologues et donc être exploitable.

- Elles donnent une vision quasi continue des formations traversées, elle permet la comparaison des différents puits entre eux et la quantification des données.

II.2 L'utilisation des diagraphies :

Les principaux utilisateurs de ces techniques sont les pétroliers, ils s'en servent pour le calcul des quantités d'hydrocarbures en place et les caractéristiques des roches réservoirs.

On désigne par diagraphie tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, et / ou du temps, d'un paramètre de forage ou d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. La mesure enregistrée se présente sous forme de courbe. Cependant, la mesure physique obtenue peut être spontanée ou obtenue par excitation.

Suivant le type de paramètres enregistrés et le moment de l'enregistrement, on parle :

II.2.1 Diagraphies en cours de forage : (*measurement while drilling*)

On peut subdiviser suivant le type de mesure en :

- *Diagraphie de boue (mud logging)* qui comprend le débit des pompes, la nature des déblais, les indices, la température de la boue.

- *Diagraphie de tige* qui inclut l'avancement, le couple de torsion et la direction (inclinaison et azimut) du forage, ainsi que des mesures de paramètres physiques (*logging while drilling*).

Ces deux types de mesure sont également catalogués comme diagraphie instantanée parce que l'information est obtenue sans délai,

II.2.2 Diagraphies au câble : (*wireline logging*)

Ou diagraphies différées parce qu'elles ne sont enregistrées, et donc accessibles, qu'à après l'arrêt du forage et la sortie du train de tiges.

II.2.3 Diagraphies de production :

Les logs de production fournissent des mesures instantanées à l'aide de détecteur dans le puits. Ces mesures sont utilisées pour l'analyse des puits producteurs. De plus, la possibilité d'évaluer la saturation du fluide de la formation à travers le casing amène plus de clarté au potentiel de production du puits (*well testing*).

II.3 Diagraphies différées

La (Figure II.1) présente les diagraphies généralement utilisées :

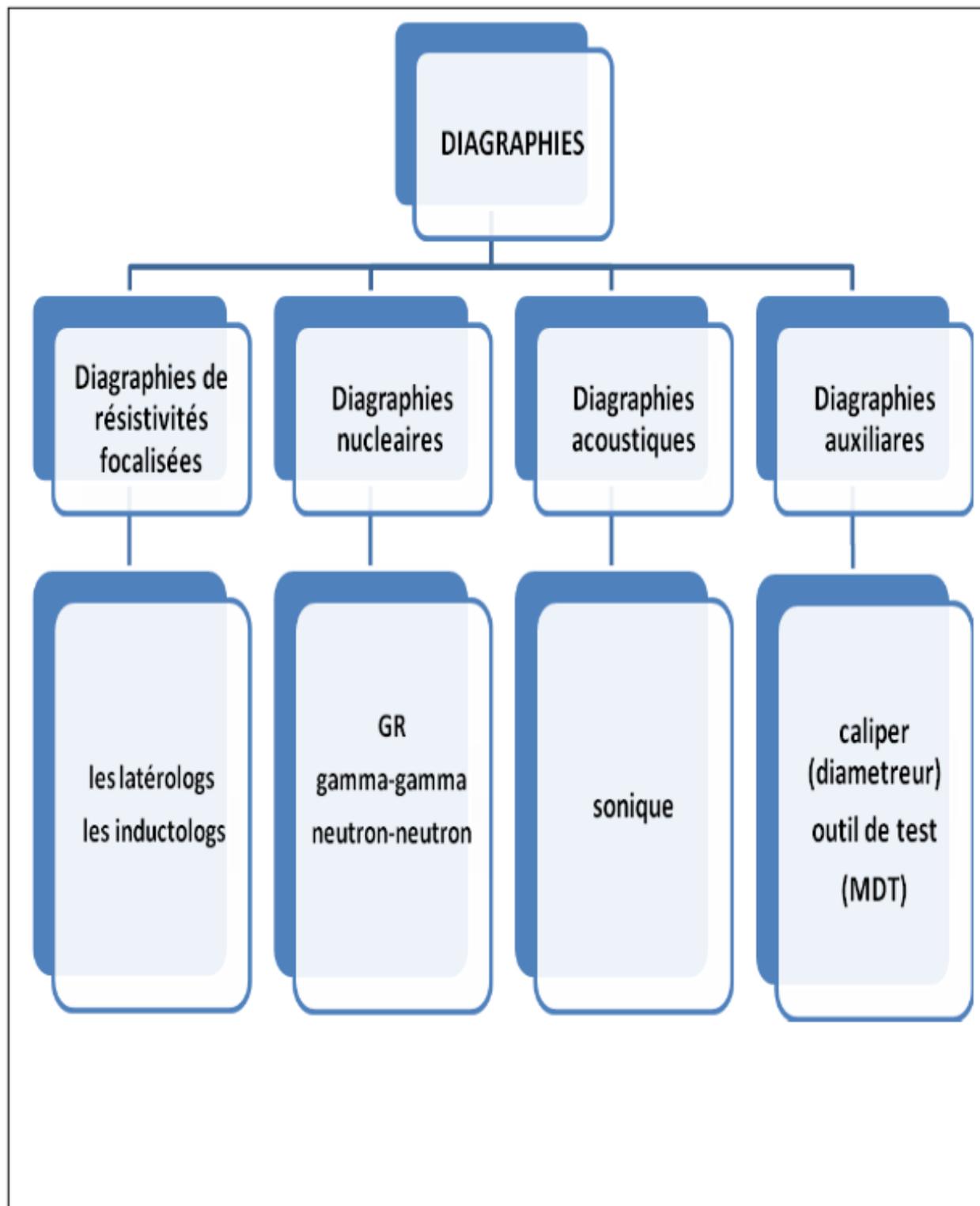


Figure II.1. Les différentes diagraphies utilisées. (Baker Atlas, 2002).

II.3.1 Diagraphies électriques

II.3.1.1 Diagraphies de résistivité

Cette diagraphie dépend de la composition de la roche en élément solide et de la nature des fluides contenus. La résistivité dépend de :

- la composition de la roche, c'est-à-dire la nature et le pourcentage du « contenant », donc des éléments solides (grains, cristaux, ciments), et du « contenu », donc des fluides (eau et hydrocarbures) ; à de rares exceptions près (graphite, sulfures et éléments natifs), les minéraux entrant dans la constitution des roches sont pratiquement des isolants ; le gaz et le pétrole sont eux aussi des isolants ; en revanche, dans la mesure où elle contient des ions en solution, l'eau est conductrice; cette conductivité augmente avec la teneur en sels.
- le pourcentage des fluides dans la roche (porosité) et dans les pores (saturation); la porosité est définie comme le rapport du volume des « vides » (pores) au volume total de la roche ; la saturation en un fluide (par exemple l'eau) est définie comme le rapport du volume occupé par ce fluide au volume total des vides.
- la texture de la roche : c'est-à-dire la taille, la forme, l'arrangement, le classement, l'orientation des grains ou des cristaux, le volume de ciment ; tous ces paramètres conditionnent le volume des pores, leur taille, leur répartition, la taille des seuils ou des canalicules les reliant, et la connexion des pores entre eux ;
 - la distribution des minéraux conducteurs dans la roche (Figure II.2)
 - la structure de la roche, ainsi que l'épaisseur des bancs.
 - la température ; plus celle-ci est élevée, plus la formation est conductrice.

Ainsi, si une roche n'est pas isolante, c'est qu'elle est poreuse et que les pores sont connectés : le courant passe dans l'eau qui occupe les pores. Une formation poreuse ne contenant que de l'eau chargée en sels aura une résistivité beaucoup plus faible qu'une formation de même porosité contenant une petite fraction d'eau de même teneur en sels (eau irréductible) et des hydrocarbures, ce qui explique l'importance du paramètre résistivité.

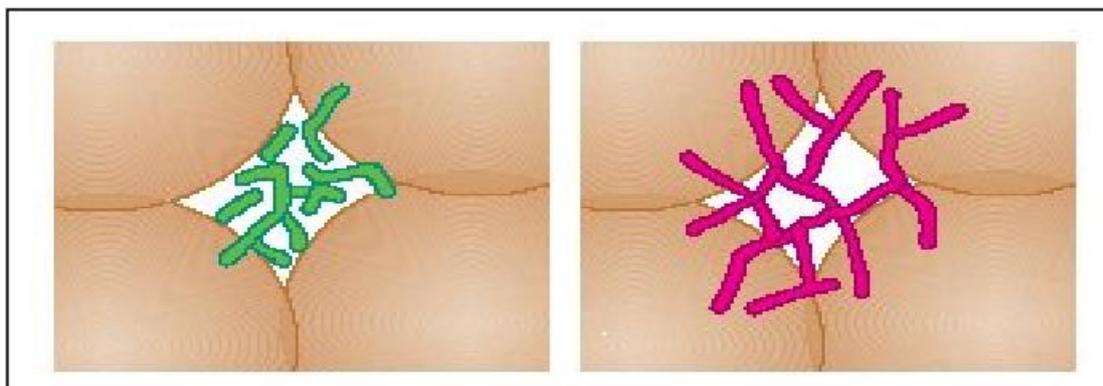


Figure II.2. Distribution des minéraux dans une roche (Document Schlumberger)

II.3.1.1.1 Principe de mesure :

Le principe de mesure des diagraphies de résistivité consiste à envoyer un courant électrique ou un champ magnétique par une source émettrice (électrode ou bobine), qui pénètre dans la formation, et à travers un récepteur (électrode ou bobine), on mesure une différence de potentiel qu'on transforme en résistivité ou conductivité. La distance entre émetteur-récepteur est appelée espacement. Plus la distance émetteur-récepteur est grande, plus l'investigation du courant est profonde, plus la définition vertical diminue.

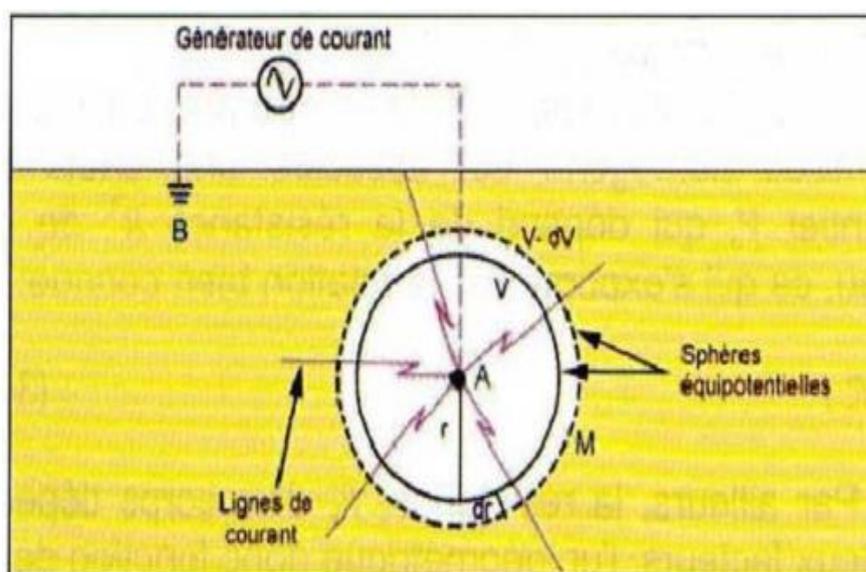


Figure II.3. Principe de mesure de la résistivité. (O.Serra, 2003)

Ainsi, selon l'espacement et l'ordre de grandeur du rayon d'investigation on distinguera :

II.3.1.1.1 Les macrodispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements importants permettant d'investir dans la zone profonde (vierge). Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t . Plusieurs outils ont été conçus dans ce but (DLL, 6FF40, AIT, HALS...).

II.3.1.1.2 Les microdispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{x0} ((MSFL, 6FF28, AIT, HALS...))

II.3.1.1.3 Résistivités focalisées

Ces diagaphies sont utilisées actuellement pour n'importe quel type de boue, en utilisant la focalisation de courant d'émission ou courant d'ajustement (Figure II.4). Deux types de dispositifs focalisés, assez complexes, donnent satisfaction tant pour la profondeur d'investigation que pour la définition verticale, sont mis en œuvre. Il s'agit :

- **LATÉROLOG** : utilisés dans le cas des boues salées
- **INDUCTOLOG** : utilisés dans le cas des boues non conductrices.

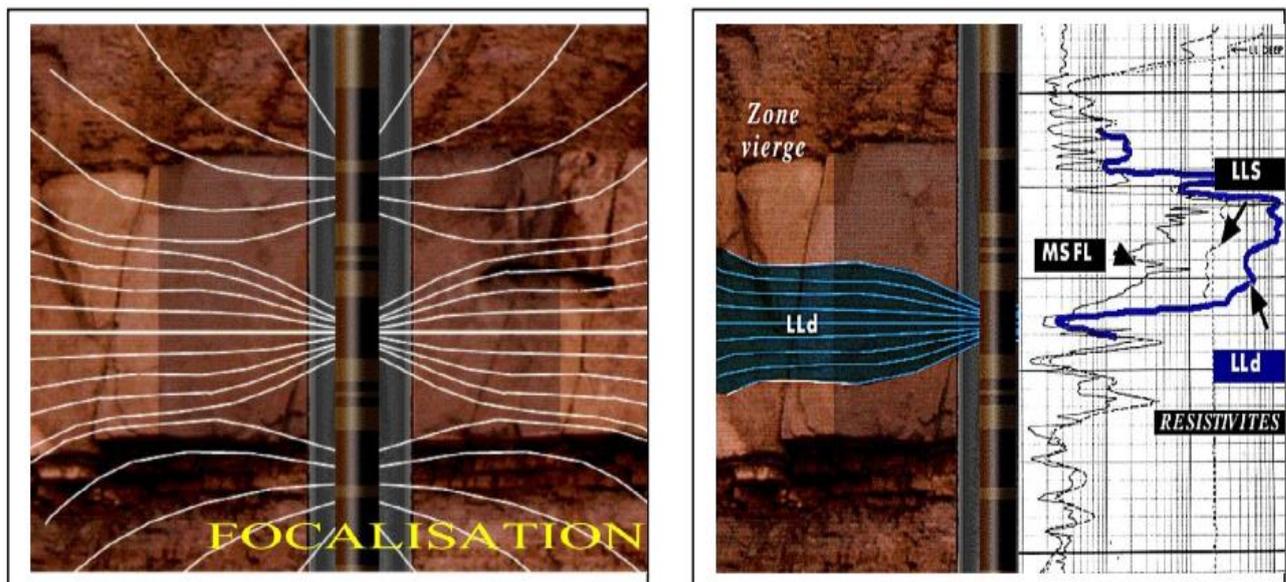


Figure II.4. Focalisation du courant électrique. (Document Schlumberger)

II.3.1.1.1.3.1 Résistivité latérog :

Un courant électrique est envoyé dans les formations par un système de plusieurs électrodes : certaines focalisent le courant, l'obligeant à pénétrer latéralement par rapport au sondage. Deux autres servent à mesurer la chute de potentiel ohmique due au passage du courant à travers la formation. Cette chute de potentiel est proportionnelle à la résistivité de la formation. Plusieurs sondes ont été conçues dans le but de déterminer la combinaison $R_t - R_{x0}$ (DLL, MSFL, ...)

- **DLL (Dual Laterolog)** : cette sonde est un macro-dispositif, constituée de deux demi cylindres, séparés par un isolant ce qui permet l'enregistrement de deux courbes en une seule remontée : R_{LLd} et R_{LLs}
- **MSFL (Microspherically Focused Log)** : C'est un micro dispositif, constitué de cinq électrodes rectangulaires et le courant est focalisé sphériquement dans un espace faible.

II.3.1.1.1.3.2 Les Inductologs

Un courant de fréquence élevée passe dans un ensemble de solénoïdes émetteurs coaxiaux. Les courants de Foucault induits dans la formation par le champ électromagnétique induisent à leur tour, dans un ensemble de solénoïdes récepteurs coaxiaux, un signal (force électromotrice) proportionnel à la conductivité des formations (6FF28, 6FF40, AIT, ...)

6FF28 : C'est un micro-dispositif constitué de 6 bobines et un espacement de $28in$ ($711.2 mm$).

6FF40 : C'est un macro-dispositif, avec un espacement de $40in$ ($1016 mm$).

AIT (Array Induction Tool) : C'est un outil de nouvelle génération, conçu d'une grande précision dans la résolution verticale. Il nous permet l'enregistrement de 05 courbes de résistivité à des profondeurs d'investigation qui varient entre 10in et 90in, en fonction des profondeurs 1ft, 2ft et 4ft.

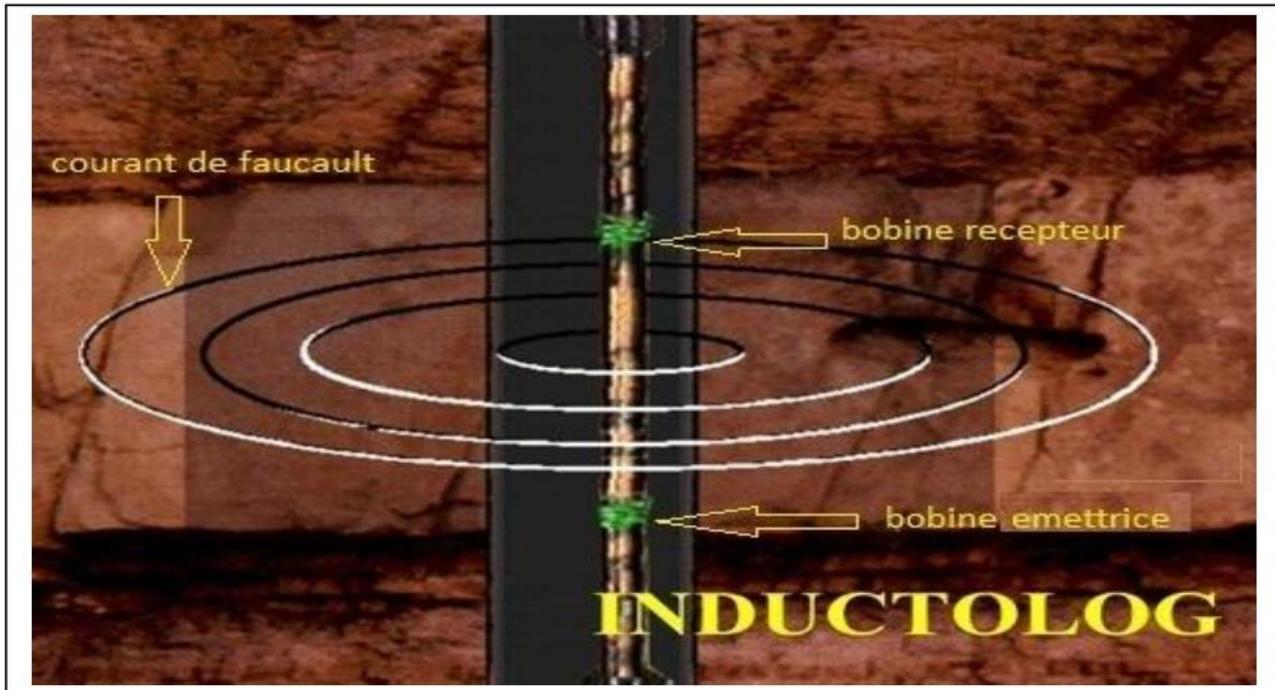


Figure II.5. Sonde Inductolog. (Document Haliburton)

II.3.2 Diagraphie de Radioactivité naturelle

Le capteur d'une sonde aux rayons gamma est un détecteur à scintillation à l'iodure de sodium ou à l'iodure de césium.

Elles englobent deux types de mesures : **la radioactivité naturelle GR** et **la spectrométrie des rayonnements gamma naturels NGS et HNGS**. La première est sensible à l'énergie totale de radiation des éléments radioactifs. Les plus prépondérants sont le ^{40}K , ^{232}Th et le ^{238}U . La réponse de l'outil GR est, par conséquent, fonction de la concentration et de la densité respective de ces éléments radioactifs. Elle est exprimée par la relation : $GR = A.V.\rho/\rho_b$ avec :

Avec GR : radioactivité globale mesurée.

ρ : Densité de l'élément radioactif.

ρ_b : densité global de la formation

V : pourcentage de l'élément dans la formation

A : facteur de proportionnalité correspondant à l'activité gamma.

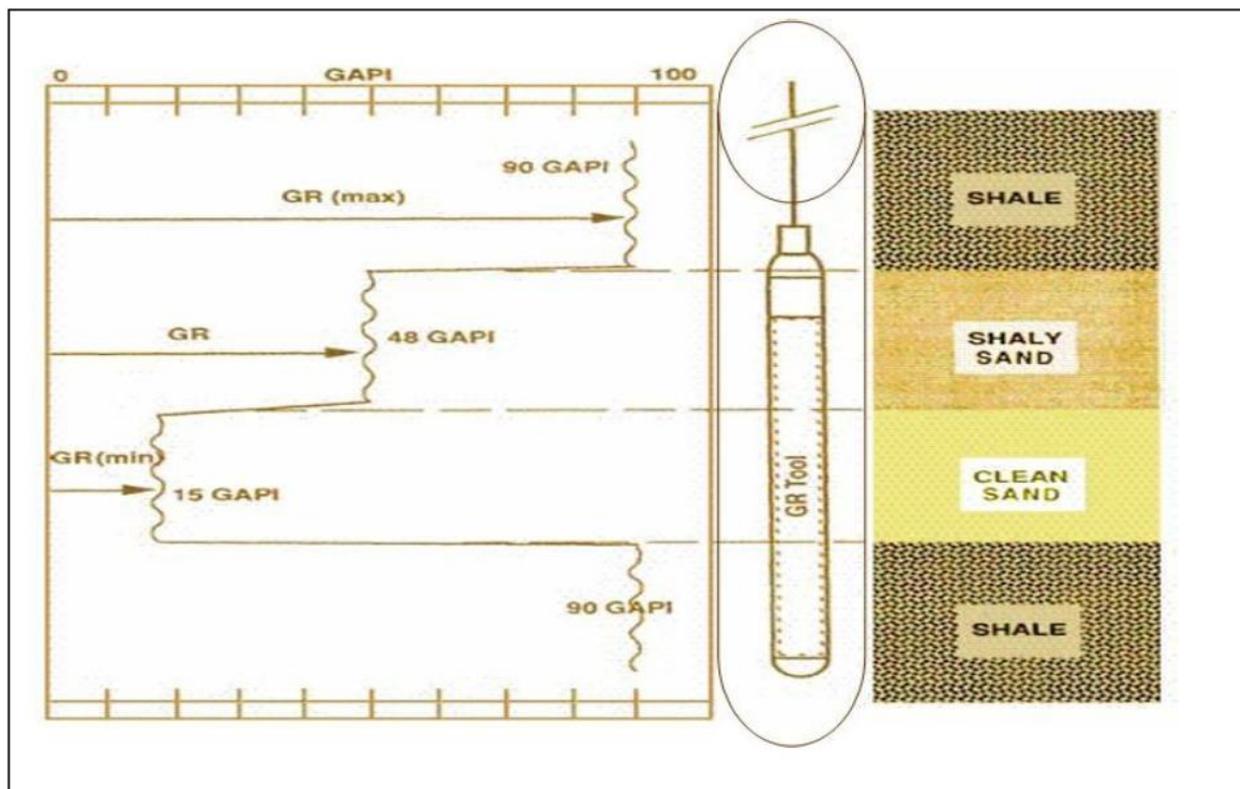


Figure II.6. Log GR et sonde de RAN (Document Schlumberger)

Par contre, la seconde permet l'enregistrement, en plus, de l'énergie totale, les concentrations spécifiques des pics des éléments radioactifs ^{40}K , ^{232}Th et ^{238}U , ainsi, que l'énergie de radiation du Th+K. C'est ainsi, que cinq courbes sont mesurées. Il s'agit du SGR (énergie totale en API), CGR (énergie de Th+K en API), U (concentration en uranium en ppm), Th (concentration en thorium en ppm) et en fin, K (concentration en potassium en %).

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

La radiation naturelle permet de localiser, dans les séries sédimentaires, les formations poreuses et perméables de celles imperméables.

Cependant, la spectrométrie de rayonnements gamma naturels NGS est utilisée dans l'étude minéralogique, particulièrement, des minéraux argileux. Elle peut être, aussi combinée aux diagraphies de porosités pour réaliser les mêmes applications minéralogiques.

Ces diagraphies nous renseignent aussi sur le volume d'argiles.

II.3.3 Diagraphie de porosité

II.3.3.1 Diagraphies de densité

Ces diagraphies utilisent des sources radioactives pour l'émission de rayonnement gamma. Celles-ci peuvent être ^{60}Co ou ^{135}Cs . Les rayons gamma émis rentrent en collision avec les électrons des atomes des formations traversées. La perte d'énergie à chaque interaction passe par trois stades d'énergie qui sont : la production paire, l'effet photoélectrique et comptons. Ce sont ces deux derniers qui intéressent les diagraphies de densité. En effet dans le domaine des faibles énergies, caractérisé par l'effet photoélectrique, les diagraphies de densité enregistrent le coefficient d'absorption photoélectrique Pe (barns/e^-). Il est exprimé, dans le cas d'un élément simple, par la relation :

$$Pe = (Z/10)^{3.6}, \text{ avec } Z : \text{numéro atomique.}$$

Pour une substance moléculaire la relation devient :

$$Pe = \frac{\sum A_i Z_i P_i}{\sum A_i Z_i}, \text{ avec } A_i, Z_i, P_i \text{ sont respectivement, la masse atomique, le numéro}$$

atomique et le facteur photoélectrique des éléments simple constituant la molécule.

Cependant, Dans le domaine des effets comptons, les diagraphies de densité mesurent la densité globale de la formation ρ_b (g/cc).

Dans le cas d'élément chimique simple, la densité globale est liée à la densité électron de l'élément ρ_e par la relation : $\rho_e = 2\rho_b(Z/A)$

Ils existent plusieurs sondes de mesure. Parmi lesquelles nous allons citer le FDC (Formation Density Compensated) qui permet, uniquement, la mesure de ρ_b et le LTD (Litho Density Tool) qui enregistre, en plus de ρ_b , le coefficient Pe .

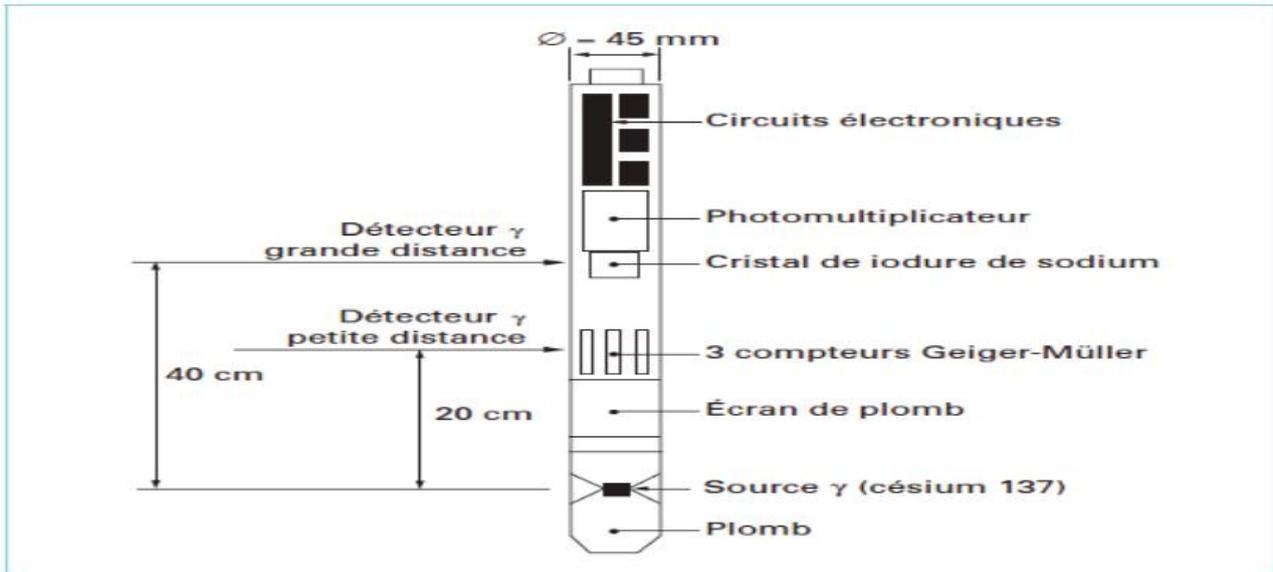


Figure II.7. Schéma de principe d'une sonde densité.

Les principales applications des diagraphies de densité sont le calcul de la porosité, la détermination de la lithologie et l'identification minéralogique par combinaison avec d'autres diagraphies, particulièrement, de porosité et de radioactivité naturelle

La densité exprimée en termes de porosité ϕ_D par la relation :

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

Avec ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_f : densité de la boue.

En présence des argiles, la porosité corrigée s'exprime par :

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

Avec ϕ_D : porosité évaluée à partir d'un enregistrement de porosité densité.

V_{sh} : Volumes d'argiles.

ϕ_{Dsh} : Porosité densité d'argiles.

$$\phi_{Dsh} = (\rho_{sh} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Où ρ_{sh} est la densité des argiles.

II.3.3.2 Diagraphies de neutron

Des neutrons à grandes vitesses et hautes énergies, sont émis par une source radioactive, généralement, Americium-Beryllium (Am-Be), pour bombarder les formations traversées par le sondage. À chaque collision, ces neutrons perdent de leurs énergies pour atteindre, dans un premier temps, le stade épithermique (0.4 –10 eV) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ 0.025eV)

Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée. En effet, la plus utilisée du stade thermique, est celle CNL (Compensated Neutron Log) qui permet la mesure de la porosité neutron $\phi_N(\%)$ pour une calibration dans les calcaires remplis d'eau.

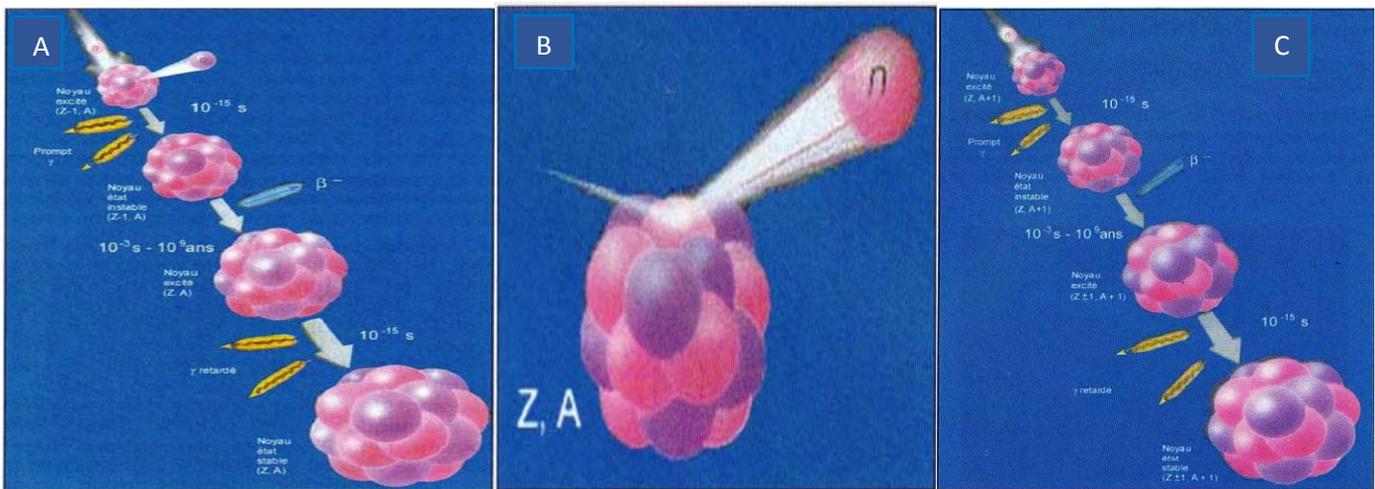


Figure II.8. A – Schéma illustrant la radioactivation d'un élément.

B- Schéma illustrant la diffusion élastique. Le neutron rebondit sur l'atome.

C- Schéma illustrant la capture de neutrons thermiques (les 2 premières réactions) et l'activation retardée.

(O.Serra, 2003)

Dans le cas des formations argileuses, la porosité ϕ_{NC} est liée au volume d'argiles V_{sh} par la relation : $\phi_{NC} = \phi_N - V_{sh} \cdot \phi_{Nsh}$

ϕ_{Nsh} : la porosité neutron des argiles.

Ainsi, les principales applications des diagraphies neutrons sont la détermination de la porosité des formations et l'identification, par combinaison avec d'autres diagraphies, de la lithologie du réservoir et de la nature des fluides contenus dans les pores. Par ailleurs, le type de distribution des argiles ainsi que leur volume peuvent être mis en évidence à travers ces combinaisons.

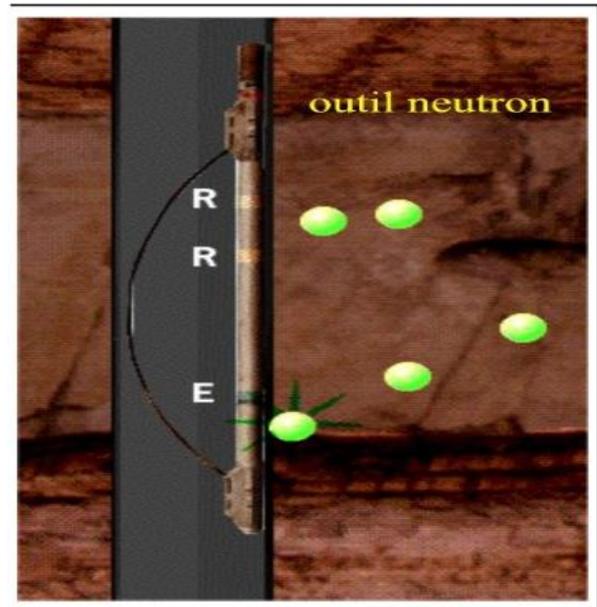


Figure II.9. . Principe de mesure de la diagraphie neutron (Document Schlumberger)

II.3.3.3 Diagraphies soniques

Elles mesurent les temps de propagation, le long des parois du puits, d'une onde acoustique P pour parcourir la distance émetteurs-récepteurs. Le temps de parcours Δt ($\mu s/ft$) dépend de la nature lithologique, de la porosité et du type de fluides contenus dans les pores. Le temps de parcours est traduit en porosité sonique par la relation :

$$\phi_S = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Avec Δt_{ma} : temps de parcours de la matrice

Δt_f : Temps de parcours de la boue.

Dans le cas des formations argileuses, la porosité sonique corrigée ϕ_{SC} est exprimée par : $\phi_{SC} = \phi_S - V_{sh} \cdot \phi_{Ssh}$

Où ϕ_{Ssh} est la porosité sonique des argiles.

$$\phi_{Ssh} = (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Où Δt_{sh} est le temps de parcours des argiles.

Les applications des diagraphies soniques sont similaires à celles des diagraphies neutrons et de densité.

➔ **Abaque triangulaire**

Les diagraphies de porosités permettent, par combinaison deux à deux l'établissement d'abaques triangulaires (Figure II.10). Celles-ci traduisent la résolution graphique du système d'équations de la combinaison considérée. À titre d'exemple, dans le cas de la combinaison Densité-Neutron, le système d'équations est :

$$\begin{cases} \phi_{Dc} = \phi_D - V_{sh} \cdot \phi_{Dsh} \\ \phi_{NC} = \phi_N - V_{sh} \cdot \phi_{Nsh} \end{cases}$$

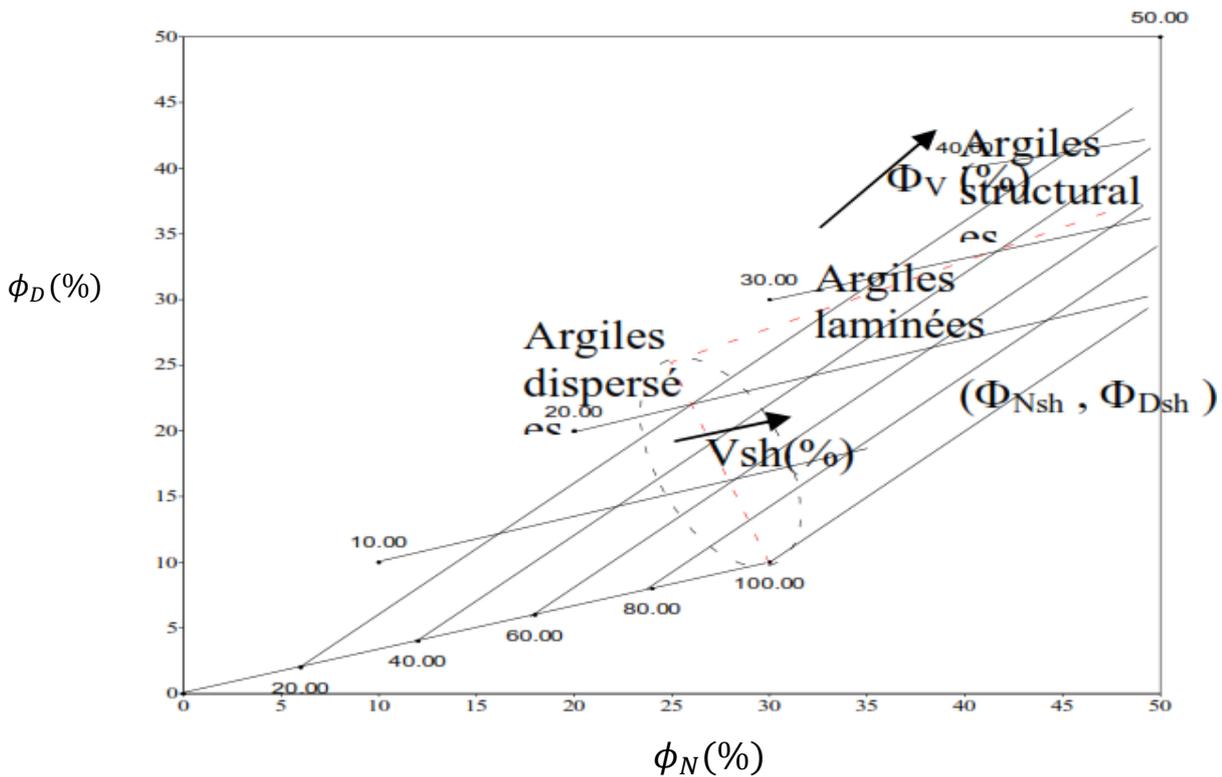


Figure II.10. Abaque triangulaire Densité – Neutron

II.4 Diagraphies auxiliaires

II.4.1 Diagraphies de test

Ils offrent par ses mesures, le moyen de déterminer le volume du réservoir propre, la productibilité d'une formation, la nature et la composition des fluides déplaçables, et permettent de prédire le comportement du réservoir durant la production. Dans ce type de diagraphie on note les MDT, RDT et RCI.

Il existe d'autres diagraphies auxiliaires comme la mesure de diamètre de trou (Caliper) et la mesure de la température des formations (diagraphie de thermométrie).

CHAPITRE III :
Diagraphie de Test.

III.1 Introduction

La descente de sondes dans les puits par câble électrique remonte à 1927, année où le premier diagramme fut enregistré par les frères Schlumberger.

Dans les années qui suivirent, un effort fut entrepris pour effectuer des opérations auxiliaires sur les câbles telles que les perforations des tubages par canons à balles puis par charges creuses, prise d'échantillons de paroi et torpillage au niveau des couches, etc.

III.2 Les outils utilisés aux essais de paroi

III.2.1 Historique de l'utilisation des outils de mesure de pression

L'idée de prendre des échantillons de fluide est due à M. Schlumberger qui a essayé dès 1950 les « balles suceuse » ; celle – ci, tirées à la place des balles carottier latéral, récupéraient quelques centimètres cubes de fluides. Au fil des années, l'évolution de la technologie a permis l'introduction d'outils extrêmement performants et fiables.

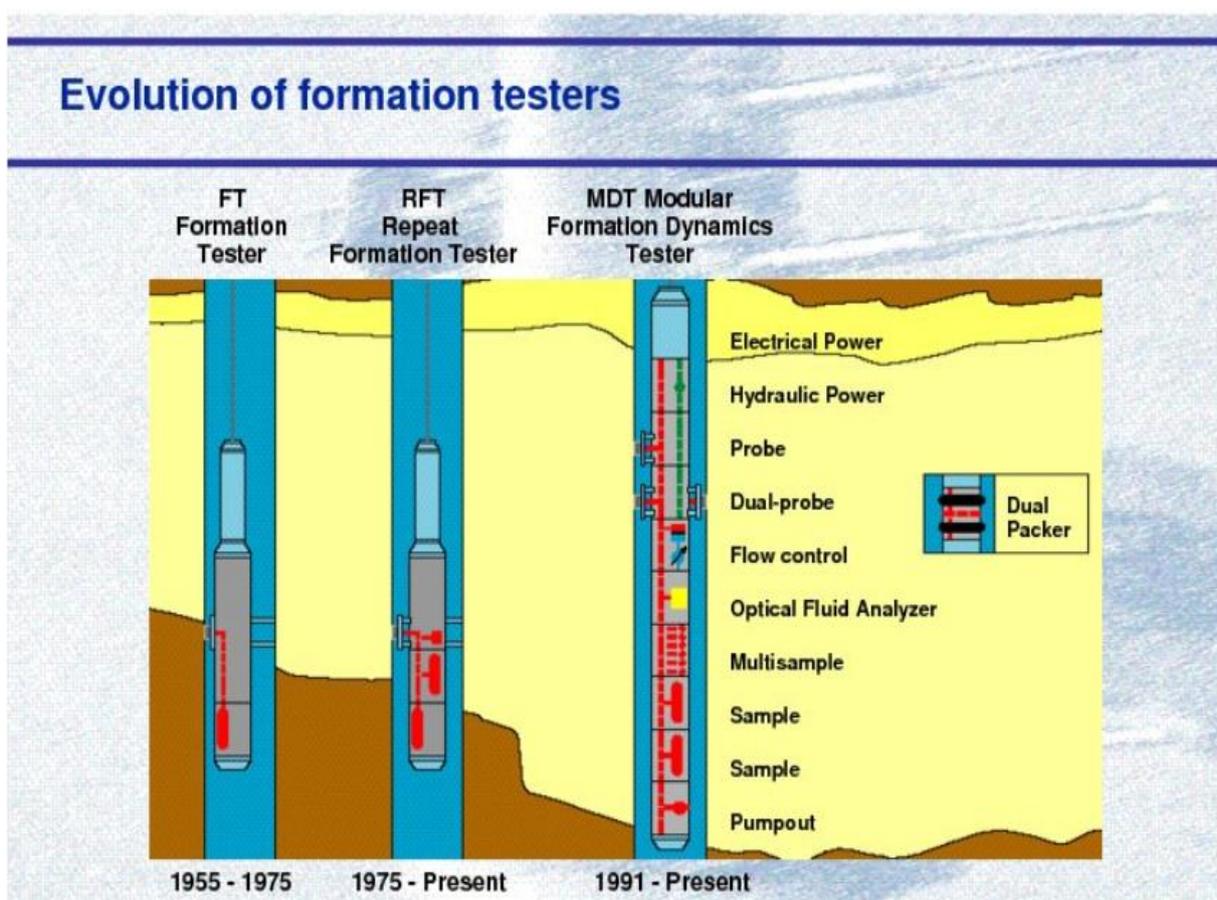


Figure III.1. Historique des outils de mesure de pression.

A. Le FT (Formation Tester)

Le FT possédait un seul patin d'environ 0,40 m de longueur et 0,15 m de largeur. Le bloc de tir au centre du patin pouvait contenir des balles ou une charge creuse. Une feuille d'élastomère collée à ce bloc assurait l'étanchéité autour de la zone testée.

La récupération du fluide s'effectuait dans un ou deux réservoirs, ce qui permettait d'obtenir un ou deux échantillons consécutifs provenant du même niveau.

Cette dernière technique permettait de déterminer l'évolution de la composition de l'effluent au cours de l'essai. Finalement, après la fermeture du ou des réservoirs d'échantillonnage, une égalisation de la pression hydrostatique de la boue de part et d'autre du patin permettait son décollage de la paroi.

B. Échantillonneur répétitif (RFT)

L'échantillonneur répétitif peut effectuer un nombre illimité des tests de pression dans le puits au cours de la même descente. Comme le FT, le RFT comporte un patin porteur d'un packer d'étanchéité et un patin arrière qui prend appui sur la paroi opposée. L'ouverture est hydraulique mais avec une pompe actionnée électriquement de la surface. Les séquences d'opération sont commandées par des électrovannes et peuvent donc être répétées indéfiniment.

Sur la (Figure III.2) un schéma de principe de l'appareil est représenté. On note les quatre électrovannes :

- Vanne de prétest
- Vanne d'égalisation de la pression en fin de test
- Vanne du réservoir N°01
- Vanne du réservoir N°02

La (Figure III.2) est un schéma plus détaillé de l'appareil. Celui-ci comporte deux chambres de prétest de 10 cm³, l'une se remplissant à un débit de 37 cm³/min, et l'autre à 75 cm³/min, la fin du remplissage de la première déclenchant le remplissage de la seconde.

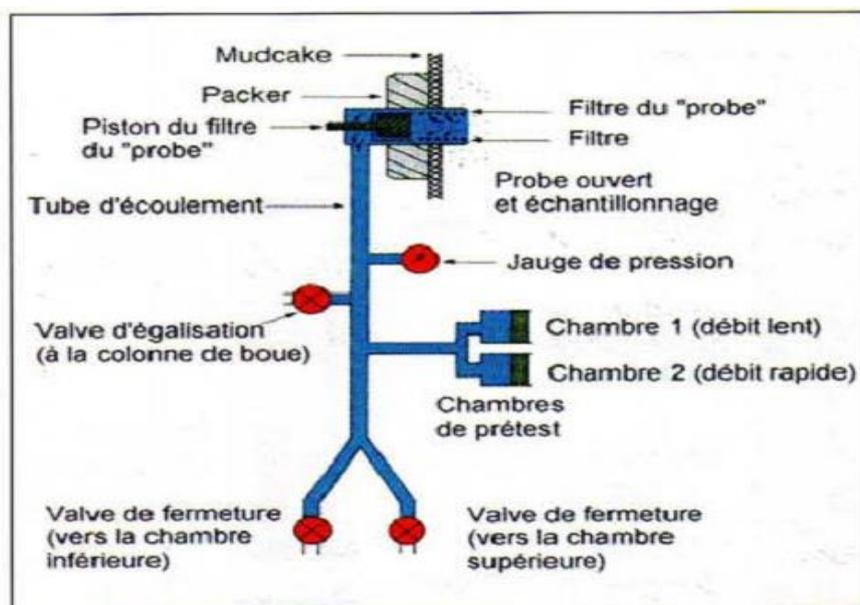


Figure III.2. Schéma détaillé du RFT (Document Schlumberger)

C. Le MDT

L'outil MDT a un grand apport dans la description objective du réservoir, d'un point de vue statique et dynamique.

D'autant plus que la pression de formation est un paramètre très important pour l'exploitation pétrolière et la géologie en général.

Le MDT fournit une série de mesures de pression qui permettent de déboucher sur d'autres informations à caractères pétrophysiques, structuraux ou sédimentologiques.

III.3 Principe de l'outil MDT

Le MDT est une sonde utilisée essentiellement dans un trou ouvert. Il est principalement employé pour mesurer la répartition des pressions verticales dans un réservoir et prélever des échantillons des fluides de formations à plusieurs profondeurs.

Au cours d'une seule descente dans le sondage, le MDT peut effectuer un nombre illimité de mesures précises de pression.

En effet, il permet la mesure de la pression du réservoir le long d'un puits à plusieurs profondeurs. Ces mesures seront ensuite plotées en fonction de la profondeur absolue pour obtenir les gradients de pression des fluides sur le profil de pression et calculer par la suite leur densité.

A partir, de ces diagrammes de pression de formation, on aura les positions des contacts « gaz – huile – eau » Pour évaluer les différents degrés de communication entre ces contacts (GOC et OWC et GWC).

Une fois descendu, le MDT peut être utilisé autant de fois que cela est souhaitable au niveau d'un même point de mesure et à toute profondeur désirée indépendamment de la pression de la boue.

III.3.1 Configuration de l'outil MDT :

Le MDT est représenté par un ensemble de modules (d'où son nom « *Modular* »), ce qui permet la reconfiguration de l'outil selon les mesures souhaitées en fonction des besoins d'acquisition.

Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour pouvoir comprendre le choix des modules.

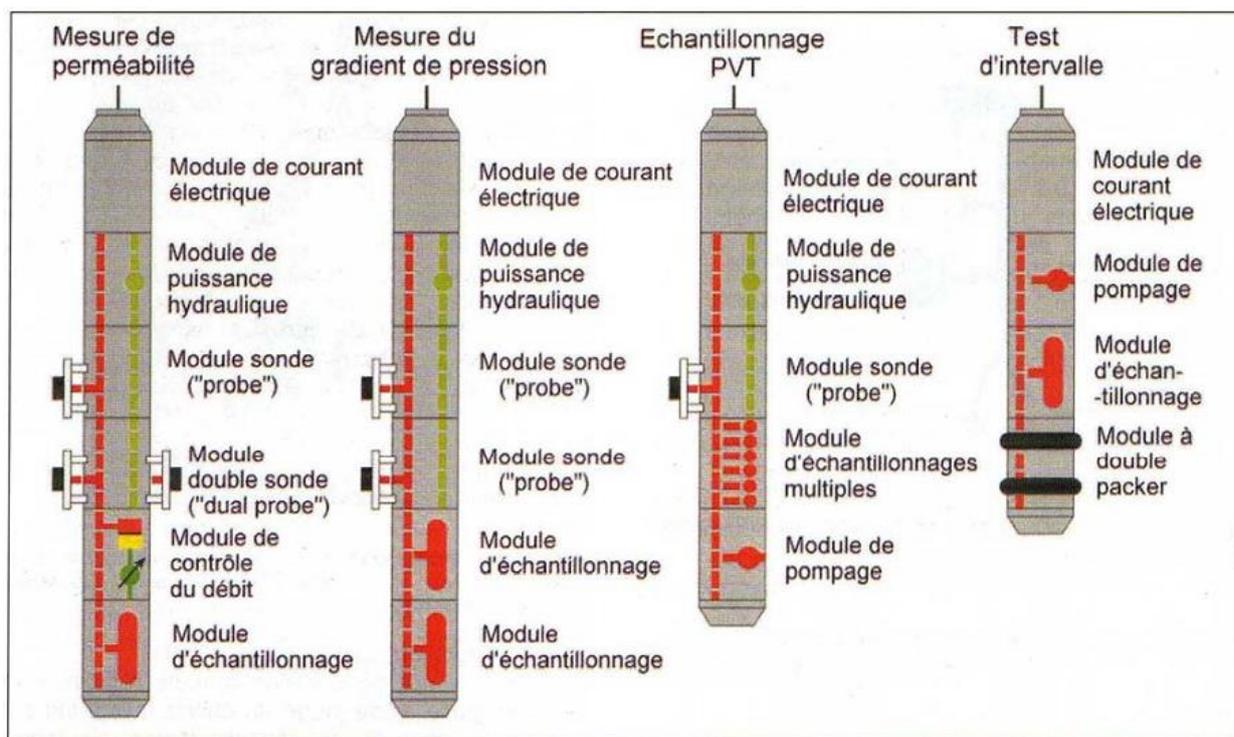


Figure III.3. Schéma expliquant la modularité de la sonde MDT. Chaque module peut être inséré suivant les besoin du client (O.Serra, 2003)

A. Module d'énergie électrique

Toujours placé en haut de la tige de l'outil, il convertit le courant alternatif injecté à la surface en courant continu qui va alimenter les autres modules du MDT.

B. Module d'énergie hydraulique

Placé n'importe où sur la tige de l'outil, il contient un moteur électrique qui actionne une pompe hydraulique pour pomper un volume constant de fluide à chaque tour du moteur, ce qui permet de régler le volume désiré à extraire.

C. Module à double sondes (probe)

La présence de deux patins porteurs des sondes, à une même profondeur, permet de mettre en évidence l'anisotropie de perméabilité. Dans les formations anisotropiques, une seule sonde ne permet de déterminer qu'une perméabilité sphérique.

Le fait d'ajouter le module à doubles sondes à la configuration standard permet de déterminer les perméabilités radiale et verticale (Figure III.4).

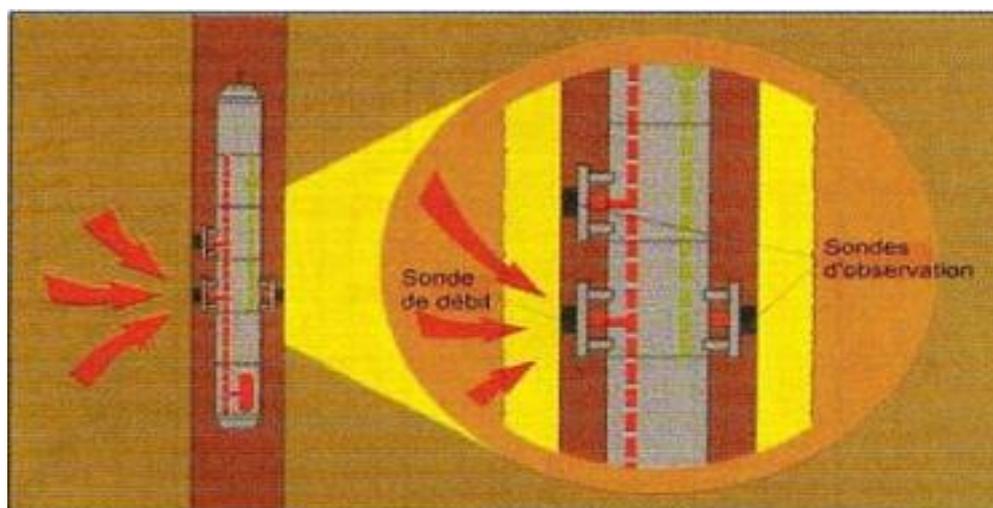


Figure III.4. La configuration multi – sonde du MDT (Document Schlumberger)

D. Module Single Probe

Il est utilisé pour les mesures de pression dans la formation. Une valeur approximative de la mobilité du fluide au voisinage du Probe peut être calculée à partir des données acquises. (Figure III.5).

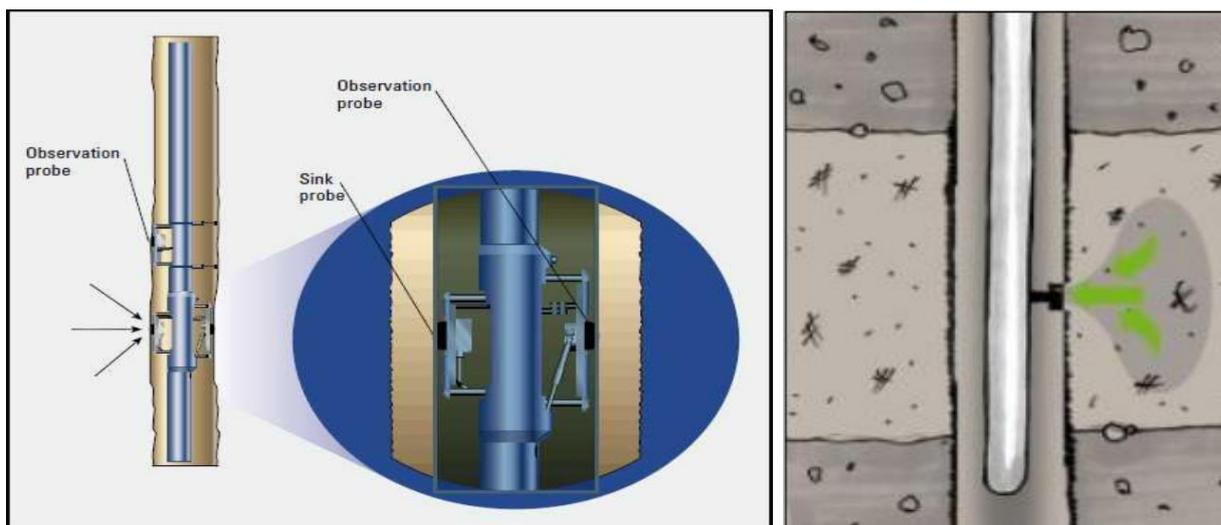


Figure III.5. Détail du module Single Probe. (Document Schlumberger)

Un nombre important de caractéristiques du module sont détaillées dans ce qui suit :

A. La mesure de pression

Le manomètre en quartz du MDT « CQG » (*Compensated Quartz Gauge*) donne une réponse dynamique rapide avec une grande précision sur les mesures de pression de la formation. Un autre manomètre est aussi utilisé, c'est le manomètre à jauge de contrainte (*Strain Gauge*).

Les deux manomètres sont situés dans le conduit d'écoulement et contrôlent la pression pendant le test. Cette pression est enregistrée de façon continue en surface pour une meilleure précision de lecture.

B. Les près tests

Quand la sonde est plaquée contre les parois du puits, un mini test est effectué appelé « Pré test ».

Le volume du pré test standard est de 20cc. Cependant, dans une formation à faible perméabilité, un pré test de 20cc nécessite un temps considérable pour que la pression remonte à la pression de formation. Dans ce type de formation, la possibilité de blocage de l'outil ou du câble est assez grande. Pour éviter ce problème, le pré test volumétrique a été introduit. Un volume de pré test inférieur à 20cc peut être sélectionné et spécifier à chaque pré test.

C. Les mesures de résistivité

Une cellule de mesures de résistivité est incorporée dans la conduite d'écoulement (*Flow line*). Ceci permet l'identification de l'huile ou l'échantillon de l'eau de la formation.

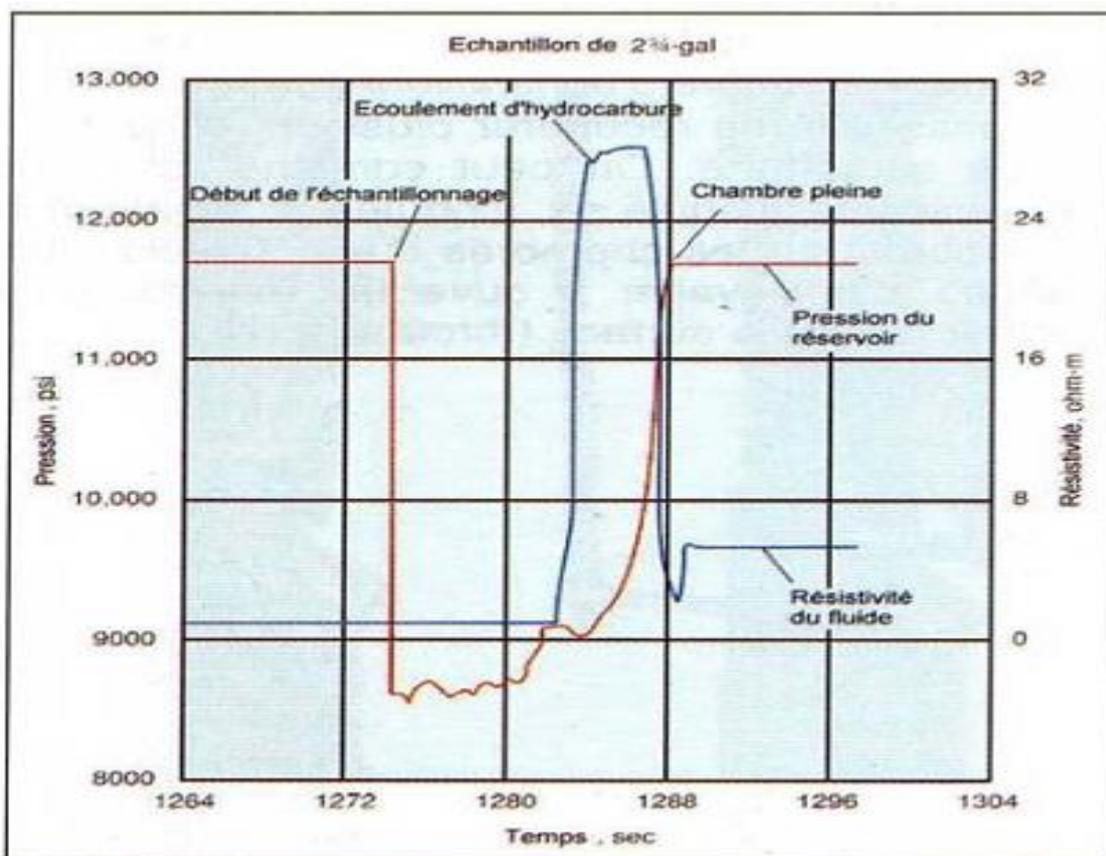


Figure III.6. Exemple d'enregistrement de résistivité du fluide (en bleu) durant son écoulement et de la pression du réservoir (en rouge). On détecte ainsi l'arrivée de l'hydrocarbure (Document Schlumberger, 2003).

D. Vanne d'isolation

Elle est utilisée pour isoler le *flow line* du système de mesure pendant le pré test. Son ouverture permet de laisser passer le fluide de la formation vers la sonde, et sa fermeture de l'emprisonner à l'intérieur.

E. Vanne de compensation (égalisation)

Elle permet d'équilibrer la pression hydrostatique entre les *packers* et l'extérieur à la fin du test. Ceci aide à la rétraction de l'outil. La chambre du pré test est vidée grâce à cette vanne à la fin du test, elle reste ouverte pendant l'enregistrement dans le puits, ainsi les senseurs de pression peuvent détecter la pression hydrostatique.

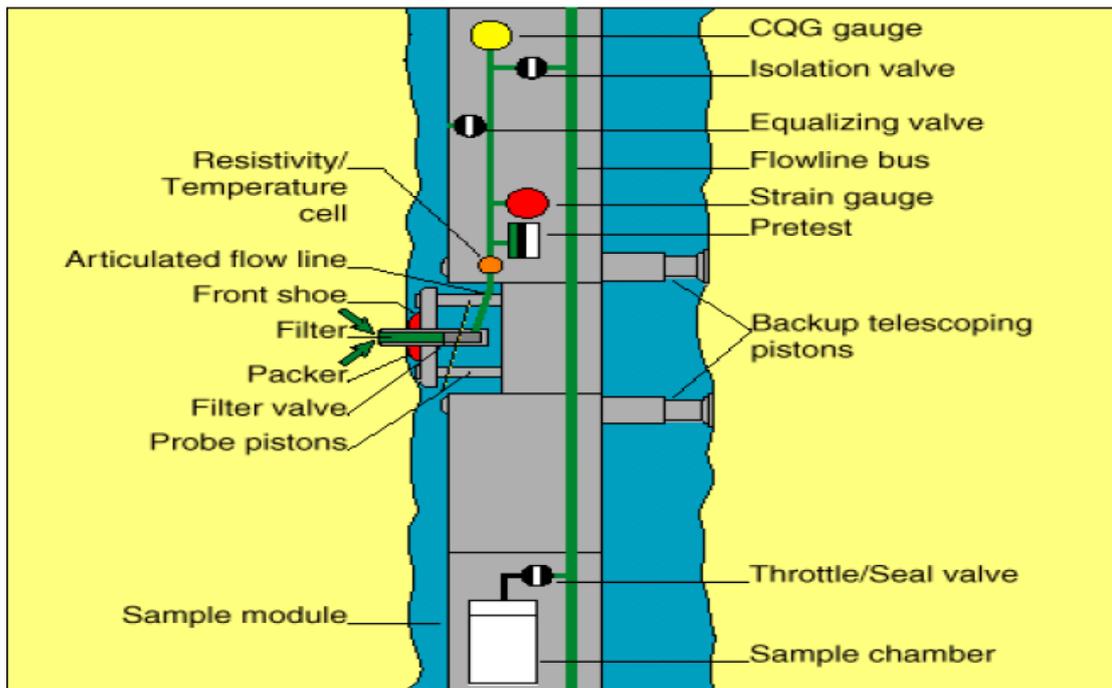


Figure III.7. Présentation du module Single Probe

E. Le module à double packer (dual – packer)

Packers : Patins en caoutchouc qui sont appliqués contre les parois du puits pour isoler la zone à tester de la colonne de boue. Ils se trouvent de part et d'autre de la sonde (Figure III.8).

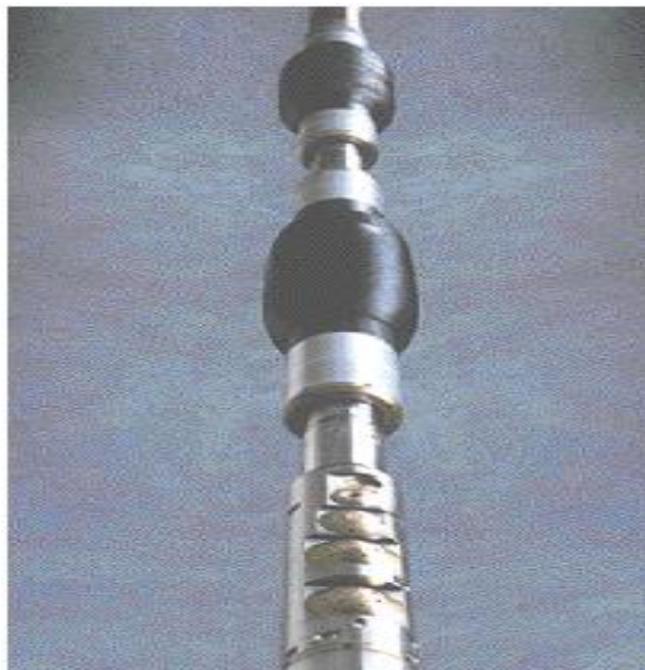


Figure III.8. Photographie du module à double packer (Document Schlumberger, 2003)

Il permet l'isolation d'un intervalle afin de tester celui-ci. La surface testée est environ 3000 fois supérieure à celle isolée par la sonde (probe). On procède à l'isolement de l'intervalle en pompant la boue du trou dans les *packers*.

On gonfle ceux-ci jusqu'à une pression supérieure de 1000 psi à la pression hydrostatique. L'espacement entre les *packers* est variable mais au minimum de 3 pieds. On peut donc parler du double *packer* comme d'un mini DST (Drill stem test). À la fin du test, on dégonfle les *packers* par un procédé inverse, en pompant la boue des patins vers le trou.

L'utilisation de ce module est recommandée dans le cas de réservoirs fracturés, la récupération d'échantillons représentatifs par une sonde traditionnelle étant sérieusement compromise dans un tel cas. Le positionnement des *packers* doit s'appuyer sur l'enregistrement d'une imagerie de la paroi du trou. Dans ce cas, la pression mesurée va correspondre à la pression de la colonne de boue puisque généralement la fracture communique directement avec la boue, toutefois quand le *packer* est utilisé, une isolation de 3m du puits qui pourrait inclure la fracture est assurée de la colonne de boue. Ainsi, la pression de la formation peut être mesurée.

F. Échantillonnage

La difficulté majeure qui handicapait l'échantillonnage avec les anciens outils est la contamination avec le filtrat de boue. Grâce au MDT, le fluide de formation qui entre dans l'outil est remis dans le forage jusqu'à ce qu'il soit jugé représentatif de la formation par les ingénieurs à la surface, on peut donc garder l'échantillon.

- La chambre d'échantillonnage standard

Différentes configurations sont possibles. La configuration la plus simple, est d'avoir deux chambres d'échantillonnages : Une à un (01) gallon et la seconde à 2,75 gallons. Ce qui permet la prise de deux échantillons lors d'une descente dans le puits.

Si un nombre plus grand d'échantillons est requis, deux modules sont alors connectés ensemble. Le principal inconvénient pour les opérations de *Wireline* est le poids de l'outil lorsque tous les modules sont combinés.

Il y a aussi la possibilité de placer une seule chambre d'une capacité de 6 gallons à l'extrémité de l'outil.

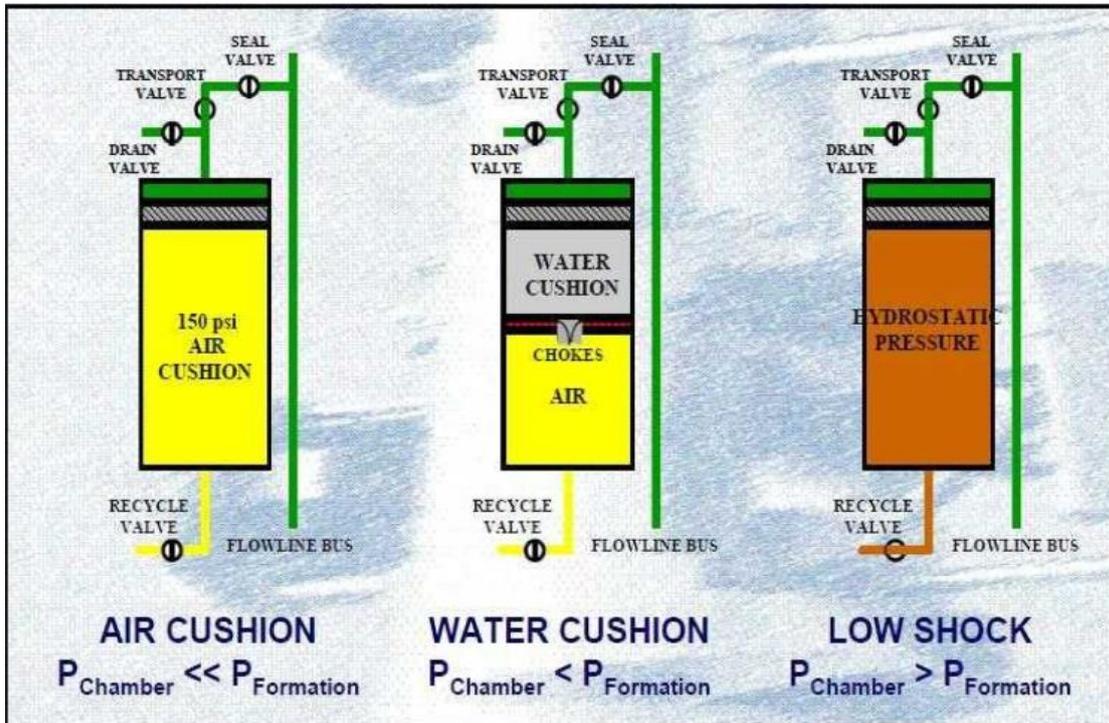


Figure III.9. Chambre d'échantillonnage.

- **Le module de multi – échantillonnage (multisample)**

Ce module renferme six chambres cylindriques de 450 cm³ (Figure III.10). Ces chambres présentent l'avantage de préserver les conditions de fond pour une analyse complète au laboratoire en pression, volume et température (PVT). On peut prendre plusieurs échantillons à différentes profondeurs durant une même descente ou à même profondeur à différents moments durant le débit.

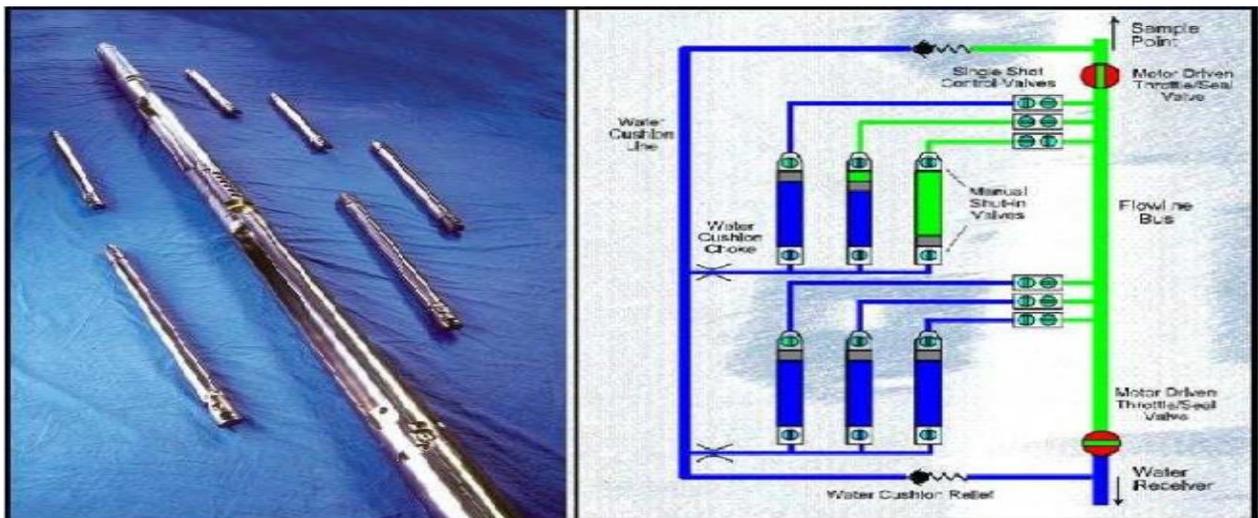


Figure III.10. Le module de multi – échantillonnage. (Document Schlumberger)

G. Le module de pompage (*pumpout module*)

Ce module permet de pomper le fluide directement de la formation vers le trou ou, inversement du trou vers les *packers*. Ceci permet d'éliminer les fluides sans intérêt et de ne conserver pour échantillonnage que ceux représentatifs des réservoirs. On limite ainsi le nombre d'échantillons. La différence de pression par rapport à la pression hydrostatique est de 800 psi.

Il sert à pomper le fluide du Probe dans la colonne de boue à travers le flow line jusqu'à ce qu'à ce qu'un échantillon sans filtrat de boue soit identifié. Cette identification est faite par l'utilisation de la mesure de la résistivité à l'intérieur du flow line au voisinage du Probe ou à l'aide d'un autre module plus sophistiqué « OFA » (*Analyseur Optique de Fluides*) qui permet l'identification du fluide.

Le module « *Pump-Out* » contient deux pompes symétriques d'une capacité de pompage de 585cc.

H. Module de contrôle du débit

Avec ce module la pression d'échantillonnage et le débit de prétest peuvent être contrôlés. On peut choisir un débit constant, une pression constante ou des variations continues du débit et de la pression. La pression peut être maintenue au-dessus de la pression de bulle du fluide. De plus, le contrôle de la pression permet de réduire les chocs hydrauliques sur la formation et ainsi les bouchages ou les pertes d'adhérence de la sonde. Le volume d'échantillonnage est alors d'un litre.

I. Module d'analyse optique du fluide (*OFA module*)

Il est désigné pour identifier la composition du fluide dans le *flow line*. Il y a deux cellules optiques indépendantes à travers lesquelles passe le *flow line*. Ces cellules sont destinées à la détection des liquides.

L'intensité de la lumière transmise est mesurée à différentes distances et le spectre d'absorption est échantillonné.

La couleur du liquide donne un paramètre en plus pour l'identification du fluide.

Par exemple, le condensât peut apparaître jaune clair ou jaune paille, alors que le brut est noir. Le diesel et le fuel sont de couleur marron.

Les analyses du spectre permettent la différenciation entre le filtrat de boue à base d'huile et le brut

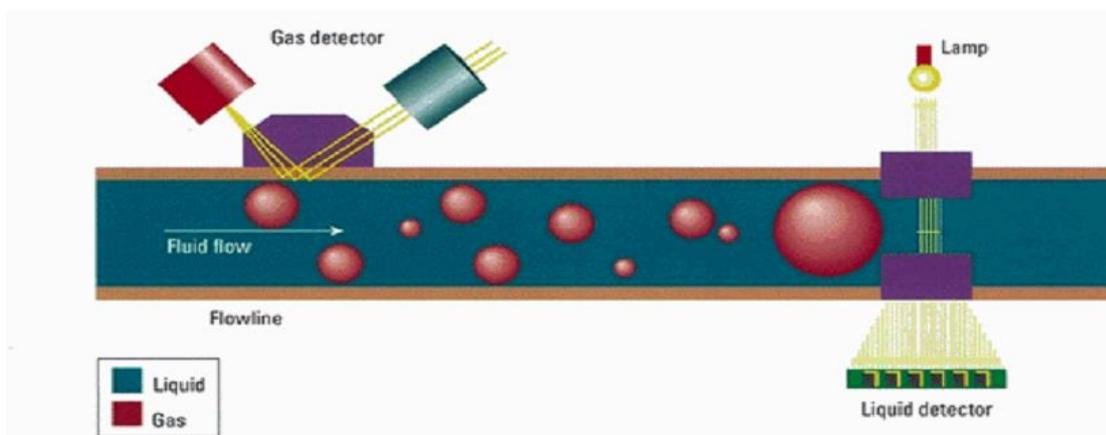


Figure III.11. Composition fluid analyser (CFA). (Document Schlumberger, 2005)

L'intensité de la lumière transmise est mesurée à différentes distances et le spectre d'absorption est échantillonné.

III.4 Mesures effectuées par le MDT

III.4.1 Mesures de pression pendant le prétest

Le MDT permet d'effectuer un nombre illimité de mesures de pression pendant une descente dans le sondage. Trois informations différentes sont enregistrées à chaque point.

- La pression hydrostatique (à l'intérieur de la colonne de boue).
- La pression de fermeture (pression de formation) : qui est obtenue en soutirant une petite quantité de fluide.
- La variation de pression provoquée par le soutirage de 20 cm^3 de fluide de formation dans la couche réservoir.

La pression est enregistrée du début de l'échantillonnage jusqu'à sa stabilisation en fonction du temps.

III.4.2 Analyse du prétest

La pression est mesurée en fonction du temps. On commence par mesurer la pression hydrostatique de la colonne de boue avant l'ouverture de la vanne d'isolation ; après son ouverture la pression baisse successivement pendant le test. Cette pression va remonter quand il sera fini pour se stabiliser après un laps de temps ΔT et donner la pression de la formation.

À la fin, en fermant la vanne, la pression revient à sa valeur initiale, autrement dit la pression hydrostatique qui doit être la même que celle mesurée avant l'ouverture de la vanne, comme le montre le diagramme ci-dessous :

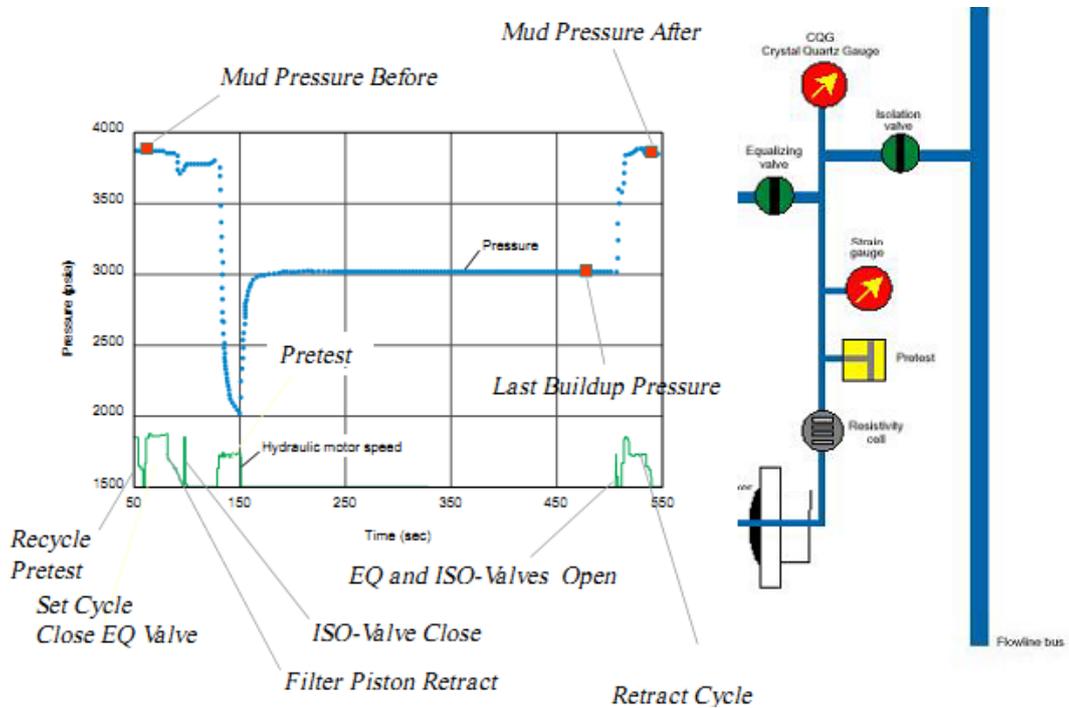


Figure III.12. Analyse prétest de MDT. (Document Schlumberger).

On utilise les jauges de stabilisation pour stabiliser la pression.

Il en existe 3 types dont la différence se situe dans la rapidité, la stabilisation et la précision dans la mesure de pression :

- La jauge à quartz conventionnelle.
- Manomètre à jauge de contrainte.
- La jauge CQG (Crystal Quartz Gauge)

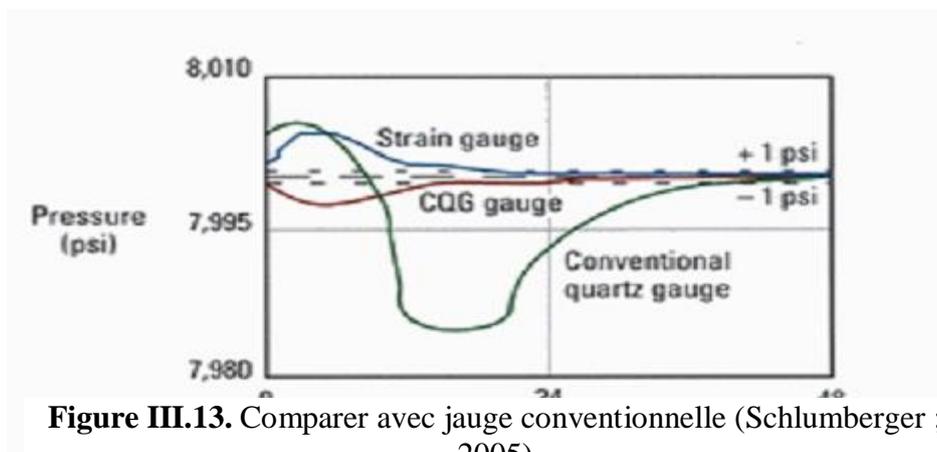


Figure III.13. Comparer avec jauge conventionnelle (Schlumberger ; 2005)

III.4.3 Analyse de la pression hydrostatique

Comme on l'a décrit précédemment, la pression à l'intérieur du sondage est enregistrée systématiquement avant et après chaque cycle de mise en place. Les pressions ne doivent pas s'écarter de un ou deux psi.

La pression hydrostatique ainsi obtenue doit être représentée continuellement en fonction de la profondeur pendant l'opération.

Le diagramme obtenu (le profil de pression) doit faire apparaître un gradient de pression correspondant à la densité de la boue. Des points sont alignés selon un gradient exprimé par :

$$\left. \frac{\partial P}{\partial z} \right|_{gra} = \rho \cdot g \quad [\rho = \text{densité du fluide, } g : \text{accélération de gravité}]$$

Pour convertir la mesure du gradient de pression en (*psi/m*) en une densité de boue exprimé en (*gr/cm³*), on utilise la relation suivante :

$$\text{Densité du fluide (gr/cm}^3\text{)} = \frac{\text{gradient de pression (psi/m)}}{1.422}$$

Si $d < 0.4 \text{ g/cc}$, le réservoir est saturé en gaz.

Si $0.4 < d < 0.6 \text{ g/cc}$, le réservoir est saturé en condensât.

Si $0.6 < d < 0.87 \text{ g/cc}$, le réservoir est saturé en huile.

Si $0.87 < d < 0.9$, le réservoir est saturé en huile lourd.

Si $0.9 < d \leq 1 \text{ g/cc}$, le réservoir est saturé en eau douce.

Si $d > 1 \text{ g/cc}$, le réservoir est saturé en eau salée.

III.4.4 Analyse de la pression de formation

Après avoir choisi les valeurs de pression stabilisées à chaque profondeur du réservoir et éliminer les points anormaux qui peuvent être dus soit aux surcharges, soit aux points non perméables (compacts) ou encore à des fuites au niveau des *packers*. Nous obtenons les gradients de pression de formation de la même manière que celle obtenue avec la pression hydrostatique et donc le profil de pressions de la boue et du réservoir sera ainsi dressé.

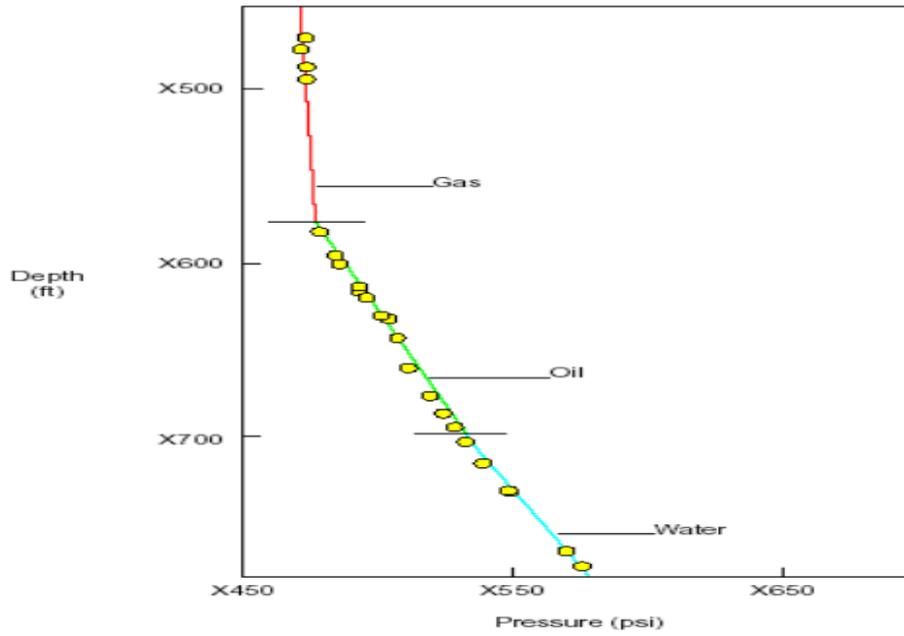


Figure III.14. Exemple d'un profil de pression. (Document Schlumberger)

À partir du profil de pression obtenu, les points alignés sont représentatifs d'un certain type de fluide. L'intersection de ces lignes nous donne la profondeur des différents contacts (Gaz-Huile-Eau). (Figure III.14).

CHAPITRE IV :

Interprétation des diagraphies et évaluation du réservoir SAG des puits

IV.1 Introduction :

L'interprétation des diagraphies différées a pour but de définir le modèle géologique qui se rapprocherait le plus de la réalité, à l'aide des enregistrements de diagraphies. Ainsi, la caractérisation d'un réservoir permet, dans un premier temps, l'évaluation des paramètres pétrophysiques. Les plus importants dans les réservoirs pétroliers sont la porosité, la perméabilité K et les saturations. Dans une seconde étape, une analyse qualitative est indispensable.

Dans une acquisition conventionnelle, les réponses intégrées dans une évaluation pétrophysique de réservoir sont habituellement produites à partir des diagraphies suivantes : spectrométrie gamma, densité-neutron, sonique et de résistivité (latérolog ou induction).

IV.2 Notions générales

IV.2.1 Réservoir

Un réservoir est une formation du géologique poreuse et perméable. Elle renferme, généralement, une accumulation naturelle d'hydrocarbure (huile et /ou gaz), limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique. Toutefois, cette définition renferme, donc, à la fois les concepts suivants :

- Paramètres pétrophysiques : porosité et perméabilité.
- Accumulation naturelle d'hydrocarbures.
- Couverture – fermeture : barrière rocheuse ou aquifère.
- Régime de pression naturelle, avant l'exploitation.

Un gisement est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres. Cependant, il peut contenir soit de l'huile, soit du gaz ou les deux fluides superposés.

IV.2.2 Types de réservoirs

Les principaux réservoirs sont constitués de grès et / ou de carbonates.

→ Réservoir gréseux :

La roche réservoir est formée de grains de quartz (silice Si). Il s'agit des sables et des grès qui sont constitués, respectivement de grains libres et de grains cimentés. Selon le type de ciment on distingue : les grès argileux et les grès carbonatés.

→ Réservoir carbonaté :

Ils sont associés aux minéraux de calcite (CaCO_3) et / ou dolomite [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)$].

Il faut noter que les réservoirs gréseux sont les plus répandus dans la nature.

IV.2.3 Localisation des zones réservoirs :

Les zones à réservoir vont se différencier par des réponses diagraphiques caractéristiques. Elles peuvent être détectées par la réponse simultanée ayant les traits suivants :

- ➔ Une faible intensité de Gamma Ray
- ➔ Une déflexion négative de la courbe de la PS (par rapport à la ligne de base des argiles)
- ➔ Une présence de mud – cake (diminution du diamètre du sondage)
- ➔ Une grande séparation relative entre les courbes des résistivités R_{x0} et R_t .

IV.2.4 La matrice

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. On distingue trois types de matrice :

- a. Matrice simple :** Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartzite).
- b. Matrice complexe :** Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment, calcaire).
- c. Matrice Propre :** Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

IV.2.5 Les grains

On appelle grain, élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

IV.2.6 Le ciment

On distingue par ciment, toute matière liant entre eux des éléments figurés et conduisant à des roches sédimentaires compactes.

IV.2.7 Les argiles

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, alumino-silicatés et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies. Leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir.

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types, (figure IV.1).

- a. **Argiles laminées** : Elles correspondent aux argiles détritiques en fins lits entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- b. **Argiles dispersées** : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhérent 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.
- c. **Argiles structurales** : Elles correspondent aux argiles se présentant sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées.

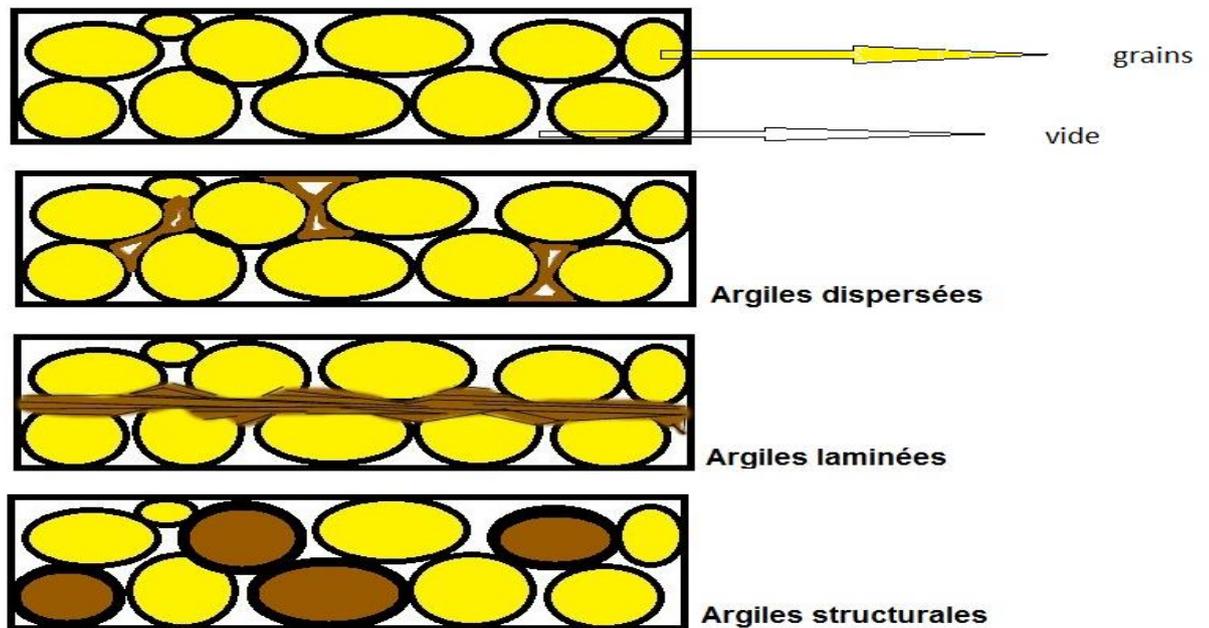


Figure IV.1. Les différents types d'argiles. (Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson, 2012).

IV.2.8 Les fluides

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides « pores et canalicules » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente « eau, gaz, huile et bitume ». Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

IV.2.9 Les faciès

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques, physico-chimiques et biologiques, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment.

IV.3 Les paramètres pétrophysiques

IV.3.1 La porosité

La porosité est la propriété que possède une roche de présenter des vides, pores et fissures. Elle est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et désignée par le symbole ϕ . Dans les formations peu consolidées, la porosité dépend de la distribution et de la taille des grains.

IV.3.1.1 Les différents types de porosité

a. La porosité totale ϕ_t :

C'est le rapport du volume total des espaces vides (pores, fissures, cavités et fractures) existant parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 = (V_p / V_t) * 100 = (V_t - V_s) * 100 / V_t$$

- V_p : Volume total des pores.
- V_s : Volume de la partie solide.
- V_t : Volume total de la roche.

La porosité totale inclus :

- **La Porosité primaire (intergranulaire ou inter cristalline) ϕ_1 :**
Elle correspond aux vides des grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques (détritiques).
- **La porosité secondaire ϕ_2 :**
C'est une porosité de cavité produite soit par dissolution, ou suite à une fissure ou fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique. Cette porosité se rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques.

b. La porosité connectée :

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

c. La Porosité effective ou utile ϕ_u :

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

d. La porosité potentielle :

Elle a exactement la même définition que la porosité connectée avec la condition que la section des canalicules soit supérieure à une limite au-dessous de laquelle les fluides ne peuvent circuler. En effet, elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

e. La porosité résiduelle :

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux au volume total de l'échantillon.

La porosité totale est aussi une somme de la porosité effective et résiduelle.

f. Porosité apparente :

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont comme on le sait une porosité importante mais non utile.

IV.3.2 La résistivité

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est le « *Ohm.m* ».

IV.3.2.1 Détermination de la résistivité de la formation

La résistivité de la formation R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs et par la suite la saturation en hydrocarbure S_{hc} .

Elle est lue sur le log résistivité des différents puits.

IV.3.2.2 Détermination de la résistivité de l'eau de formation

La détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w peut se faire par plusieurs méthodes :

- À partir des essais de production des puits voisins.
- À partir des cartes de salinités régionales.
- À partir des diagraphies différées.

Archie a montré que dans les zones poreuses aquifères propres, la résistivité des formations R_0 est reliée à celle de l'eau interstitielle R_w , par la relation :

$$R_0 = F_r R_w.$$

- R_0 : résistivité de la formation saturée 100% d'eau.
- R_w : résistivité de l'eau de formation.
- F_r : le facteur de formation qui dépend de la texture de la roche.

Le facteur de formation est le rapport de la résistivité de la roche poreuse totalement saturée en eau à la résistivité de l'eau qui l'imprègne : $F_r = R_0 / R_w$.

Le facteur de formation d'une formation sans argile peut être donné par la formule suivante :

$$F_r = a / \phi^m.$$

- **a** : facteur dépendant de la lithologie et variant entre 0.6 et 2.15.
- **m** : facteur de cimentation ou tortuosité, dépendant du type de sédiment.

IV.3.3 La saturation

La saturation est l'aspect quantitatif du fluide contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche.

On a plusieurs types de saturation :

- $S_w = V_w / V_p$: Saturation en eau de la zone vierge.
- $S_{hc} = V_{hc} / V_p$: Saturation en huile.
- $S_g = V_g / V_p$: Saturation en gaz.

Avec : $S_w + S_{hc} + S_g = 100\%$ et $V_w + V_{hc} + V_g = V_p$

Tel que :

- V_w : Volume de l'eau.
- V_{hc} : Volume d'Hydrocarbure.
- V_g : Volume de gaz.
- V_p : Volume des pores.

Pour une formation propre, $V_{sh} < 10\%$: , la saturation en eau de formation S_w est donnée par :

$$(S_w)^2 = R_{xo} / R_t = (F. R_w) / R_t$$

IV.3.4 La perméabilité :

C'est la capacité de laisser passer les fluides dans une formation, elle dépend de la taille et de la dimension des grains. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. La perméabilité est désignée par la lettre « *K* » et elle s'exprime en « *milli darcy* ».

IV.3.5 Détermination des paramètres argileux

Dans un intervalle donné, correspondant à un même environnement de dépôt, on peut admettre que la nature des argiles ne va pas changer d'une façon importante entre les argiles encaissantes et celles des niveaux réservoirs, (Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson, 2012)

La connaissance des paramètres argileux est nécessaire à l'évaluation du réservoir. Les paramètres argileux sont utiles pour le calcul de l'ensemble des corrections à réaliser sur les paramètres d'acquisition diagaphiques et de réservoirs sont :

- ρ_{sh} : densité des argiles
- ϕ_{sh} : porosité neutron des argiles
- t_{sh} : temps de parcours unitaire sonique des argiles.

- Th_{sh} et K_{sh} : les concentrations respectives de thorium et de potassium des argiles.
- GR_{sh} : réponse de Gamma-rays des argiles
- Pe_{sh} : facteur photoélectrique des argiles
- R_{sh} : Résistivité des argiles.

Ces paramètres argileux sont lus, directement, en face d'un banc argileux encaissant, le plus épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir.

La connaissance de la résistivité profonde R_t , est nécessaire pour le calcul de la saturation en eau de formation S_w . Celle-ci dépend, aussi, de la nature des minéraux argileux et de la saturation en eau dans les argiles S_{wb} (*Bound water*).

Une saturation importante S_{wb} provoque une augmentation de la saturation en eau de formation S_w .

S_w est calculée à partir des équations de résistivités spécifiques à chacun des types de distribution des argiles.

a. Cas de réservoir propre ($V_{sh} < 10\%$) :

On applique la formule d'Archie

$$\rightarrow \text{ Dans la zone vierge : } (S_w)^n = F \cdot R_w / R_t = (a \cdot R_w) / (\phi^m \cdot R_t)$$

$$\rightarrow \text{ Dans la zone envahie : } (S_{xo})^n = F \cdot R_{mf} / R_{xo} = (a \cdot R_{mf} / \phi^m \cdot R_{xo})$$

b. Cas de réservoir argileux ($V_{sh} > 10\%$) :

On dispose de plusieurs formules de saturation en eau de formation selon le type d'argile (dispersée, laminée ou structurale), qui sont présentés ci-dessous :

\rightarrow **Les argiles dispersées** : on utilise la formule de **Simandoux**.

$$\frac{1}{R_t} = (V_{sh}/R_{sh}) \cdot S_w + [\phi^m/a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w] \cdot S_w^2$$

Après la résolution de l'équation, la formule de la saturation en eau est obtenue :

$$S_w = [(V_{sh}/R_{sh}) + [(V_{sh}/R_{sh})^2 + (4 \cdot \phi^m/a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w \cdot R_t)^{1/2}] * [a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w / 2 \cdot \phi^m]$$

\rightarrow **Les argiles laminées** : $1/R_t = (S_w^2/F \cdot R_w(1 - V_{sh})) + (V_{sh}/R_{sh})$

$$\text{D'où : } S_w^2 = [(1/R_t) - (V_{sh}/R_{sh})] * F * R_w(1 - V_{sh})$$

\rightarrow **Les argiles structurales** :

$$1/R_t = (S_w \cdot R_{sh}/V_{sh}) + (S_w^2)/(F \cdot R_w(1 - V_{sh}))$$

IV.3.5.1 Détermination du volume d'argile

Certain auteurs préfèrent utiliser l'indice d'argilosité I_{sh} relié plutôt à l'effet de l'argile qu'à son volume. La connaissance du volume d'argile est très importante dans

l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques.

On détermine V_{sh} à l'aide de plusieurs indicateurs qui donnent chacun une valeur.

La valeur minimale est retenue comme étant probablement la plus vraisemblable.

On peut estimer le volume d'argile à partir des différentes lectures diagraphiques :

a. Gamma naturel :

Dans cette étude, on utilise le log des rayons gamma naturels pour l'évaluation du volume d'argile. Il est donné par la relation suivante :

$$(V_{sh}\%)GR = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

- GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
- GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

b. Neutron:

$$(V_{sh}\%) N = \phi_n / \phi_{nsh}$$

- ϕ_{nsh} : La lecture neutron dans les argiles.

c. Résistivité :

$$R_t = R_{sh} / (R_{sh})^b \text{ avec } b \text{ compris entre } 0.5 \text{ et } 1.$$

- Si : $0.5 < (R_{sh} / R_t) < 1$, $(V_{sh}) R = R_{sh} / R_t$
- Si : $(R_{sh} / R_t) < 0.5$, $(V_{sh}) R = (R_{sh} / R_t) 0.5$
- R_{sh} : Résistivité de l'argile.
- R_t : Résistivité de la zone vierge.

IV.4 Interprétation qualitative

IV.4.1 Présentation des Données

L'étude concerne trois puits situés dans le bassin de Hassi Berkine soupçonnés d'avoir un réservoir potentiel au niveau du silurien argileux gréseux unité A2. En effet, l'étude bibliographique montre que les puits de la région présentent des résultats positifs au niveau du Silurien argileux (SAG), c'est le cas, par exemple, des puits de Bir Berkine Profond 1 et 2 (BBKP-1 et BBKP-2). Notre travail a pour but de lever le doute quant à la nature des fluides contenus dans le réservoir au niveau des trois puits suivants :

→ Puits A

Le sondage Hassi Berkine Nord Est profond -1 (HBNEP-1) est un puits d'exploration situé dans la partie Nord-Est du périmètre Ourhoud II de bassin de Berkine Est (bloc 404a).

Il se trouve à 12 Km au Sud Est du puits HBNP-1 et à 0.4 Km au Nord de puits HBNE-1 (foré par ANADARKO en 2002).

Il a pour coordonnées UTM : $X = 433679.00 \text{ m}$ et $Y = 3434773.00 \text{ m}$ et pour coordonnées géographiques une longitude de $08^{\circ} 18' 17.92'' E$ et une Latitude de $31^{\circ} 02' 49.84'' N$

→ Puits B

Le sondage Bir Berkine Profond Nord Est -1 (BBKPNE-1) est un puits d'exploration situé dans la partie Nord du périmètre Bir Berkine du bassin de Berkin Est (bloc 404b).

Il se trouve à 300 m à l'Ouest du puits BBKN-3 et au Nord Est du puits BBKP-1.

Il a pour coordonnées UTM : $X = 406 815.032 \text{ m}$ et $Y = 3440 658.935 \text{ m}$ et pour coordonnées géographique : longitude : $08^{\circ} 01'22.52'' E$ et une latitude de $31^{\circ} 05'54.45'' N$

→ Puits C

Le Rhourd Ech Chouil Sud West Silurien -1 (RECSWS-1) est un puits d'exploration situé dans la partie Est du bassin du Berkine (bloc 403d).

Ses coordonnées géographiques sont : une longitude de 07°46'46.033" E et une latitude de 31° 05' 27.960" N

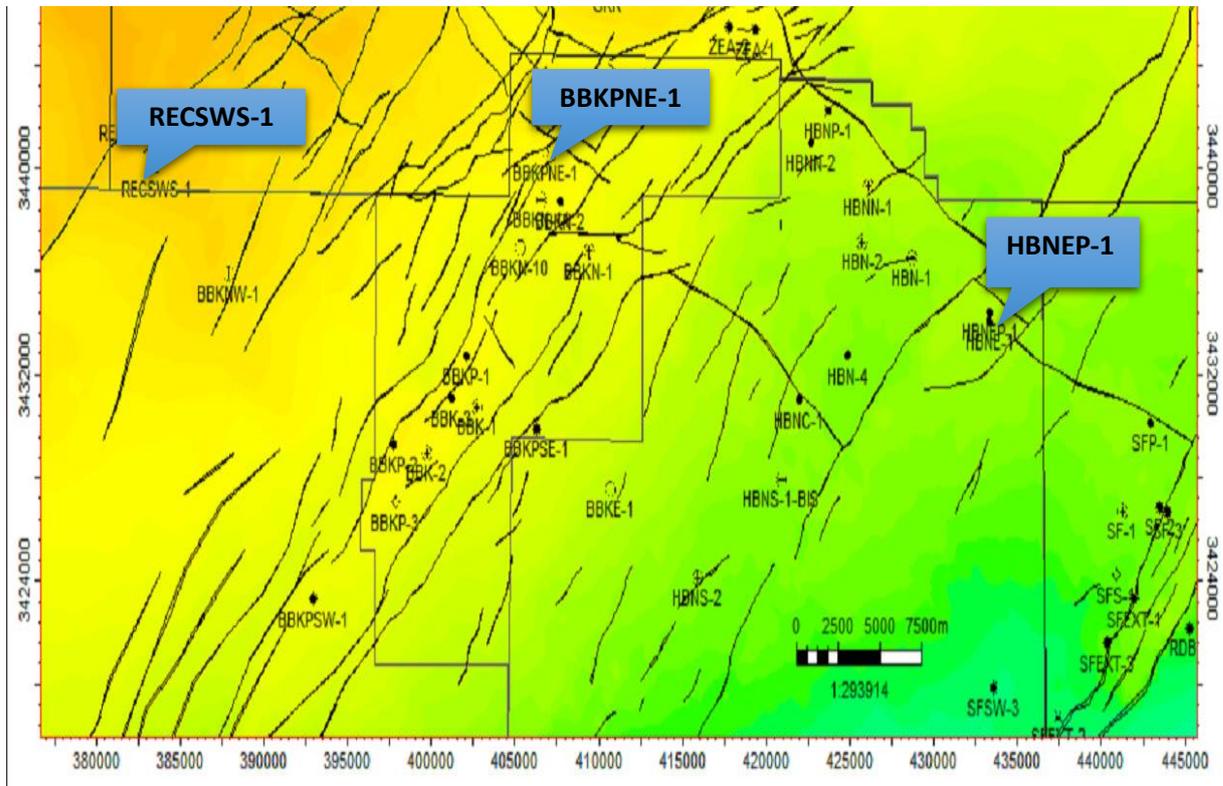


Figure IV.2. Localisation géographique des puits (A, B, C). (Document Sonatrach).

IV.4.2 Détermination des zones réservoirs

Pour déterminer les formations poreuses et perméables, on établit une ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses. Cette ligne correspond à la valeur limite $GR_{cut-off}$ qui correspond à une valeur limite du pourcentage d'argile $V_{sh(cut-off)}$ au-delà de laquelle la formation ne peut constituer un réservoir. Généralement cette valeur est comprise entre 30% et 40% .

Dans notre étude, $V_{sh(cut-off)}$ est fixée à 40% et le $GR_{cut-off}$ est obtenu par la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{sh(cut-off)} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Tableau IV-1. Détermination de $GR_{cut-off}$

Puits	$GR_{min} (API)$	$GR_{max} (API)$	$GR_{cut-off} (API)$
A	28	135	71
B	17	124	60
C	25	137	70

IV.4.3 Étude lithologique

Cette étude est basée principalement sur l'utilisation des abaques porosité neutron–densité (RhoB, PhiN). Le développement de ces outils permis une meilleure approche de l'étude. Pour cela, on a utilisé les abaques (CP, 1c), (CP-1D) de Schlumberger pour le puits B (Figure IV.4) et le puits C (Figure IV-5), et l'abaque 2435 de Baker Hughes pour le puits A (Figure IV.3).

→ **Puits A (abaque 2435)**

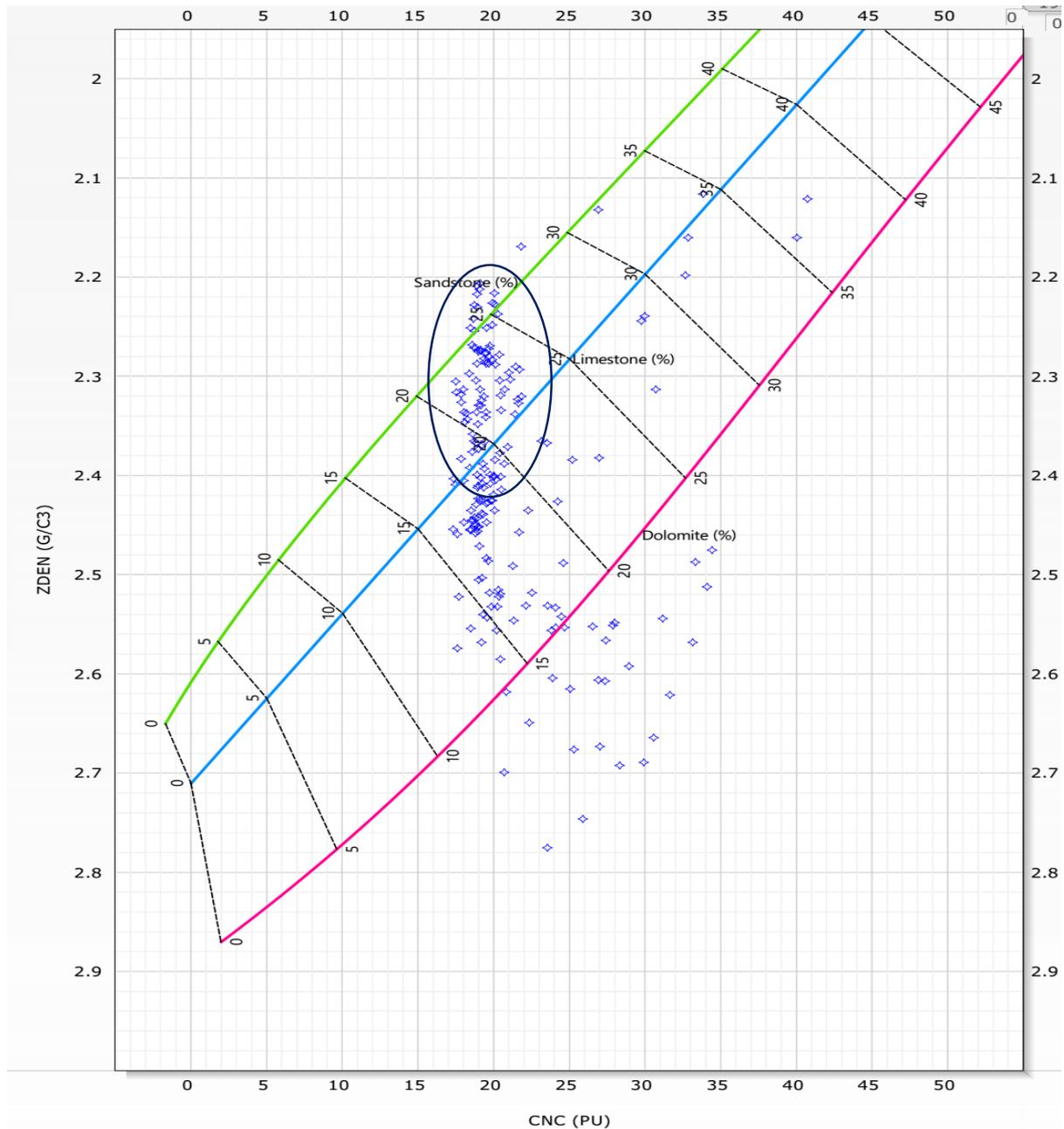


Figure IV.3. Détermination de la lithologie du puits A au réservoir SAG F6 unité A2.

Cet abaque montre que le réservoir est composée de calcaire gréseux avec des points dolomitiques correspondent à la présence de ciments carbonatés ou argileux.

→ Puits B

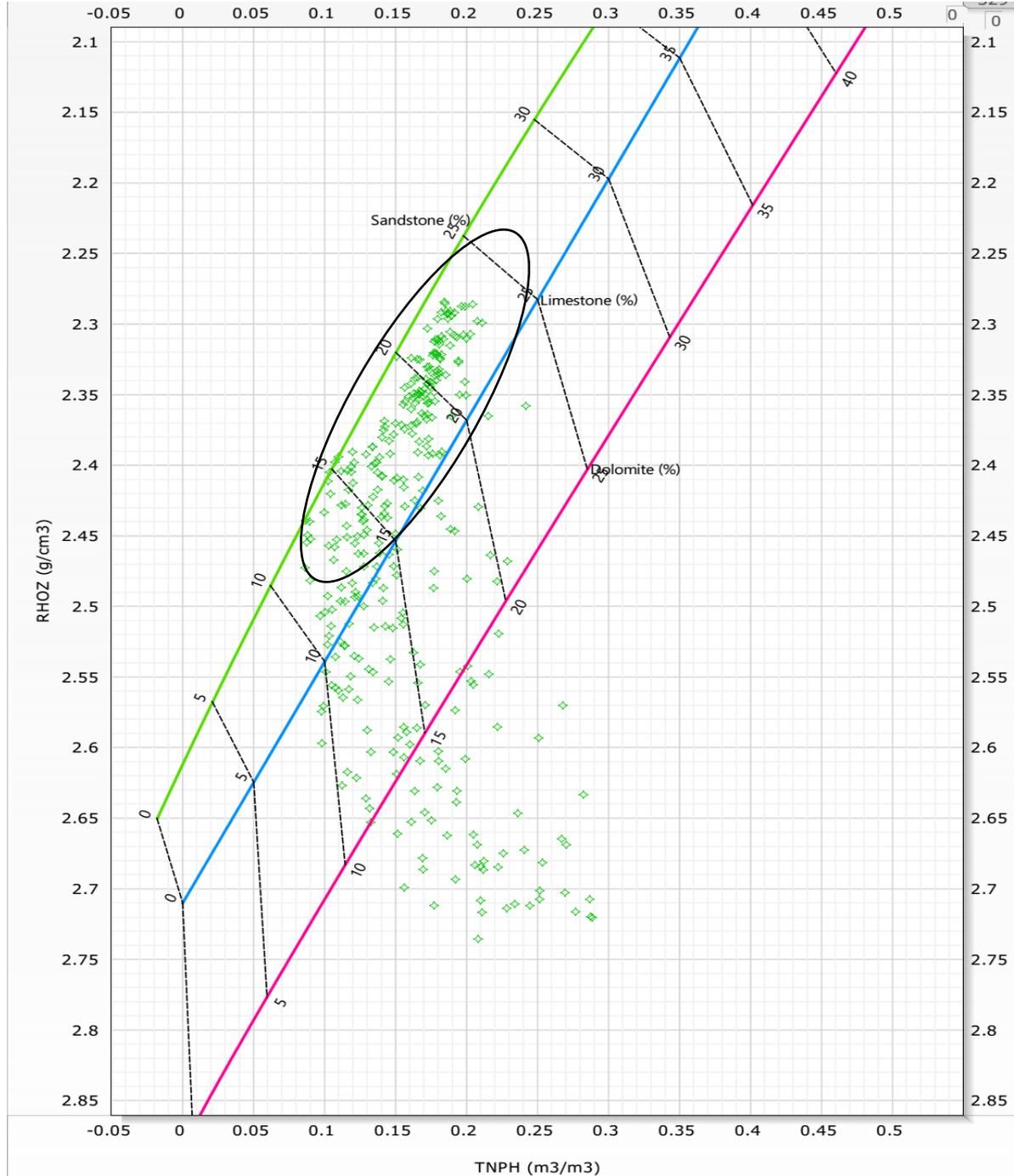


Figure IV.4. Détermination de la lithologie du puits B au réservoir SAG F6 unité A2

Le nuage des points du niveau réservoir se trouve sur la droite caractéristique des grés, ce qui confirme la nature gréseuse de la matrice.
 La présence des ciments carbonatés ou argileux se manifeste par un déplacement des points en direction des droites caractéristiques des calcaires et des dolomites.

→ Puits C

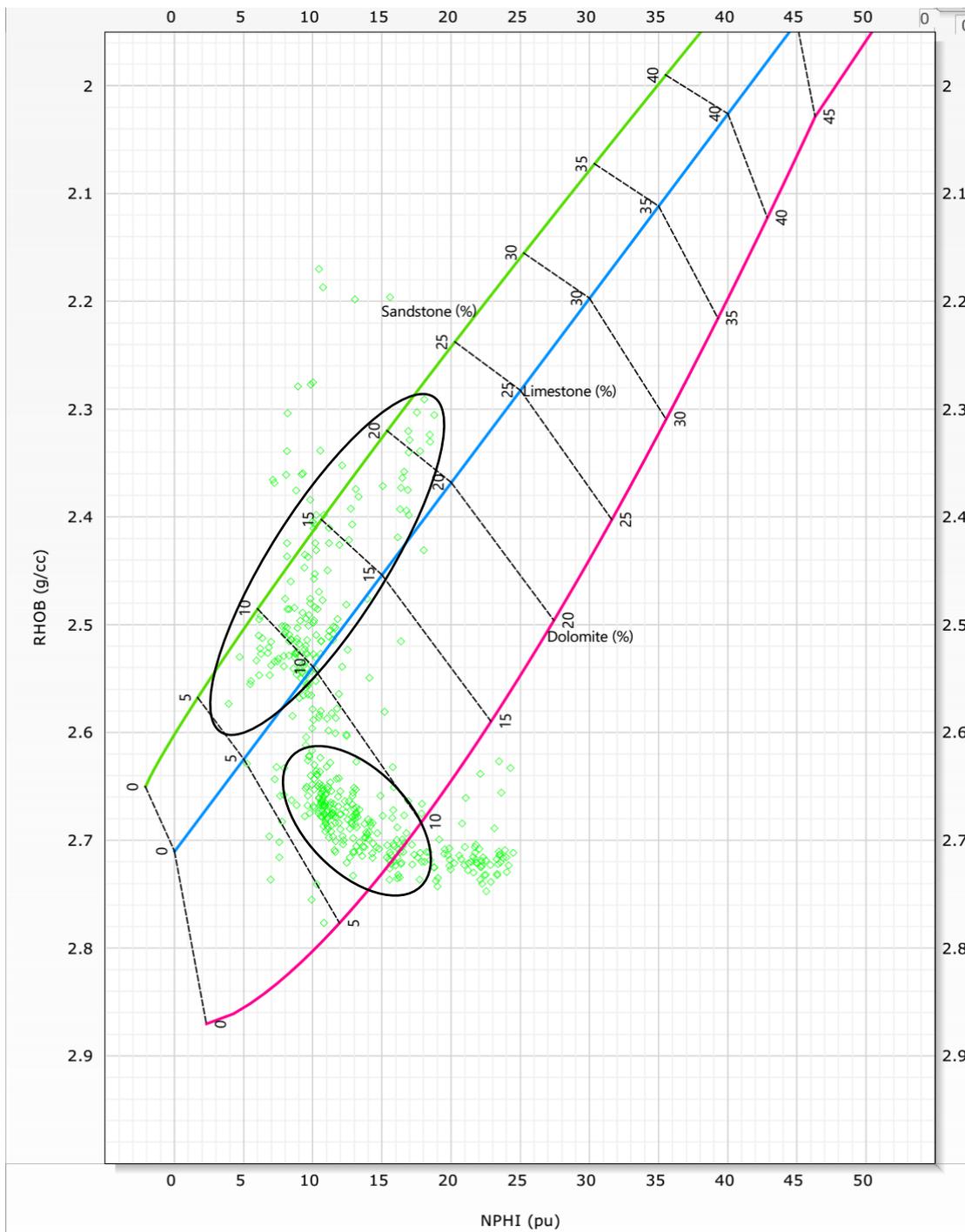


Figure IV.5. Détermination de la lithologie du puits C au réservoir SAG F6 unité A2

D'après cet abaque on constate que le nuage des points se trouve entre les grès et le calcaire ce qui nous permet à dire que la lithologie de notre réservoir est essentiellement composée de calcaire gréseux. Le nuage des points qui se trouvent entre le calcaire et la dolomie peut montrer l'existence de ciments carbonatés ou bien argileux ou encore l'intercalation des bancs compacts.

IV.4.4 Détermination des minéraux argileux

Certaines diagaphies sont fortement influencées par les minéraux argileux présents dans la formation. De ce fait la connaissance de ces minéraux est essentielle à l'interprétation. Pour la détermination des minéraux nous avons utilisé deux abaques d'identification minéralogique de Schlumberger à savoir ceux donnant :

Le facteur photo-électrique PE en fonction de la concentration en Potassium K%, et le facteur photo-électrique PE en fonction du rapport Potassium Thorium K/TH.

Les figures suivantes, obtenues à l'aide du logiciel TECHLOG, montrent la position des points de mesure sur les abaques d'identification.

→ Puits A :

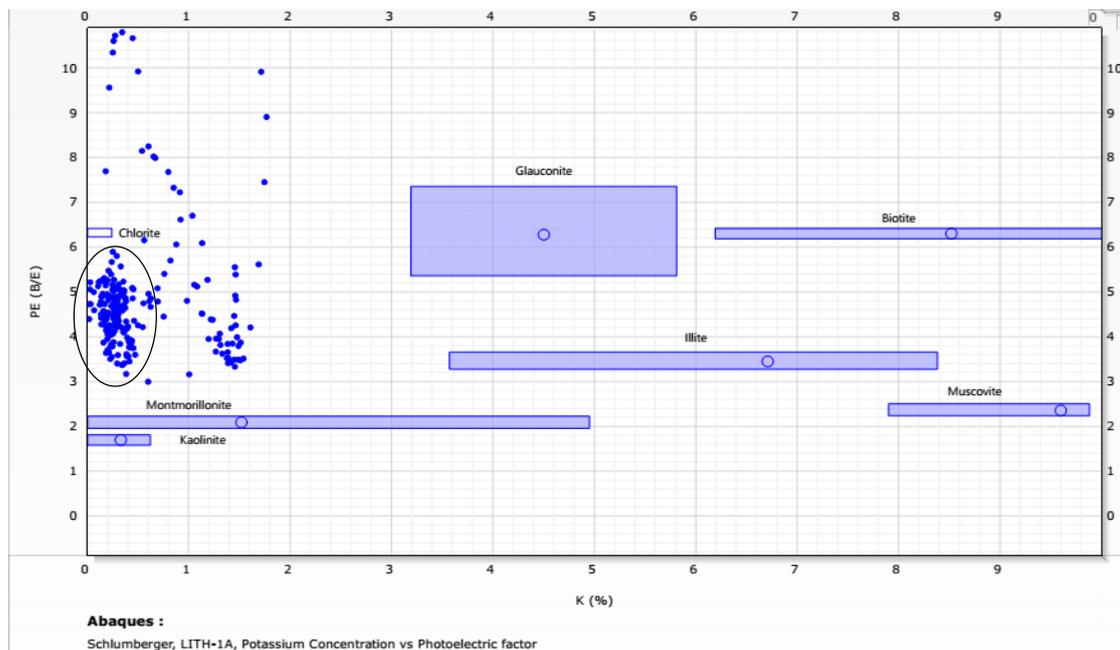


Figure IV.6. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits A (Abaque PE – K%).

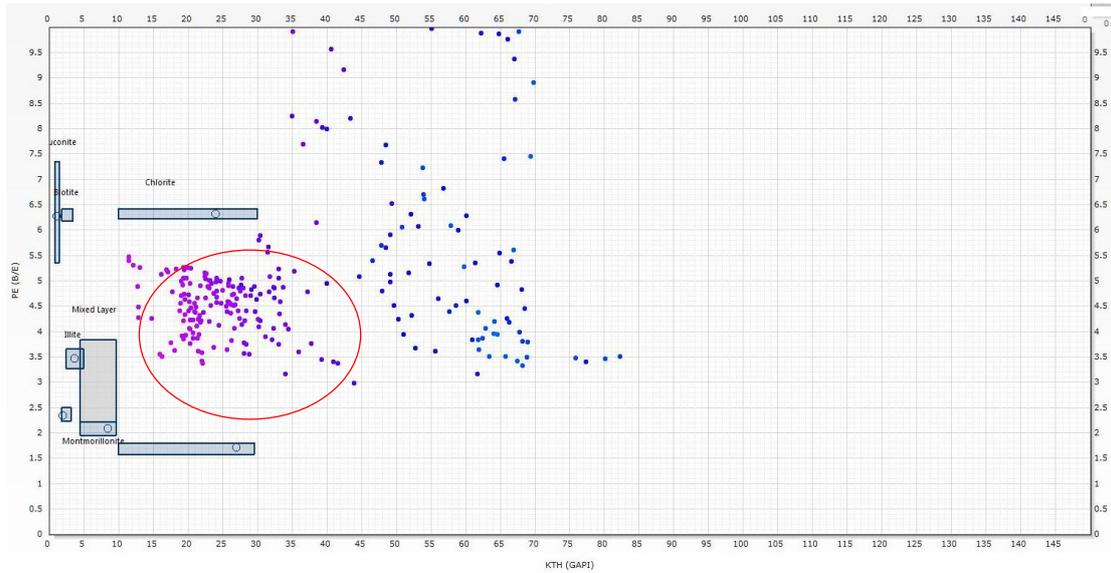


Figure IV.7. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits A (Abaque PE –K/ Th).

Les nuages de points montrent une nature mixte des minéraux argileux, essentiellement de la montmorillonite et du chlorite, mais à dominante chloritique.

→ Puits B

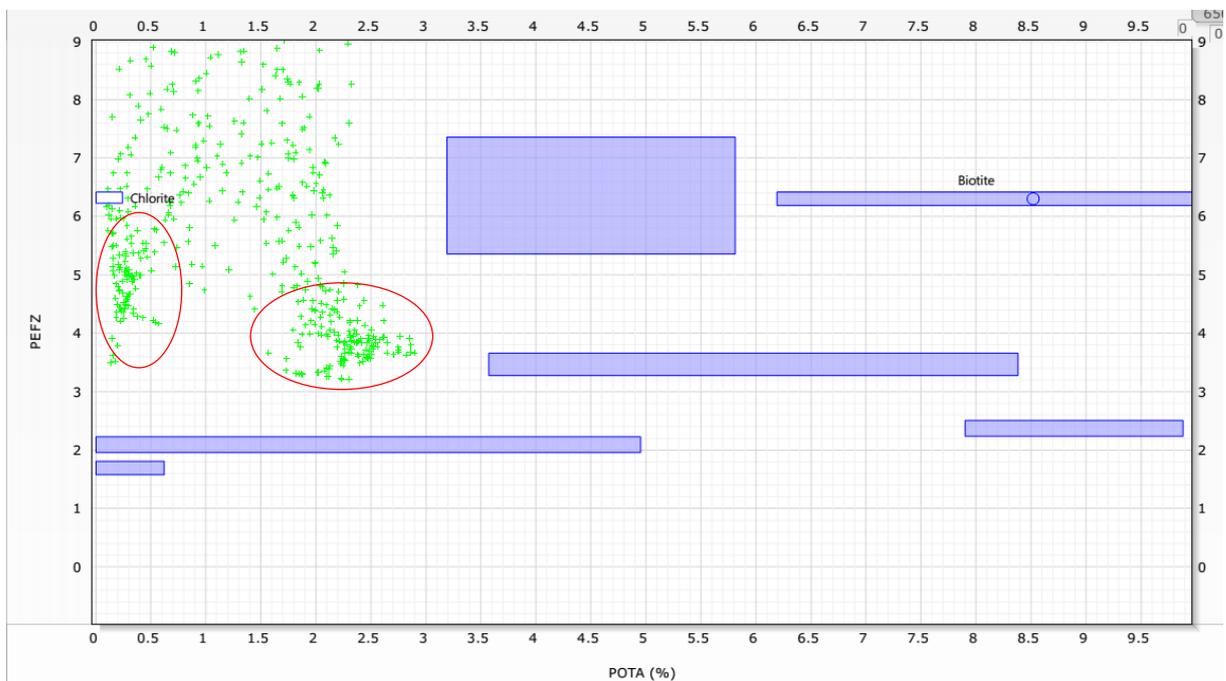


Figure IV.8. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits « B » (Abaque PE – K%).

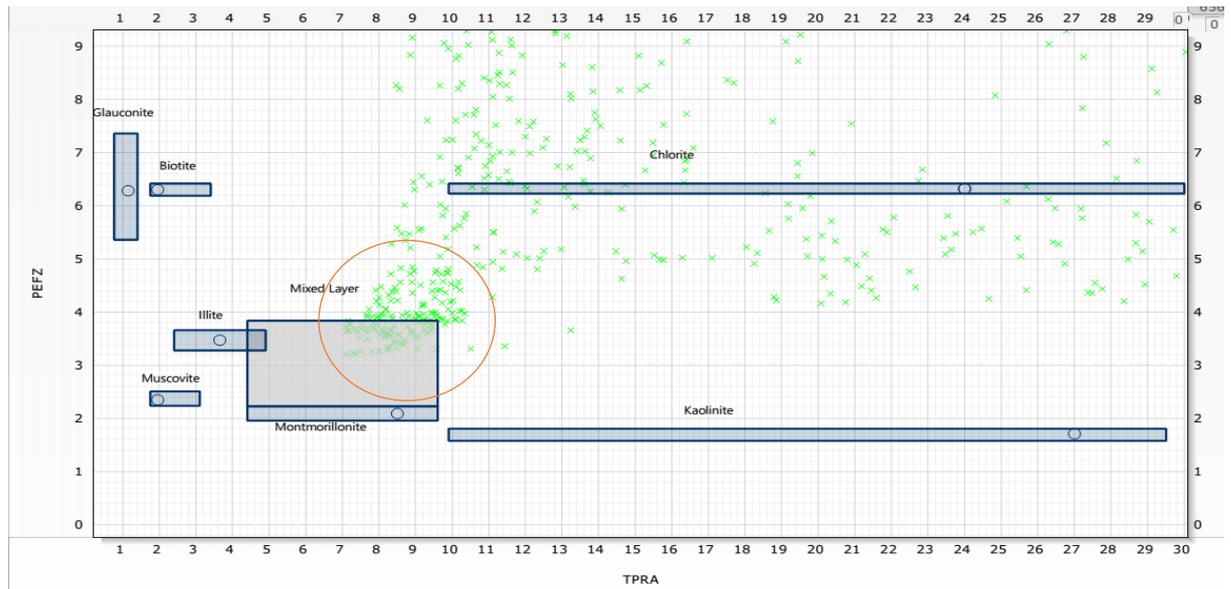


Figure IV.9. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits « B » (Abaque PE –K/ Th).

D’après l’analyse minéralogique faite précédemment, on observe que le nuage de points se situe entre la chlorite et la montmorillonite (minéraux argileux mixtes) avec migration de certains points vers le haut qui est due soit à la présence du gaz ou bien à l’effet de sel car le sel a la même réponse que le gaz.

→ Puits C

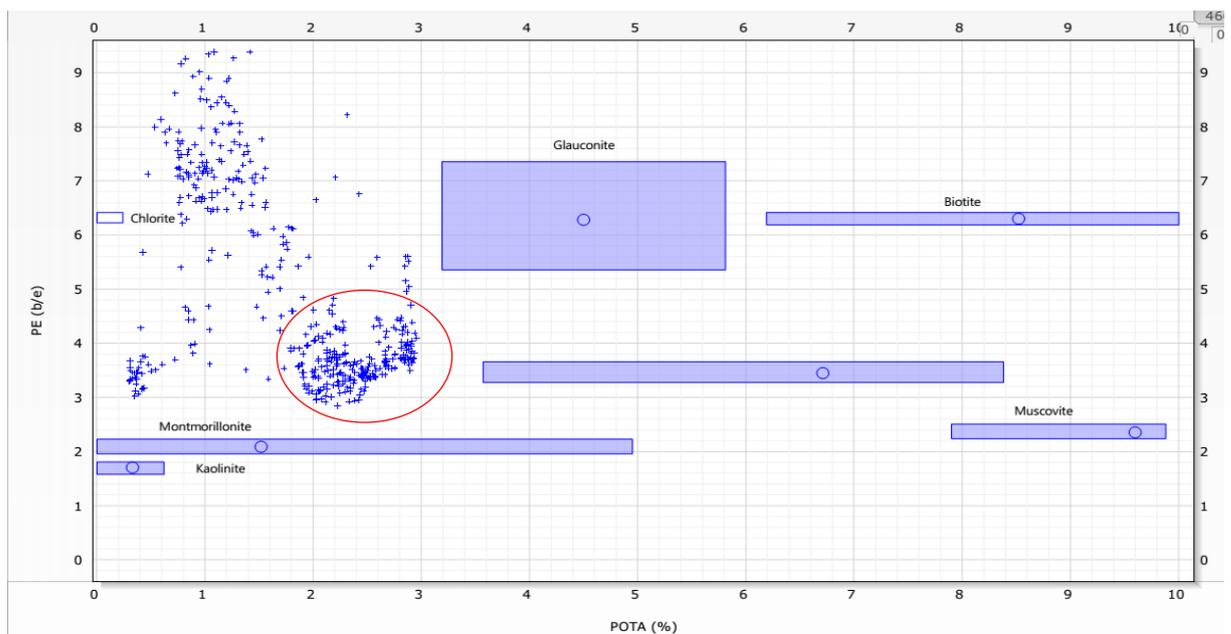


Figure IV.10. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits « C » (Abaque PE – K%).

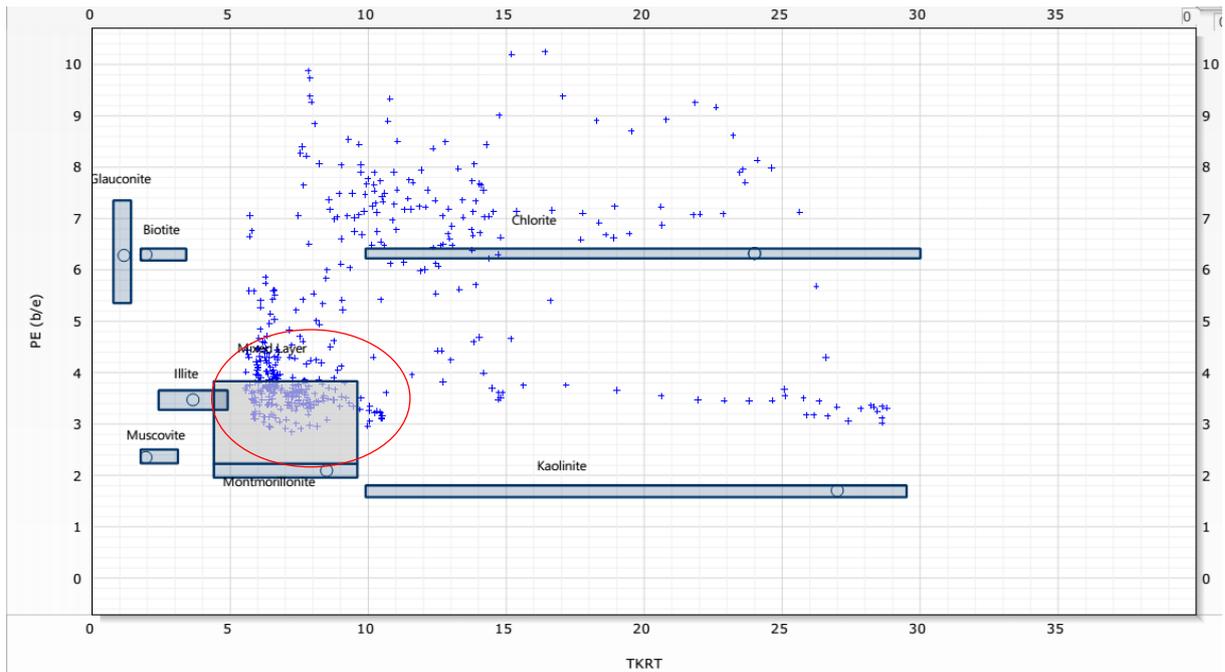


Figure IV.11. Identification minéralogiques des argiles du réservoir SAG F6 A2 Puits « C » (Abaque PE –K/ Th).

L'analyse des deux abaques pour le puits C montrent des résultats presque identiques à ceux du puits B, à savoir la présence des deux minéraux que sont la chlorite et la montmorillonite. Toutefois, on observe un déplacement de certains points, non pas vers la chlorite mais vers l'illite. On constate également le même déplacement de certains points vers le haut qui peut s'expliquer soit par la présence du gaz ou de sel.

Les trois puits présentent pratiquement les mêmes caractéristiques, on peut donc admettre que la nature des argiles est sensiblement identique pour le même niveau.

IV.4.5 Détermination du type de distribution d'Argile

Cette détermination se fait à l'aide de l'abaque triangulaire $\phi_a - \phi_n$.

Les figures (Figure IV.12), (Figure IV.13) et (Figure IV.14) montrent que les argiles de la région de Berkine correspondant principalement au type dispersé occupent facilement les pores.

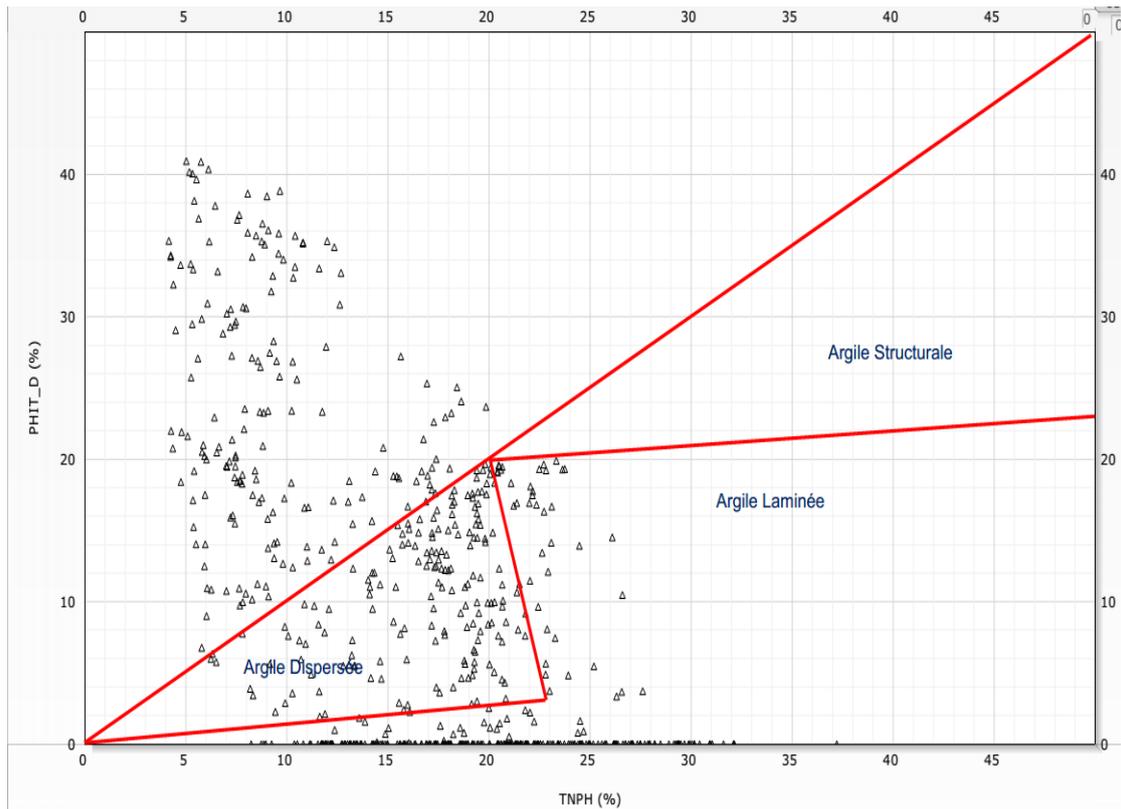


Figure IV.12. Détermination du type d'Argile, Puits B.

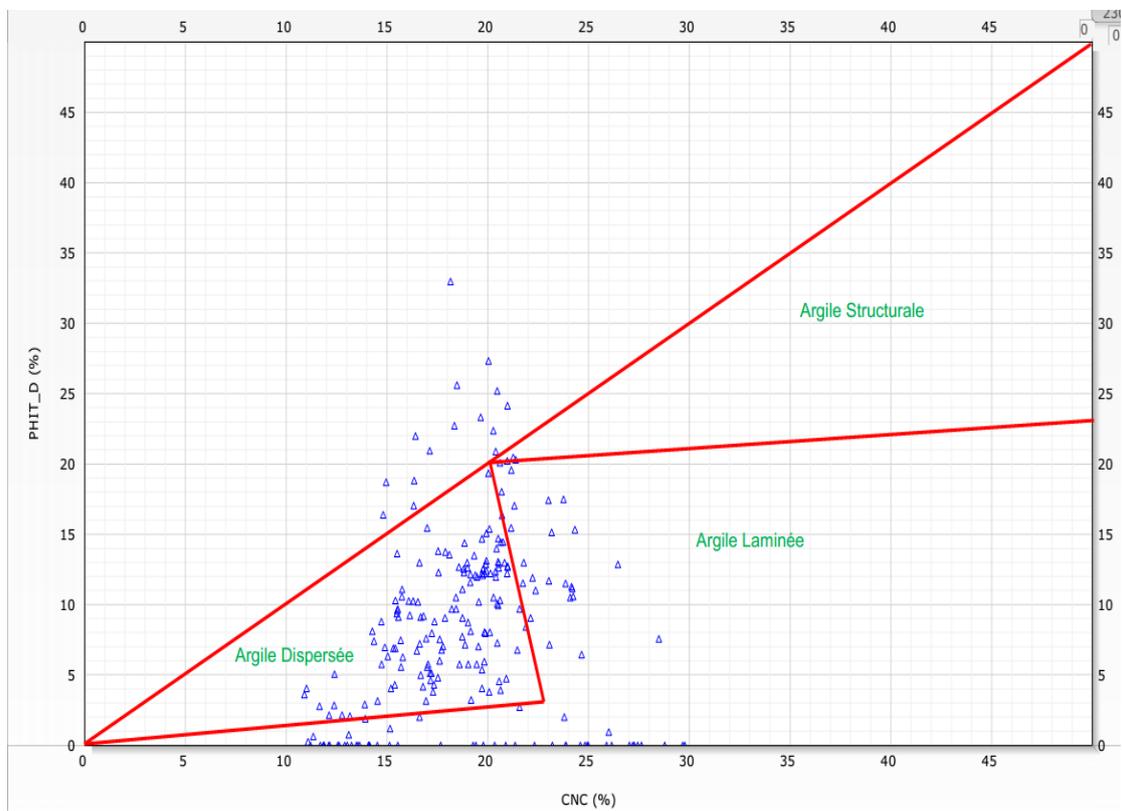


Figure IV.13. Détermination du type d'Argile, Puits A.

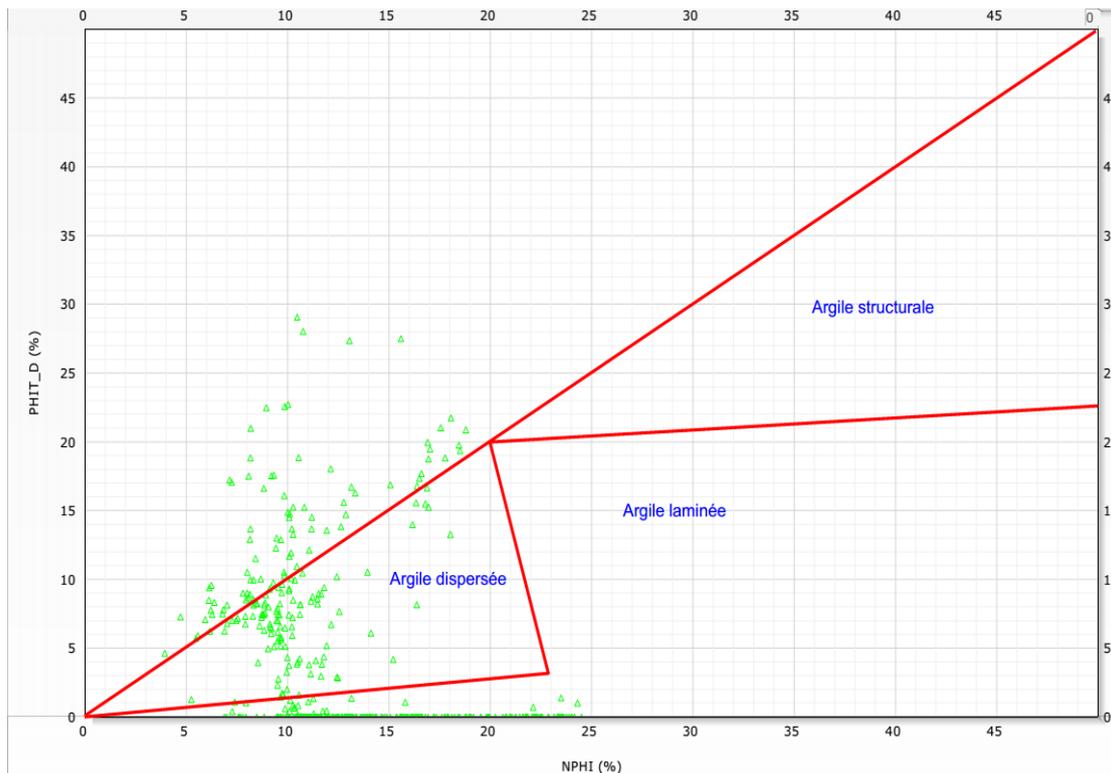


Figure IV.14. Détermination du type d'Argile, Puits C.

IV.5 Interprétation quantitative

IV.5.1 Détermination des paramètres argileux

Les paramètres d'argiles ont été déterminés à partir du banc argileux le plus épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir. Les résultats obtenus pour les trois puits sont présentés dans le tableau 2.

Tableau IV-2. Détermination des paramètres d'Argile.

Puits	$\rho_{bSh} (g/cc)$	$\Delta t_{Sh} (Us/ft)$	$\phi_{nSh} (\%)$	$\phi_{sSh} (\%)$	$R_{sh} (Ohm.m)$
A	2.75	70	31	12.5	40
B	2.70	70	30	19	10
C	2.70	74.43	26	16	11.6

Ces résultats montrent en effet que les argiles présentent les mêmes caractéristiques. La différence observée pour la résistivité peut s'expliquer par la concentration de minéraux argileux (chlorite, montmorillonite et illite) dans chaque réservoir.

IV.5.2 Détermination des paramètres matriciels

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} et ΔT_{ma}) sont définis par les méthodes graphiques. Leur connaissance est indispensable pour l'estimation des porosités densité et sonique. Pour notre cas on utilisera les données de carotte fournies par Sonatrach pour le calcul de la saturation en eau de formation.

Tableau IV-3. Détermination des paramètres matriciels des puits A, B et C.

Puits	ρ_{ma} (g/cm ³)	ΔT_{ma} (us/ft)
A	2.65	53
B	2.65	52
C	2.65	55

IV.5.3 Détermination de la porosité utile ϕ_{utile}

La porosité utile est déduite par la combinaison des logs Neutron, Densité et Sonique à l'aide de la relation suivante :

$$\phi_u = (\phi_{dc} + \phi_{nc} + 0.75 * \phi_{sc}) / 2.75$$

Cette porosité utile ϕ_u sera utilisée pour le calcul de la saturation en eau S_w par les formules Archie- Simandoux- Indonésie.

On doit faire également corriger la lecture de la porosité neutron dans les grés par rapport au fait que l'outil utilisé est calibré calcaire, suivant la relation :

$$\phi_n = \phi_{nc} + 3 \%$$

IV.5.4 Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w

Nous avons déterminé la résistivité de l'eau de formation R_w à l'aide de l'abaque GEN-9 de Schlumberger (Figure.IV.16). La salinité régionale et la température utilisées pour cette détermination ainsi que la valeur de la résistivité sont données dans le tableau suivant :

Tableau IV-4. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w .

Puits	Salinité régionale (ppm)	Température (°C)	R_w (ohm.m)
A	300 000	137	0.01
B	320 000	110	0.014
C	250 000	117	0.013

IV.5.5 Détermination de la saturation en hydrocarbure

Pour cette détermination, il a été nécessaire de lire en premier lieu la résistivité de la zone vierge R_t . Cette mesure s'est faite à l'aide du macro-dispositif AIT90.

La saturation en hydrocarbure est liée à la saturation en eau de formation par la relation suivante :

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

IV.5.6 Présentation des résultats

L'ensemble des paramètres des argiles et de la matrice déterminés précédemment nous ont permis de calculer les paramètres pétrophysiques au niveau de la zone réservoir du Silurien Argileux-Gréseux SAG F6 A2 pour les trois puits A,B et C. Ce calcul a été fait manuellement puis réalisés à l'aide du logiciel Techlog. Les résultats pour chacun des puits sont présentés dans les trois tableaux 1,2 et 3.

→ Puits HBNEP-1 « A »

Tableau IV-5. Représentation des résultats d'interprétations pour le réservoir SAG F6 A2 du puits HBNEP-1.

Intervalle (m)	$V_{sh}(\%)$	$\phi_{sc}(\%)$	$\phi_{nc}(\%)$	$\phi_{dc}(\%)$	$\phi_u(\%)$	R_t (ohm.m)	$S_w(\%)$	Observation
4815 – 4816	20.79	14.4	18.9	10.3	14.4	1.2	63.4	Eau
4816 – 4816.5	17.46	13.9	20	4.9	17.3	1	57.8	
4816.5 – 4817.5	46.44	12.6	13.5	7	13.1	1.5	61.9	
4817.5 – 4818.5	43.43	14.5	15.1	1.6	14.8	1.45	57.3	
4821.9 – 4822.6	38.78	16.7	22.6	7.1	20	0.4	79	
4822.6 – 4823.2	24.3	10.8	17.6	12.1	13.7	0.8	81.6	
4823.2 – 4824	25.7	13.9	20.4	11.9	15.5	0.8	72.1	
4824 – 4825	17.47	15	20	15.1	16.8	0.8	66.5	
4825 – 4826.5	34	21.2	14.5	19.4	18.2	0.8	61.4	
4828 – 4828.8	24.56	7.8	13.5	3.8	11.1	1.1	85.9	
4828.8 – 4829.6	11.68	7.9	8.7	4.8	8.4	1	100	
4829.6 – 4830.5	10.28	10.7	16.2	13.9	14.7	0.7	81.3	
4830.5 – 4831.5	13.08	7.5	18	6	13.5	1.2	67.6	
4831.5 – 4834	7.48	12	19.7	7.8	16.4	0.6	78.7	
4834 – 4835	13.08	8.3	18.6	12.5	13.6	1	73.5	
4835 – 4836	13	9.7	16.7	5.1	13.7	1.7	59	
4836 – 4838	12	18.2	20.4	9.1	15.8	0.37	100	
4838 – 4840	9	16.4	21.7	12.1	16.7	0.55	80.7	
4840 – 4843	27.1	13.1	18.7	4.8	16.3	0.65	76.1	

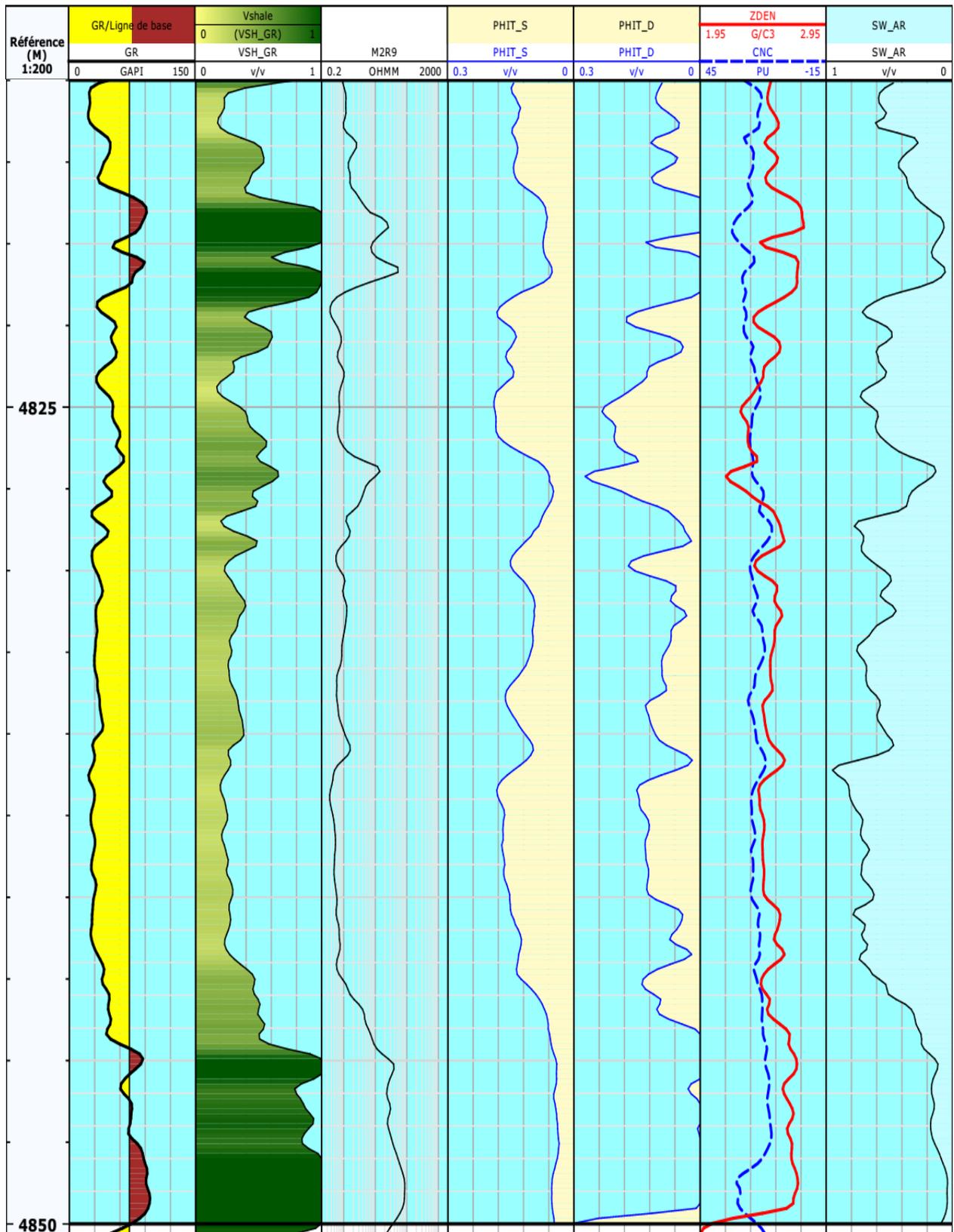


Figure IV.16. Les résultats obtenus du puits A au niveau du SAG F6 A2.

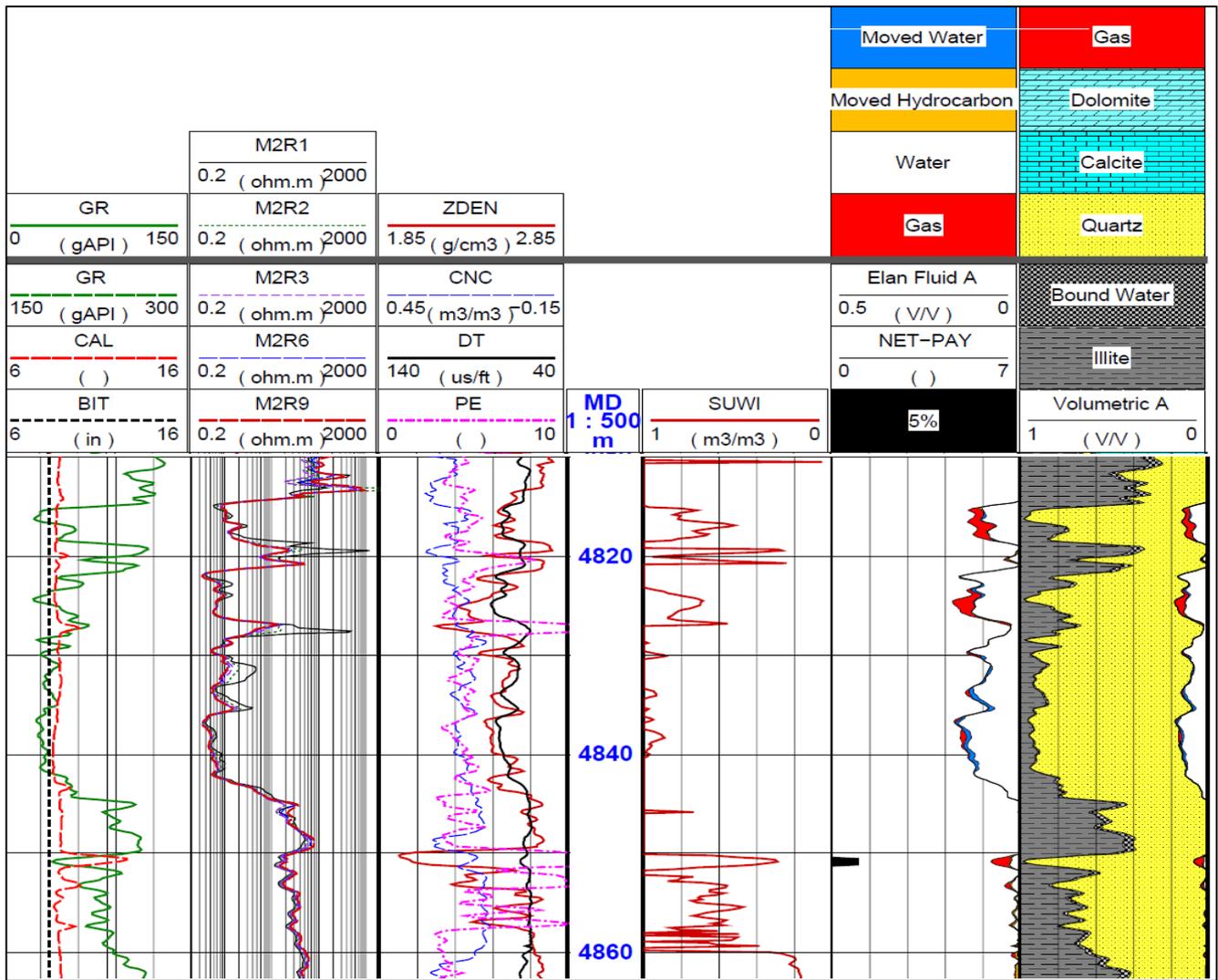


Figure IV.17. Elan du puits A au niveau du réservoir Silurien Argileux Gréseux SAG F6 Unité A2.

L'interprétation manuelle et celle à l'aide du logiciel Techlog montrent que le réservoir Silurien Argileux Gréseux SAG F6 A2 au niveau du puits HBNEP-1 présente des saturations en eau S_w de l'ordre de 69.5 %, une porosité utile ϕ_u de 15 % avec des basses résistivités.

De ce fait, ce réservoir, du point de vue des diagraphies classiques est considéré comme aquifère dans l'ensemble et ne présentant aucun intérêt pétrolier.

→ Puits B

Les résultats d'interprétation du puits B est illustré dans le tableau suivant :

Tableau IV-6. Représentation des résultats d'interprétations pour le réservoir SAG F6 A2 du puits BBKNE-1.

<i>Profondeur(m)</i>	<i>V_{sh}(%)</i>	<i>R_t(%)</i>	<i>ϕ_{sc}(%)</i>	<i>ϕ_{dc}(%)</i>	<i>ϕ_{nc}(%)</i>	<i>ϕ_{utile}(%)</i>	<i>S_w(%)</i>	<i>Remarque</i>
4473.37	33.17	0.71	15.26	14.34	7.05	11.94	100	Eau
4474	18.32	0.68	16.78	12.68	11.50	13.37	100	Eau
4475	20.91	0.67	14.79	17.00	10.73	14.11	100	Eau
4476	34.58	1.56	9.30	20.44	8.63	13.11	72	Eau
4477	23.36	9.62	3.76	20.71	0.99	8.92	43	Eau
4478	38.01	8.07	4.31	15.70	-6.40	4.56	91	Eau
4541.51	41.08	0.82	10.73	12.15	8.67	10.50	100	/
4542	29.92	1	12.03	14.85	10.03	12.32	96	Eau
4543	21.38	0.84	14.65	10.95	8.59	11.10	100	Eau
4544	29.78	0.67	16.82	19.08	14.07	16.64	87	Eau
4544.62	38.71	0.59	15.97	13.90	11.39	13.55	100	Eau
4545	43.93	0.79	11.20	16.48	4.82	10.80	100	Eau
4546	59.01	12.2	2.36	0.03	9.30	4.01	/	/
4547	50.47	3.31	5.34	9.41	1.86	5.55	/	/
4548	47.66	13.2	2.78	8.72	3.30	2.73	/	/
4549	59.21	22.1	2.27	15.73	2.76	5.34	/	/
4550	77.00	17.3	2.42	6.06	2.00	0.82	/	/
4553	24.30	1.74	17.82	17.10	9.71	14.61	61	Eau
4554	43.00	3.00	7.00	12.21	8.1	9.30	60	Eau
4555	59.44	5.36	2.56	1.2	1.83	0.47	67	Eau
4556	89.53	3.91	0.77	12.41	5.86	2.17	57	Eau
4557	37.93	8.03	4.10	7.45	0.78	3.55	67	Eau
4558	72.68	23.4	0.21	0.83	3.80	1.63	56	Eau
4560.4	36.00	1.46	14.16	15.03	6.20	11.58	85	/
4561	9.09	0.76	18.60	22.70	14.27	18.52	73	Eau
4562	12.93	0.56	19.68	17.36	15.12	17.18	92	Eau
4563	29.68	0.66	14.43	17.87	10.10	14.10	100	Eau
4566.18	36.17	1.3	10.51	5.34	10.15	8.50	100	Eau
4567	13.35	0.36	21.29	17.37	18.00	18.67	100	Eau
4568	4.93	0.39	15.97	16.51	17.52	16.73	100	Eau
4569	5.71	0.57	13.63	2.60	18.29	11.31	100	Eau
4570	13.83	0.4	18.87	16.18	14.85	16.43	100	Eau
4571	27.32	0.4	17.72	20.22	11.80	16.48	100	Eau
4572	20.56	0.35	14.70	2.44	12.83	9.56	100	Eau

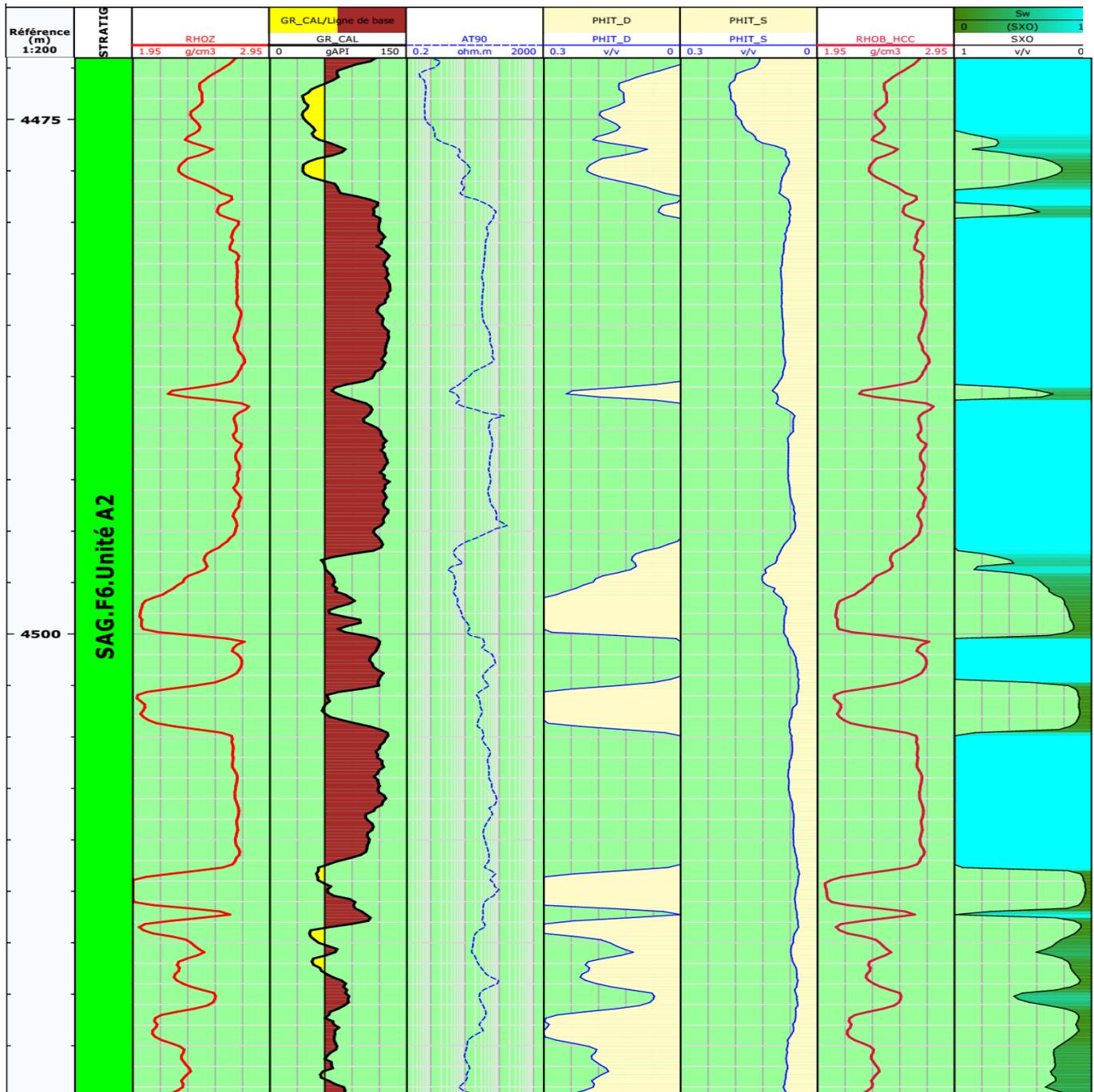


Figure IV.18. Les résultats obtenus du puits B au niveau du SAG F2 A2.

Pour le puits BBKPNE1, on distingue 4 bancs gréseux dont les caractéristiques sont comme suit :

Le banc gréseux situé entre 4472 et 4480 m de profondeur est un aquifère avec une porosité moyenne de 13% et une saturation moyenne en eau de 84 %.

Le banc gréseux situé entre 4541.5 et 4544.6 m de profondeur est considéré aquifère avec une porosité moyenne de 10% et une saturation moyenne en eau de 89%.

Le banc gréseux situé entre 4552 et 4558 m de profondeur il est aquifère avec une porosité moyenne de 13% et saturation moyenne en eau de 60%

Le banc gréseux situé entre 4560 et 4572 m de profondeur est aquifère avec une porosité moyenne de 14% et saturation moyenne en eau de 90%.

→ Puits C

Les résultats d'interprétation du puits C sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV-7. Représentation des résultats d'interprétations pour le réservoir SAG F6 A2 du puits RECSWS-1.

<i>Profondeur</i>	<i>V_{sh}(%)</i>	<i>R_t(ohm.m)</i>	<i>φ_{sc}(%)</i>	<i>φ_{DC}(%)</i>	<i>φ_{NC}(%)</i>	<i>φ_{utile}(%)</i>	<i>S_w(%)</i>	<i>observation</i>
4091	10.46	18.81	7.82	3.93	6.11	2.93	11.70	compact
4096.25	36.21	33.98	0.86	2.31	4.53	4.60	48.40	Argile
4100	32.52	14.55	4.22	18.56	1.66	7.30	38.00	Compact
4101.8	25.99	8.79	6.71	8.67	2.43	5.87	49.25	Compact
4102.1	18.63	8.95	6.81	9.66	2.97	6.45	42.22	Compact
4103	32.96	6.95	5.13	7.06	0.78	4.25	48.13	Compact
4104	29.34	4.92	1.00	18.46	1.39	7.04	29.23	Compact
4109.5	31.25	5.33	5.94	10.04	0.48	5.44	47.26	Compact
4110	38.21	4.3	5.08	10.25	3.60	4.89	46.50	Compact
4111.33	40.00	4.16	5.93	7.88	1.35	4.97	47.77	Compact
4111.82	22.13	5.98	6.94	10.37	3.31	6.86	47.72	Compact
4112.11	22.32	8.36	4.73	4.92	2.50	3.99	46.25	Compact
4116.75	29.29	13	4.41	8.16	3.00	3.44	24.80	Compact
4118.5	30.50	8.44	11.02	11.23	1.43	7.61	28.39	Compact
4119.65	33.66	1.42	15.30	17.38	7.23	13.12	100	Eau
4120.32	19.77	2.02	18.73	16.36	11.45	15.22	70.00	Eau
4121	22.43	2.06	18.20	21.89	11.50	17.11	68.30	Eau
4122	14.62	6.33	14.65	18.02	12.66	15.15	44.00	Eau
4123	21.80	7.9	10.34	13.99	6.03	10.10	51.00	Eau
4123.57	35.45	12.93	4.08	12.59	1.16	5.27	50.00	Eau
4124	25.38	13.3	4.40	9.25	0.93	4.90	63.70	Eau
4124.86	38.63	10.6	1.91	7.84	2.52	2.46	71.50	Eau

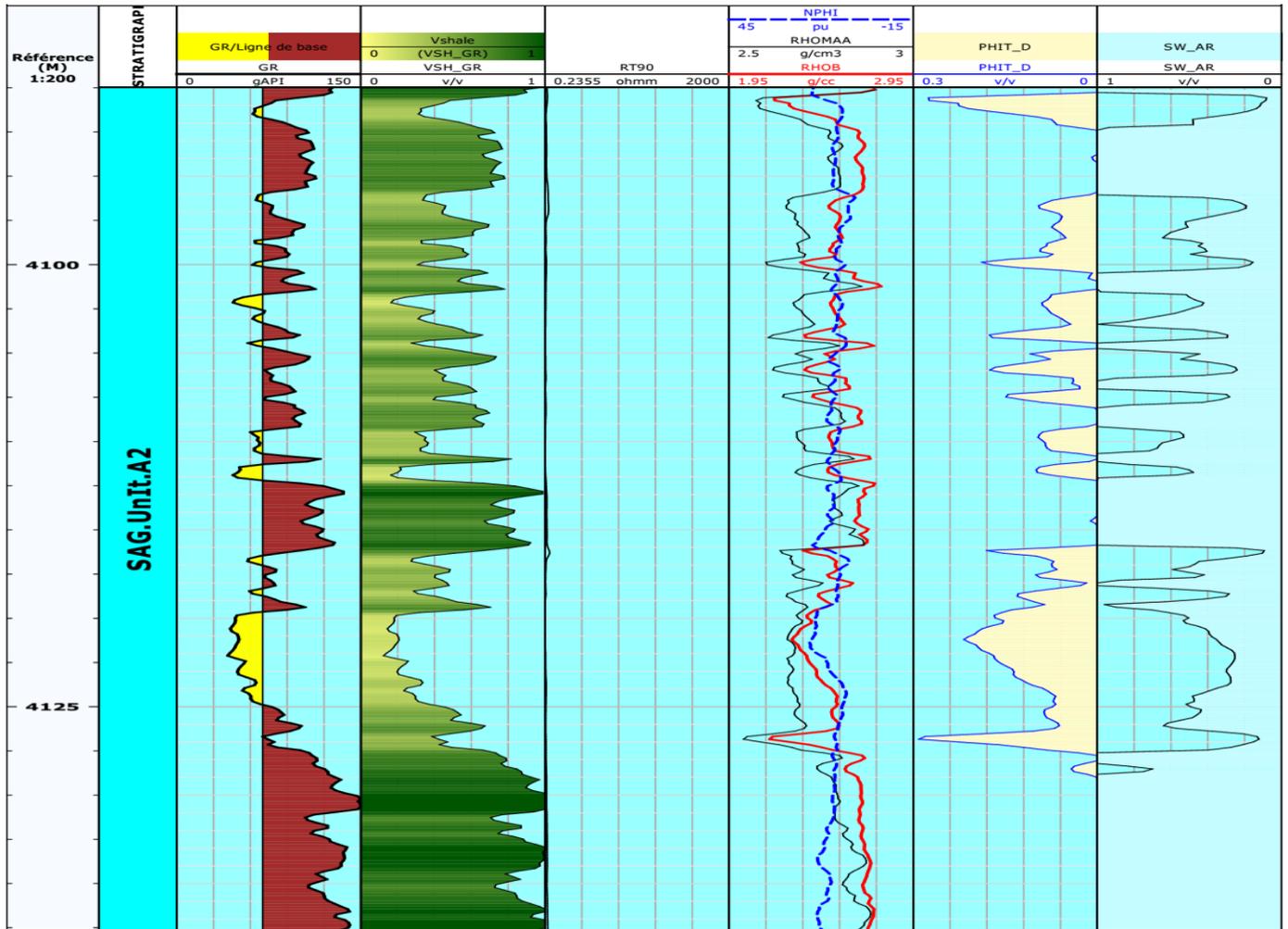


Figure IV.19. Les résultats obtenus du puits C au niveau du SAG F6 A2.

On peut voir à partir du tableau que l'unité du SAG F6 A2 présente quelques bancs gréseux entre lesquels on a des intercalations de bancs argileux. Les bancs gréseux sont considérés comme étant compacts avec des porosités inférieures à 8 % . On peut aussi distinguer la présence d'un réservoir aquifère à la profondeur de 4119,65 m avec une porosité de 17 %.

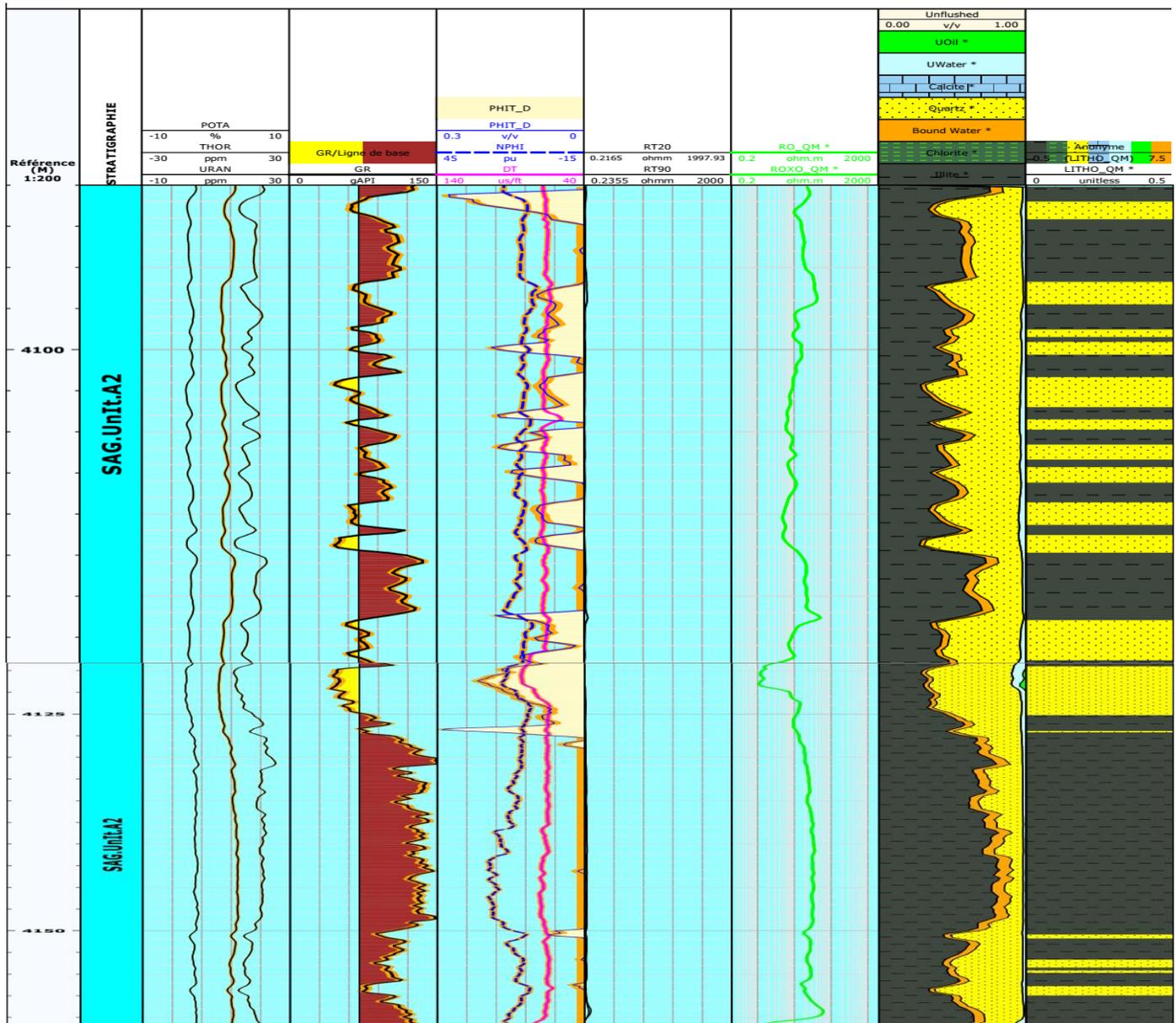


Figure IV.20. Elan du puits C au niveau du réservoir Silurien Argileux Gréseux SAG F6 Unité A2.

Les diagraphies classiques montrent pour les trois puits que le réservoir SAG est aquifère. Ce résultat se déduit du calcul de la saturation en eau de formation. Or ce calcul se base sur les mesures de résistivité, et effectivement les trois puits montrent de basses résistivités. Cependant, on sait par ailleurs qu'une faible résistivité n'est pas toujours liée à la présence de l'eau. Ce phénomène connu sous le nom de phénomène de basse résistivité peut-être dû à plusieurs facteurs.

Le problème avec ces zones de basse résistivité est que l'interprétation de données de résistivité indique une saturation en eau S_w élevée (supérieure à 55 %)

alors que des hydrocarbures peuvent être produits, condamnant ainsi des réservoirs qui peuvent être potentiels. La connaissance de l'origine et des causes de ce phénomène est donc cruciale. Il est donc nécessaire, avant de conclure à la présence d'eau dans un réservoir de contrôler ce résultat pour ne pas risquer de passer à côté d'un puits potentiellement productif.

Pour illustrer ce phénomène, on a sélectionné quelques exemples qui suivent certains critères mettant en évidence quelques facteurs responsables des chutes de résistivités. Il faut noter qu'une saturation en eau S_w élevée n'est pas due forcément à une basse résistivité. L'effet est moindre, mais peut être lié au choix de l'équation de la saturation, de la valeur de R_w , de l'exposant de saturation n , du facteur de cimentation m ou du coefficient lithologique a .

IV.6 Causes à l'origine du phénomène de basses résistivités

Les causes qui entraînent les basses résistivités sont multiples. Pour un réservoir donné la chute de la résistivité peut être due à un ou plusieurs facteurs. Dans la plupart des cas il y a une cause principale à laquelle peuvent se greffer les effets des facteurs secondaires. Parmi ces causes on peut citer :

➔ La Mouillabilité :

Lorsque les grains constituant la matrice du réservoir sont recouverts par une pellicule d'eau (mouillabilité à eau), la conductivité augmente même si les pores sont saturés en hydrocarbure. Et donc la résistivité diminue. (D.Achache.1994)

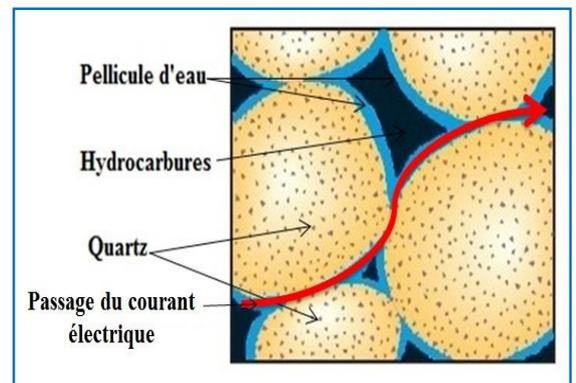


Figure IV.21. Effet de mouillabilité.

➔ La présence de minéraux conducteurs :

Le passage du courant dans la roche se fait par déplacement d'électrons. On parle de conductibilité électronique ou métallique car c'est une conductibilité analogue à celle des métaux.

L'effet des minéraux conducteurs est l'explication systématique qui est avancée pour justifier le phénomène de basses résistivités. Cependant, la concentration et la répartition spatiale de ces minéraux sont difficiles à quantifier par les diagraphies (D.Achache.1994).

Les minéraux conducteurs les plus rencontrés, dans les roches sédimentaires, sont :

- Les minéraux natifs (cuivre, argent,...)
- Les minéraux phyliteux hydratés ou riches en élément métalliques (chamoisite...)
- les sulfures métalliques (pyrite, galène,...).
- les oxydes de fer (hématite, magnétite,...).
- les minéraux ferrugineux (carbonate de fer,...).
- le graphite.

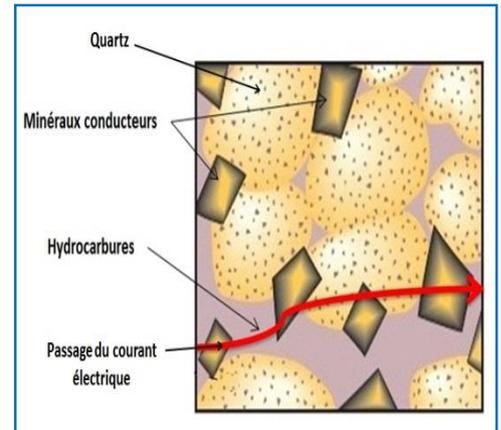


Figure IV.22. Effet des minéraux conducteurs.

➔ **L'invasion :**

Les réponses des outils de résistivités dans les formations poreuses et perméables peuvent être affectées par l'invasion si leur rayon d'investigation n'atteint pas la zone vierge. Cet effet, dépend bien sûr de la salinité du filtrat et des autres constituants de la boue. Un filtrat salé fait chuter la résistivité.

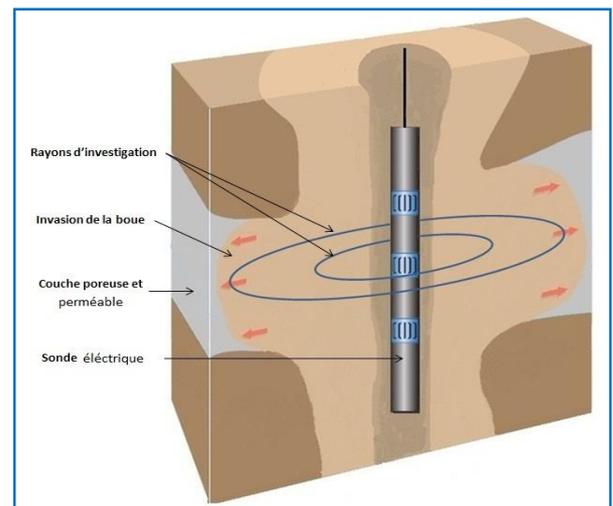


Figure IV.23. Effet de l'invasion.

➔ **Le système de porosité :**

Même si la porosité effective contient des hydrocarbures, la résistivité ne doit pas forcément être élevée du fait que le passage du courant électrique s'effectue à travers un réseau conducteur formé essentiellement par d'autres porosités (les porosités non connectées) comme

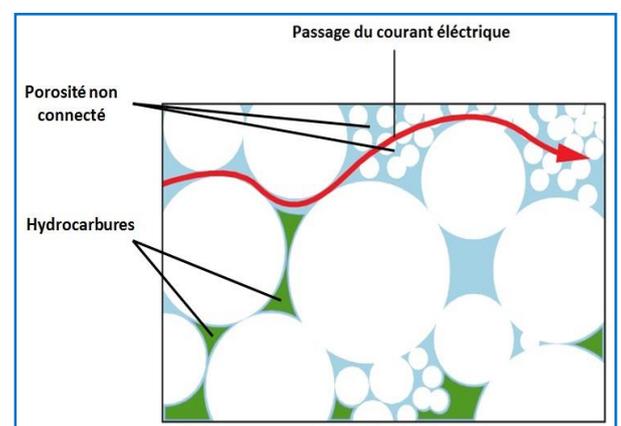


Figure IV.24. Effet de système de porosité.

démontrer sur la figure ci-contre (Document Schlumberger). (D.Achache.1994)

➔ **Nature et distribution des argiles :**

Les argiles en particulier les minéraux argileux peuvent affecter les mesures de la résistivité selon leur teneur, leur nature et leur distribution dans le réservoir. Ce critère il faut le prendre en considération dans l'évaluation des réservoirs. (D.Achache.1994).

➔ **Le pendage des couches :**

En présence d'un pendage, la symétrie des lignes de courants est perturbée par les couches adjacentes. Donc, le courant induit peut refléter la conductivité de plusieurs couches (D.Achache.1994).

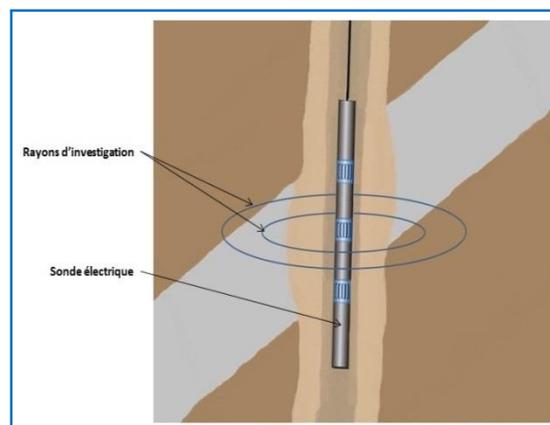


Figure IV.25. Effet de pendage des couches.

➔ **Taille des grains :**

Plus les grains sont fins (petit diamètre), plus leur section spécifique est grande, et plus la saturation en eau irréductible est importante. D'où la chute de résistivité en face de ces zones (D.Achache.1994).

➔ **Effet des bancs minces :**

L'alternance des couches dont le contraste de résistivité est important a un effet sur la réponse des outils de résistivité. L'intensité de cet effet dépend de l'épaisseur et de la conductivité des couches (D.Achache.1994)

CHAPITRE V :

Analyse des données de pression MDT / RCI

La saturation en eau S_w est dans la majorité des cas calculée à partir de la résistivité. Cependant cette saturation estimée à partir de la résistivité n'est pas toujours représentative de la saturation réelle.

Les résultats obtenus à partir des diagraphies classiques montrent au niveau du SAG un réservoir aquifère pour les puits HBNEP1, BBKPEN1 et RECSWS1, cependant l'étude bibliographique montre que les puits voisins, initialement considérés aquifères suite à l'interprétation des diagraphies classiques, se sont révélés productifs dès lors que l'on a pris en compte les données des diagraphies de pression.

Pour vérifier si le niveau SAG est un réservoir productif ou non, nous nous proposons dans ce chapitre d'étudier les puits en prenant en compte les données de pression.

L'outil le plus sollicité en exploration pétrolière et qui peut mettre en évidence la présence des hydrocarbures d'une façon quantitative c'est le MDT.

V.1 Application du MDT sur le puits BBKPEN-1

Le sondage BBKPNE-1 a pour objectif l'évaluation des formations du Silurien Argilo-Gréseux (S.A.G F6) unité (A2, A1, M2). Cependant nous n'analyserons que les données de pression au niveau de la formation Silurien Argileux – Gréseux (S.A.G F6) unité A2.

L'outil MDT a permis d'obtenir 29 points de mesure de pression dans les réservoirs du S.A.G (Unité-A2). Cependant vingt points sont considérés valables tandis que quatre présentent de faible mobilité et six autres correspondent à des points de pression instable (*Supercharged*).

À noter que 7 échantillons ont été prélevés pour la détermination de la nature du fluide. Cinq échantillons sont déterminés par l'outil LFA (*Live Fluid Analyzer*) et les deux autres par le DFA (*Downhole Fluid Analyzer*). Les résultats sont présentés dans le tableau V-1.

Tableau V-1. Mesures de pression au-devant du réservoir F6 A2 du puits BBKPEN-1.

points	Profondeur m)	Pression de la formation (psi)
1	4473.5	7202.9
2	4473.502	7203.94
3	4474.5	7203.52
4	4475.5	7208.47
5	4542	N/A
6	4542.8	7297.14
7	4543	7294.6
8	4543.01	7296.85
9	4543.02	7299.14
10	4543.3	7299.71
11	4543.5	7297.57
12	4544	7325.25
13	4553.49	7300.63
14	4560.5	7290.96
15	4560.56	7291.14
16	4560.9	7297.71
17	4561	7291.72
18	4561.5	7291.74
19	4562	7292.02
20	4562.5	7293.06
21	4567	7311.3
22	4567.6	7308.18
23	4567.74	7302.85
24	4568	7301.98
25	4569	7314.67
26	4569	7315.29
27	4569.99	7307.04
28	4571.01	N/A
29	4571.6	7308.64

V.1.1 Diagramme pression-profondeur du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 A2 du puits BBKPEN-1

a. l'intervalle 4472 – 4480 m

Les points de pression enregistrés au niveau de l'unité A2 dans l'intervalle (4472-4480m) ne permettent pas de tracer un gradient de pression (Figure.V.1). Cependant un échantillon d'eau (4473.5 m(LFA)) a été pris sur cet intervalle confirme l'interprétation des diagraphies.

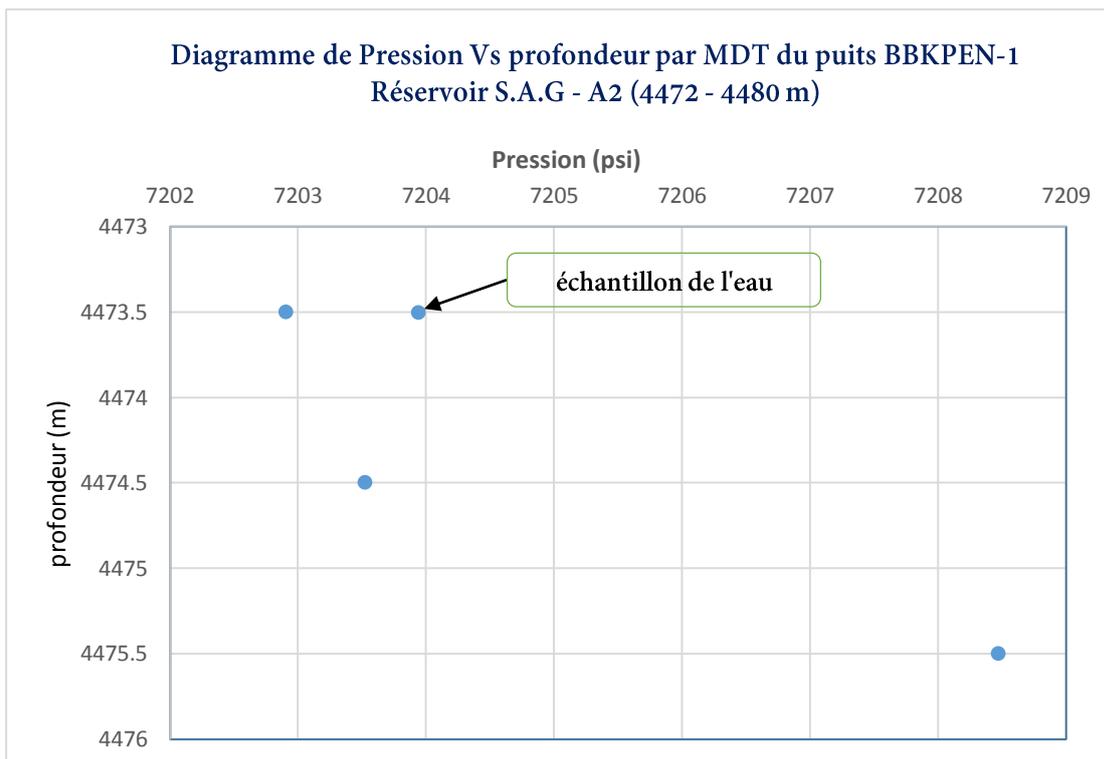


Figure V.1. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits BBKPEN-1 (4472-4480m).

b. l'intervalle 4540 – 4550 m

Il nous est impossible de tracer le gradient de pression dans l'intervalle (4540 – 4550m) car la majorité des points de mesures de pression ont une faible mobilité ou correspondent à des points de pression instable, (Figure.V.2). Cependant l'échantillon d'eau (4543m, DFA) pris au-devant de cet intervalle confirme l'interprétation des diagraphies.

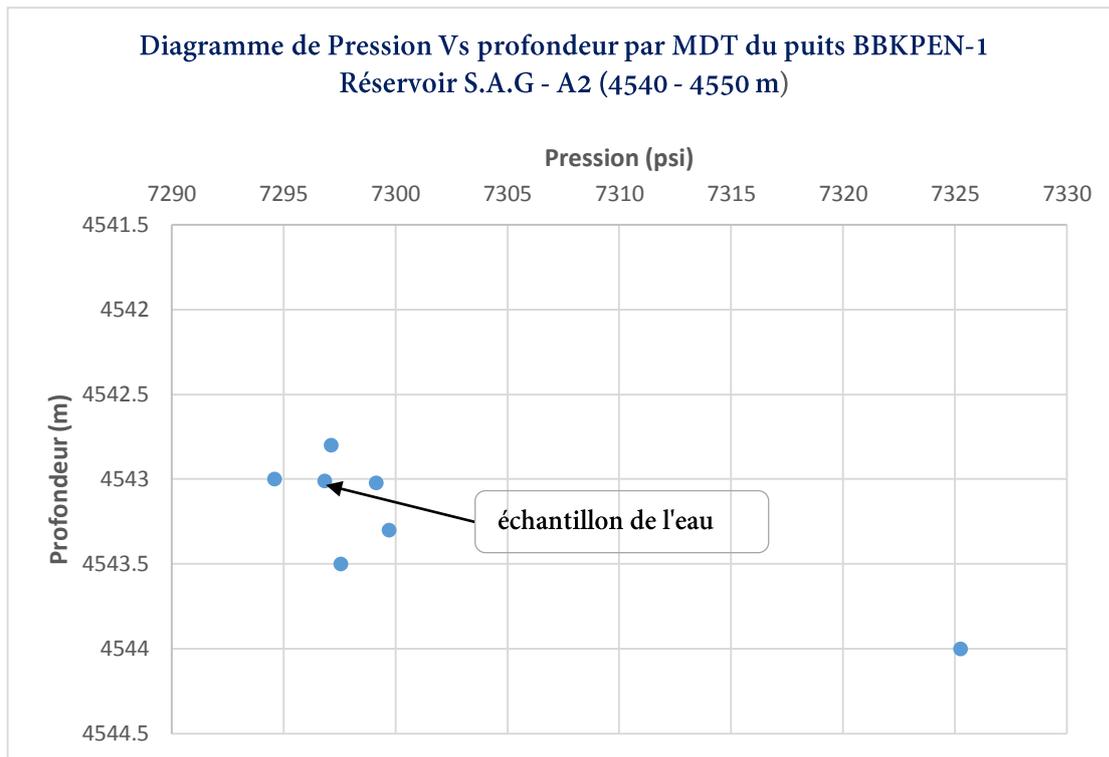


Figure V.2. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits BBKPEN-1 (4540 – 4550 m).

c. L'intervalle 4560 – 4574 m

Pour cet intervalle, les données de mesure sont suffisantes pour tracer les différentes droites. Le diagramme de la (Figure V.3) montre un alignement des 5 premiers points selon un gradient de **1.05 psi/m** et une densité de **0.73 g/cc**. Ce qui indique la présence d'huile. De même on obtient un autre gradient pour les points inférieurs de **1.60 psi/m** et une densité de **1.14g/cc**. Ce qui correspond à la présence d'eau salée.

Par ailleurs une station d'échantillonnage a été effectuée à 4560.99m et a confirmé la présence d'huile dans la formation. De même qu'un autre échantillonnage à la profondeur de 4568m, a permis d'identifier la présence d'eau comme fluide de formation. .

Les échantillons sont conformes aux mesures de gradient de pression.

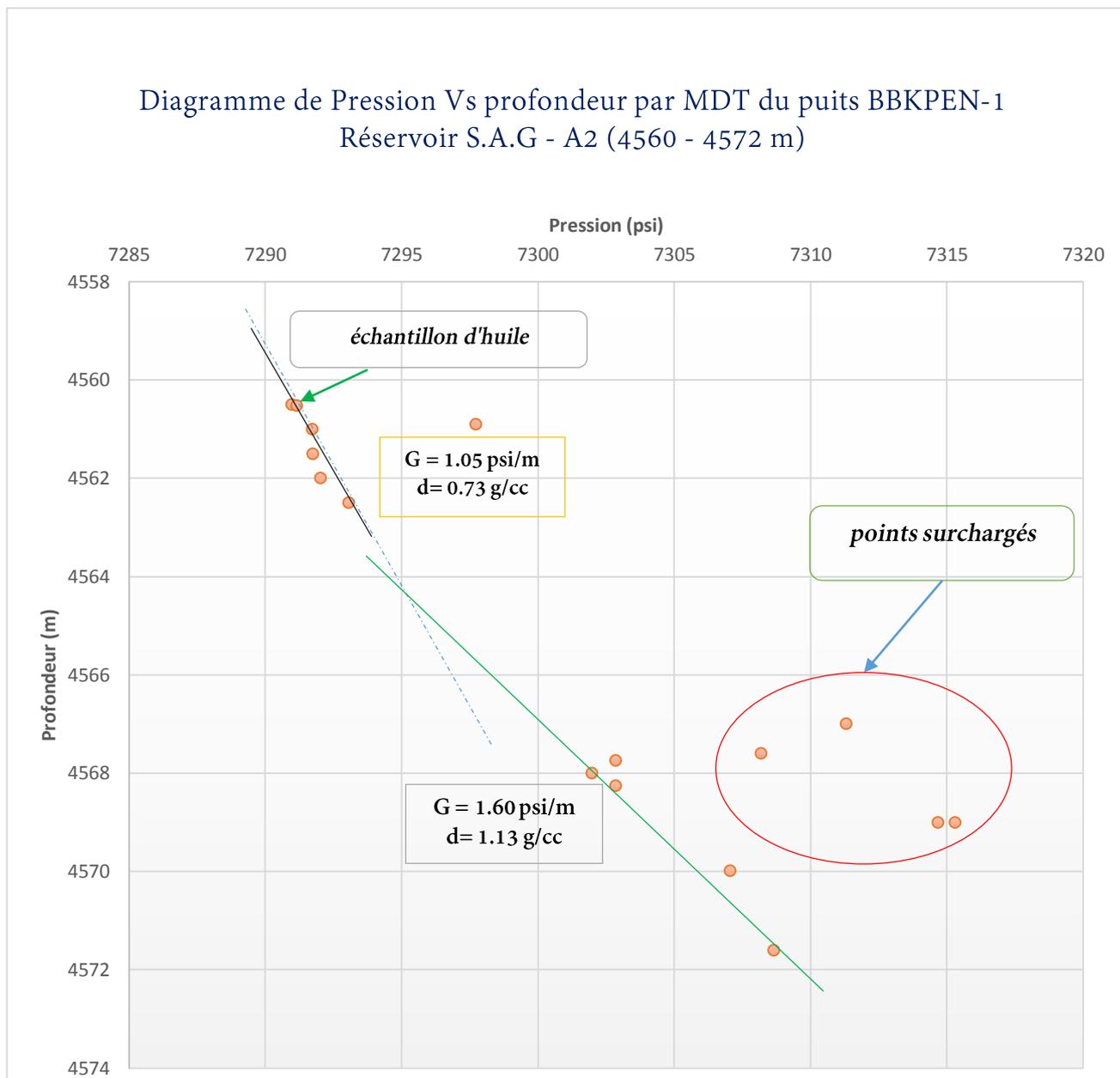


Figure V.3. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits BBKPEN-1 (4560 – 4572 m).

V.1.2 Analyse général des résultats

Dans le tableau qui suit, nous présentons les résultats de l'interprétation des diagraphies conventionnelles, et des données de pression du MDT effectués au puits.

Tableau V-2. Résultats et commentaire.

Profondeur(m)	$V_{sh}(\%)$	$R_t(\%)$	$\phi_{utile}(\%)$	$S_w(\%)$	Remarque	Résultats MDT
4473.37	33.17	0.71	11.94	100	Eau	Eau
4474	18.32	0.68	13.37	100	Eau	Eau
4475	20.91	0.67	14.11	100	Eau	Eau
4476	34.58	1.56	13.11	72	Eau	Eau
4477	23.36	9.62	8.92	43	Eau	Eau
4478	38.01	8.07	4.56	91	Eau	Eau
4541.51	41.08	0.82	10.50	100	/	/
4542	29.92	1	12.32	96	Eau	Eau
4543	21.38	0.84	11.10	100	Eau	Eau
4544	29.78	0.67	16.64	87	Eau	Eau
4544.62	38.71	0.59	13.55	100	Eau	Eau
4545	43.93	0.79	10.80	100	/	/
4546	59.01	12.2	4.01	/	/	/
4547	50.47	3.31	5.55	/	/	/
4548	47.66	13.2	2.73	/	/	/
4549	59.21	22.1	5.34	/	/	/
4550	77.00	17.3	0.82	/	/	/
4553	24.30	1.74	14.61	61	Eau	Huile
4554	43.00	3.00	9.30	60	Eau	Huile
4555	59.44	5.36	0.47	67	Eau	Huile
4556	89.53	3.91	2.17	57	Eau	Huile
4557	37.93	8.03	3.55	67	Eau	Huile
4558	72.68	23.4	1.63	56	/	/
4560.4	36.00	1.46	11.58	85	/	/
4561	9.09	0.76	18.52	73	Eau	Huile
4562	12.93	0.56	17.18	92	Eau	Huile
4563	29.68	0.66	14.10	100	Eau	Huile
4564	30.62	10.00	7	80	Eau	Huile
4566.18	36.17	1.3	8.50	100	Eau	Eau
4567	13.35	0.36	18.67	100	Eau	Eau
4568	4.93	0.39	16.73	100	Eau	Eau
4569	5.71	0.57	11.31	100	Eau	Eau
4570	13.83	0.4	16.43	100	Eau	Eau
4571	27.32	0.4	16.48	100	Eau	Eau
4572	20.56	0.35	9.56	100	Eau	Eau

L'interprétation des diagraphies conventionnelles nous a conduits à conclure à la nature aquifère du réservoir. Cependant les mesures de pression montrent la présence d'hydrocarbures. Ceci illustre le phénomène de basse résistivité qui peut mener à une mauvaise interprétation.

V.2 Application du MDT sur le puits RECSWS-1

Pour le puits RECSWS1 le nombre de points de mesure de pression qui ont été réalisés dans l'intervalle de 4120 – 4123 m est de 4 points. En traçant le diagramme de pression profondeur, on obtient un nuage de points qui peut être corrélé par une droite de gradient égale à **0.72 psi/m** et qui correspond à une densité **0.506 g/cc** (Figure.V.4). Ce qui nous mène à dire que le fluide dans ce réservoir est du condensât. Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'huile qui a été récupéré à la profondeur de **4121.5 m**.

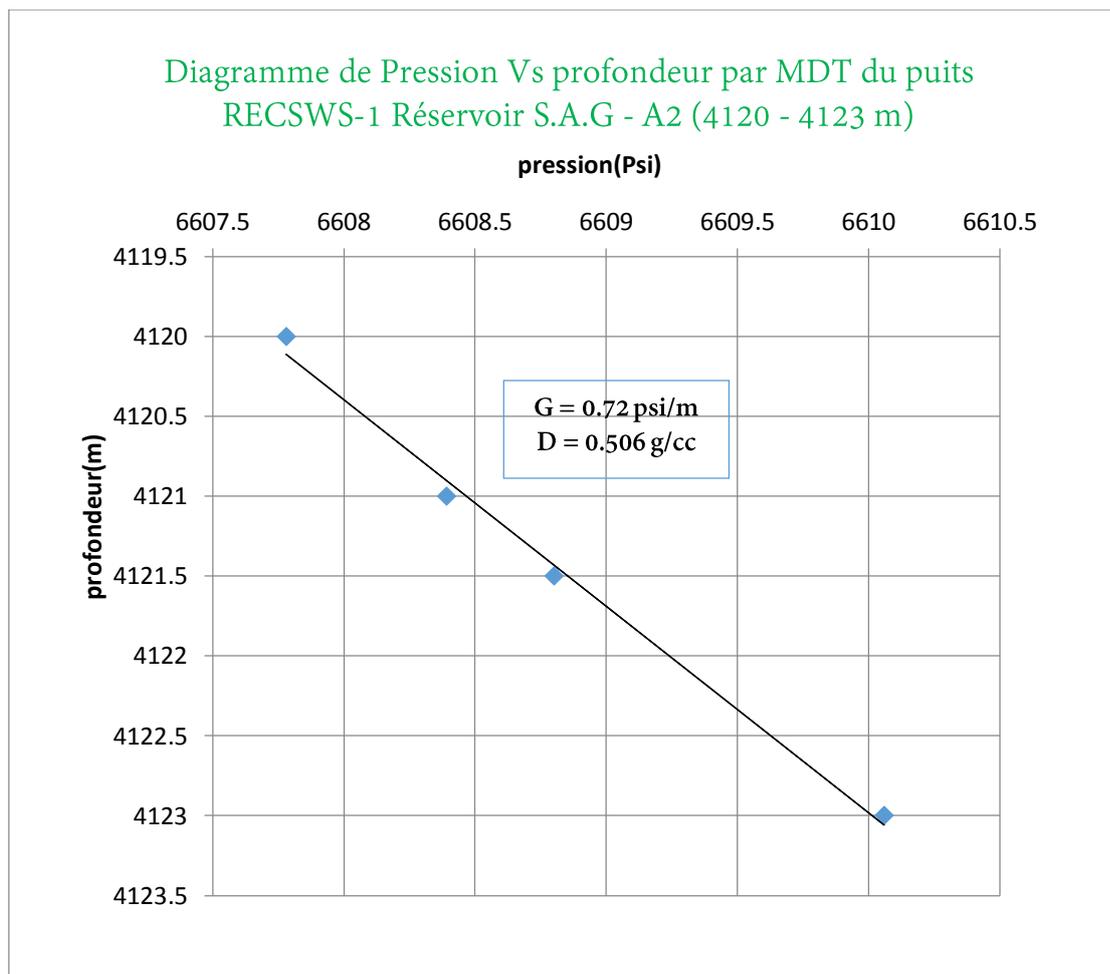


Figure V.4. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits RECSWS-1 (4120 – 4123 m).

L'analyse de ces résultats montre que l'augmentation de la saturation en eau S_w dans l'intervalle (4120 – 4123 m) est due à la basse résistivité, alors que les mesures du MDT effectué dans cette intervalle a montré la présence de condensât.

V.3 Application du RCI sur le puits HBNEP-1

Pour le puits HBNEP-1 les points de mesures de pressions ont été effectués à l'aide de l'outil RCI. Ce dernier, utilisé par Baker Hughes, fonctionne sur le même principe que le MDT. Les mesures ont été faites au-devant de la formation Silurien Argileux Gréseux SAG F6 unité A2. Tous les points de mesure sont bien réussis.

Les résultats sont présentés sur le tableau.3. Il est à noter qu'un échantillon à gaz a été prélevé à la profondeur de 4830m.

Tableau V-3. Mesures de pression au-devant du réservoir F6 A2 du puits HBNEP-1.

N° Test	Profondeur (m)	Pression de la formation (Psi)	Mobilité (Md/Cp)
1	4815.5	7707.44	3.3
2	4816.2	7705.16	4.1
3	4818	7706.04	4.8
4	4815.6	7705.21	4.5
5	4822.2	7715.65	2.9
6	4823.5	7729.76	1.3
7	4824.5	7716.54	3.46
8	4830	7710	4.6
9	4832.8	7795.46	2.1
10	4833.8	7731	3

V.3.1 Diagramme pression-profondeur du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 A2

Les points de mesure de pression enregistrés au niveau des intervalles (4815-4818.5m/4820-4845 m) sont inexploitable pour le tracé d'un gradient. Un échantillon de gaz a été prélevé à la profondeur de 4830 m (Figure.V.5) et (Figure.V.6).

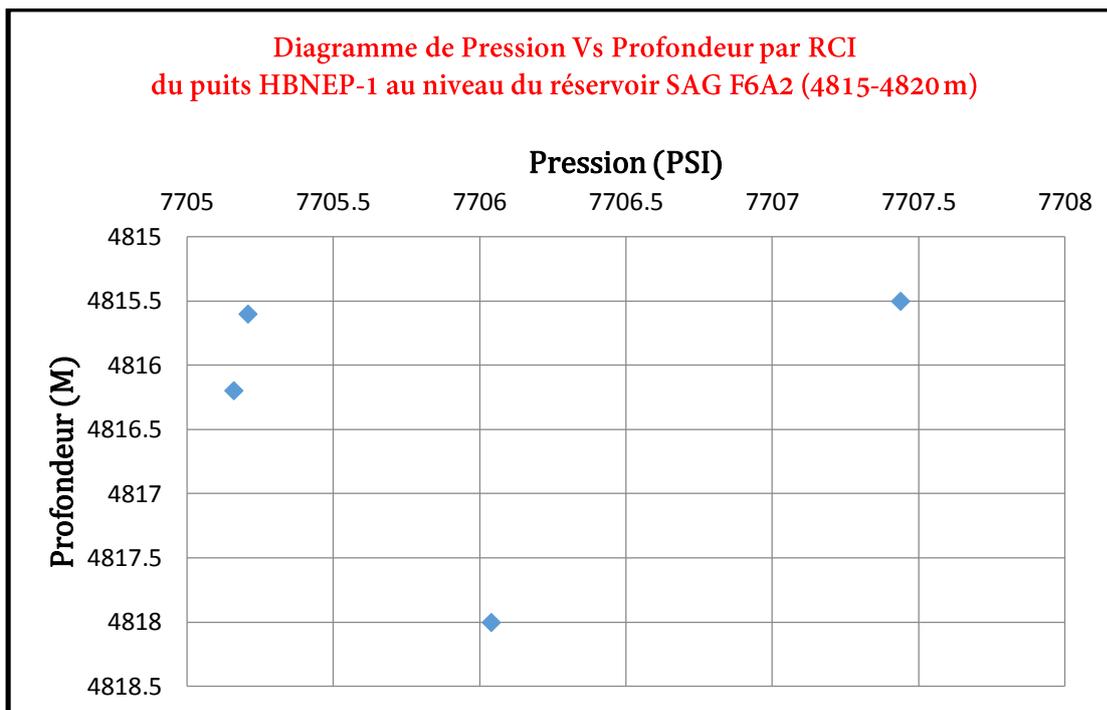


Figure V.5. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits HBNEP-1 (4815-4820 m).

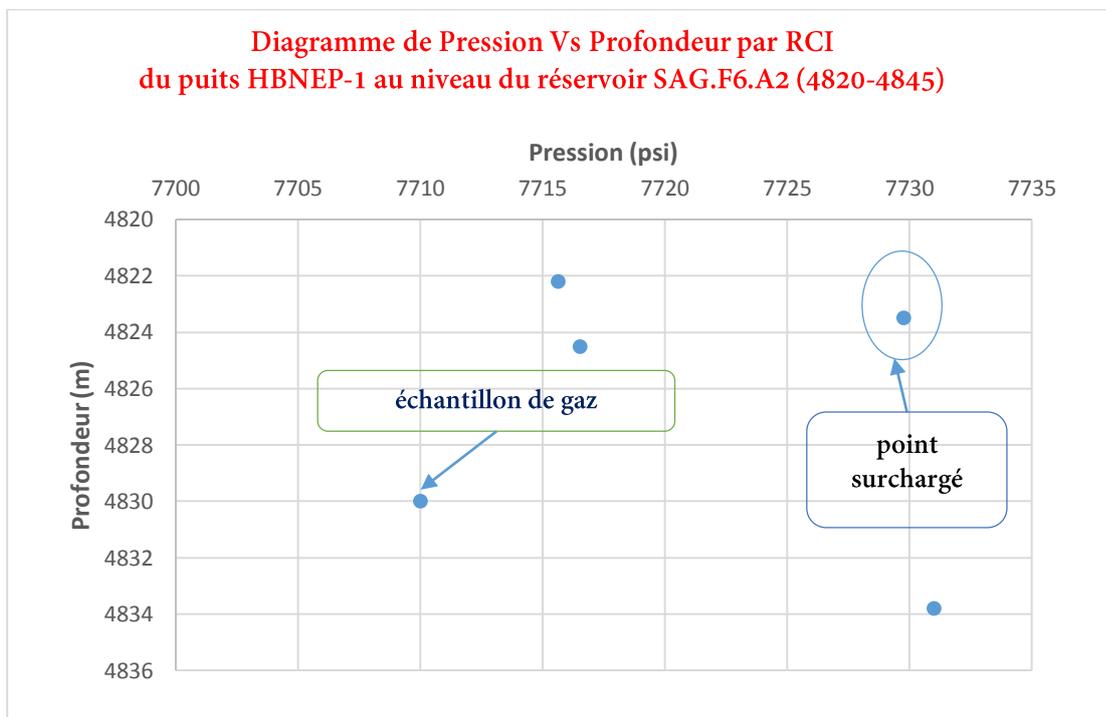


Figure V.6. Diagramme pression-profondeur du réservoir SAG F6 A2 du puits HBNEP-1 (4820-4845m).

Dans le cas de ce puits, l'étude des Cuttings et les indices apparus au cours du forage du puits HBNEP-1 au-devant de réservoir SAG F6A2 (4815-4855 m) montre la présence de gaz de l'ordre de 1 à 4 % par endroit sur le Master Log, (figure V.7).

Le diagramme principal ("Master Log") est le plus important document élaboré pendant le forage. Il comprend toutes les données géologiques et d'ingénierie concernant la lithologie, les caractéristiques de la boue, la vitesse d'avancement, calcimétrie, indices de gaz et d'huile et enfin les résultats des tests de formation. Il se joint aux diagrammes d'interprétation des diagraphies différées sur ordinateur, pour former l'ensemble des documents de base avec lequel toutes décisions de mise en production et/ou de poursuite de l'exploitation seront prises.

En effet, une carotte CR3 a été récupéré au-dessus de notre niveau du réservoir du SAG F6 unité A2 à la profondeur 4767-4783 m. Cette carotte CR3 présente des indices de couleur jaune- pâle à jaunâtre légèrement feuilletée (Master Log final, rapport Sonatrach).

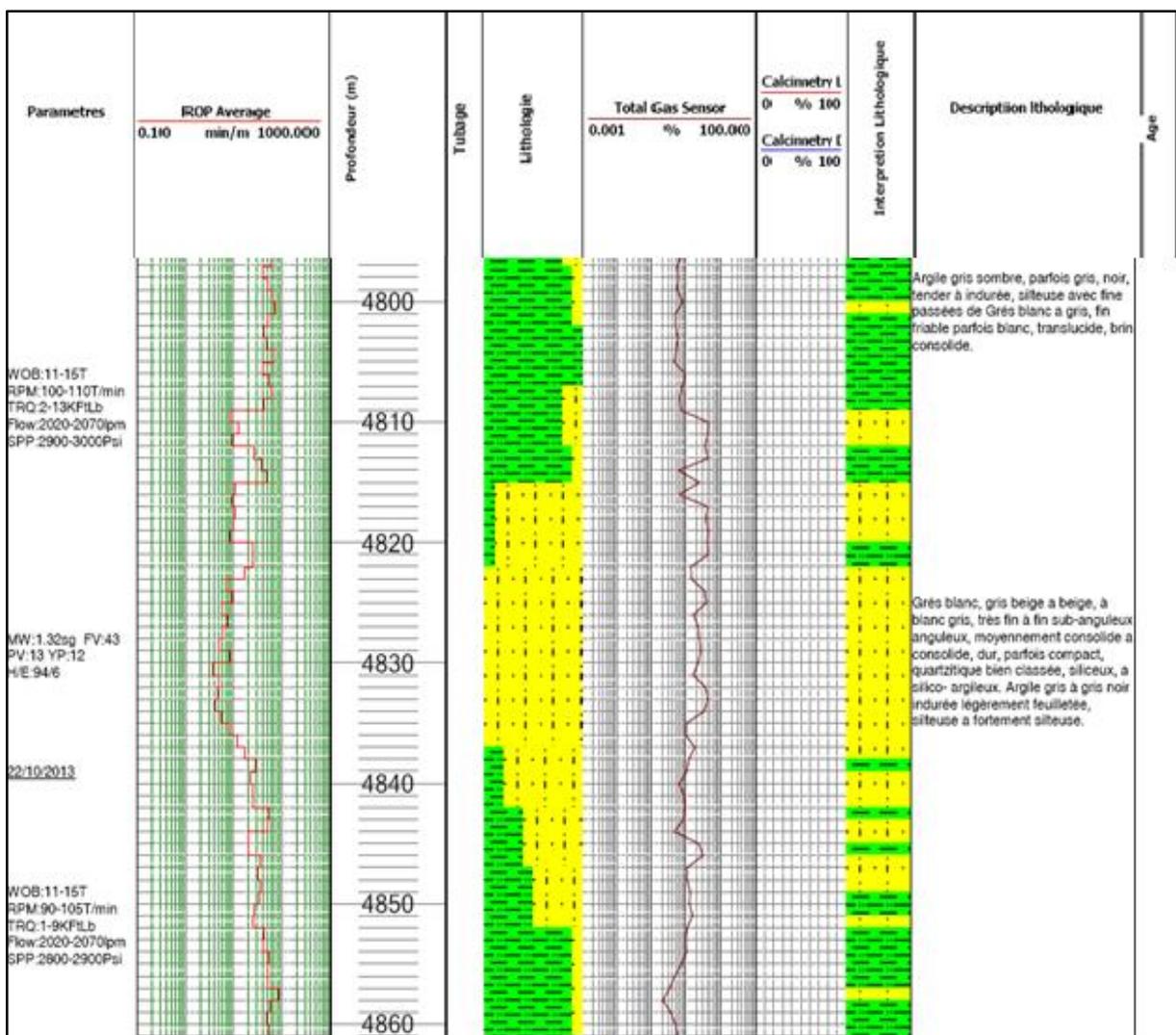


Figure V.7. Master Log du puits HBNEP-1 (Rapport Sonatrach).

V.3.2 Données relatifs à l'interprétation des puits voisins

Le phénomène de basse résistivité que nous observons sur les trois puits traités dans cette étude, a déjà été rencontré sur d'autres forages situés dans la même région. C'est le cas par exemple des puits BBKP-1 et BBKP-2. L'interprétation des diagraphies en tenant compte des mesures de pression au niveau du réservoir Silurien Argileux Gréseux SAG F6 a montré un intérêt pétrolier (gaz et condensat) pour l'unité M2 et A1, alors que les diagraphies classiques ne le montraient pas car comme dans le cas de nos puits, ce réservoir est associé à de faibles résistivités, une porosité moyenne de 20% à 22% et une saturation moyenne en eau S_w de 40%.

On a observé le même phénomène au niveau du puits HBNP-1 pour lequel l'unité A2 du SAG a été interprétée comme aquifère, alors que le test DST-1 a montré qu'il s'agissait d'hydrocarbure.

Des tests de formation DST-3 - DST-2 - DST-1, ont été réalisés au niveau de BBKP-1 et BBKP-2 et montrent clairement la présence d'hydrocarbure.

De ce fait, et à partir des résultats sur les réservoirs productifs d'hydrocarbures à des basses résistivités, de nouveaux puits ont été forés dans le but d'étudier ce niveau réservoir du SAG.

Le tableau suivant résume l'ensemble des résultats des gisements qui jalonnent la région, et qui ont des objectifs similaires (Silurien).

Tableau V-4. Résultats des puits voisins au puits HBNEP-1.

Forages	Année de Forage	Distance/Puits HBNEP-1	Réservoirs	Résultats
BBKP-1	2008	-	SAG unité M2	DST-3 (4592-4596m) productif de gaz ($Q_{\text{gaz}}=17192 \text{ m}^3/\text{h}$), et du condensat ($Q=14.68 \text{ m}^3/\text{h}$) sous la duse 32/64.
			SAG unité A1	non testé.
BBKP-2	2010	-	SAG unité M2	DST-1(4552-4561m/4563-4568m/ 4574-4578m) productif de gaz ($Q_{\text{gaz}}=19365 \text{ m}^3/\text{h}$), et du condensat ($Q=0.795 \text{ m}^3/\text{h}$) sous la duse 32/64.
			SAG unité A1	DST-2 (4470-4476m) productif de gaz ($Q_{\text{gaz}}=10769 \text{ m}^3/\text{h}$), et $15837 \text{ m}^3/\text{h}$ de condensât (duse32/64)
HBNP-1	2013	12 Km	SAG unité A2	DST-1(4611-4622m/4627-4635m/4641-4645m) productif sous la duse32/64 de $Q_{\text{Condensât}} = 5.17 \text{ m}^3/\text{h}$ et $Q_{\text{gaz}}=10512 \text{ m}^3/\text{h}$
			Siégénien	DST-2 (3782.5-3792m) sous la duse 24/64, productif du Condensât = $4.14 \text{ m}^3/\text{h}$, et de gaz $Q_{\text{gaz}}=587 \text{ m}^3/\text{h}$.
			Emsien	DST-3 (3674-3677m /3678-3684m/3685-3689m) productif de l'huile et du gaz sous la duse32/64, $Q_{\text{huile}}= 10.15 \text{ m}^3/\text{h}$, $Q_{\text{gaz}}= 1124 \text{ m}^3/\text{h}$.
BBKPSW-1	2012	-	Siégénien	DST-1 (3655- 3660m / 3678-3781 m /3688-3690m) a débité $3 \text{ m}^3/\text{h}$ d'huile. DST-2 (3711.5-3714m/3716.5-3720 m/3721 – 3722m) a donné $3.726 \text{ m}^3/\text{h}$ d'huile
BBKPSE-1	2012	-	SAG unité M2	DST-1(4729-4740 m) productif de gaz ($Q_{\text{gaz}}=16716 \text{ m}^3/\text{h}$), et du condensat ($Q=4.03 \text{ m}^3/\text{h}$).

La (Figure V.8) montre une corrélation concernant le niveau SAG entre les différents puits cités. Cette figure a été tracée dans le but de chercher une corrélation entre tous ces puits et le puits HBNEP-1 dont l'étude par le MDT n'a pas pu être exploitée. Pour lever toute ambiguïté quant à la nature du fluide, des tests de formation DST ont été réalisés.

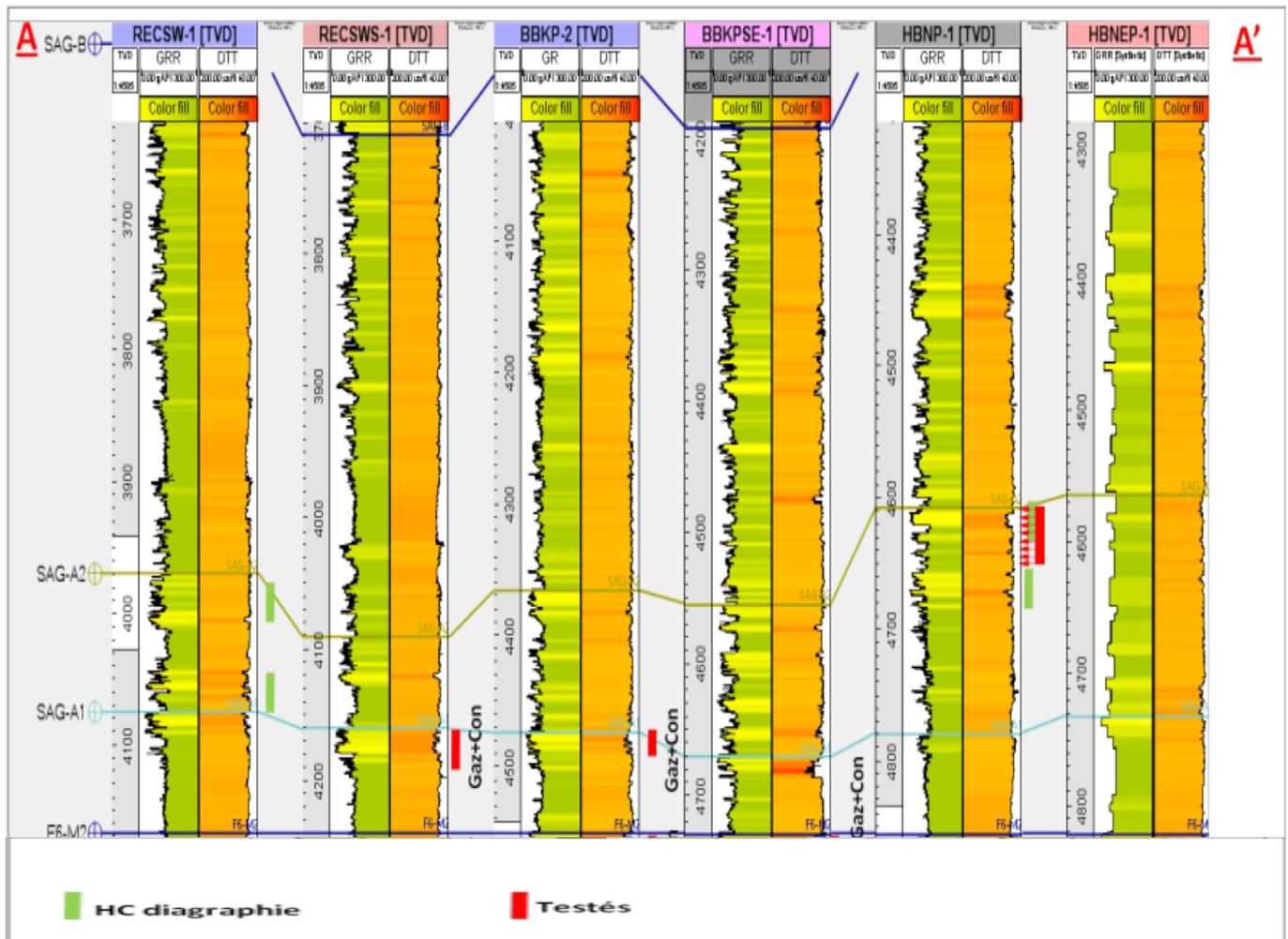


Figure V.8. Corrélation diagraphique passant par les puits RECSW-1, RECSWS-1, BBKP-2,.....ET HBNEP-1. (Document Sonatrach)

V.3.3 Résultats du test de formation DST du puits

Ce test a pour but de mesurer la pression et le débit de l'effluent, afin d'évaluer la perméabilité du réservoir, et prendre un échantillon qui révélera les autres caractéristiques.

Le test de formation DST 1 réalisé entre 4815 et 4844 m de profondeur été indispensable pour vérifier la nature du fluide au niveau du SAG F6 A2. Deux tests de formation derrière le casing TC ont été réalisés au niveau du Silurien Argileux Gréseux SAG F6 A2

- TC1 test non réussi.
- TC1 Bis test réussi, productif du gaz et du condensât, $Q_c = 0.984 \text{ m}^3/\text{h}$, $Q_g = 24372 \text{ m}^3/\text{h}$ avec une Duse (32/64)

V.4 Conclusion

L'analyse des résultats montre pour les puits B et C, l'interprétation à l'aide des diagraphies conventionnelles conclut à la présence d'eau, alors que le test MDT (Modular Formation Dynamic Tester) montre l'existence possible d'un réservoir. Cette différence s'explique par le phénomène de basse résistivité responsable de l'erreur d'interprétation.

Pour le puits B l'analyseur optique des fluides a bien montré la présence d'hydrocarbure à la profondeur 4568 m ce qui a été également confirmé par les mesures de gradient de pression. Cependant, pour le niveau correspondant à l'intervalle (4566-4572 m) les résultats de l'interprétation des diagraphies conventionnelles ont été confirmés par le test MDT, à savoir la présence d'eau.

Pour le puits A, l'analyse du Master Log, la corrélation entre les puits et le test DST montrent bien que ce puits subit le phénomène de basse résistivité et qu'il est productif en hydrocarbure.

Conclusion générale

Au cours de cette étude, nous nous sommes intéressés au phénomène de basse résistivité qui peut parfois entraîner des erreurs d'interprétation dans l'analyse des réservoirs. Le réservoir étudié est celui du Silurien Argileux Gréseux F6 unité A2 à relatif à trois puits situés dans le bassin de Berkine.

Nous avons commencé par une évaluation lithologique qui nous a permis de conclure à la nature gréseuse de notre réservoir de même que les argiles sont de type dispersé. Ces résultats ont été confirmés par les données de carottes disponibles.

Par la suite, l'évaluation minéralogique de ces trois puits à l'aide du logiciel Tech Log montre l'existence des minéraux conducteurs qui affectent l'enregistrement diagraphique, en particulier les logs de résistivité. La présence de ces minéraux conducteurs conduit à une baisse de la résistivité dont l'interprétation se traduit par une augmentation de la saturation en eau.

Pour lever le doute quant à la nature du fluide de formation, nous avons utilisé les données de pression ainsi que les outils de test très utiles en présence de phénomène de basse résistivité. L'interprétation montre, contrairement à ce qui est déduit à l'aide des diagraphies conventionnelles, la présence d'hydrocarbures dans le réservoir au niveau des puits B et C.

Pour le puits A, il n'a pas été possible d'utiliser les mesures de pression, cependant l'étude bibliographique des puits voisins situés dans le bassin de Berkine ainsi que celle du Master Log nous a permis de confirmer que ce puits est également concerné par le phénomène de basse résistivité et que l'interprétation par les diagraphies classiques donnent des résultats erronés.

Enfin, l'analyse globale de ces résultats montre la limite des diagraphies conventionnelles en présence du phénomène de basse résistivité et que les mesures de pressions telles que le MDT peut permettre d'éviter d'ignorer des puits potentiellement productifs.

ANNEXE N=°1 : diagraphiques enregistrées pour chaque puits

L'enregistrement diagraphiques du puits HBNEP-1 du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 unité A2 (4815-4855 m) a été faite par la société de service Baker Hughes.

Gamma ray naturel GR,

Caliper CAL,

Résistivité HDIL,

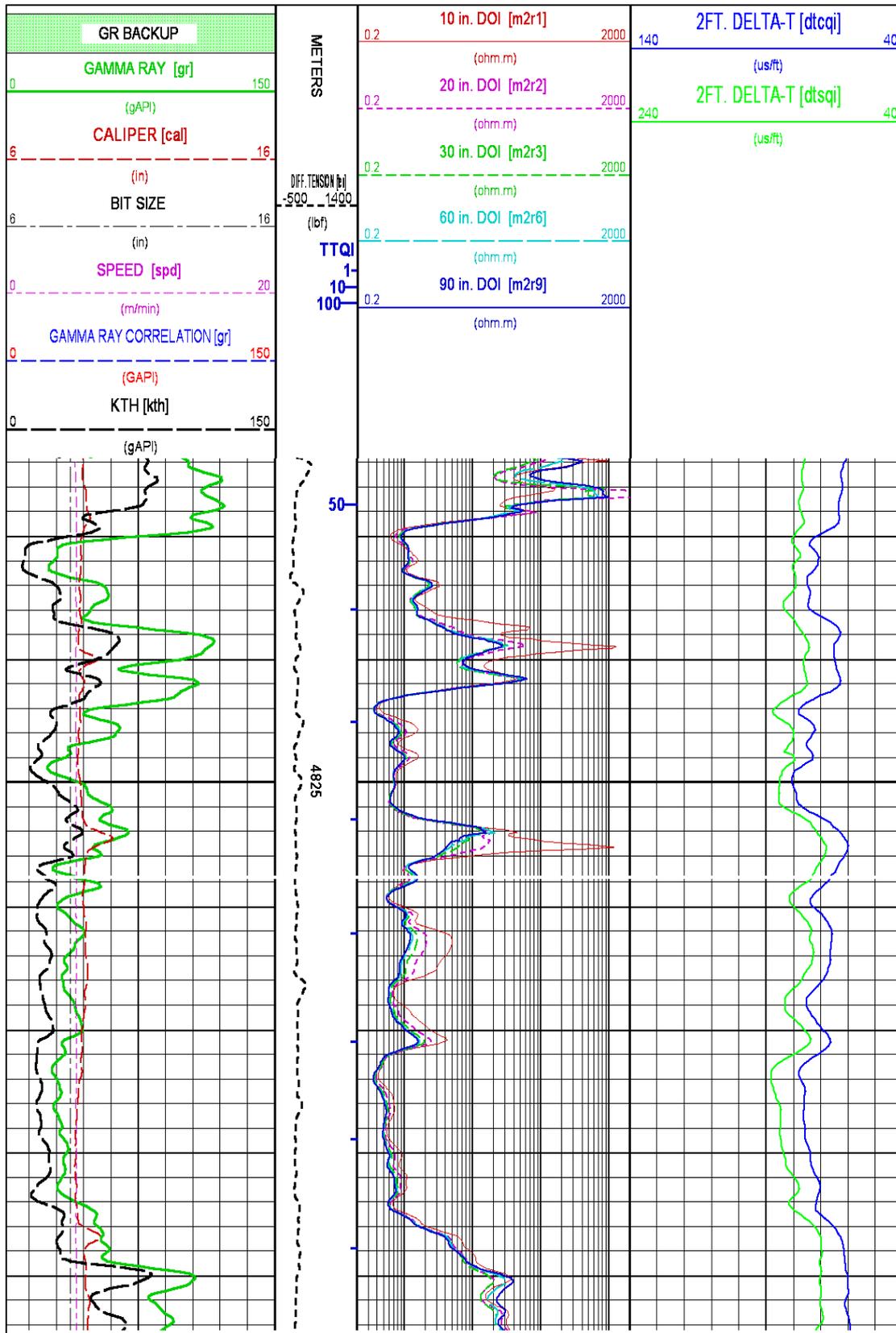
Densités DSL,

Sonique XMAC,

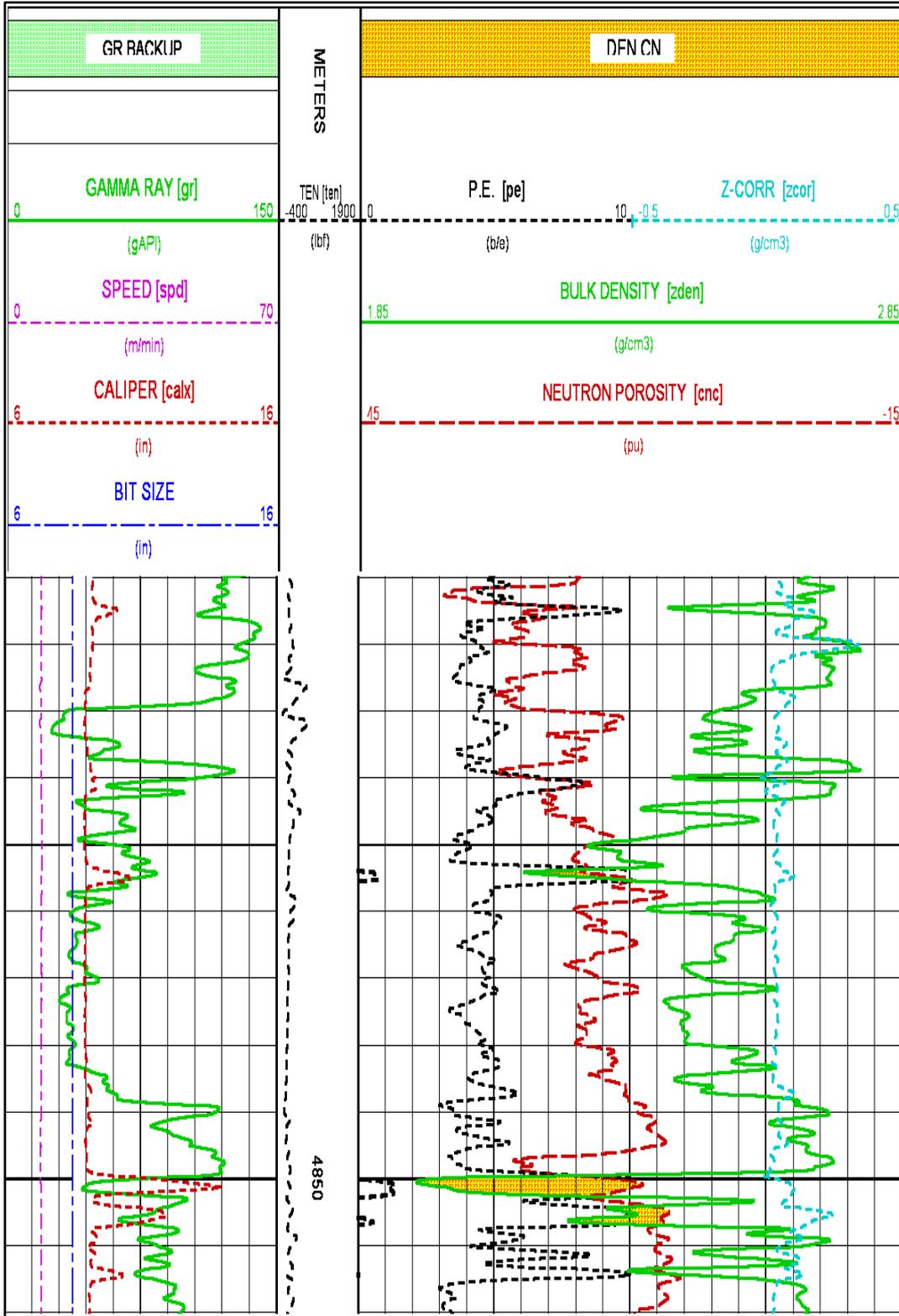
Neutron CN,

Facteur photo-électrique PE,

Spectrométrie gamma naturel NGS.



Logs composites (Run 1) du puits HBNEP-1



Logs composites (Run 2) du puits HBNEP-1

L'enregistrement diagraphiques du puits BBKPEN-1 du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 unité A2 (4472-4572 m) a été faite par la société de service Schlumberger.

Gamma ray naturel GR_CAL,

Caliper HDAR,

Résistivité AIT,

Densités RHOZ,

Sonique DSTH_MFM, DTCO,

Neutron TNPH,

Facteur photo-électrique PE,

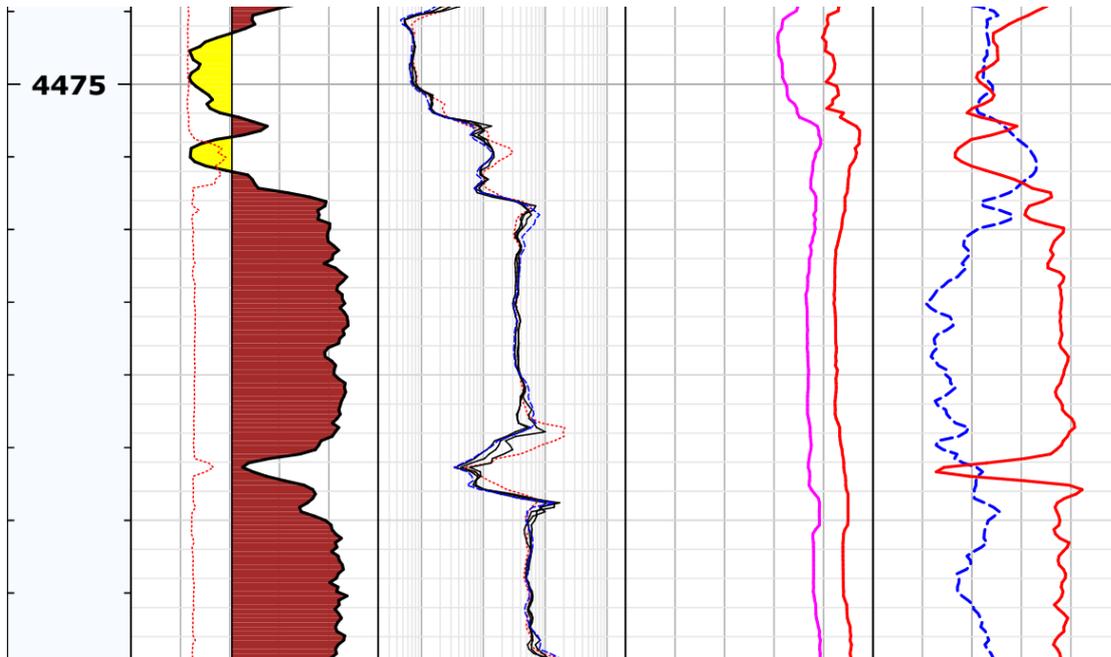
Uranium URAN

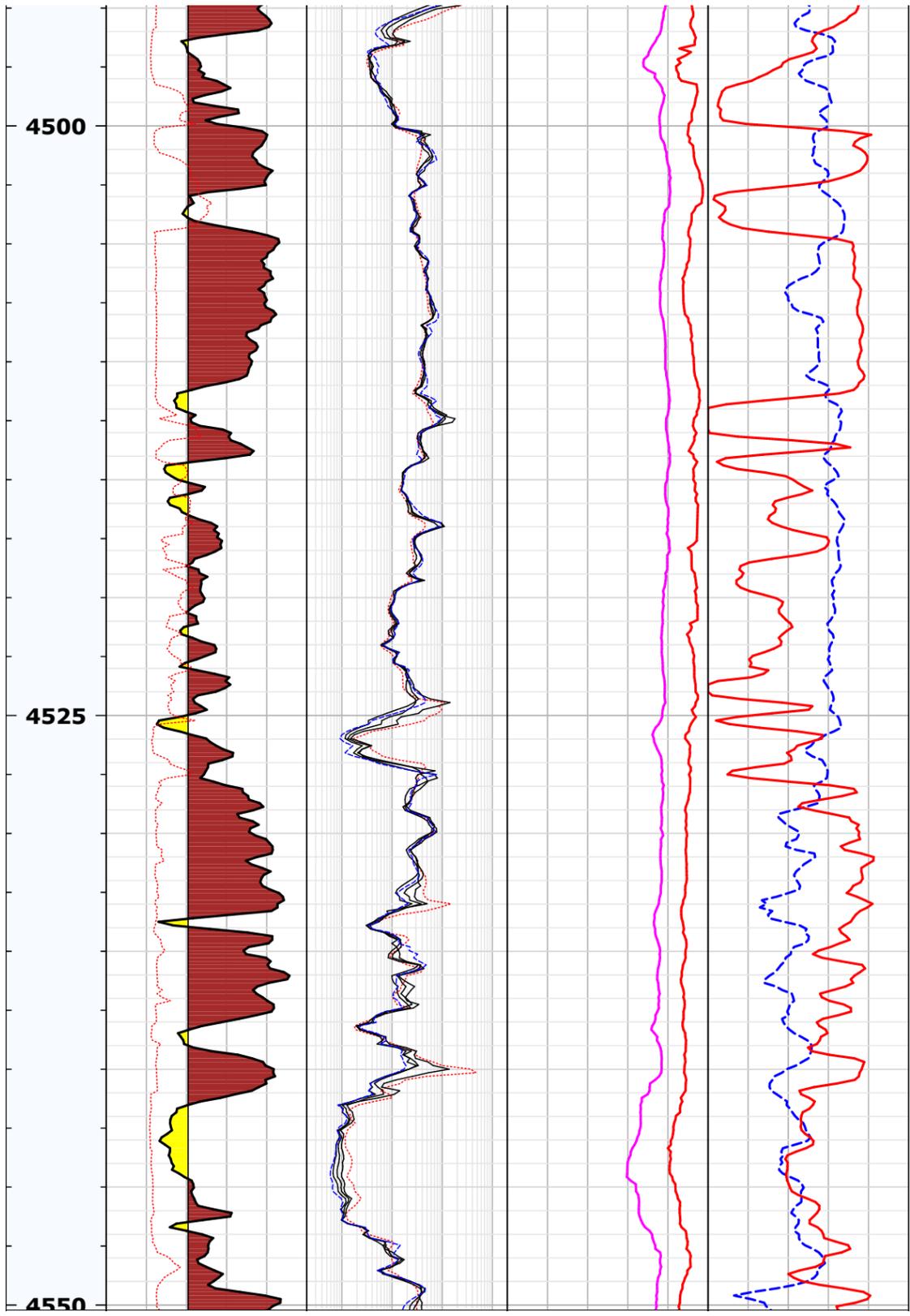
Potassium POTA

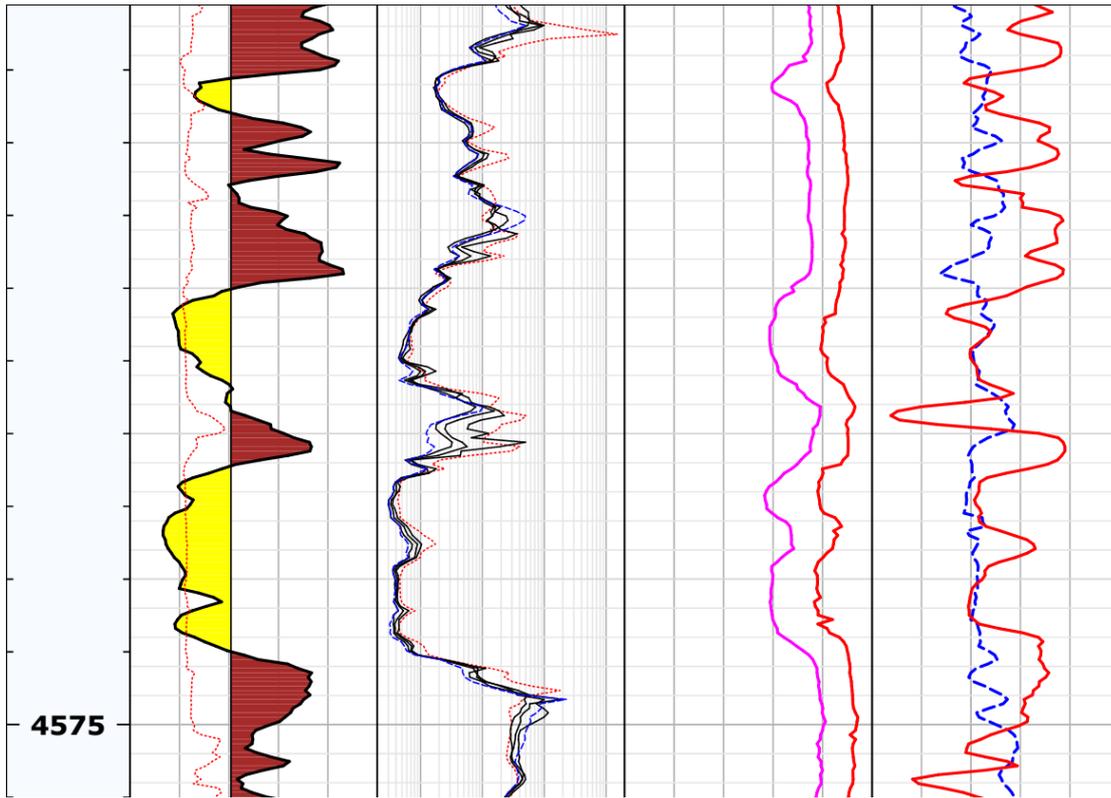
Thorium THOR

Thorium /Potassium TPRA

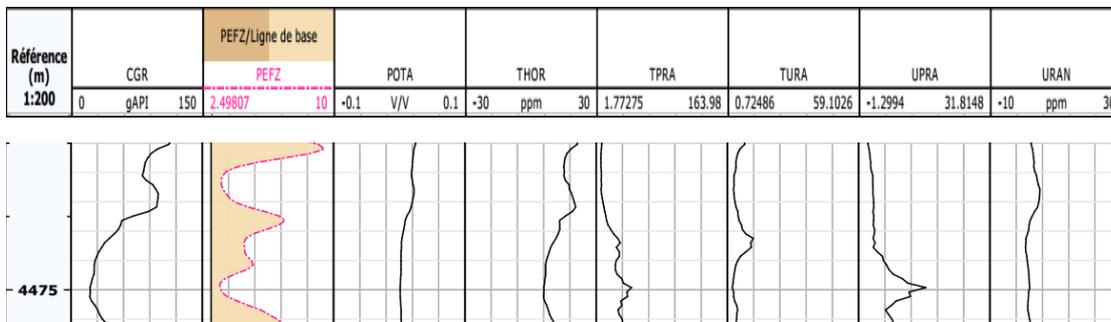
Référence (m) 1:200			AT90								
			0.2	ohm.m	2000						
					AT60						
			0.2	ohm.m	2000						
	GR_CAL/Ligne de base				AT30						
			0.2	ohm.m	2000						
HDAR				AT20	DTSH_MFM		RHOZ				
6	in	16	0.2	ohm.m	2000	380	us/ft	80	1.95	g/cm3	2.95
GR_CAL				AT10			DTCO		TNPH		
0	gAPI	150	0.2	ohm.m	2000	140	us/ft	40	45	pu	-15

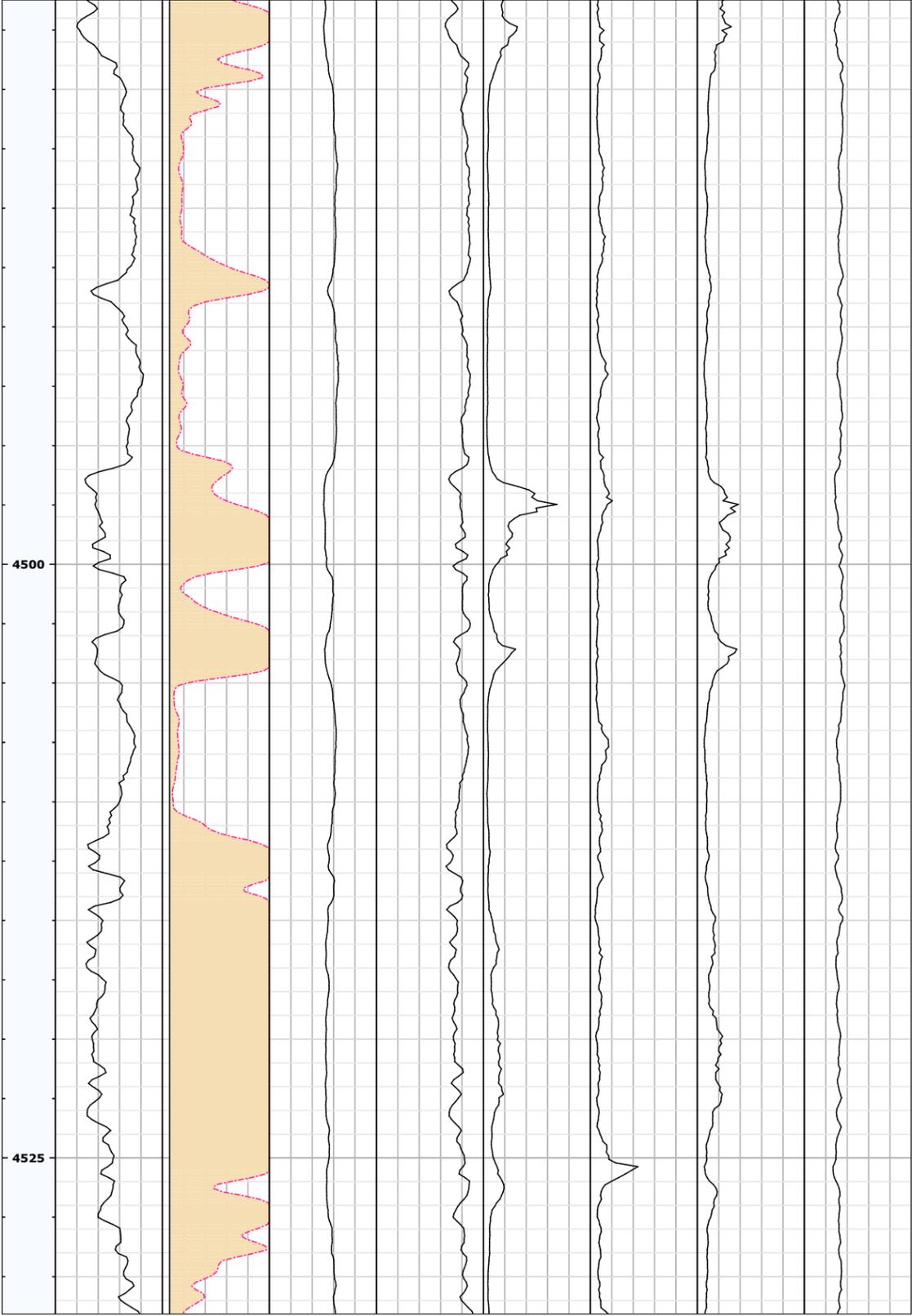


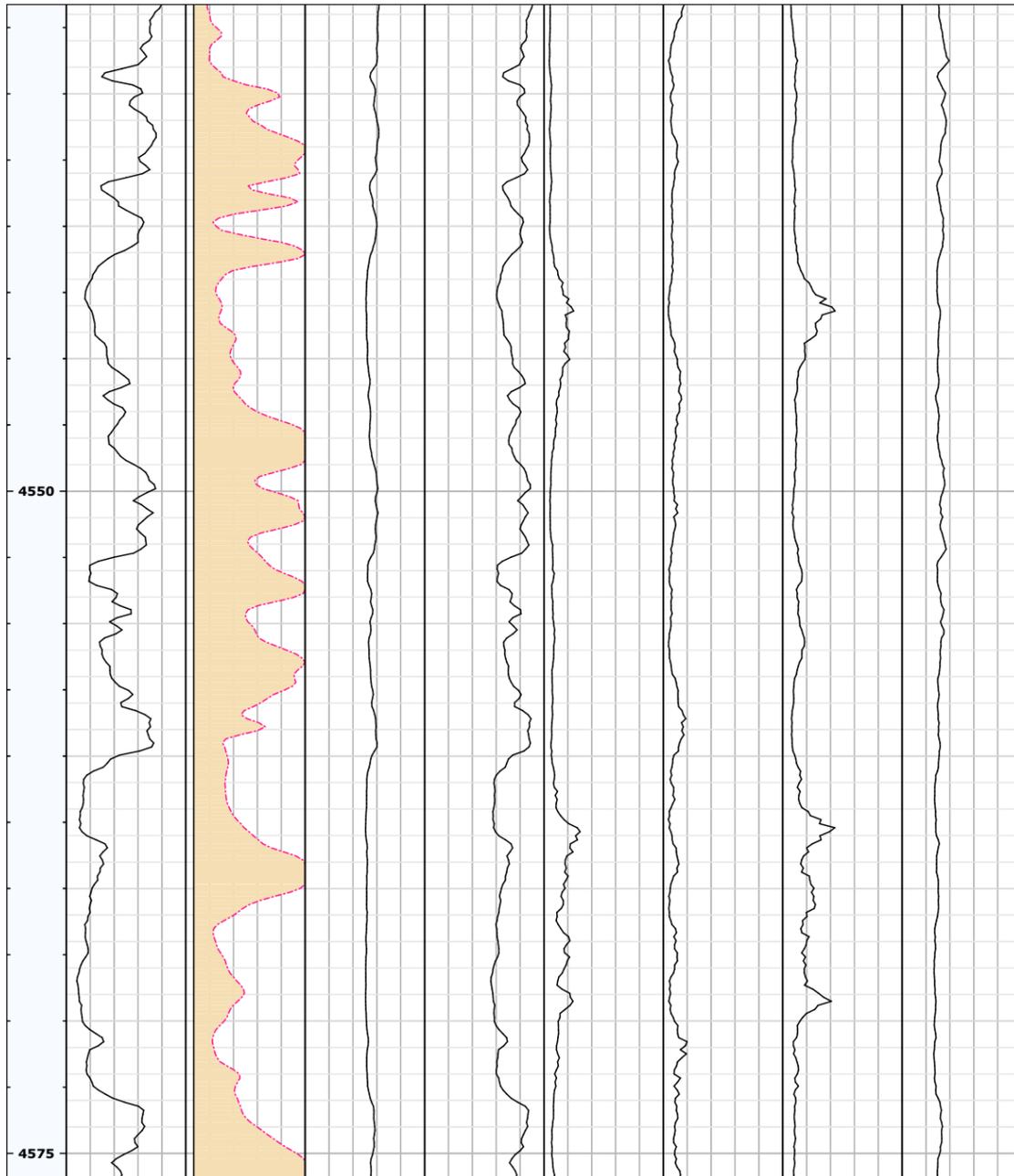




Logs composites (Run 1) du puits BKKPEN-1







Logs composites (Run 2) du puits BKPEN-1

L'enregistrement diagraphiques du puits RECSWS-1 du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 unité A2 (4090-4163 m) a été faite par la société de service HESP

Gamma ray naturel GR,

Caliper TPUL,

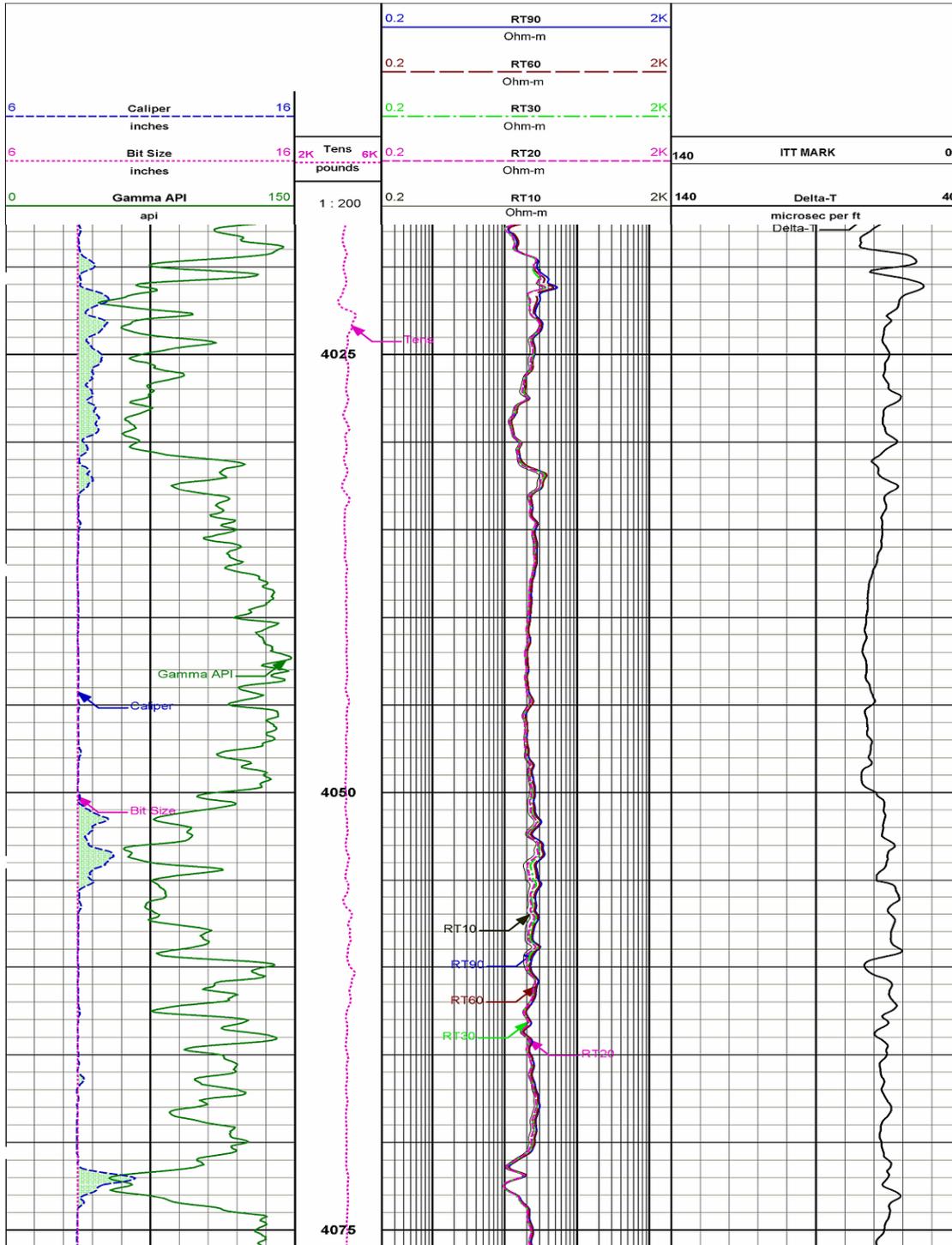
Résistivité RT,

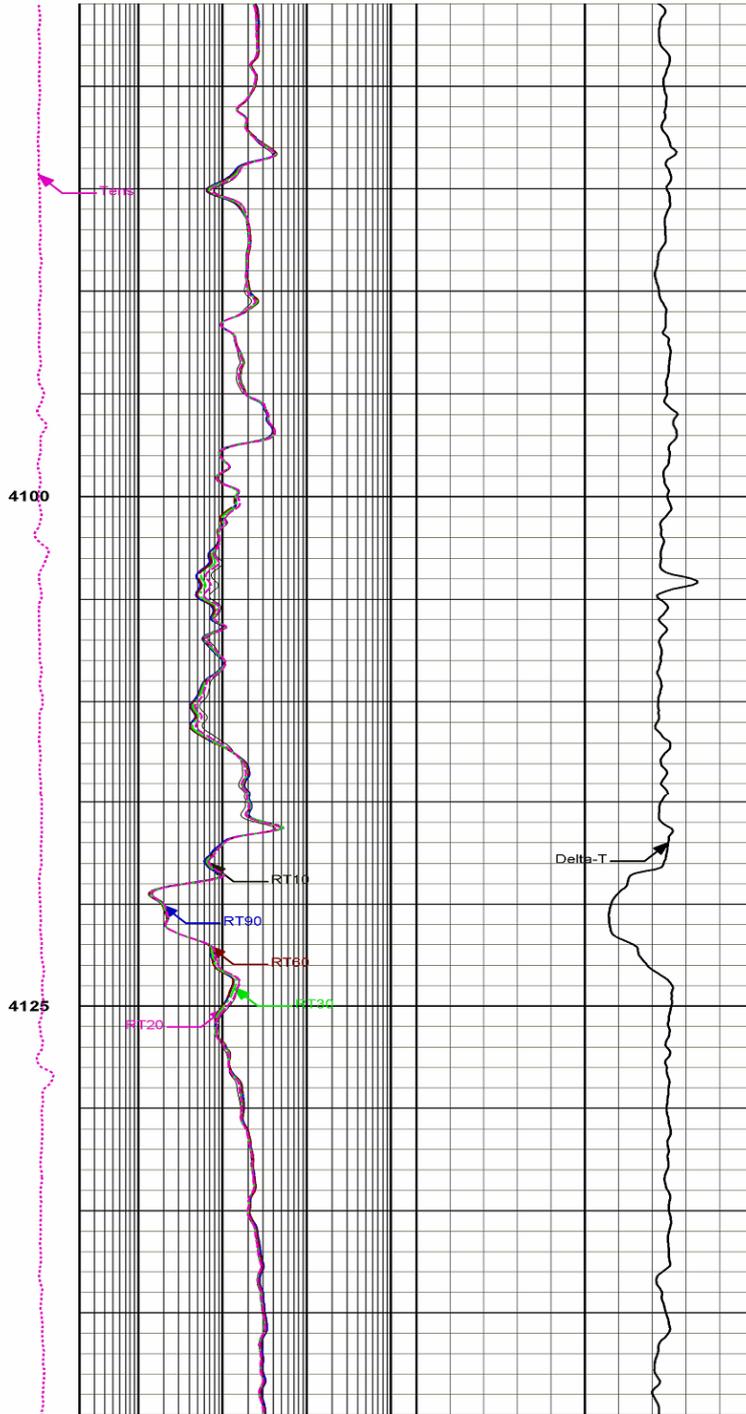
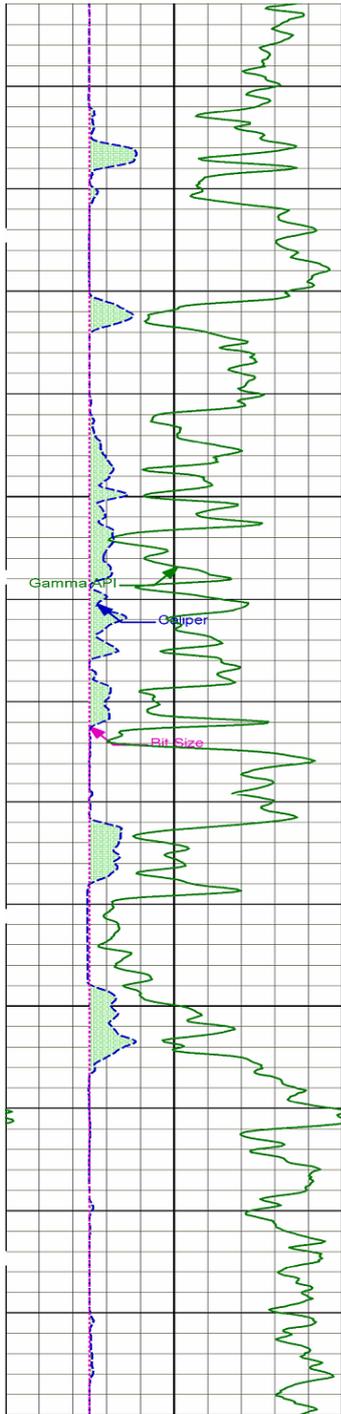
Densités DFL,

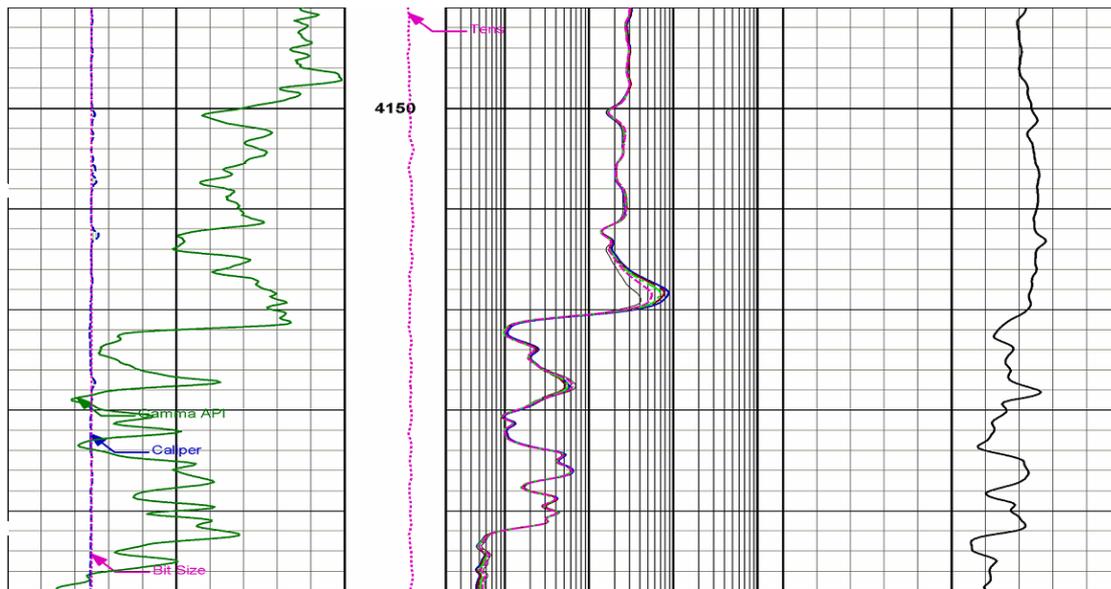
Sonique DELTA-T

Neutron NEUTRON POROSITY,

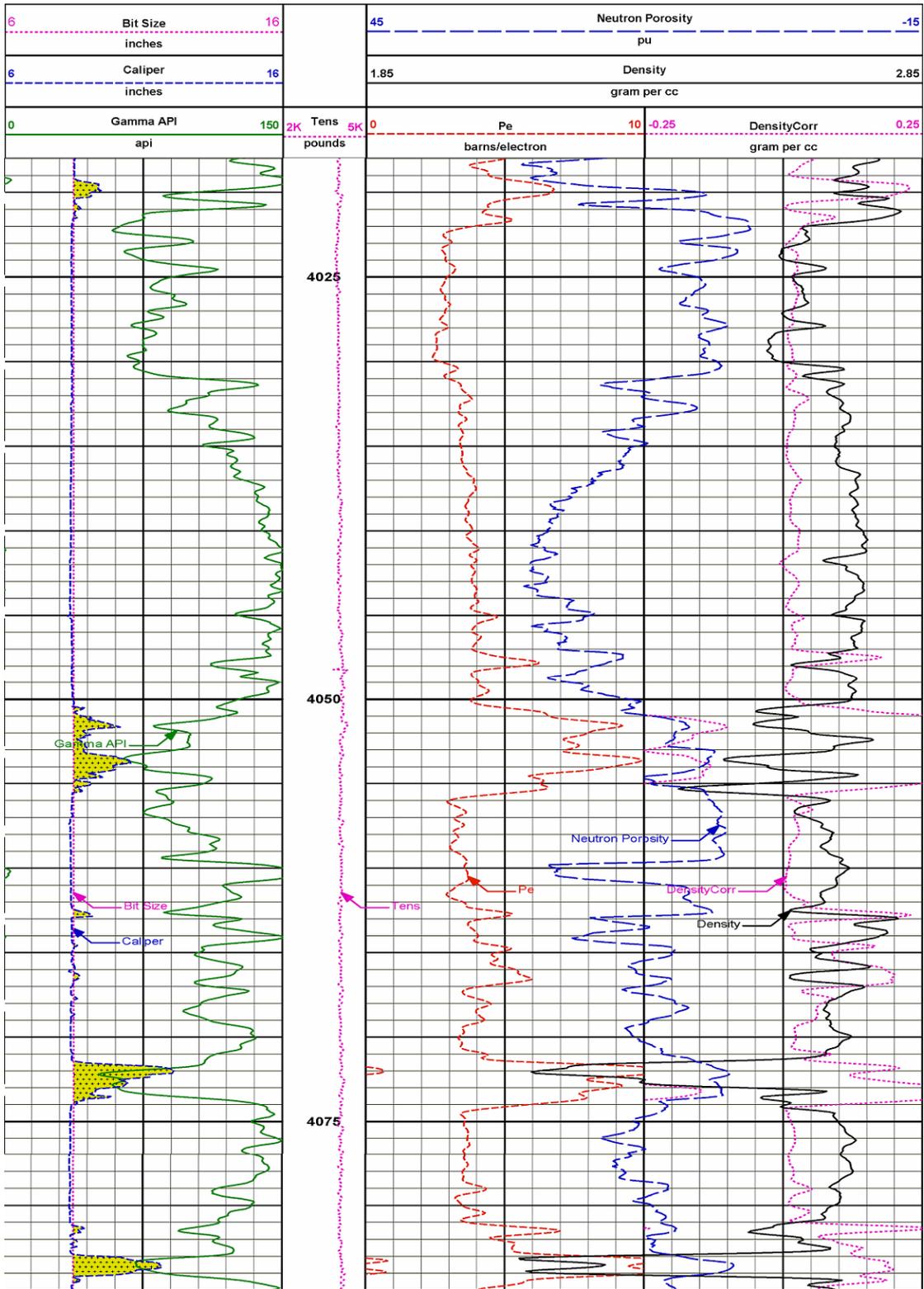
Facteur photo-électrique PE,

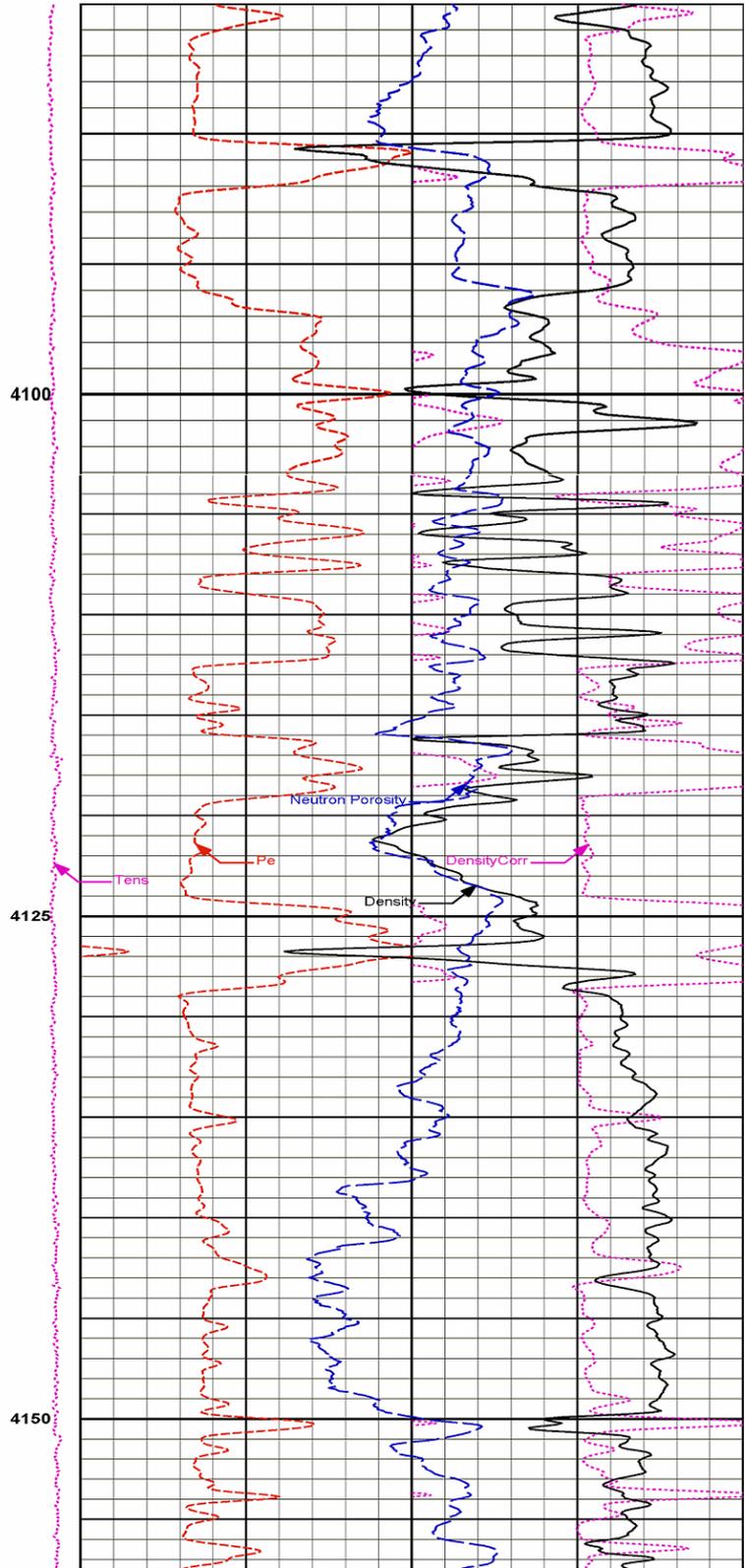
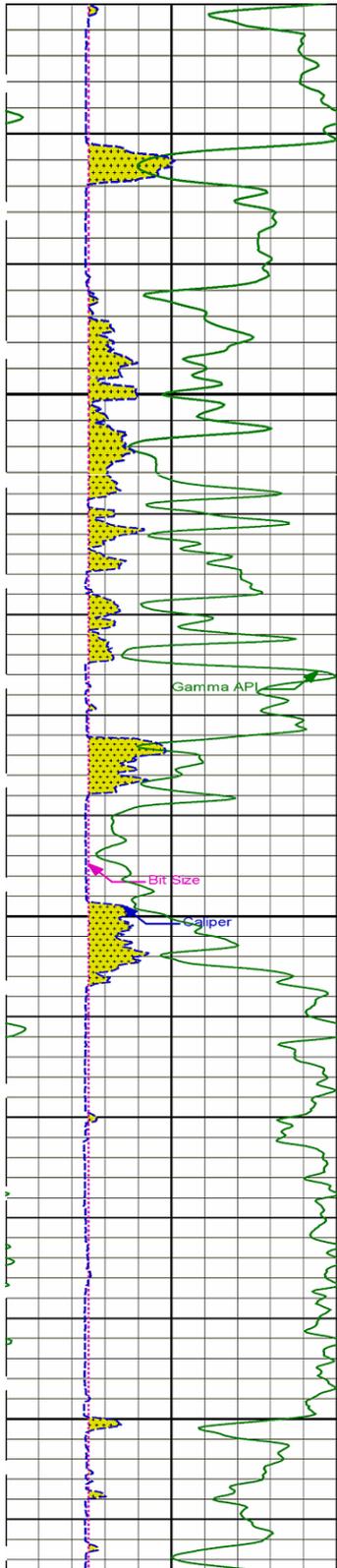


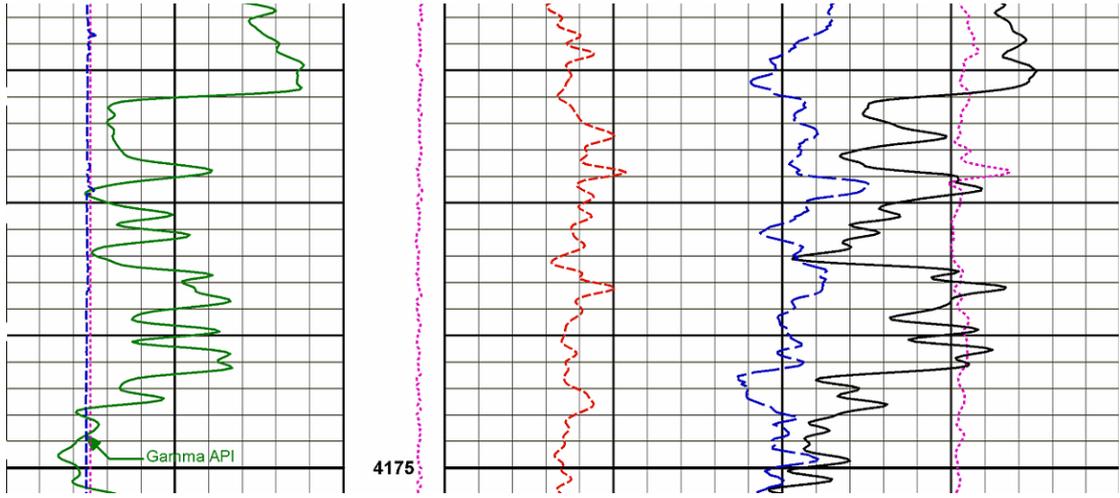




Logs composites (Run 1) du puits RECSWS-1







Logs composites (Run 2) du puits RECSWS-1

BIBLIOGRAPHIE

- ACHACHE D. (1994). les Réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses de Résistivités. Sonatrach division exploration. Direction étude et synthèse.
- Baker Atlas. (2002). Document.
- CHAPPELLIER D. Diagraphies pétrole. Cours online géophysique. Université de Lausanne- Institut français du pétrole.
- DJEBBAR T, ERLE C. D. (2012). Petrophysics.
- Haliburton. (2002). Moderne Wireline Formation Testing.
- Schlumberger & Sonatrach. (2008). Algérie WEC.
- Schlumberger. (2005). MDT Modular Formation Dynamics Tester.
- Schlumberger. (2009). Log Interpretation Charts.
- Schlumberger. 3D Saturn Probe
- SERRA O. (2008). Well Logging Handbook.
- SERRA O. (2007) Well logging and reservoir evaluation.
- Sonatrach. (1992). Monographie de Berkine.
- Sonatrach. Documents interne.