

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département de géophysique, génie parasismique et phénomène aléatoire.

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géophysique pétrolière

Thème

**Evaluation pétrophysique d'un réservoir triasique
argilo-gréseux radioactif par les diagraphies de
spectrométrie des rayons gamma naturels dans la région
d'Amguid-Messaoud (Algérie)**

Présenté par :

**BOUHANIKA Hakim
YAHIAOUI Mohammed**

Devant le jury composé de :

Mr. AITOUCHE Mohaned. A	Professeur	UMBB	Président
Mme. ALIOUANE Leila	Professeur	UMBB	Encadreur
Mr. FRAHTIA Jalal	Professeur	UMBB	Examinateur
Mr HAFRAD Ibrahim Mohamed	Ingénieur	SH-Exploration	Encadreur

Octobre 2021

Remerciements

Nous adressons tout d'abord à Dieu tout puissant avec nos plus sincères remerciements avec notre profonde gratitude de nous avoir donnés toutes les facultés morales et physiques pour suivre nos études et pouvoir réaliser ce mémoire de Master

*Nous tenons, dans un premier temps, à remercier notre encadreur de mémoire **Madame Leila ALIOUANE**, Professeur au département géophysique, Faculté des Hydrocarbures et de la chimie-Université de Boumerdes qui a dirigé et encadré notre travail, pour sa grande disponibilité, ses conseils et ses compétences qui ont permis de finaliser ce travail.*

Mes remerciements s'adressent aussi à tous nos enseignants du département géophysique qui ont contribué à notre formation.

*Nous remercions, également, notre encadreur à la SONATRACH, Division d'exploration à Boumerdes, Monsieur **I-HAFRAD**, ingénieur en géophysique, pour son aide et pour sa contribution dans la réalisation de ce travail.*

Nous tenons, aussi, à remercier les membres du jury qui ont accepté d'examiner notre travail.

*Sans oublier de remercier chaleureusement tous les étudiants de groupe **MAGP16**.*

Hakim Bouhanika & Mohamed Yahiaoui

Dédicace

A cette femme exceptionnelle qui m'inspire depuis toujours et à qui je dois tout.

A ma meilleure amie, toujours disponible et attentive qui m'a donné les plus précieux conseils et pardonné mes erreurs.

A cette mère courageuse et forte qui m'a protégé de toutes ses forces et qui m'a aimé de tout son cœur.

A cette mère bienveillante et généreuse, qui avait toujours un mot pour reconforter les personnes qui traversaient les dures épreuves de la vie.

A cette mère tolérante et compatissante qui m'a élevé dans l'amour de son prochain et le respect de tout le monde.

A cette mère exigeante et ambitieuse, qui a guidé mes pas et qui est à l'origine de toutes mes réussites.

A ma Maman qui m'a tout donné, je t'aimerais toujours.

Merci pour toutes vos prières et tous vos messages de soutien.

Que Dieu l'accueille dans son vaste paradis

A mon père, pour son soutien, son affection et la confiance qu'il m'a accordé.

A tous mes amis, tout particulièrement, Ghafour ZEGHIMA, Oussama et Hamza BECHKIT.

A tous mes collègues, MOKRANI.A.E, LOURABI.A, LAKHEL.C, HACHMI.R, ASSILA.I, BOUSOUF.I.H, GHOUT.A, ZERARRDA.M, SAHRAOUI.A, MOUSTEFAOUI.A, ALLAOUI.M.D, BEDDIAF.H, KABOUR.S, DJAOUI.M.

BOUHANIKA Hakim

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à

Mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments, pour leur patience illimitée, leur encouragement contenu, leur aide, en témoignage de mon profond amour et respect pour leurs grands sacrifices.

Ms chers frères, pour leur grand amour et leur soutien qu'ils trouvent ici l'expression de ma haute gratitude.

Mes cher ami Amor El Mokhtar , Azzedine ,
Abdelhak Radouane et Hakim mon binome

Mes cher amies de Bechar et d'Adrar

Me chers amis qui sans leur encouragement ce travail n'aura jamais vu le jour.

Et à toute ma famille Et à tous ceux que j'aime.

YAHIAOUI Mohammed

Liste des Figures

Figure I.1 : Carte de situation des bassins en Algérie	12
Figure I.2 : Plan de position du périmètre de recherche OUED EL MERRAA bloc (445)	13
Figure I.3 : Coupe stratigraphique du champ d'Amguid-Messaoud	16
Figure II.1: Schéma de l'outil de diamétrage (Caliper).	20
Figure II.2 : Principe de fonctionnement de compteur à scintillation.....	22
Figure II.3 : Schéma présent l'outil GR.....	23
Figure II.4 : Principe de l'outil AIT	26
Figure II.5 : Principe de l'outil BHC	29
Figure II.6 : Schéma représente le principe de résonance magnétique nucléaire.	31
Figure II.7 : Mesure de la perméabilité et la porosité à partir de NMR	32
Figure II.8 : Schéma présent l'outil MDT.	33
Figure II.9 : Schéma présent l'outil DST.....	34
Figure II.10 : Diagraphie de résonance magnétique au niveau du puits-A.....	35
Figure II.11: Le log composite au niveau du Trias du puits-A.....	36
Figure III.1: Spectre d'énergie des rayons gamma émet par les éléments radioactifs ^{235}U , ^{238}Th et ^{40}K	41
Figure III.2 : Formation d'un réservoir grés radioactive ..	47
Figure III.3: Schéma de l'outil HNGS.....	50
Figure IV. 1 : Les différents modes de distribution d'argile dans un réservoir	53
Figure IV. 2 : Log composite au niveau du réservoir du Trias T1 du Puits-A.....	60
Figure IV.3 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w pour le réservoir Trias T1 à partir de l'abaque GEN-6 (Ex GEN-9) de Schlumberger.	62
Figure IV.4 : Méthode de détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} et ΔT_{ma}	63
Figure IV.5: Paramètres pétrophysiques calculés (Volume d'argile, Porosité et Saturation en eau) sans spectrométrie.....	65
Figure IV.6 : Le log composite au niveau du réservoir du Trias du puits-A avec la Spectrométrie des rayons gamma naturels	67
Figure IV.7: Paramètres pétrophysiques calculés (Volume d'argile, Porosité et Saturation en eau) sans spectrométrie avec la spectrométrie.	69
Figure IV.8 : Log NMR du puits-A	71

Liste des Tableaux

Tableau III.1: List des isotopes radioactifs naturels	40
Tableau III.2: Contribution à la radioactivité γ de 3 éléments.	41
Tableau III.3: Teneur Thorium et en Uranium des principaux roches ignées.....	42
Tableau III.4: Energie des rayons gamma des trois éléments principaux.	49
Tableau IV.1 : Présentation du réservoir Trias T1 du Puits-A.	59
Tableau IV.2 : Les échelles conventionnelles des log de diagraphies	61
Tableau IV.3 : Le paramètre matriciels ΔT_{ma}	63
Tableau IV.4 : Les paramètres d'argile.....	64
Tableau IV.5 : Résultats de l'interprétation des diagraphies de Puits-A.	64
Tableau IV.6 : Les paramètres pétrophysiques d'argile.	68
Tableau IV.7 : Paramètres pétrophysiques calculés avec spevtrométrie des rayons gamma au niveau du Trias T1 du Puits-A.....	68
Tableau IV.8: Résultats de mesure de pression et d'échantillonnage du réservoir Trias T1..	72

Sommaire

Remerciment	1
Dédicace	2
List des figures et tableaux	4
Sommaire.....	6
Introduction Générale	9

Chapitre 1 : Présentation de la région d'étude

I.1.Présentation du bassin Amguid-Messaoud	10
I.2.La région d'étude (Périmètre Oued El Meraa)	10
I.2.1. Situation géographique	13
I.2.2. Coordonnées géographiques	13
I.3.Cadre géologique	14
I.3.1.Aspect structural	14
I.3.2. Aspect stratigraphique	14
I.4.System pétrolière	17
I.4.1. Roche mère	17
I.4.2.Roche réservoir	17
I.4.3.Roche couverture	18
I.4.4.Les pièges	18
I.4.5. Migration des hydrocarbures	18

Chapitre 2 : Diagraphies Enregistrées

II.1 Diagraphie de diamétrage (Caliper)	20
II.1.1. Les facteurs influençant les mesures	21
II.1.2. Application	21
II.2. Diagraphies de radioactivité naturelle	21
II.2.1. La radioactivité naturelle globale GR	21
II.2.1.1. Principe	22
II.2.1.2. Les facteurs affectant les mesures	23
II.2.1.3. Application.....	23
II.2.2 La spectrométrie des rayonnements gamma naturels	23
II.2.2.1. Les facteurs affectent les mesures	24
II.2.2.2. Application	24
II.3. Diagraphies de Résistivité	24
II.3.1. Principe	25
II.3.2. Array Induction Tool (AIT).....	25

II.3.3. Les factures qui influencent la mesure de la résistivité	26
II.3.4.Applications	27
II.4.Diagraphie sonique	27
II.4.1. Principe	27
II.4.2. Bore Hole Compensated (BHC)	27
II.4.3.Les facteurs affectant les mesures	28
II.4.4. Application	28
II.5. Digraphie de résonance magnétique (NMR)	29
II.5.1. Principe	30
II.5.2. L’outil MRX (Magnetic Resonance eXpert)	30
II.5.3. Applications	32
II.6.Diagraphie de test de formation	32
II.6.1.Modular Dynamic Tester (MDT)	32
II.6.2.Driling stem testing (DST)	33

Chapitre 3 :

Réservoirs radioactifs et spectrométrie des rayons gamma naturels

3.1 Introduction	37
------------------------	----

Partie 1

III.2.Réservoirs radioactifs	39
III.2.1.Radioactivité naturelle	39
III.2.2.Origine de Radioactivité naturel des roches	39
III.2.3.Minéraux et roches à éléments radioactifs	42
III.2.3.A)Minéraux et roches à uranium	42
III.2.3.A.a) Solubilité de l’Uranium	42
III.2.3.A.b) Transport de l'uranium	43
III.2.3.A.c).Précipitation de l'Uranium	43
III.2.3.A.d).Migration diagénétique	44
III.2.3.B) Minéraux et roches à Thorium	45
III.2.3.C) Minéraux et roches à Potassium	45
III.2.4.Les principales roches radioactives	46
III.2.5.Les réservoirs gréseux radioactifs	47

Partie 2

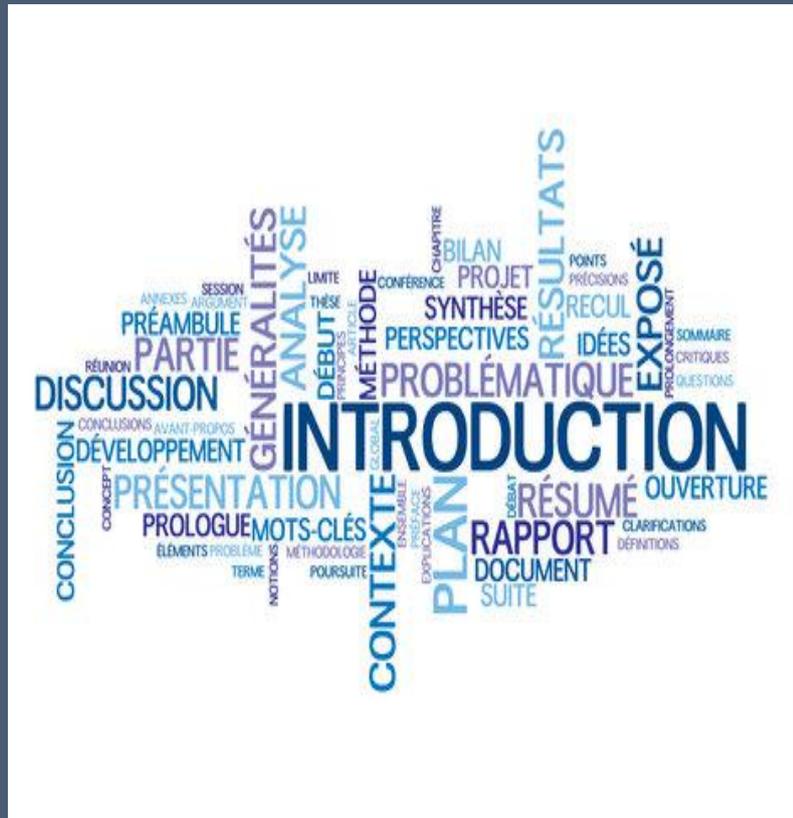
III.3. Spectrométrie des rayons gamma naturels	49
III.3.1. Principe	49
III.3.2. Rayons d’investigation	49
III.3.3. Présentation des outils utilisés	49
III.3.4. Présentation de log de spectrométrie	50

III.3.5. Les facteurs influençant les mesures	51
III.3.6. L'interprétation des logs NGS et HNGS	51
III.3.7. Applications de spectrométrie à rayons γ	51

Chapitre 4 :

Evaluation pétrophysique du réservoir radioactif triasique T1

IV.1. Notions pétrophysiques	53
IV.1.1. Les éléments solides	53
IV.1.2. Les fluides	54
IV.1.3. La porosité	54
IV.1.3.1. Les méthodes de calcul des porosités	54
IV.1.4. La résistivité	56
IV.1.5. La saturation	57
IV.1.6. Le Volume d'argile	58
IV.1.7. La Perméabilité	58
IV.2. Interprétation qualitative des diagraphies	59
IV.2.1. Présentation des données du puits	59
III.2.2. Log Composite	59
IV.2.3. Les échelles conventionnelles	61
IV.2.4. Interprétation qualitative de log composite	61
IV.3. Evaluation de réservoir sans spectrométrie γ naturel	61
IV.3.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w	61
IV.3.2. La résistivité de la zone vierge R_t	62
IV.3.3. Estimation des paramètres matriciels	62
IV.3.4. Détermination des paramètres d'argile	63
IV.3.5. Présentation des résultats de l'évaluation pétrophysiques	63
IV.3.6. Analyse des résultats	66
IV.4. Evaluation de réservoirs avec spectrométrie γ naturel	68
IV.4.1. Détermination des paramètres d'argile	68
IV.4.2. Présentation des résultats de l'évaluation pétrophysiques	68
IV.4.3. Interprétation des résultats	70
IV.5. Résonance magnétique nucléaire (NMR)	70
IV.6. Résultats de Mesure de pression et échantillonnage	72
IV.7. Résultats de test de formation DST	72
IV.8. Conclusion	72
Conclusions générale	73
Références Bibliographiques	74



Introduction



Introduction :

Les réservoirs gréseux radioactifs sont des réservoirs contenant des minéraux radioactifs et ils sont, largement, présents dans de nombreux bassins sédimentaires dans le monde. La caractérisation pétrophysique de ces réservoirs, seulement, à partir des enregistrements des rayons gamma total, nous mènent à les interpréter, systématiquement, comme des non-réservoirs (argile , mudstone...etc.). C'est le cas de certains intervalles réservoirs triasique du Sahara algérien. Pour cela, l'exploitation d'autres types d'enregistrements de diagraphies est nécessaire pour une évaluation efficace.

C'est dans ce contexte que la présente étude a été élaborée. L'objectif de cette étude est de procéder à une évaluation pétrophysique d'un réservoir radioactif triasique **T1** du **puits-A** de la région d'Amguid-Messaoud. Cette évaluation est réalisée à partir des enregistrements des diagraphies nucléaires naturelles totales avec l'introduction des mesures de radioactivité naturelle de spectrométrie.

Le présent travail est constitué de quatre chapitres. :

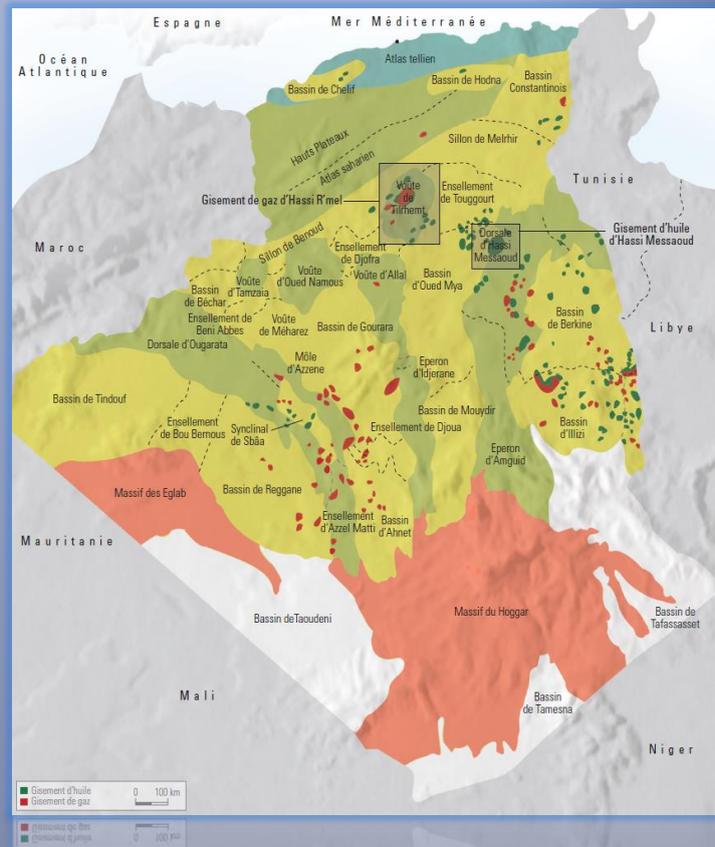
Le premier chapitre consiste à présenter la région d'étude Amguid-Messaoud géographique et géologiquement avec l'aspect structural et stratigraphique utiles pour l'évaluation pétrophysique.

Le second chapitre est consacré aux principales diagraphies enregistrées au niveau du Trias dans la région étude avec un bref aperçu des principes de mesure et leurs applications.

Le troisième chapitre est constitué de deux parties : une partie dédiée à la théorie des réservoirs radioactifs et une partie pour de développement de la spectrométrie des rayons gamma naturelles.

Dans le dernier chapitre, une évaluation pétrophysique d'un réservoir radioactif triasique **T1** est réalisée. Englobant l'analyse qualitative et quantitative des diagraphies avec toutes les étapes d'évaluation et montrant la contribution de la spectrométrie des rayons gamma naturels dans la caractérisation de réservoir.

Enfin, une analyse des résultats et une conclusion sont présentées montrant la mise en évidence des intervalles à hydrocarbures potentiels à travers l'exploitation des enregistrements de spectrométrie des rayons gamma naturels.



Chapitre 1: Présentation de la région d'étude

- **Présentation du bassin Amguid-Messaoud**
- **La région d'étude**
- **Cadre géologique**
- **System pétrolière**

Dans ce chapitre nous allons présenter la région d'étude Amguid-Messaoud géographiquement et géologiquement avec l'aspect structural et stratigraphique utiles pour l'évaluation pétrophysique.

Le Sahara Algérien est l'une des régions parmi les plus riches du continent africain en pétrole et en gaz. C'est en **1914** qu'a été faite la toute première découverte d'un gisement de pétrole dans l'Atlas saharien.

Depuis cette date, plusieurs gisements d'hydrocarbures ont été découverts. Ces derniers sont localisés dans les roches sédimentaires des formations allant du cambrien au jurassique.

Dans la dynamique de la tectonique des plaques, l'Algérie est subdivisée en deux unités :

✓ Au Nord : l'Algérie alpine marqué par des chaînes de montagne d'âge secondaire et tertiaire, dont l'origine est liée à l'orogénèse alpine.

✓ Au Sud : la plate-forme saharienne est limitée au Nord par la chaîne Atlasique et au Sud par les boucliers Reguibat, Touareg et le massif du Hoggar.

Cette plate-forme est marquée par un socle précambrien sur lequel repose d'épaisses séries sédimentaires structurées en des bassins au paléozoïque. On peut citer le môle Amguid- Messaoud, le bassin d'Illizi, de Berkine, d'Oued Mya, de Bechar, de Timimoune, de et de Tindouf.

I.1. Présentation du bassin Amguid-Messaoud:

Le Bassin Amguid-Messaoud est situé dans la synéclyse centre algérienne qui est connue pour ses puits pétroliers productifs d'une superficie total de **157793.38 km²**. Il est constitué de différents éléments tectoniques délimitant le bassin où la colonne est plus ou moins complète

Les principaux éléments sont:

❖ Partie Nord de la dorsale Amguid - Messaoud, constituée par la ride de Hassi Messaoud et l'extrémité Nord du môle d'Amguid.

❖ Parties Centrale et Sud du bassin d'Oued Mya qui représentent la moitié Nord du Bassin Amguid-Messaoud.

❖ Bassin de Mouydir au Sud constitué par la terrasse structurale de Mouydir, le sillon de Zériba et le monoclinal Mouydir sud.

❖ Môle d'Idjerane au Sud -Ouest.

L'extrême sud du Bassin Amguid-Messaoud est limité par le bouclier du Hoggar. D'une façon générale, les différents éléments tectoniques sont orientés **N-S** et **NNE-SSO**.

I.2.La région d'étude (Périmètre Oued El Meraa):

La zone d'étude se situe sur le prolongement Nord de la dorsale d'Amguid Messaoud qui constitue l'élément tectonique majeur de région, Cette dorsale est généralement de direction subméridienne, elle sépare les bassins d'Oued Mya-Mouydir à l'Ouest et Illizi-Ghadamès à l'Est.

Le périmètre d'étude constitue aussi le versant Nord du dôme de Hassi Messaoud.

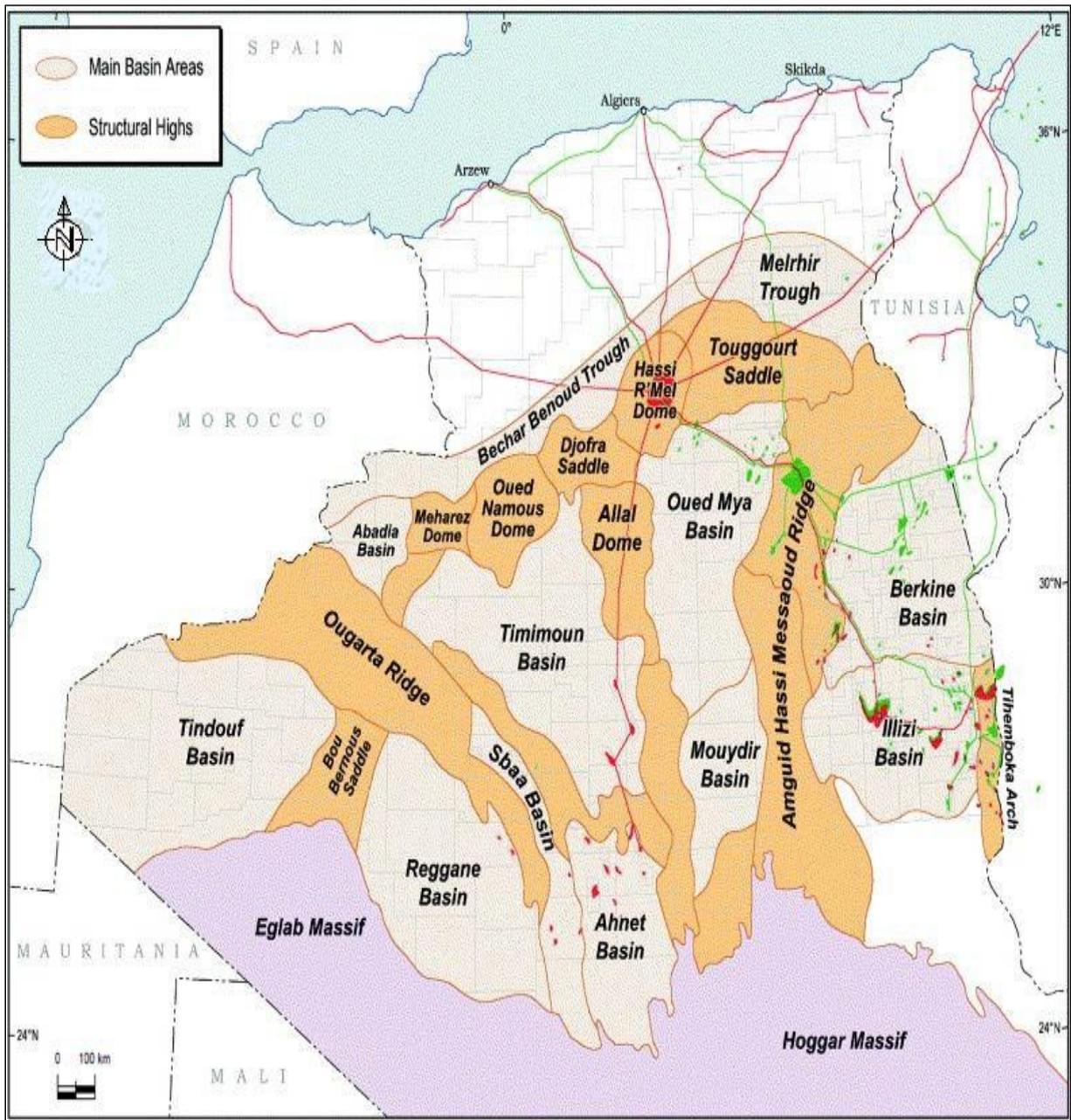


Figure I.1 : Carte de situation des bassins en Algérie (WEC, 2007).

I.2.1. Situation géographique:

Le périmètre Oued El Meraa (**Bloc 445**) est situé dans la wilaya d'Ouargla, Il est limité au Nord par le **bloc 417**, à l'Est par le **bloc 433** et à l'Ouest par le **bloc 438** (**Fig. I.2**). Au point de vue infrastructure, il est limitrophe de la route nationale vers Touggourt. Les aérodomes les plus proches sont ceux des villes de Hassi Messaoud, Touggourt et Ouargla.

Il couvre une superficie de **1859.24 Km²**, L'aspect géomorphologique de la région est constitué par des sebkhas, des crêtes rocheuses et des talus.

Ce périmètre fait partie du département Amguid-Hassi Messaoud l'un des départements les plus potentielles en Algérie et qui comporte plusieurs champs d'huile importants dont Hassi Messaoud, El Gassi et El Agreb., Hassi Terfa, Hassi D'zabat et Rhourde Echegga.

I.2.2. Coordonnées géographiques:

Le périmètre Oued El Meraa, qui constitue la région étude est situé entre les latitudes **32°25"** et **31°59"** Nord et entre les longitudes **5°45"** et **6°25"** Est.

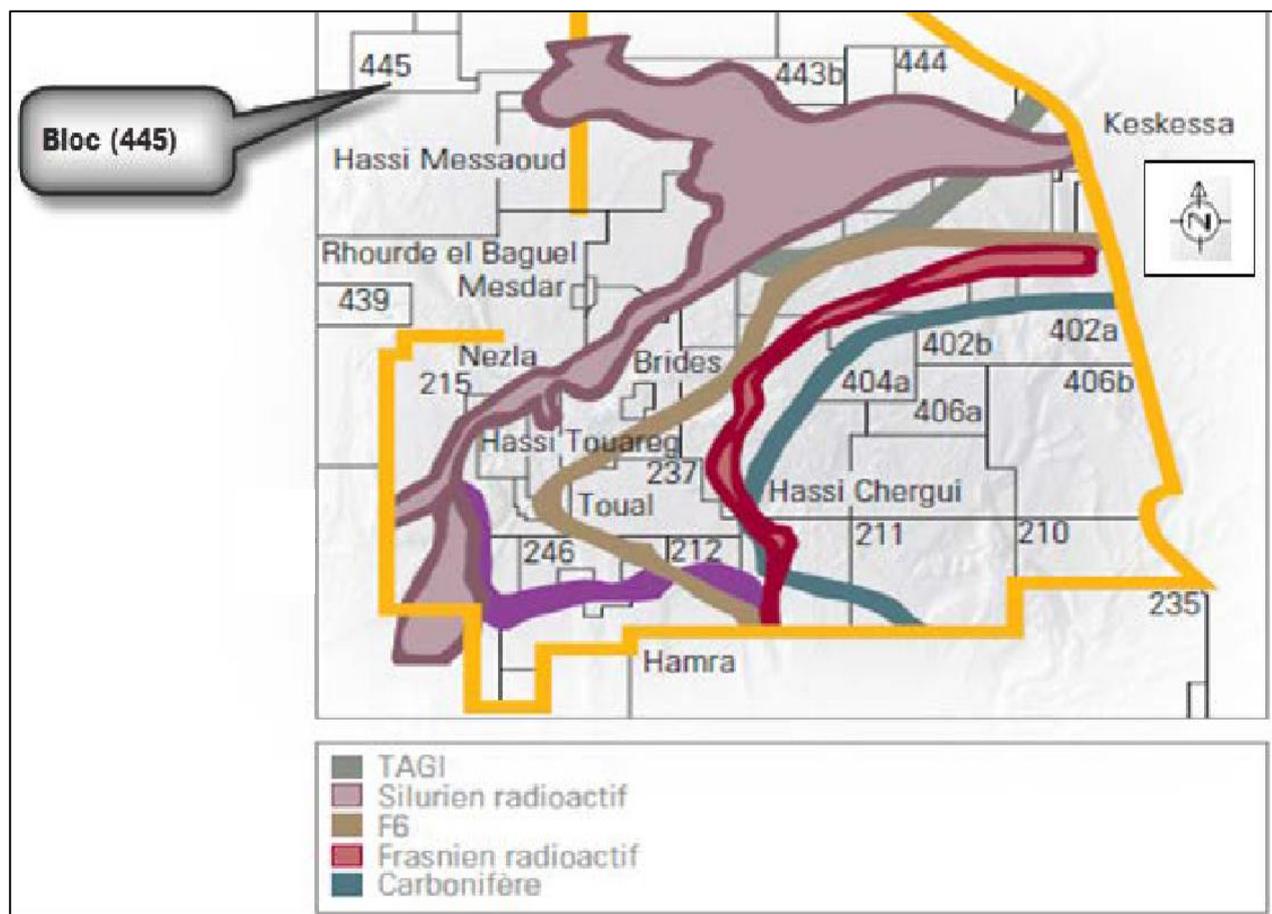


Figure I.2 : Plan de position du périmètre de recherche OUED EL MERRAA bloc (445) (Document Sonatrach).

I.3.Cadre géologique :

I.3.1.Aspect structural:

Le périmètre Oued El Meraa (Bloc **445**) constitue le periclinale Nord du dôme de Hassi Messaoud, il se trouve compris entre deux zones structurales très importantes : la dorsale El Agreb Hassi Messaoud et la dépression de Oued Mya.

I.3.2. Aspect stratigraphique:

Elle varie d'Est en Ouest. Elle est plus épaisse à l'Ouest, où la partie basale du Silurien est préservée de l'érosion hercynienne, tandis que vers le champ de Hassi Messaoud, l'érosion hercynienne a totalement érodé la partie sommitale de l'Ordovicien.

Cette séquence est représentée par les dépôts d'âge allant du Cambrien au Carbonifère.

❖ **Le socle:**

Rencontré à la profondeur de **4000** mètres. Il est formé essentiellement de granite porphyroïde.

❖ **L'Infra-Cambrien:**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord. Il est constitué de grès argileux de couleur rouge.

❖ **La séquence paléozoïque:**

Elle varie d'Est en Ouest. Elle est plus épaisse à l'Ouest, où la partie basale du Silurien est préservée de l'érosion hercynienne, tandis que vers le champ de Hassi Messaoud, l'érosion hercynienne a totalement érodé la partie sommitale de l'Ordovicien.

Cette séquence est représentée par les dépôts d'âge allant du Cambrien au Carbonifère.

▪ **le Cambrien** : c'est un ensemble grés-quartzitique. Le est subdivise de bas en haut en quatre unités **R3, R2, R1 (Ri et Ra)**

▪ **L'Ordovicien:** Il est constitué d'alternance de formations gréseuses et argileuses. Il comprend:

- Les argiles d'EI Gassi.
- Les grés d'EI Atchane.
- Les Quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les argiles microconglomètrique.

▪ **Le Silurien:** Considéré comme la principale roche mère dans notre région d'étude. Il est constitué d'argiles noires, dont la partie basale est très radioactive et riche en matières organiques.

Les dépôts du silurien sont érodés sur la zone haute de Hassi Messaoud et au Sud-Est du bloc 445 par la discordance Hercynienne.

❖ **La séquence mésozoïque:**

Elle est représentée par:

▪ **Le Trias :** Il repose en discordance sur le paléozoïque. Il est constitué par des dépôts argilo gréseux d'origine continentale fluviale. Il constitue une bonne roche réservoir.

Le Trias est subdivisé en:

- **Série inférieure (SI) :** Trias argileux gréseux inférieur.
- **Roche éruptive:** épanchements volcaniques.
- **Trias T1 et T2 :** Trias argileux gréseux supérieur.
- **Trias argileux :** formation argileuse salifère.
- **Trias salifère S4 :** qui marque la fin du cycle Triasique.

▪ **Le Jurassique :** compose d'une épaisse série laguno-marine dont le rôle est d'assurer une bonne couverture pour les réservoirs sous-jacents. Cette série est subdivisée en : Lias (anhydritique et argilo salifère), Dogger et de Malm.

▪ **Le Crétacé :** C'est la série la plus épaisse du mésozoïque. Ces faciès sont généralement Carbonatés et entrecoupés d'épisodes de facies clastiques.

❖ **La séquence Cénozoïque :**

Le Cénozoïque est représenté par des dépôts de l'Eocène, composé essentiellement de dolomie et de calcaire surmonté par la formation continentale du Miopliocène à prédominance d'argile, de gypse et de sable argileux.

CHAPITRE I : Présentation de la région d'étude

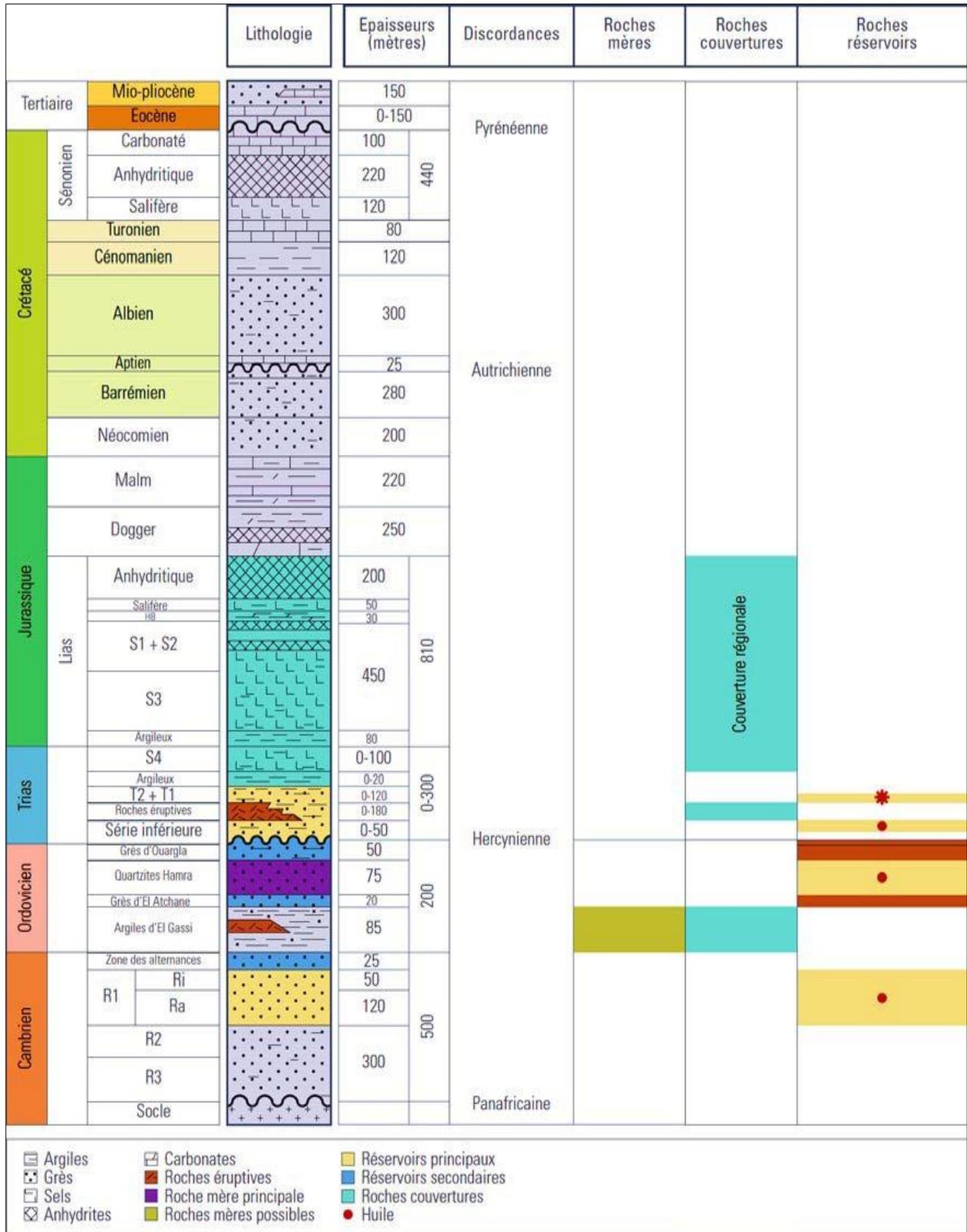


Figure I.3 : Coupe stratigraphique du champ d'Amguid-Messaoud (WEC, 2007)

I.4. System pétrolière :

On appelle « système pétrolier » l'ensemble formé d'une roche mère qui génère les hydrocarbures, d'une roche réservoir (poreuse et perméable) qui les accueille au cours de la migration et d'une roche couverture (imperméable) qui donnera son étanchéité au piège.

L'existence des hydrocarbures au sein du piège nécessite la présence de tous les éléments cités, ainsi que le bon timing. Toutes ces conditions réunis permettent la conservation et la récupération maximale de cette substance énergétique.

La région d'étude se situe dans un environnement pétrolier et infrastructurel très favorable, sa position au Nord du champ de Hassi Messaoud productif d'huile dans le cambrien, à l'Ouest du gisement de Rhourde Echegga (**RDC-4 et RDC-1**) productif d'huile dans les Quartzites de Hamra et Série inférieure, et à l'Est des puits, **MEK-1 et ZLA-1** productifs d'huile dans les réservoirs Triasiques et Dalle de M'kratta, lui confère énormément de possibilité de découvrir des ressources additives. Son système pétrolier est représenté comme suit :

I.4.1. Roche mère:

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plateforme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de **20 à 70 m (F.BECIP, 2010)**, Elles sont à l'origine du remplissage de l'ensemble des réservoirs Triasiques et Cambro-ordoviciens. ces argiles sont connues pour leur bon potentiel pétrolier.

La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident. Actuellement, on peut dire qu'après la dimigration des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

I.4.2. Roche réservoir:

Les unités de dépôt détritique du Trias, à savoir **T1, T2** et la série inférieure, et de l'Ordovicien constituent les principaux réservoirs de la région. Les séries clastiques du Trias sont caractérisées par un environnement de dépôt fluviatile. Alors que les unités réservoirs de l'Ordovicien, incluant la dalle de M'kratta, les grès Ouargla, les quartzites de Hamra et les grès d'El Atchane, appartiennent à un environnement fluvio-glaciaire à marin.

I.4.3.Roche couverture:

La couverture régionale commune à tous les réservoirs triasiques est assurée principalement par les épaisses séries évaporitiques du jurassique, du trias S4 et localement par le Trias argileux inférieur et les roches éruptives notamment pour les réservoirs Triasiques.

La couverture des réservoirs Cambro-ordoviciens est assurée par les argiles du Silurien et les différentes séries argileuses de l'ordovicien.

I.4.4.Les pièges:

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (**A.PERRODON, 1985**). Il existe trois types de pièges :

✓ **Pièges structuraux** : Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

✓ **Pièges stratigraphiques** : C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc....

✓ **Pièges mixtes** : Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques.

Généralement, Les pièges associés aux réservoirs Triasiques sont de type stratigraphique alors que ceux des réservoirs Cambro-Ordovicien sont structuraux à mixtes.

I.4.5. Migration des hydrocarbures :

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'West. La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseuse triasique au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire). Les réservoirs Cambro-Ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration. (**BECIP, 2010**)

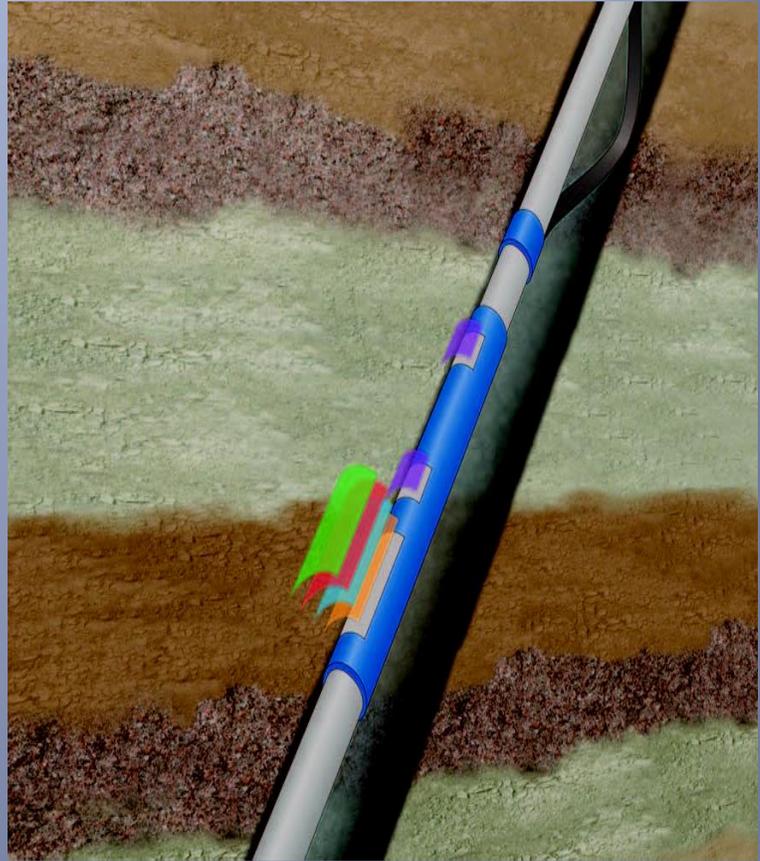
CHAPITRE I : Présentation de la région d'étude

D'après les études géochimiques antérieures déjà établies, deux périodes de migration ont été définies à savoir : la fin du Paléozoïque (Carbonifère supérieur) et la fin du Jurassique début Crétacé.

Les objectifs de l'exploration dans ce périmètre seront essentiellement les unités gréseuses du Trias **T1** et Série inférieure comme objectif principal, tandis que la dalle de Mkratta et les Quartzites de Hamra ils constitueront des objectifs secondaires.

Le premier objectif (**T1** et la Série inférieure) sont très développés et ont prouvés leurs potentialités au Nord, à l'Est et à l'Ouest du périmètre dans plusieurs puits limitrophes au bloc **445**.

Le deuxième objectif (Quartzites de Hamra), elle a été reconnu potentielle à l'Ouest au sein du bloc **445**, ces réservoirs ont été traversés à des profondeurs moyennes de **3750** m avec des résultats non négligeables (indices d'huiles sur carottes).



Chapitre II : Diagraphies Enregistrées

- **Mesure du diamètre.**
- **Diagraphies de radioactivité naturelle.**
- **Diagraphies de Résistivité.**
- **Diagraphie sonique.**
- **Diagraphie de résonance magnétique (NMR).**
- **Diagraphies de test.**

Dans ce chapitre nous allons présenter les diagraphies enregistrées au niveau du Trias du puits d'études (puits-A) et donner un bref aperçu sur les principes et les applications de chaque paramètre pétrophysique enregistré au niveau de notre puits étude.

II.1 Diagraphie de diamétrage (Caliper) :

La mesure du diamètre de trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre (**Figure II.1**). Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras. L'enregistrement du caliper est présenté dans le log composite (**Figure II.11track 1**)

Schlumberger propose le **BGT** (Borehole Geometry Tool):

L'outil comprend :

- ☑ Quatre bras couplés par des paires ouvrant jusqu'à 30" et a besoin 40" et donnant deux plans perpendiculaires.
- ☑ Un intégrateur de volume de trou.
- ☑ Une cartouche d'inclinomètre permettant la mesure en continu de l'angle et de l'azimut de la déviation du trou et l'orientation du diamètre par rapport au nord magnétique.



Figure II.1: Schéma de l'outil de diamétrage (Caliper).

II.1.1. Les facteurs influençant les mesures :

- ✓ La lithologie.
- ✓ La texture et la structure des roches.

II.1.2. Application :

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

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

II.2. Diagraphies de radioactivité naturelle:

Ces diagraphies mesurent les variations de la radioactivité naturelle d'une formation traversée par le forage, à cet effet un détecteur de rayonnement placé dans une sonde descendue au bout d'un câble permet de réaliser ces mesures. Cette radioactivité naturelle est due à la présence des noyaux des éléments radioactifs dont les principaux sont le Thorium (^{232}Th), l'Uranium (^{238}U), éléments en traces dans les matériaux géologiques, ainsi que dans la teneur en Potassium (^{40}K), élément majeur des roches. Ces diagraphies peuvent être enregistrées en trou ouvert et en trou tubé. Le log de diagraphie naturelle est présent dans le log composite (**Figure II.11track 1**)

Ces diagraphies nucléaires englobent deux types de mesures :

a) **La radioactivité naturelle globale GR.**

b) **La spectrométrie du rayonnement gamma naturels NGS et HNGS.**

II.2.1. La radioactivité naturelle globale GR : Elle nous permet d'enregistrer l'énergie totale des rayonnements Gamma naturels des formations traversée, dans notre cas nous utilisons l'outil **GR** (**Figure II.2**) :

II.2.1.1. Principe:

Les outils modernes utilisent un compteur à scintillation qui fonctionne de la façon suivante (Figure II.3) :

Un cristal scintillant (le plus souvent iodure de sodium active au thallium) émet un photon lumineux, lorsqu'il est atteint par un rayon gamma. Cette photo émission est transformée par un photomultiplicateur en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable. L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie des photons gammas qui l'ont produite.

En définitive donc l'impulsion électrique mesurée est proportionnelle à l'énergie de la radiation gamma incidente

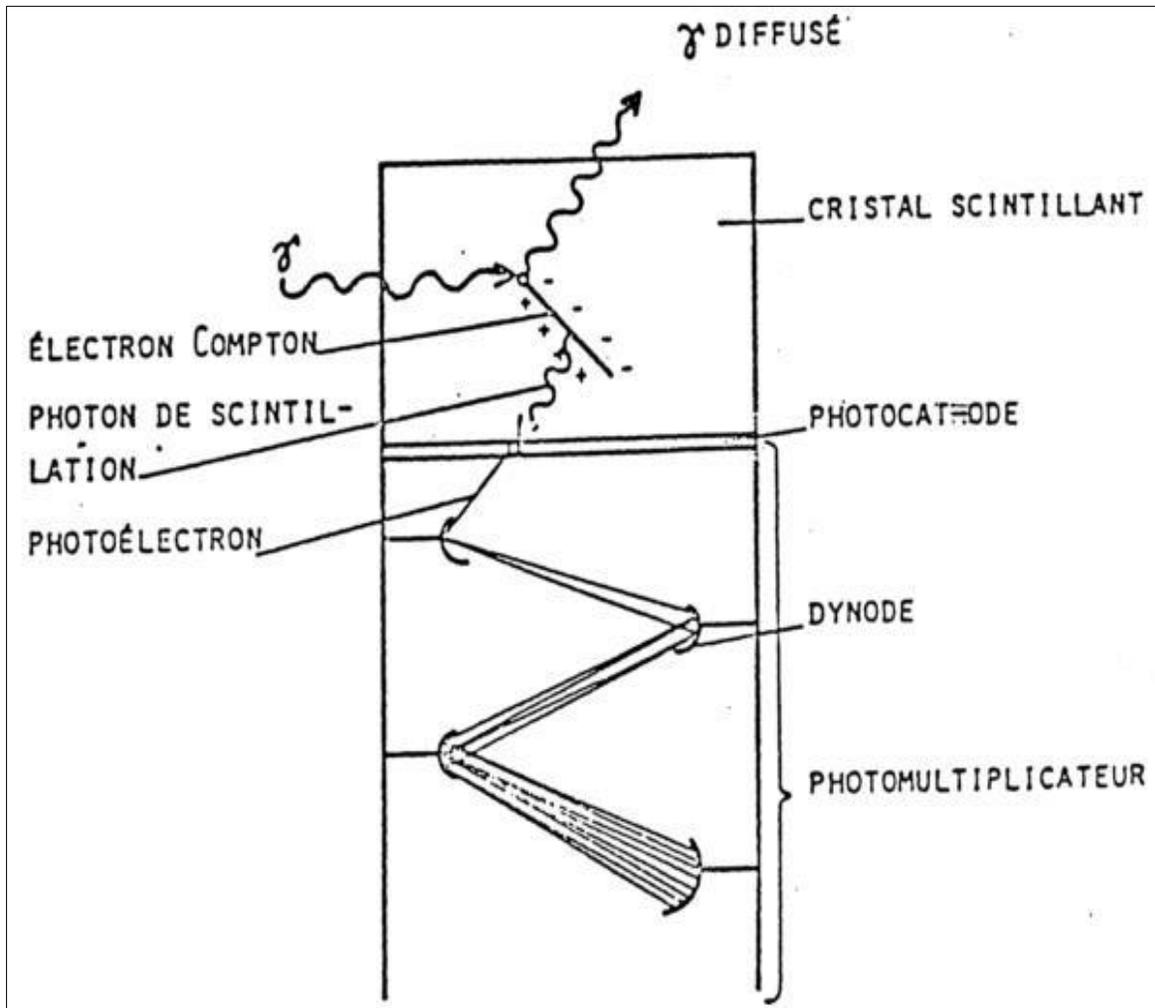


Figure II.2 : Principe de fonctionnement de compteur à scintillation.

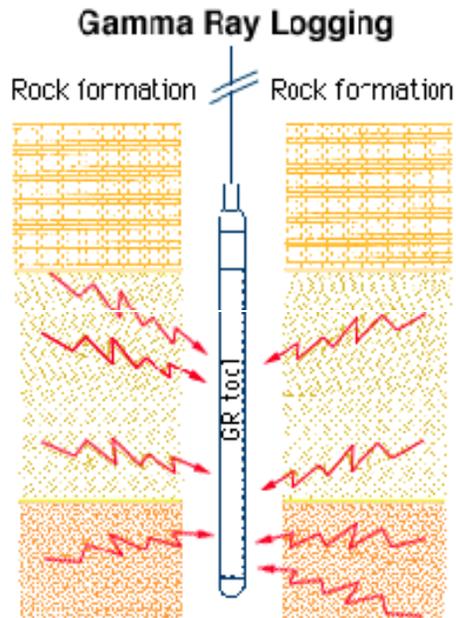


Figure II.3 : Schéma présent l'outil GR (S.Sutiyono)

II.2.1.2. Les facteurs affectant les mesures :

- ✓ Vitesse d'enregistrement.
- ✓ Conditions du trou :
 - Influence de la boue.
 - Influence du tubage.
 - Influence du ciment.
- ✓ Epaisseur des bancs.
- ✓ Variations statiques.

II.2.1.3. Application :

- ✓ Déterminer de la lithologie.
- ✓ Estimation de volume d'argile d'un réservoir.
- ✓ Localiser les formations poreuses et perméables et celles imperméables.
- ✓ Corrélation puits a puits.
- ✓ Recalage en profondeur.

II.2.2 La spectrométrie des rayonnements gamma naturels :

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie totale, les concentrations spécifique des pics des éléments radioactif ^{232}Th , ^{238}U , ^{40}K , ainsi que l'énergie de radiation du $\text{TH}+\text{K}$, c'est ainsi ,que cinq courbe

sont mesurées ,il s'agit du **SGR**(énergie totale en API),**CGR**(énergie de **TH+K** en API),**U** (concentration de uranium en ppm),**Th**(concentration en thorium en ppm) et en fin, **K**(concentration en potassium en %).

La sonde utilisée est **HNGS** : cette sonde nous permet d'enregistrer plus de cinq courbes, en utilisant les rayons gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à **500 KeV**.

Ainsi, elle élimine la sensibilité de la baryte contenue dans la boue et donnant des valeurs de mesure liées directement à la formation.

NB : la spectrométrie à rayonnement gamma est bien détaillée dans le **Chapitre III**

II.2.2.1. Les facteurs affectent les mesures :

- ✓ Constante de temps, vitesse d'enregistrement, temps mort.
- ✓ Epaisseur des bancs.
- ✓ Présence d'un tubage.
- ✓ Diamètre de trou et densité de la boue.

II.2.2.2. Application :

- ✓ Identifier la lithologie.
- ✓ Donner la teneur de chaque élément radioactif.
- ✓ Calculer le volume d'argile.
- ✓ Identifier la roche source.
- ✓ Calcifier les minéraux argileux en fonction de la valeur de **Th** et **K**.
- ✓ Etre une courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur.
- ✓ Donner une approche de la perméabilité.
- ✓ Donner le type d'argiles.

Dans notre puits d'étude les enregistrements **U**(en **ppm**), **K**(en pourcentage%) et **Th** (en **ppm**) sont effectué (**Figure II.11track4**).

II.3. Diagraphies de Résistivité :

Est la mesure de la résistivité dont la connaissance est en particulier fondamentale pour le calcul de la saturation (**O.Serra ,1979**).

II.3.1. Principe :

Le principe fondamental de mesure des diagraphies de résistivité, consiste à envoyer un courant électrique par un source émettrice (électrode ou bobine), qui pénètre dans la formation. Et à travers un récepteur (électrode ou bobine), on enregistre la réceptivité ou la conductivité des formations. La distance entre émetteur-récepteur est appelle espacement.

Selon l'espacement on distingue : les macrodispositifs et les microdispositifs

Macrodispositif :

Ils sont caractérisées par un espacement important, ils sont moins influencé par la boue de trou et la zone envahie, ils sont donnés un lecteur proche de la résistivité de la zone vierge R_t .

Microdispositif :

Elles sont caractérisées par des espacements relativement réduit. Permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xt} .

Dans notre cas, les enregistrements de résistivité sont focalisés, en utilisant la focalisation des courants électriques. Selon le type de boue on distingue :

Les latérologs : utiliser dans le cas de bou salées ou conductrice.

Les inductologs : utiliser dans le cas de bou non conductrices.

Dans notre puits d'étude, la boue est à base à huile (**OBM**), les mesures sont effectuées par les diagraphies de résistivité inductologes. A cet effet la sonde **AIT** (Array Induction Tool) a été utilisée.

II.3.2. Array Induction Tool (AIT):

La sonde est composée a plusieurs bobines, des bobine émettrice et des bobine réceptrices, on envoie une courante alternative haute fréquence par les bobine émettrice, le courant est produit un champ magnétique alternatif qui induit dans le sous-sol des courants, s'appelle courants de Foucault (**Figure II.4**).

Ces courant est engendrent un champ magnétique qui induit un signal dans les bobines réceptrices. Cette outil est composé de huit (**8**) dispositifs d'inductions ce qui permet l'enregistrement de cinq (**5**) courbes de résistivités à des profondeurs d'investigation moyennes : **10"**, **20"**, **30"**, **60"** et **90"**.

Dans les meilleures conditions d'utilisation, principalement une invasion modérée, les résistivités R_{AIT90} est équivalente à R_t , alors que R_{AIT10} est proche de R_{XO} .

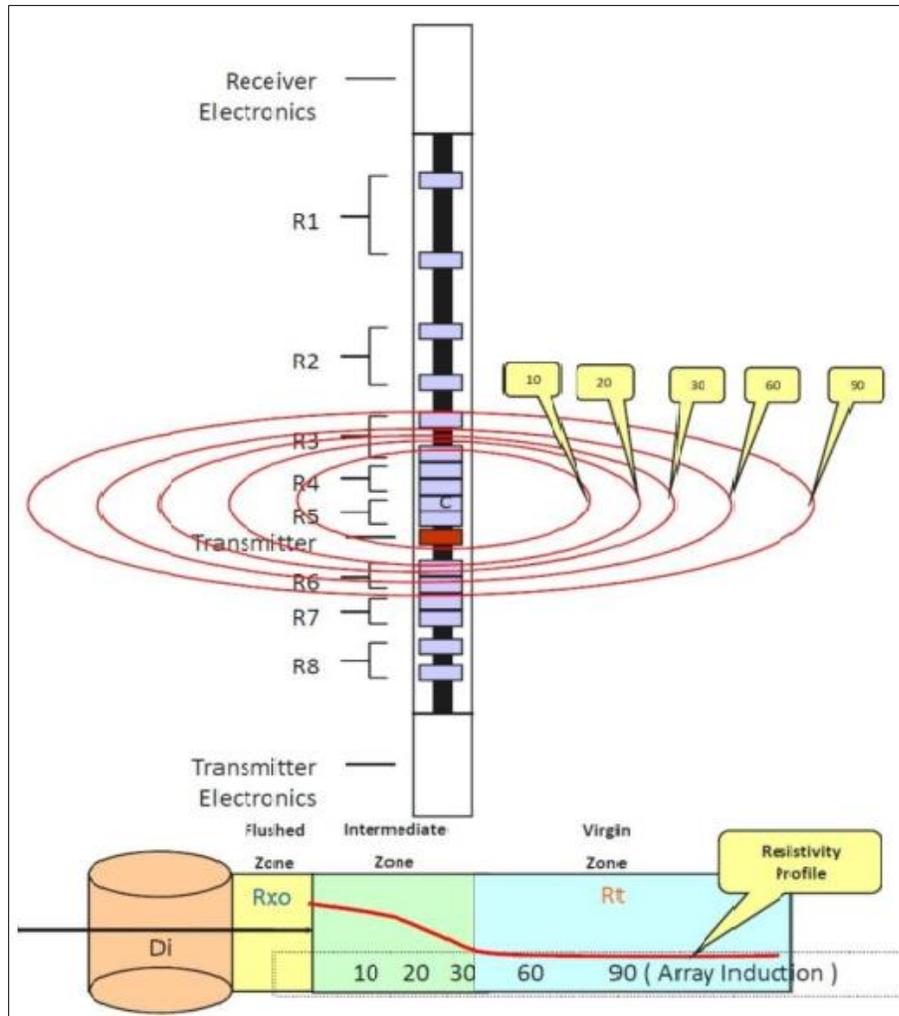


Figure II.4 : Principe de l'outil AIT (document IFP, 2014).

L'enregistrement du AIT est présenté dans le log composite (figure II.9track 2).

II.3.3. Les facteurs qui influencent la mesure de la résistivité :

Ces facteurs sont :

- ✓ **Composition de la roche :**
 - La nature et le pourcentage du contenant c'est-à-dire la matrice.
 - La nature et composition du contenu, donc des fluides présentés dans la roche.
 - Le pourcentage des fluides dans la roche et dans les pores.

- ✓ **Texture de la roche :**
 - La forme, la taille, l'arrangement, le classement et l'orientation des éléments.

- ✓ **Autre facteur :**
 - Pression-compaction.
 - Milieu de dépôt et évolution séquentiel.
 - Température.
 - Pendage.

II.3.4.Applications:

- ✓ Mesure de la saturation.
- ✓ Calcul de porosité.
- ✓ Calcul de résistivité de l'eau interstitiel.
- ✓ Détermination de l'épaisseur des bancs.
- ✓ Etude de compaction.
- ✓ Applications lithologiques et sédimentologiques.
- ✓ La corrélation entre les puits.

II.4.Diagraphie sonique:

Est une diagraphie visant à mesurer la vitesse de propagation du son dans les formations géologiques, en utilisant un outil acoustique, cette mesure, appelée sonique (*sonic log*). (**J.Mari et C. Vergniault , 2018**)

II.4.1. Principe :

Le principe consiste à envoyer des ondes acoustiques dans les formations à partir d'un générateur a la surface et on enregistre le temps de parcours du cette ondes dans les couches.

II.4.2. Bore Hole Compensated (BHC):

Afin d'effectuer une bonne mesure l'outil sonique avec compensation est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou.

Il est constitué de deux émetteurs disposés aux extrémités de la sonde, et de deux paires de récepteurs couplées chacune avec un émetteur. Ce dernier émet un train d'onde d'une fréquence moyenne de **20 à 40 KHz** (**Figure II.5**).

La vitesse du son dépend de la matrice lithologique, de la distribution de la porosité primaire et du type de fluide dans le puits.

La porosité ralenti l'onde sonore donc augmente le temps de transite Δt .

Le paramètre mesuré Δt est exploité pour la localisation des zones à pressions anormales ; étant donné sa bonne résolution verticale (**60 cm**), il est utilisé pour déterminer l'épaisseur des bancs.

L'enregistrement de log sonique est présenté dans le log composite (**Figure II.11 .track3**).

II.4.3. Les facteurs affectant les mesures :

- ✓ Présence d'air dans les pores.
- ✓ Présences de fractures.
- ✓ La porosité et la nature des fluides emplissent les pores
- ✓ Présence d'argile
- ✓ Température et pression.
- ✓ La texture des roches.

II.4.4. Application :

- ✓ Détermination de la porosité.
- ✓ Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- ✓ Évaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- ✓ Estimation de la porosité secondaire.

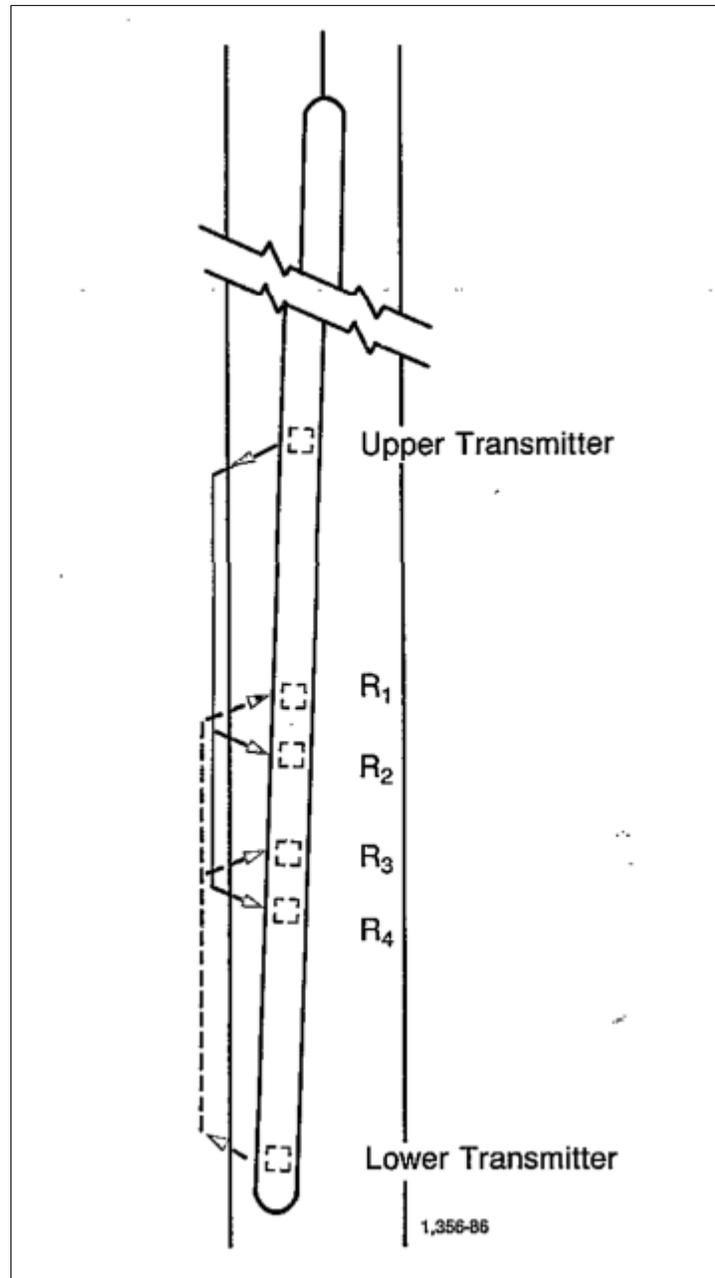


Figure II.5 : Principe de l'outil BHC (document Schlumberger,1991).

II.5. Digraphie de résonance magnétique (NMR) :

Est une méthode de mesure géophysique quantitative, elle peut être utilisée pour faire une évaluation de porosité, le contenu à l'eau et l'estimation de la perméabilité, NMR est généralement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazier (www.usgs.gov).

II.5.1. Principe :

Le principe de la mesure de résonance magnétique nucléaire (NMR) est de mettre le moment μ en mouvement de précession autour d'un champ B_0 puis de perturber ce mouvement à l'aide d'un deuxième champ magnétique B_1 appliqué pendant un court instant. Cela dévie la trajectoire de μ , mais une fois B_1 disparu, il retrouve son mouvement initial en présence de B_0 seul. Ce retour à l'équilibre s'accompagne d'une émission d'ondes électromagnétiques que l'on peut détecter : c'est le signal mesuré en NMR.

À partir de ce signal nous extrayons le temps de Relaxation, ensuite on déduit la porosité les la perméabilité de formation (**Figure II.6 &II.7**).

Le résultat de mesure du NMR que nous nous avons fait est montré dans la (**Figure 10**), avec dans notre étude l'outil va utiliser est MRX.

II.5.2. L'outil MRX (Magnetic Resonance eXpert) :

Est une outil filaire de nouvelle génération , en utilisant des mesures multifréquences simultanées dans une conception à champ de gradient ,sa séquence de mesure permet une vue profilée des fluide du réservoir , elle effectue des investigation à plusieurs profondeurs par une seul passe (single pass) .La grande profonde d'investigation de cette outil est permettent d'identifier facilement les problème des qualité des données associée a des trous de forage irrégulières , à de Mud-cake ,intrusion des fluides , et les profondeur de mesure sont maintenues quelque que soient la taille ,la déviation ,la forme ou la température de trou, cette utiles est fournir des résultat diagraphique qui facile à utiliser (**Document Schlumberger**).

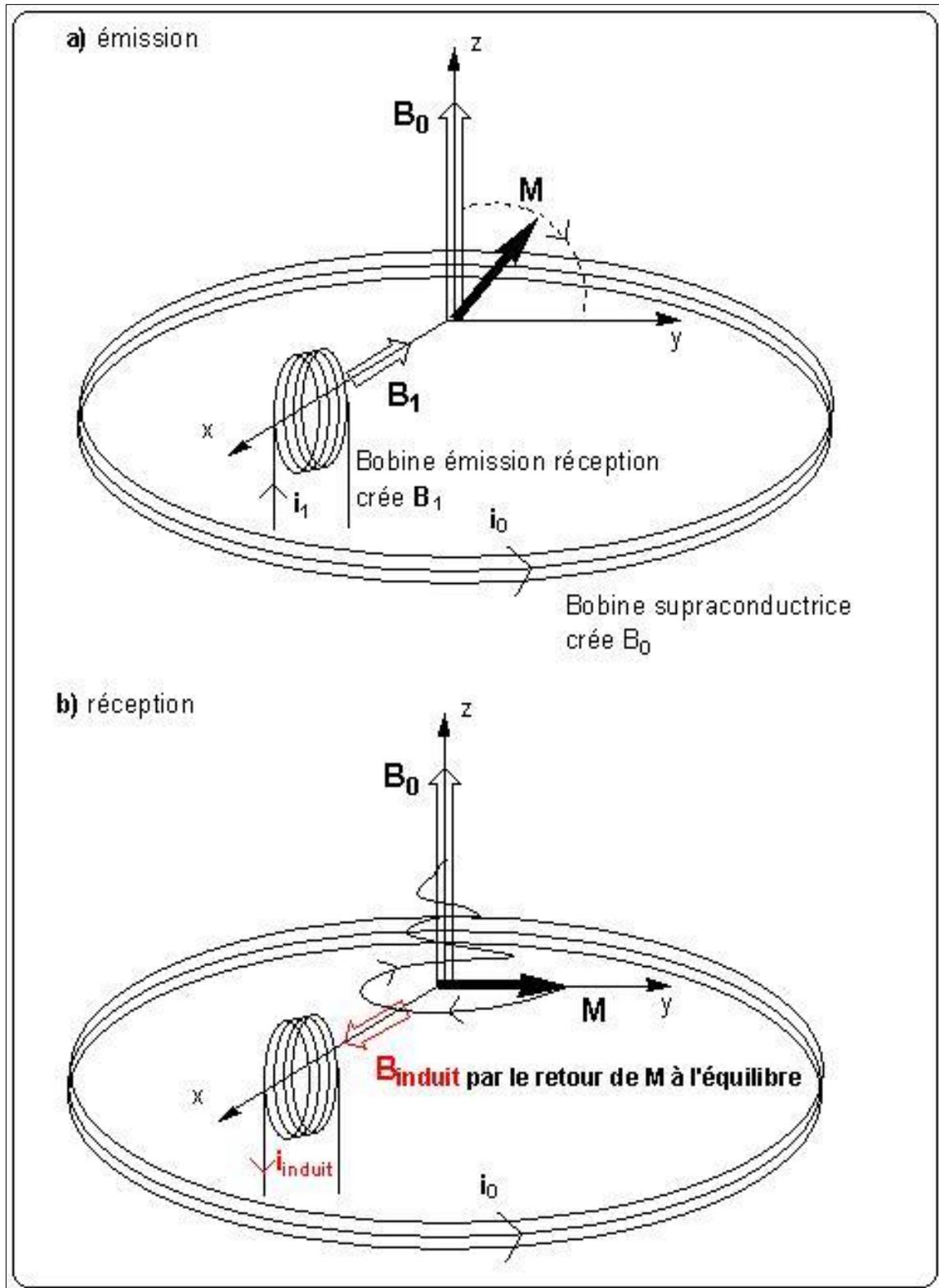


Figure II.6 : Schéma représente le principe de résonance magnétique nucléaire (document Schlumberger).

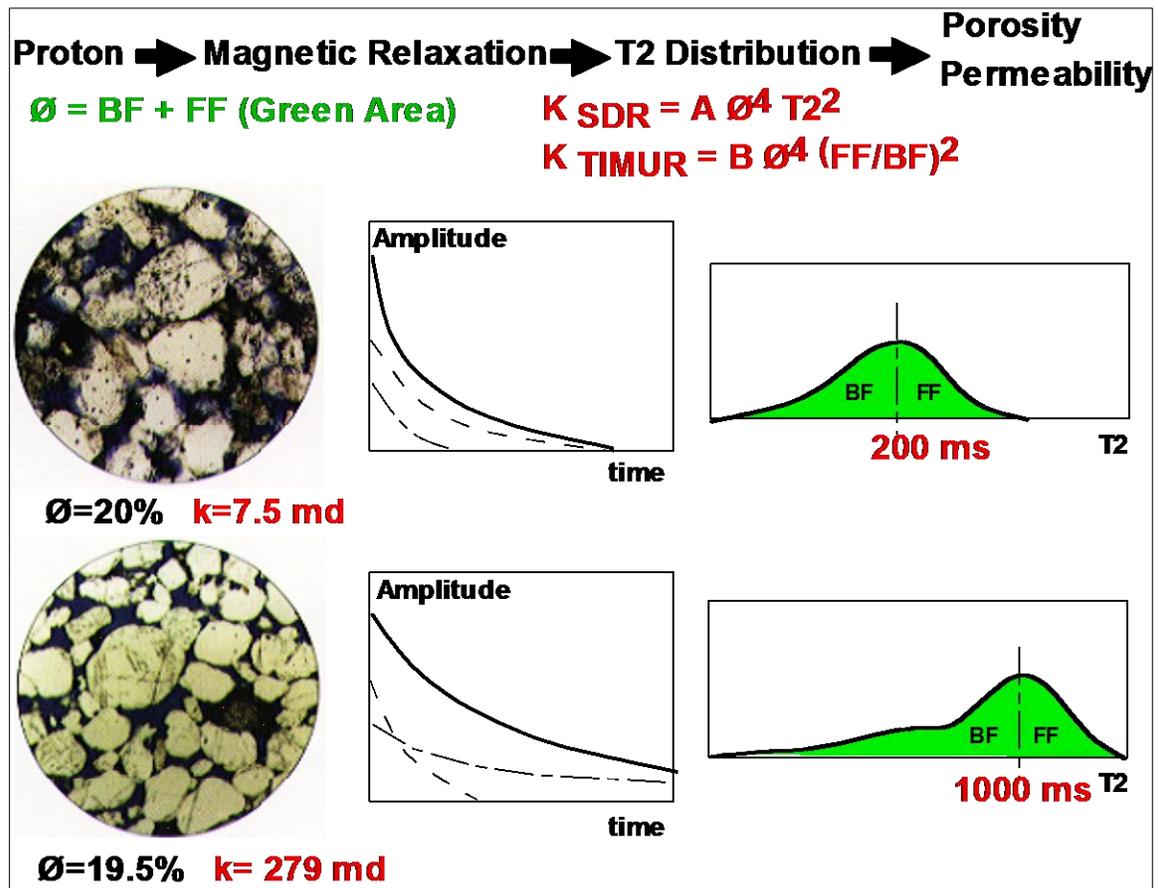


Figure II.7 : Mesure de la perméabilité et la porosité à partir de NMR(document Schlumberger)

II.5.3. Applications :

- ✓ Détermination de la porosité et de la perméabilité.
- ✓ L'estimation du volume des différents fluides les pores.
- ✓ Identification des zones minces productives.
- ✓ Identification des contacts à hydrocarbures.

II.6.Diagraphie de test de formation :

II.6.1.Modular Dynamic Tester (MDT):

Le MDT est représenté par un ensemble de modules intégrer "Modular" pour reconfiguration de l'outil sut le site (wellsite) en fonction des besoins d'acquisition, il fournit des mesures rapides et précises de la pression de la formation, et de la perméabilité aussi, Il permet également la collecte d'échantillons de fluides de formation de haute qualité.



Figure II.8 :Schéma présent l'outil MDT(Document Schlumberger).

Application :

- ✓ Mesurer la pression de formation.
- ✓ Tracer le gradient de pression en fonction de la profondeur pour déterminer la densité des fluides ainsi que le contact entre eux.
- ✓ Estimation de la mobilité (K/μ).
- ✓ Prélever des échantillons des fluides présents dans la formation.
- ✓ L'analyse des fluides.

II.6.2.Driling stem testing (DST) :

Sont des opérations destinées à déterminer les caractéristiques hydrodynamiques d'un "réservoir" (réservoir d'hydrocarbure ou formation aquifère), En outre, au cours d'un test, un échantillon du fluide est recueilli aux fins d'analyse éventuelle et la température de gisement est mesurée.

En recherche pétrolière, ce système est couramment employé dans les sondages d'exploration, en trou ouvert en cours de forage «open hole »(Ph. MAGET, 1984).

Dans notre puits d'études on utilise le test **DST** pour l'évaluation de potentiel des hydrocarbures.

Applications :

- ✓ Détermine le type et les caractéristiques des fluides de production ;
- ✓ Détermine le débit du puits (production) ;
- ✓ Détermine le La perméabilité.
- ✓ Déterminer la pression et température.
- ✓ Déterminer le facteur d'endommagement (skin factor).

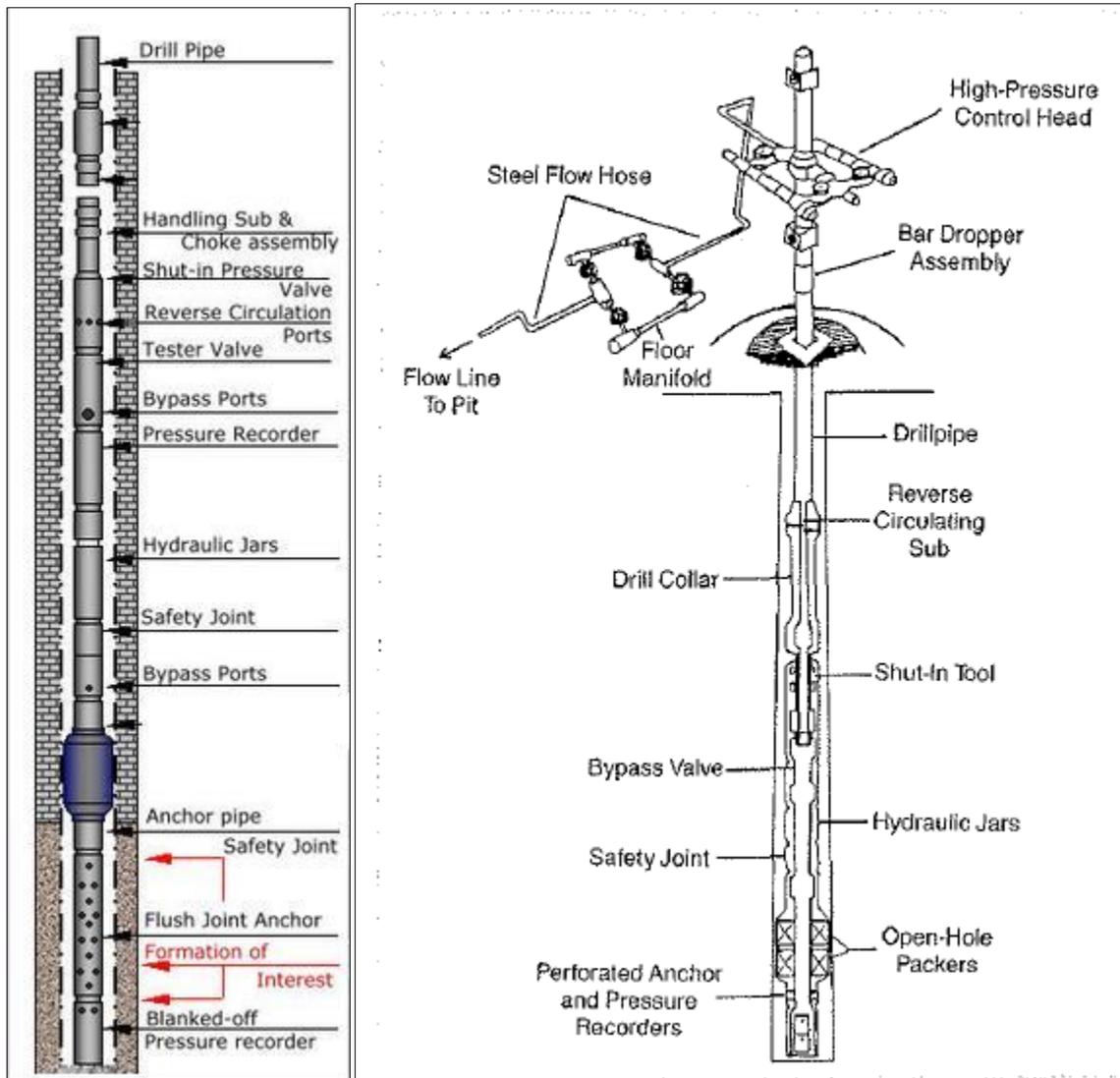


Figure II.9 : Schéma présent l'outil DST(Adeeb Noori .A,2015)

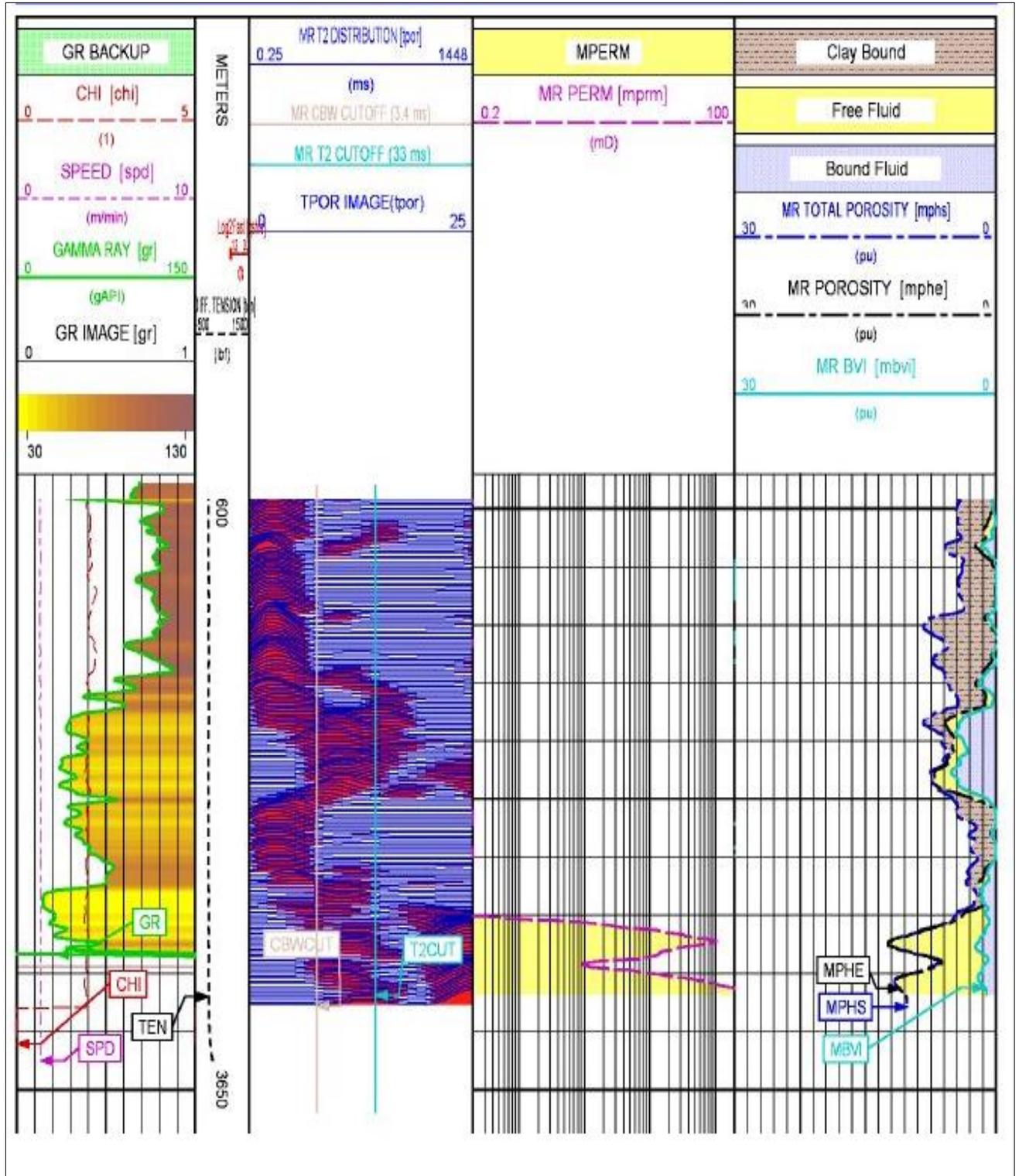


Figure II.10 : Diagraphie de résonance magnétique au niveau du puits-A.

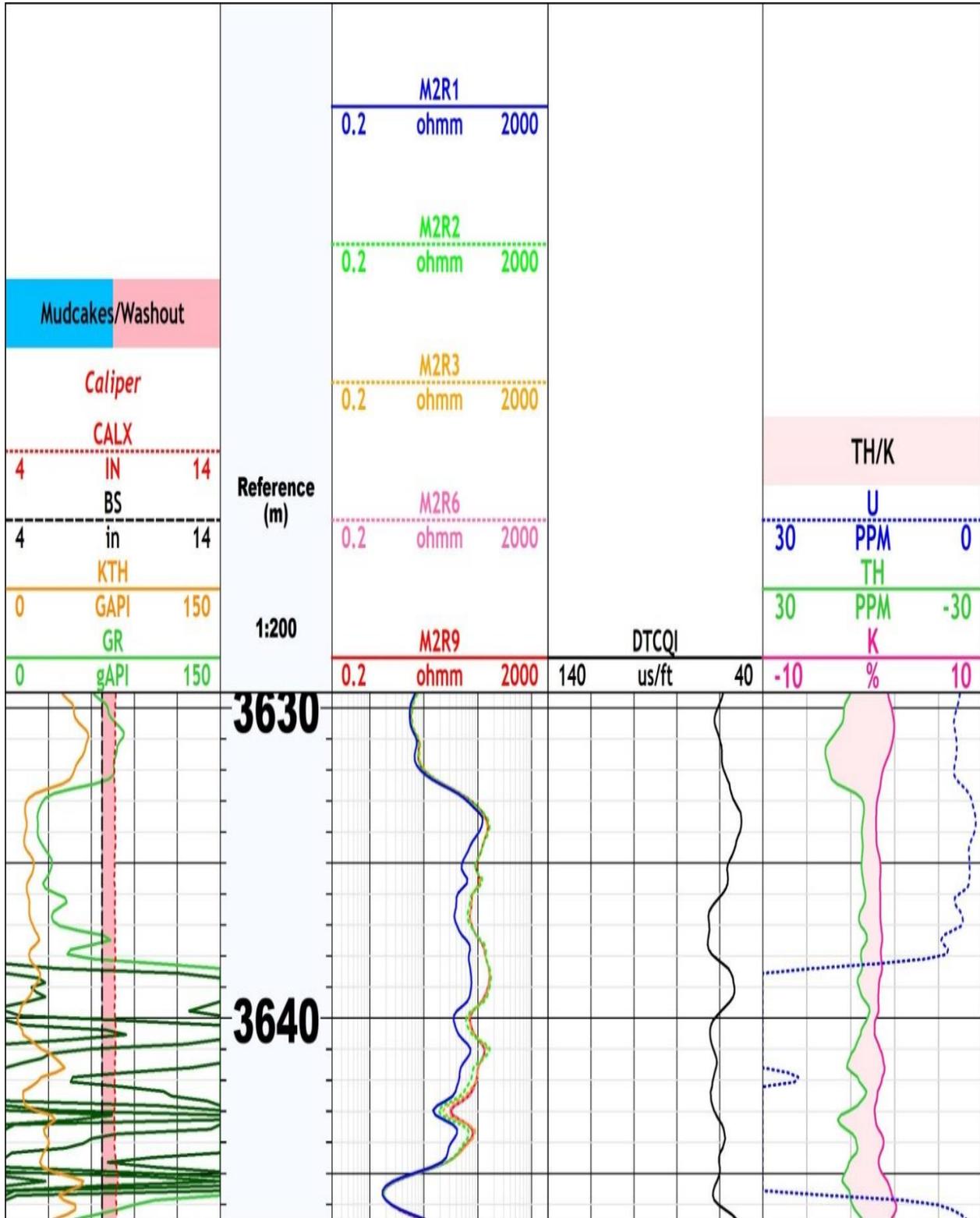
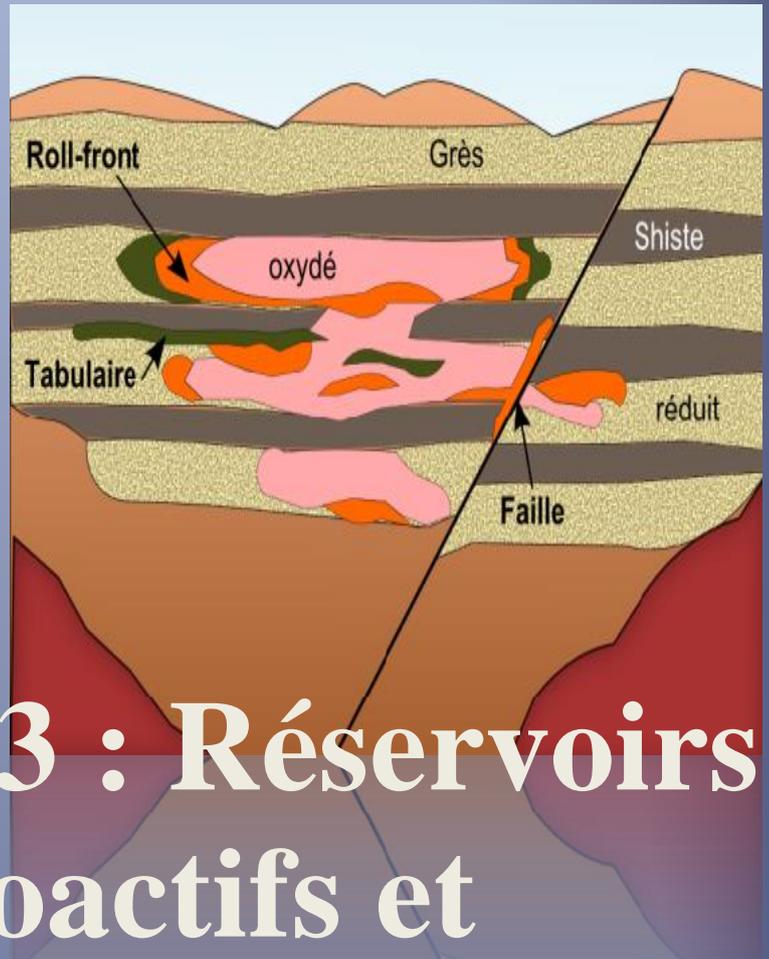


Figure II.11: Le log composite au niveau du Trias du puits-A.



Chapitre 3 : Réservoirs radioactifs et spectrométrie des rayons gamma naturelles

- **Partie 1 : Réservoirs radioactifs.**
- **Partie 2 : Spectrométrie des rayonnements gamma naturelles.**

III.1. Introduction

Ce chapitre est constitué de deux parties : une partie dédiée à la théorie des réservoirs radioactifs et une partie pour de développement de la spectrométrie des rayons gamma naturelles

La partie 1 comprend les éléments suivant :

- Radioactivité naturelle.
- Origine de Radioactivité naturel des roches.
- Minéraux et roches à éléments radioactifs.
- Les réservoirs gréseux radioactifs.

La partie 2 est constituée de :

- Principe de la Spectrométrie des rayons gamma naturelles.
- Rayon d'investigation de Spectrométrie des rayons gamma naturelles.
- Présentation des outils à utiliser (NGS, HNGS) .
- Présentation de log de spectrométrie.
- Les facteurs influençant les mesures.
- L'interprétation des logs NGS et HNGS.
- Applications de spectrométrie à rayons γ

Partie 1

Réservoirs radioactifs

III.2. Réservoirs radioactifs :

Les réservoirs radioactifs présentent une radioactivité élevée dû à la présence des minéraux radioactifs dans le réservoir. Il s'agit, généralement des minéraux radioactifs non argileux, tels que les minéraux uranifères, à base de thorium et de potassium.

III.2.1. Radioactivité naturelle :

La radioactivité naturelle est omniprésente et a toujours existé sur la terre. Elle est d'origine à la fois terrestre et cosmique (soleil, galaxies et étoiles), elle constitue pour l'homme une source d'exposition non négligeable qui dépend des lieux et des modes de vie des populations.

On distingue deux catégories de radionucléides naturels :

- **Les radionucléides d'origine cosmique** : ou cosmo-nucléides qui se forment par l'action des rayons cosmiques sur des noyaux d'atomes présents dans notre environnement, on parle de radionucléides naturels induits.
- **Les radionucléides primordiaux** : existant au moment de la formation de la Terre (~4,5 milliards d'années) et qu'on trouve encore dans l'écorce terrestre. On recense une trentaine de radionucléides primordiaux (S.Dziri , 2013).

III.2.2. Origine de Radioactivité naturel des roches :

La radioactivité des minéraux est due par les éléments radioactifs inclus dans la composition du minéral. Le degré du radioactivité dépend de la concentration et de les isotopes présent dans le minéral, pour la plus part des minéraux et des roches comme les roches sédimentaire dans notre cas, la radioactivité est contribué à trois éléments principales ces sont :

- ☑ **Potassium ^{40}K** : qui émet : 1 particule β et un rayon γ .
- ☑ **Thorium ^{232}Th** : dont la famille émet : 11 particule α ,19 β et de nombreux γ .
- ☑ **Uranium ^{238}U** : 12 particule α ,18 β et de nombreux γ .

Le **tableau III.1** Montre tous les isotopes radioactifs naturel qui a cause de radioactivité naturel :

Elément	Isotope symbole	Abondance naturelle (%)	demi-vie (ans)	Type de première désintégration
Tellurium	¹³⁰ Te	33.97	2.4*10 ²¹	
Vanadium	⁵⁰ V	0.25	3.9*10 ¹⁷	EC
Zirconium	⁹⁶ Zr	2.8	3.6*10 ¹⁷	
Samarium	¹⁴⁹ Sm	13.8	1*10 ¹⁶	Alpha
Samurium	¹⁴⁸ Sm	11.3	7*10 ¹⁵	Alpha
Osmium	¹⁸⁶ Os	1.58	2*10 ¹⁵	Alpha
Neodymium	¹⁴⁵ Nd	8.3	1.1*10 ¹⁵	Alpha
Platinum	¹⁹² Pt	0.79	1*10 ¹⁵	Alpha
Indium	¹¹⁵ In	95.7	6*10 ¹⁴	Beta -
Gadolinium	¹⁵² Gd	0.2	1.1*10 ¹⁴	Alpha
Tellurium	¹²³ Te	0.89	1.3*10 ¹³	EC
Platinum	¹⁹⁰ Pt	0.01	6.9*10 ¹¹	Alpha
Samarium	¹⁴⁷ Sm	15	1.08*10 ¹¹	Alpha
Rubidium	⁸⁷ Rb	27.83	4.9*10 ¹⁰	Beta -
Rhenium	¹⁸⁷ Re	62.6	4.5*10 ¹⁰	Beta -
Lutetium	¹⁷⁶ Lu	2.59	2.2*10 ¹⁰	Beta -
Thorium	²³² Th	100	1.4*10 ¹⁰	Alpha
Uranium	²³⁸ U	99.28	4.46*10 ⁹	Alpha
Potassium	⁴⁰ K	0.01	1.25*10 ⁹	Beta -
Uranium	²³⁵ U	0.72	7.04*10 ⁸	Alpha

Tableau III.1: List des isotopes radioactifs naturels.

Les rayonnement gamma sont caractérisé par leur énergie **E** (en **MeV**),est caractéristique de noyaux et donc de l'isotope qui l'a produite, comme montre la figure ci-dessous ou l'on a représenté le spectre d'émission de rayons gamma de ces trois élément radioactifs principaux (**Figure III.1**).

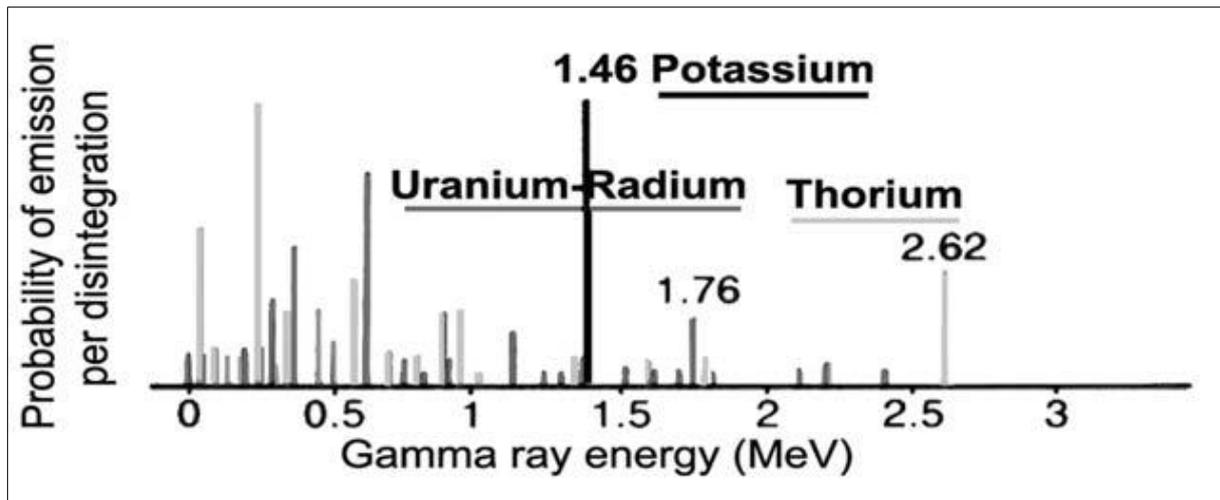


Figure III.1: Spectre d'énergie des rayons gamma émet par les éléments radioactifs ^{235}U , ^{238}Th et ^{40}K .

D'après la **Figure III.1** on conclut que l'uranium est le plus actif. Mais sa contribution relative à la radioactivité totale moyenne sera finalement assez voisine au Thorium (**Tableau III.2**).

	K	Th	U
Abondance relative sur la terre (en %)	2,35	10^{-4} à 10^{-5} ~12 ppm	10^{-5} à 10^{-6} ~ 12 ppm
Activité relative par unité de poids	1	1.300	3.600

Tableau III.2: Contribution à la radioactivité γ de 3 éléments.

III.2.3. Minéraux et roches à éléments radioactifs :

III.2.3.A) Minéraux et roches à uranium :

Les roches ignées acides est la principale source de l'uranium. Le **Tableau III.3** présente les moyennes de teneur en uranium et thorium des principales roches ignées

Roche	Th (ppm)	U(ppm)	Th/U
Acide intrusive	1 à 25	1 à 8	2 à 6
Acide extrusive	9 à 25	2 à 7	4 à 7
Basique intrusive	0.5 à 5	0.3 à 2	3 à 4
Basique extrusive	0.5 à 10	0.2 à 4	3 à 7
Ultra basique	Faible	0.001 à 0.03	
Roches feldspathoïdes		0.1 à 30	Variable
Pegmatite acide	1 à 2	1 à 4	0.4 à 1.5

Tableau III.3: Teneur Thorium et en Uranium des principaux roches ignées.

L'uranium se déplace principalement sous l'effet du processus d'altération et de lessivage. Il semble que le lessivage par les eaux riches en acides organiques soit particulièrement actif. Du fait de sa grande solubilité, l'uranium est transporté presque uniquement en solution et pour une faible partie seulement en suspension.

III.2.3.A.a) Solubilité de l'Uranium :

L'Uranium dans la nature il existe en solution sous les valences 4+ et 6+ :

L'ion Uraneux U^{4+} à s'oxyder et à passer à la valence 6 en donnant UO_4^{2-} et $U_2O_7^{2-}$. Par conséquent, il ne peut exister que dans des conditions particulières, on ne le trouve que dans des eaux hydrothermales sulfureuses ($rH < 0, pH \leq 4$). Pour $pH > 4, U^{4+}$ forme par dissociation l'oxyde UO_2 insoluble ou Uraninite.

L'ion U^{6+} n'existe pas en solution, mais donne immédiatement l'ion complexe Uranyle UO_2^{2+} , Pour $rH > 0$ et $pH < 2, UO_2^{2+}$ est stable. Pour $2 < pH < 5$ l'ion Uranyle donne $U_2O_5^{2+}$ et $U_8O_8^{2+}$ ou des ions complexes de type : $[UO_2(OH)_2 UO_3]_n$.

A $pH = 5$. Il y a hydrolyse et précipitation de schoepite ($3UO_3 \cdot 9H_2O$).

L'hydroxyde amphotère qui dérive de UO_2^{2+} a un caractère d'acide très faible et a tendance à former avec des minéraux des complexes solubles :

Excès de sulfates : $[UO_2(SO_4)_3]^{4-}$, la stabilité des complexes sulfatés nécessite un $pH < 2,5$.

Excès de carbonates : $[UO_2(CO_3)_2]^{2-}$, la stabilité de ces complexes nécessite $7,5 < pH < 8,5$.

Si $pH > 8,5$: formation de polyuranates qui précipitent.

Si $pH < 7,5$: formation de schepite insoluble.

Avec : rH : potentiel d'oxydo-réduction, en millivolts

pH : potentiel d'oxydation

III.2.3.A.b) Transport de l'uranium :

✓ Transport en solution :

Le transport se fait essentiellement sous forme de solution. Selon la distance, on distingue deux modes :

• Transport à courte distance :

L'Uranium est transporté en rivière et dans les eaux souterraines sous forme de complexes carbonatés (excès de CO_2) ou sulfatés. Il prendra même la valence **4** en solution dans des eaux hydrothermales sulfureuses.

• Transport sur grande distance :

Etant donné les conditions extrêmement sévères qui déterminent la stabilité des solutions d'uranium sous forme de complexes minéraux, on ne peut qu'envisager le transport sous forme de complexes organiques. La matière organique joue en effet le rôle de colloïde protecteur vis-à-vis de l'uranium et autorise son transport sur de longues distances.

✓ Transport en suspension :

L'Uranium est associée un certain nombre des minéraux résistant par substitution dans le réseau cristallin d'éléments métalliques par l'uranium. Ce L'uranium est associé à un certain nombre de sont le zircon, la monazite, le Xénotime, le Sphène, l'Allanite, la Biotite, etc...

Il est également lié aux phosphates dans le réseau desquels on le trouve par substitution isomorphique du calcium (fluorapatite). Il est aussi transporté sous forme de schæpite et de polyuranates. Enfin, il peut être transporté dans les particules argileuses contenant elles-mêmes de la matière organique.

✓ Transport par les organismes vivants :

Ce mode de transport est loin d'être négligeable. Uranium et Thorium se concentrent principalement dans la glande thyroïde des animaux, dans les feuilles des plantes et surtout dans les squelettes des poissons qui pourraient contenir jusqu'à **4 500** ppm de Thorium et **2700** ppm d'Uranium.

III.2.3.A.c).Précipitation de l'Uranium :

Les facteurs favorables à la précipitation et à la concentration de l'uranium dans les sédiments sont les suivants :

➤ La matière organique

Son action est diverse :

- des fractions humiques, des bactéries participent à l'adsorption irréversible de l'Uranium à partir de solution d'Uranyle.

☑ en **pH** acide, les acides humiques et fulviques, l'éther, les fonctions alcool, aldéhyde et acide favorisent la précipitation de l'uranium par réduction du U^{4+} en U^{6+} et formation de complexes Urano-organiques : on aura des chélates.

☑ la matière organique agit comme réducteur et UO^{2+} , on passe à l'état d'ion Uraneux insoluble (valence 4).

➤ **Les matériaux phylliteux :**

Ils insolubilisent la matière organique et par adsorption entraînent l'uranium dans le co-floculat formé. Il y a hydrolyse de l'ion uranyle en schoepite en présence d'argile.

➤ **Les sulfures :**

L'Uranium est réduit et précipité sous forme d'Uraninite à partir de solution d'Uranyle. C'est le cas en milieu sapropélique. Ce facteur est lié à la présence de bactéries et à un milieu anaérobie et réducteur.

➤ **Les phosphates :**

Un phosphate naturel introduit dans une solution d'Uranyle, extrait **63 %** de l'Uranium, il y a substitution isomorphique du calcium par l'uranium dans la fluorapatite.

➤ **Ph :**

Un **pH** acide (entre **2,5** et **4**) favorise la précipitation de l'Uranium.

➤ **rH (potentiel d'oxydo-réduction) :**

Des conditions réductrices (**rH** entre **0** et **-0,4 v** ou **400 mv**) favorisent également la concentration en Uranium.

➤ **Les corps adsorbants :**

La silice amorphe, l'alumine, les silico-aluminates, les charbons, favorisent en milieu acide l'hydrolyse de l'ion uranyle en schoepite. On voit ainsi que l'uranium aura tendance à précipiter et à se concentrer dans les milieux favorables mêmes à la concentration et à la conservation à matière organique, c'est-à-dire des milieux réducteurs confinés.

III.2.3.A.d).Migration diagénétique :

Par suite de sa grande solubilité l'Uranium peut être remis en mouvement au cours de la diagenèse par circulation d'eaux souterraines ou mêmes hydrothermales. Cette migration ou dysmigration, favorisée par la fissuration, est à rapprocher de celle de la matière organique évoluée, mais généralement elle la précède (différence de solubilité). C'est pourquoi l'Uranium ira se concentrer dans des gites en « aval »; les hydrocarbures, migrant postérieurement, s'accumuleront en « amont ».

III.2.3.B) Minéraux et roches à Thorium :

Les principales sources de thorium sont les roches ignées acides et acido-basiques (granites, pegmatites, syénites et syénites-alkalines). Le (Tableau III.3) donne en ppm les moyennes généralement retenues. Au cours de l'altération et du lessivage des roches, **90 %** du thorium peuvent facilement être déplacés. Cependant, étant extrêmement peu soluble, et la plupart des minéraux thorifères étant très stables, la quasi-totalité du thorium est transportée en suspension et de ce fait caractérise la traction « détritique » des sédiments. La faible fraction passée en solution se fixe immédiatement sur les argiles ou forme des hydrolysats secondaires entraînés avec les minéraux thorifères résistants. Le thorium ne subit pas de migration durant la diagenèse. Il y a ainsi possibilité de séparation **uranium/thorium** au cours de la diagenèse.

Ainsi on trouve surtout du thorium :

- Dans les argiles, d'origine détritique, sur lesquels- les il se fixe très facilement par adsorption.
- Dans certains produits d'altération de roches ignées acides ou acido-basiques (Cinérites, Bentonites).
- Dans les alluvions (placers) et sables de plages, associé à certains minéraux lourds tels que Monazite, Zircon, Xénotime, Allanite, qui contiennent du thorium comme élément de substitution.
- Dans les minéraux purement thorifères, tels la thorite **Th (SiO₄)**, forme isomorphe du zircon ; la thorogummite **Th (SiO₄)_{1-∞}(O₄)_{4∞}**: l'uranothorite (**Th, U**) **SiO₄**, la thorianite **ThO₂**, etc...

III.2.3.C) Minéraux et roches à Potassium :

Le potassium se trouve à l'origine dans tes feldspaths potassiques, les micas et dans un grand nombre de minéraux d'importance mineure. Pendant l'altération, quelques silicates, les feldspaths alcalins par exemple, sont complètement dissous. Le potassium libéré reste sous forme ionique dans la solution. Dans l'altération des micas, seul le potassium peut quitter le réseau cristallin et être entraîné par l'eau. Cependant, une partie du potassium reste pour former les minéraux argileux d'altération. Le potassium ainsi libéré est transporté par les rivières jusqu'à la mer. Il peut toutefois dans certains cas (régions arides) rester dans les produits d'altération.

Le potassium passé en solution, n'y reste pas. Il est abondamment adsorbé par les argiles. Une grande partie est utilisée par les plantes et sort ainsi du cycle sous forme de composés organiques relativement insolubles. Ce qui fait que dans l'eau de mer une petite partie seulement du potassium dissous à l'origine, reste en solution.

Mais le contenu de l'eau de mer en potassium est affecté :

- par la dilution par les eaux de rivières.

- ☑ par l'activité biologique, en effet quelques organismes marins, les algues en particulier, accumulent le potassium .
- ☑ par des réactions entre l'eau de mer et des minéraux détritiques très fins, des particules colloïdales et des minéraux argileux.

Enfin, des sels minéraux de potassium sont capables de cristalliser directement à partir de l'eau de mer. C'est le cas des évaporites.

Ainsi on trouvera le potassium dans les minéraux :

- Les minéraux évaporitiques.
- Les feldspaths.

Ou les roches :

- **les grès** : renferment en moyenne **12%** de feldspaths soit un peu plus de **1%** de **K**.
- **le sable** : qui à contient **50 %** du feldspaths, soit alors **7à8%** de **K**.
- **les calcaires** : peuvent renfermer de **0 à 7%** de **K** avec une moyenne de **0,3 %**.

III.2.4. Les principales roches radioactives :

En effet, les principales roches radioactives sont :

- ✓ les argiles, qui constituent d'ailleurs le support préférentiel de fixation des trois éléments radioactifs **K**, **Th** et **U**, mais qui par ailleurs peuvent renfermer des proportions importantes de matière organique ou de phosphates, riches eux- mêmes en Uranium .
- ✓ les schistes alunifères ou bitumineux.
- ✓ des sels de potasse.
- ✓ les phosphates.
- ✓ certaines catégories de sables, grès ou conglomérats (Alluvions ou sables de plage) riches en minéraux tels que les Feldspaths, le Zircon, la Monazite, l'Allanite, la Xénotime. le Sphène, les Micas, les phosphates et minéraux d'Uranium.
- ✓ certains dépôts carbonatés, provenant des algues qui ont fixé le Potassium et l'Uranium, ou riches en matière organique.
- ✓ certains charbons ou lignites qui ont pu adsorber ou « collecter » l'Uranium des eaux de lessivage de roches, riches elles-mêmes en Uranium.

III.2.5. Les réservoirs gréseux radioactifs :

Des indices d'Uranium de type grès avec des imprégnations épigénétiques d'Uranium et d'autres matériaux dans la matrice des grès.

L'Uranium peut être transporté par les eaux souterraines oxygénées. Cependant, il est précipité lorsqu'on rencontre un environnement réducteur, car il est converti en son état insoluble. L'Uranium

lui-même peut provenir de roches granitiques dont les sédiments hôtes sont dérivés, ou des roches volcaniques au sein de la succession hôte. Les modèles de concentration et de dépôt de l'Uranium impliquent la précipitation de l'Uranium à partir de la solution lorsqu'il rencontre un environnement réducteur, qui peut être créé par diverses circonstances. Pour des raisons évidentes, la minéralisation a tendance à se produire dans des horizons perméables (**MDENTIHTH & RANDELL , 2003**).

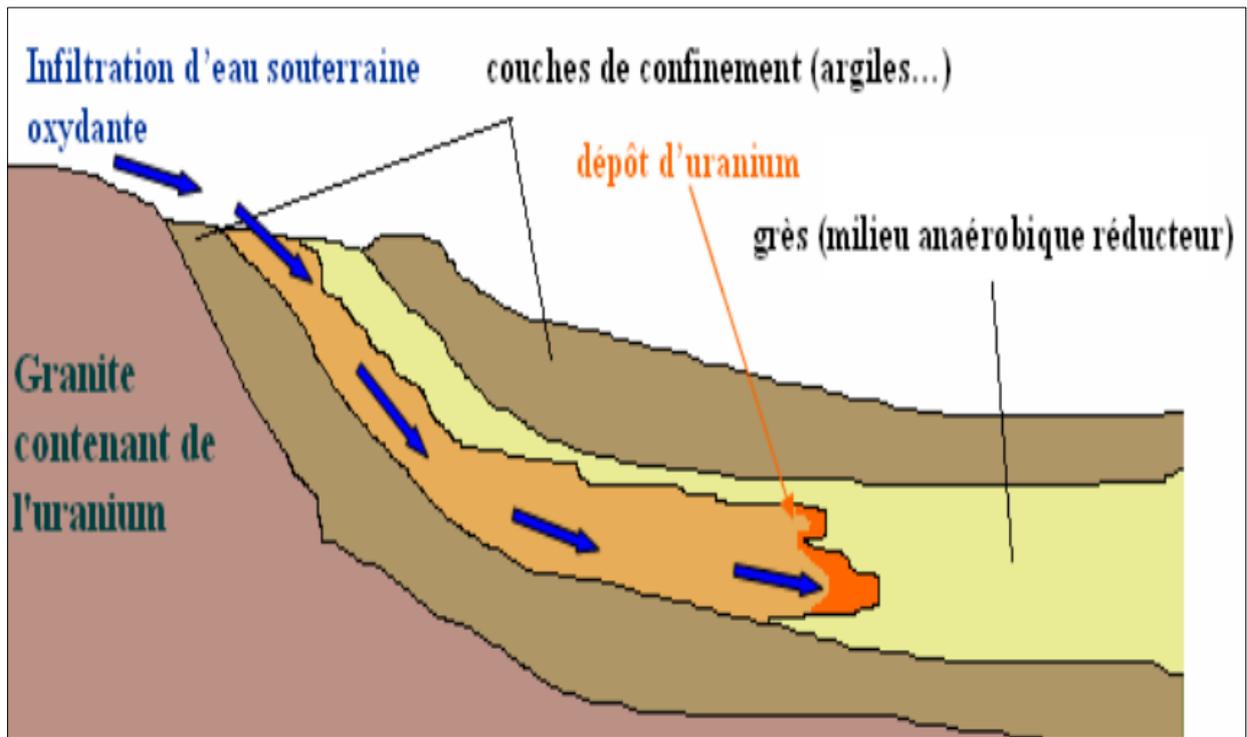


Figure III.2 : Formation d'un réservoir grés radioactive (Jin, 2020)

Partie 2

Spectrométrie des rayonnements gamma naturelles

III.3. Spectrométrie des rayons gamma naturels :

III.3.1. Principe :

On enregistre la radioactivité due à trois éléments radioactive principaux (^{40}K , ^{232}Th , ^{238}U)qui émettant des rayons gamma d'énergie différente .

Après l'examen du spectre d'énergie de rayonnement gamma des éléments précédente est indiqué que les rayons gamma sont caractéristiques par leur énergie, des éléments qui les engendrant .

Elément	^{40}K	^{232}Th	^{238}U
Energie (MeV)	1.46	2.62	1.76

Tableau III.4: Energie des rayons gamma des trois éléments principaux.

III.3.2. Rayons d'investigation :

Il dépend de :

- L'énergie de rayonnement gamma.
- La densité de la boue.
- Diamètre de trou.
- Densité globale de la roche.

III.3.3. Présentation des outils utilisés :

L'outil NGS (Natural Gamma Ray Spectrometry) :

L'outil spectroscopie à cinq fenêtres pour enregistrer les spectres d'énergie des rayons gamma : spectre d'énergie total **SGR**, spectre de Potassium ^{40}K , de Thorium ^{232}Th et l'uranium ^{238}U et aussi le spectre de rayonnement total moins la composante d'Uranium **CGR**. Le rayon gamma mesuré peut être utilisé pour évaluer la teneur en argile où les minéraux radioactifs sont présents.

L'outil HNGS (Hostile Environment Natural Gamma Ray Sonde) :

Est caractérisé par l'amélioration de la mesure qui résulte également de l'utilisation de deux détecteurs au lieu d'un. Le **HNGS** peut enregistrer à une vitesse plus rapide que d'autres outils qui mesurent les émissions naturelles de rayons gamma de la formation. Sa température nominale est égale à **500 F° [260°C]** qui le rend adapté aux opérations dans des environnements chauds.



Figure III.3: Schéma de l'outil HNGS (Document Schlumberger)

III.3.4. Présentation de log de spectrométrie :

La spectrométrie set fournir des informations des concentrations de Potassium, Thorium et de l'Uranium dans la formation, généralement présent dans le track 2 et 3 de log composé. La concentration de Thorium et de l'Uranium est présentée en partie par million (**ppm**), et la concentration de potassium en pourcentage (%).

En plus la concentration individuel des trios éléments radioactifs, le log total (standard) **SGR** est enregistré et présenter dans le track 1 , cet log est déterminer par une combinaison linéaire des concentration de Thorium , Potassium , et l'Uranium , et est exprimée par l'unité **API**. A partir de log **SGR** total on peut aussi supprimer l'effet de l'Uranium , le résultat est un log appelé« **CGR** » qui à été utilisé dans notre évaluation.

III.3.5. Les facteurs influençant les mesures :

L'enregistrement de la spectrométrie est une fonction non seulement de la concentration de Potassium, Thorium , et l'Uranium mais aussi les conditions de trou et les interactions des trois éléments radioactifs eux-mêmes.

III.3.6.L'interprétation des logs NGS et HNGS :

La concentration moyenne de Potassium dans la croûte terrestre est d'environ **2,6 %**. Pour l'Uranium, il est d'environ **3 ppm**; Pour le Thorium, il est d'environ **12 ppm**. En toute évidence, les formations individuelles peuvent avoir des quantités significativement plus grandes ou moins importantes, et des minéraux spécifiques ont généralement des concentrations caractéristiques de Thorium, d'Uranium et de Potassium. Par conséquent, les log de spectrométrie peuvent souvent être utilisées individuellement ou collectivement pour identifier des types des minéraux ou minéral. Par exemple Le Chart **CP-19** de Schlumberger montre graphiquement de conteneur de potassium par rapport à la teneur en thorium pour plusieurs minéraux, Il peut être utilisé pour l'identification des minéraux en prenant des valeurs directement à partir des courbes enregistrées.

Souvent, le résultat est ambigu si d'autres données soient nécessaires. En particulier, le coefficient d'absorption photoélectrique associé avec les rapports des familles radioactives qui utilisé : **Th / K**, **U / k**, et **Th / U**. par exemple Chart **CP-18** de Schlumberger est comparer le coefficient d'absorption photoélectrique par rapport la contenu de potassium ou le rapport de potassium sur thorium pour l'identification de minérale.

III.3.7. Applications de spectrométrie à rayons γ :

➤ Calculer le volume d'argile :

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, et ainsi corriger les paramètres pétrophysique.

Nous pouvons alors déterminer le volume d'argile à l'aide des formules suivante :

$$V_{sh} = \frac{GR_{tu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

$$V_{sh} = \frac{SGR_{tu} - SGR_{min}}{SGR_{max} - SGR_{min}}$$

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

La valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour la quel on ne considère plus la formation comme réservoir est appelée le $V_{sh-cutoff}$. dans notre cas cette valeur est égale à **35 %** du volume d'argile.

➤ **Identification de la lithologie :**

Dans notre cas d'un réservoir argileux-gréseux, le thorium est en général directement lié au pourcentage d'argile. Toutefois dans certains cas une forte teneur en thorium traduit la présence de minéraux lourds (densité est supérieure à **2.89 g/cm³**). Un pourcentage élevé de potassium est généralement lié à la présence de micas ou de feldspaths potassiques. Un teneur élevé de l'uranium indiqué du présence de matière organique humique.

➤ **Etudes géochimique :**

Elle peut apporter des informations sur la teneur en matière organique, où l'on sait déjà la relation qui existe entre la teneur en carbone organique **CO** et la teneur en Uranium. Toutefois cette relation doit dépendre d'une part du type de matière organique originelle. D'autre part, de l'état de diagenèse de la matière organique.

➤ **La corrélation entre les puits :**

Est un bon utile de corrélation entre les faciès stratigraphique .les pics de Thorium est très utilisé pour les corrélations entre les mesures où ils correspondent à des épisodes volcaniques.

➤ **Etude de la diagénèse :**

Dans la phase de diagénèse au moment de dépôt, il y a plusieurs phénomènes peuvent être reconnue par l'étude de l'évolution de la spectrométrie γ et du rapport **Th/K**.

➤ **Définitions de milieux de dépôt :**

Chaque milieu de dépôt spécifique est caractérisé par des minéraux, la reconnaissance du ces dernières par la spectrométrie γ peut aider à reconstituer les milieux de dépôt.

L'interprétation des diagraphies a pour but de mettre en évidence la lithologie, la minéralogie et la nature du fluide de formation afin de calculer les volumes en hydrocarbures des réservoirs. Tout d'abord, on va donner un aperçu sur les notions pétrophysiques utiles pour l'évaluation et procéder à une évaluation pétrophysique du réservoir radioactif au niveau du **Trias T1** du puits A.

IV.1. Notions pétrophysiques :

IV.1.1. Les éléments solides :

- ☑ **La matrice** : Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice.
 - ❖ **Matrice simple** : est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
 - ❖ **Matrice complexe** : est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente.
 - ❖ **Matrice Propre** : est dite propre si le volume d'argile ne dépasse pas 10%.
- ☑ **Les Argiles** : On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, aluminosilicates 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.

Les argiles peuvent se présenter sous trois formes différentes dans un réservoir. Cette distribution est contrôlée par l'environnement de dépôt et l'évolution diagenétique. Généralement, on distingue trois types de distribution (**Figure IV. 1**) :

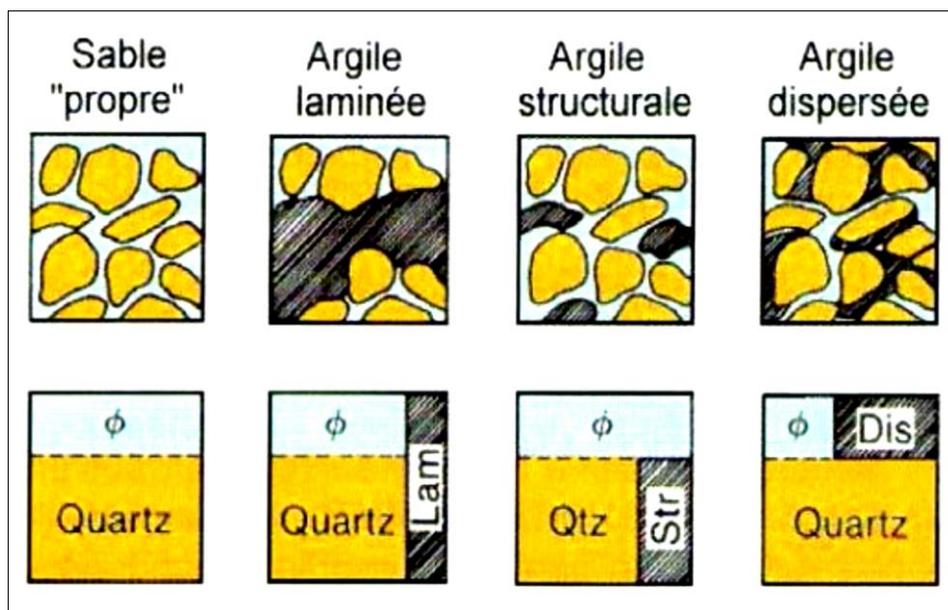


Figure IV. 1 : Les différents modes de distribution d'argile dans un réservoir

IV. 1.2. Les fluides :

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces vides appelés pores qui sont occupés par des fluides de nature différente : eau, huile et gaz. Les roches poreuses contiennent toujours de l'eau en quantité plus ou moins importante, suivant la porosité et le pourcentage d'eau dans les pores (Saturation en eau).

IV.1.3. La porosité :

Désignée par la lettre « Φ », La Porosité donne une indication de la capacité de la roche à stocker des fluides, elle est définie comme étant le rapport du volume des pores au volume total de la roche comme le montre l'équation suivante :

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

La porosité dépend de la forme, la taille et l'arrangement des grains constituant la roche.

Les différents types de porosité :

- **La porosité totale (Φ_t):** c'est le rapport du volume des vides dans une matrice (formation) à savoir : les pores, les fissures, les fractures et les Vacuoles (Vugs) de cette roche par rapport au volume total de l'échantillon.
- **La Porosité Connectée (Φ_c) :** est égale au pourcentage du volume des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés.
- **La Porosité effective (Φ_e) :** c'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon du réservoir, elle sera inférieure ou égale à la porosité totale en fonction de quantité de pores isolés dans la roche.

Du point de vue de l'ingénierie de réservoir la porosité effective qui compte et non la porosité totale.

On peut classer les porosités comme suit :

- ✓ **Porosité Faible :** $4\% < \Phi < 8\%$.
- ✓ **Porosité Moyenne :** $8\% < \Phi < 15\%$.
- ✓ **Porosité Bonne :** $15\% < \Phi < 30\%$.
- ✓ **Porosité Excellente :** $\Phi > 30\%$.

IV.1.3.1. Les méthodes de calcul des porosités :

- Porosité neutron :** L'outil neutron fournit un enregistrement direct de la porosité neutron. Cependant, des corrections doivent lui être apportées si la matrice est gréseuse car est calibré en calcaire.

Comme la matrice de nos réservoirs est gréseuse, la valeur de Φ_N doit être incrémentée de 3% pour qu'elle soit dans l'échelle compatible en grès :

$$\Phi_{N\text{grès}} = \Phi_{N\text{calcaire}} + 3\%$$

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

$$\Phi_{Nc} = \Phi_N - V_{sh} * \Phi_{Nsh}$$

➤ Φ_{Nsh} : porosité neutron lue en face le banc d'argile le plus épais, le moins cavée et le plus proche de reservoir.

Porosité densité : la porosité densité est calculée à partir de la formule:

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

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

➤ ρ_{ma} : densité de la matrice (grès : 2.65g/cc, carbonate : 2.71g/cc, dolomie : 2.85g/cc).

➤ ρ_f : densité du fluide de forage (boue douce : 1g/cc, boue salée : 1,1g/cc, boue salée saturée : 1,2g/cc).

➤ Φ_D : porosité densité.

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

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

Avec :

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

➤ V_{sh} : volume d'argile.

➤ Φ_{Dsh} : porosité densité des argiles.

➤ ρ_{lush} : densité des argiles lu en face le banc d'argile le plus épais, le moins cavée et le plus proche de reservoir.

Porosité sonique : la porosité sonique est calculée par la formule de Wylie :

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

- ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.
- ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice (grès : **52 μ s/ft**, carbonate : **47,5 μ s/ft** et dolomie : **43 μ s/ft**).
- ΔT_f : Temps de parcours de l'onde sonique dans le fluide de forage (boue douce et boue à huile : 189 μ s/ft boue salée et boue saturée salée : **200 μ s/ft**).

La correction de l'effet des argiles se fait par la relation suivante :

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

Avec :

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

- ΔT_{sh} : Temps de parcours de l'onde sonique en face le banc argile le plus épais, le moins cavée et le plus proche de réservoir.
 - Φ_{Ssh} : porosité sonique des argiles.
- **Estimation de la porosité effective** : L'approche de la porosité effective de la formation a été retenue à partir de la combinaison des trois porosités. Dans notre cas d'étude, on a pris la porosité effective comme étant :

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{Nc} + \Phi_{Dc} + 0.75\Phi_{Sc}}{2.75}$$

NB :Les outils neutron-densité sont affectés par la présence des caves et l'outil sonique est le moins affecté :

- Si l'outil densité est affecté par la présence des caves dans ce cas :

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{Nc} + 0.75\Phi_{Sc}}{1.75}$$

- Si les outils densité et neutron sont affectés par la présence des caves dans ce cas :

$$\Phi_e = \Phi_{Sc}$$

IV.1.4. La résistivité :

Tout courant électrique dans un conducteur est dû à un déplacement d'électrons. Durant leur déplacement, ces électrons rencontrent des obstacles dus aux atomes du conducteur. La résistivité est une propriété que possède un milieu à résister au passage du courant électrique. Se mesure en **Ohm.m**.

La résistivité dépend de :

- La salinité de l'eau de formation.

- La quantité d'eau irréductible présente dans les pores de la matrice.
- La minéralogie de la roche.
- La texture (taille, arrangement des pores) et de l'anisotropie.
- La nature des fluides contenue dans les pores.

IV.1.5. La saturation :

On appelle saturation en fluide d'une formation le rapport du volume occupé par ce fluide au volume total des pores. On la désigne par la lettre S. elle est exprimée en pourcentage (%).

- Si ce fluide est de l'eau, on parlera alors de $S_w=1$.
- S'il y'a en plus des hydrocarbures $S_w+S_h=1$.
- S_h : saturation en hydrocarbures (huile et/ou gaz).

Dans notre cas, la saturation en eau S_w est calculé par la formule d'Archie car les réservoirs sont propres

$$S_w^n = F \frac{R_w}{R_t} \text{ d'où } S_w = \sqrt[n]{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \text{ avec } F = (a / \Phi_e^m)$$

($V_{sh} < 10\%$).

- R_w : la résistivité de l'eau de formation.
- R_t : la résistivité de la zone vierge.
- a : facteur de formation (il varie de **0.62** à **0.81** pour les formations modérée, jusqu'à **1** pour les formations consolidée (compacte), à plus que **1** pour les formations compacte et fissuré).
- m : facteur de cimentation (il dépend de degré de consolidation de la roche).
- Φ_e : La porosité effective.
- n : exposant de saturation ($n=2$ pour les réservoirs mouillé à eau/ $n >> 2$ jusqu'à **8** pour les réservoirs mouillé à l'huile (*DJEBBAR, 2004*).

Dans notre cas, on a pris $n = 2$, $a=1$ et $m=2$.

NB : Dans le cas d'un réservoir Argileux-Gréseux, le mode de distribution des argiles influence sur la réponse des outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau.

IV.1.6. Le Volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies et l'évaluation des réservoirs, il nous permet d'identifier les bancs propres, les bancs argileux et de corriger les porosités de l'effet d'argile.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, on a utilisé celle du Gamma naturel, en appliquant la formule suivante:

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

La valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour laquelle on ne considère plus la formation comme réservoir est appelée le V_{sh_cutoff} . Dans notre cas cette valeur est **35%** du volume.

IV.1.7. La Perméabilité :

La perméabilité mesure la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser. Elle dépend fortement de la forme, la taille et l'arrangement des grains dans la roche. Elle est exprimée en milli-darcy (**mD**).

☑ Les différents types de perméabilité :

- ❖ **Perméabilité absolue ou spécifique (K_a)** : c'est la perméabilité d'une roche à l'écoulement d'un fluide avec la saturation de **100%** de ce fluide, c'est-à-dire qu'on est en présence d'un seul type de fluide : perméabilité à l'eau, à l'huile et à gaz.
- ❖ **Perméabilité effective (K_e)** : c'est la perméabilité d'un fluide en présence d'autres fluides dans un volume de roche donné. K_w , K_o , K_g désignent la perméabilité effective à l'eau, à l'huile, et au gaz respectivement. Chaque fluide va mutuellement réduire la perméabilité des autres fluides.
- ❖ **Perméabilité relative (K_r)** : c'est le rapport entre la perméabilité effective et la perméabilité absolue, si le réservoir ne contient qu'un seul fluide, sa Perméabilité relative est égale à **1**.

$$K_r = \frac{K_e}{K_a}$$

▪ Classification de la perméabilité : La perméabilité est dite :

- ✓ *Médiocre* : $K < 1mD$.
- ✓ *Equitable* : $1mD < K < 10mD$.
- ✓ *Modérer* : $10mD < K < 50mD$.
- ✓ *Bonne* : $50mD < K < 250mD$.
- ✓ *Excellente* : $K > 500 mD$.

IV.2. Interprétation qualitative des diagraphies :

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

IV.2.1. Présentation des données du puits :

Dans ce chapitre, notre objectif est l'interprétation pétrophysique de réservoir **Trias (T1)** du puits-A situé dans la partie sud du bassin d'Amguid Messaoud plus précisément dans le périmètre Oued El Meraa, pour ce faire un puit à été choisi pour accomplir l'étude.

- **Les tops des réservoirs :**

Réservoirs	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)
Trias T1	3632	3645	13

Tableau IV.1 : Présentation du réservoir Trias T1 du Puits-A.

III.2.2. Log Composite :

Il s'agit d'une présentation graphique, contenant toutes les enregistrements des diagraphies dans un forage en 'Open Hole' (**Figure IV.2**). Il contiendra au minimum :

- ✓ **Colonne N° 01 :** Gamma Ray (**GR en API**), Caliper (**CAL en in**) et Bit size (**BS en in**).
- ✓ **Colonne N° 02 :** Profondeur (Depth en **m**).
- ✓ **Colonne N° 03 :** Les cinq courbes de résistivité (**R en Ohm.m**).
- ✓ **Colonne N° 04 :** la courbe sonique en (ΔT en **$\mu s/ft$**).

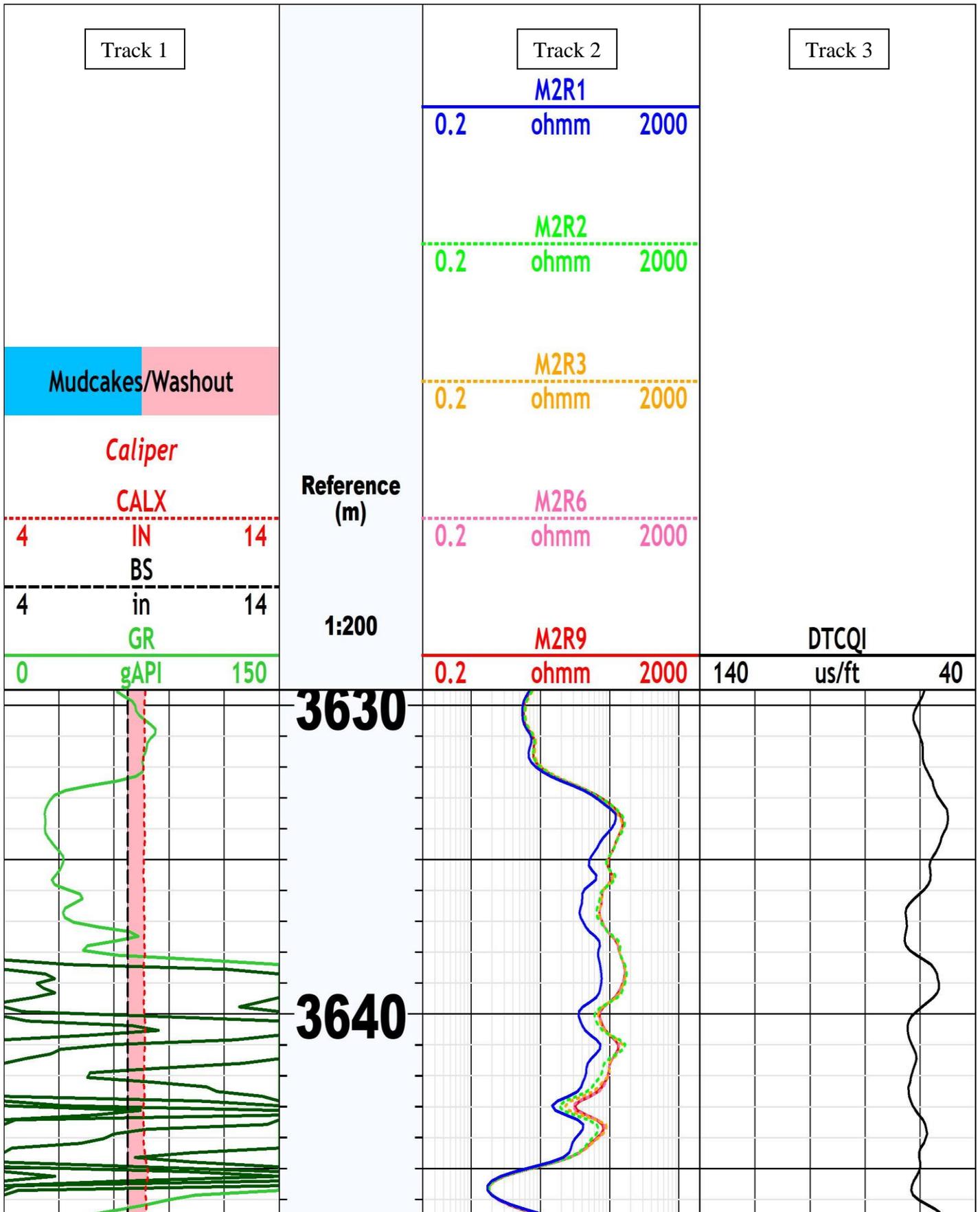


Figure IV. 2 : Log composite au niveau du réservoir du Trias T1 du Puits-A

IV.2.3 Les échelles conventionnelles :

Les échelles conventionnelles des données de diagraphies présentées sont :

Diagraphies	Type d'échelle	Variation d'échelle
Gamma Ray	Linéaire	0 à 150 API
Bit size et Caliper	Linéaire	4 à 14 in (phase 8 1/2in) 4 à 14 in (Phase 6in)
Résistivités	Logarithmique	0.2 à 2000 Ohm.m
Sonique	Linéaire inversée	40 à 140 μ s/ft

Tableau IV.2 : Les échelles conventionnelles des log de diagraphies .

IV.2.4. Interprétation qualitative de log composite :

- **La combinaison des logs Bit Size – Caliper** : cette combinaison nous donne une indication sur la présence des cavités, du Mud-cake et/ou le rétrécissement ainsi que l'ovalisation du trou de forage.
- **La combinaison Gamma Ray - Thorium–Potassium et/ou Gamma Ray – Neutron-Densité** : cette combinaison nous donne une indication sur l'argilosité et la lithologie (argiles, grés, grés radioactifs, carbonates ... etc.).
- **Les logs de résistivités** : les résistivités peuvent nous donner un indice sur les fluides saturants les pores (hydrocarbure ou bien eau), si on est en face d'un réservoir conventionnel.
- **La combinaison des logs Neutron – Densité – Sonic** : cette combinaison contribue pour donner une très bonne estimation de la porosité effective ainsi que la lithologie en combinaison avec les autres diagraphies.

NB : Dans notre cas les diagraphies Neutron-Densité n'ont pas été enregistrées.

IV.3. Evaluation de réservoir sans spectrométrie γ naturel :

Cette partie est consacrée à l'interprétation quantitative des diagraphies qui a pour but l'évaluation des caractéristiques pétrophysiques et la détermination de la nature des fluides des hydrocarbures contenus dans le réservoir Trias T1 traversé par le Puits-A.

IV.3.1 Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w :

La résistivité de l'eau de formation R_w utilisée pour l'interprétation de réservoir Trias T1, est déduite à partir de la salinité régionale $S=300$ g/l et la température du fond 120°C , en utilisant l'abaque GEN-6 (Ex GEN-9) de Schlumberger (Figure IV.3).

La valeur de R_w obtenue est **0.011 ohm.m**.

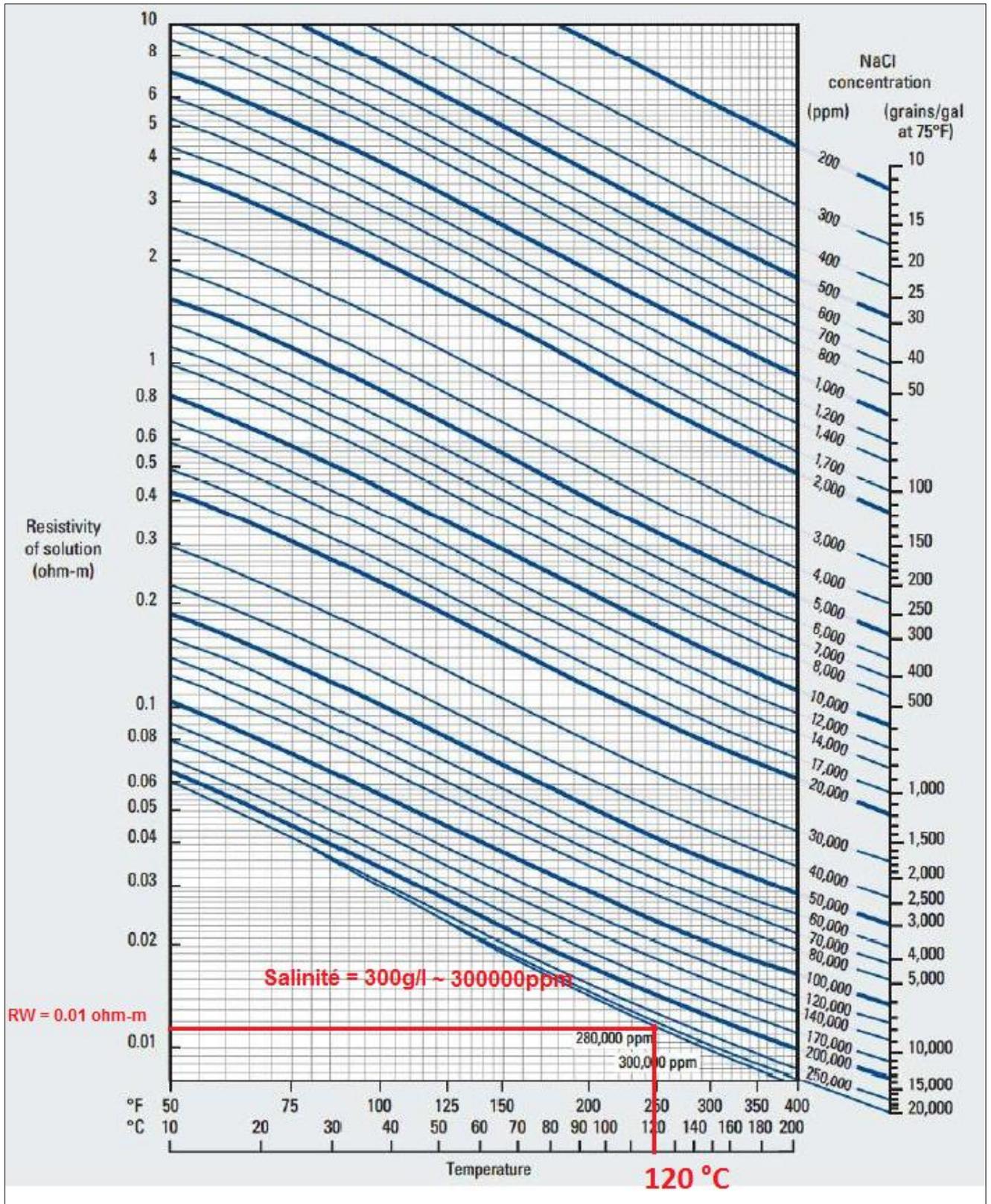


Figure IV.3 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w pour le réservoir Trias T1 à partir de l'abaque GEN-6 (Ex GEN-9) de Schlumberger.

IV.3.2. La résistivité de la zone vierge R_t :

La résistivité de la zone vierge est prise comme étant la résistivité profonde mesurée à **90in** du trou de forage. Dans notre cas, elle est représentée par la courbe **M2R9**.

IV.3.3. Estimation des paramètres matriciels :

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} , ΔT_{ma}) sont utiles pour le calcul de la porosité. Ils sont déterminés à partir des données de la zone aquifère propre (<10% d'argile) en utilisant un report graphique (**Figure IV.4**).

La densité matricielle ρ_{ma} est déterminée par la pente ($1/R_t$, ρ_b). Les points résultants sont reliés par une droite à caractère aquifère, l'intersection de cette droite avec l'axe des abscisses donne la valeur de la densité matricielle ρ_{ma} .

Le cross plot ($1/R_t$, ΔT) permet de déterminer la valeur du paramètre matriciel Δt_{ma} suivant le même procédé que celui de cross plot ($1/R_t$, ρ_b).

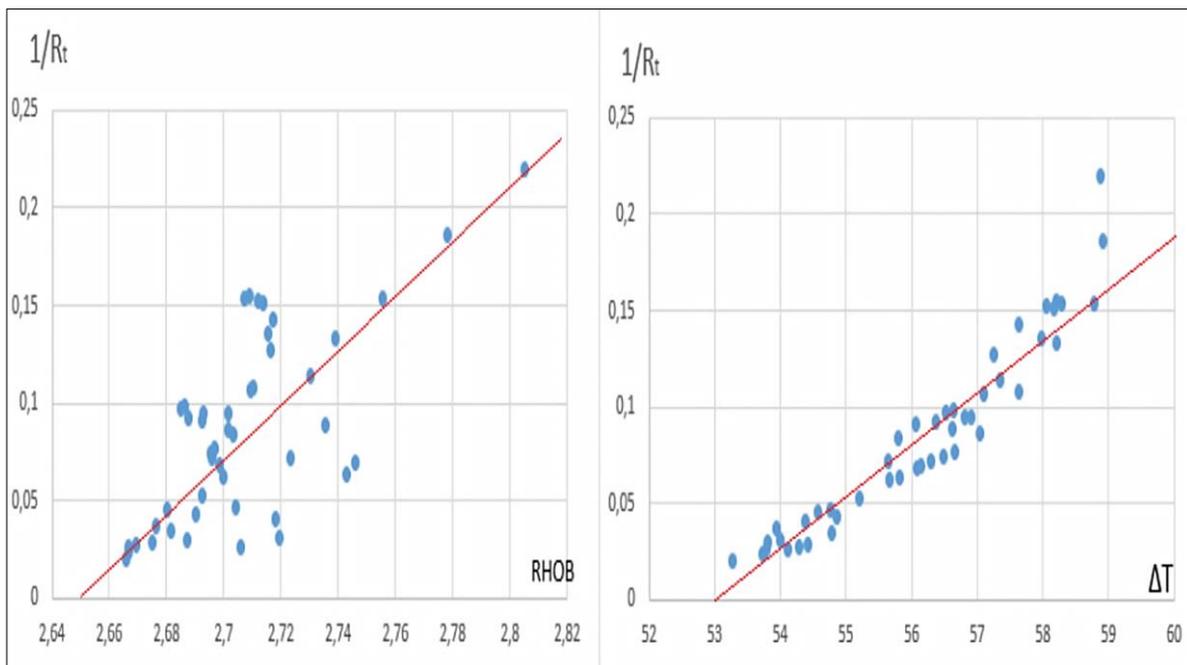


Figure IV.4 : Méthode de détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} et ΔT_{ma} .

Les paramètres matriciels de réservoir **Trias T1** sont illustrés dans le tableau suivant :

Formation	ΔT_{ma} ($\mu s/ft$)
Trias T1	52

Tableau IV.3 : Le paramètre matriciels ΔT_{ma} .

IV.3.4. Détermination des paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile (GR_{max} , et ΔT_{sh}) ont été définis en procédant à une lecture des courbes diagraphiques devant le banc d'argile le plus épais, le moins cavé et le plus proche de réservoir (Tableau IV.4).

Puits	GR_{max} (API)	ΔT_{sh} ($\mu s/ft$)
Puits-A	125	78

Tableau IV.4 : Les paramètres d'argile.

IV.3.5. Présentation des résultats de l'évaluation pétrophysiques :

L'évaluation pétrophysique des diagraphies traversées par le Puits-A, a été faite par la méthode déterministique manuelle (sur Excel) en utilisant les relations de calcul citées précédemment (Tableau III.5).

Puits	Réservoir	Porosité moyenne (%)	Saturation en eau moyenne (%)	Hauteur utile (m)	Type de fluide
Puits-A	Trias T1	7	17	0.76	Hydrocarbures

Tableau IV.5 : Résultats de l'interprétation des diagraphies de Puits-A.

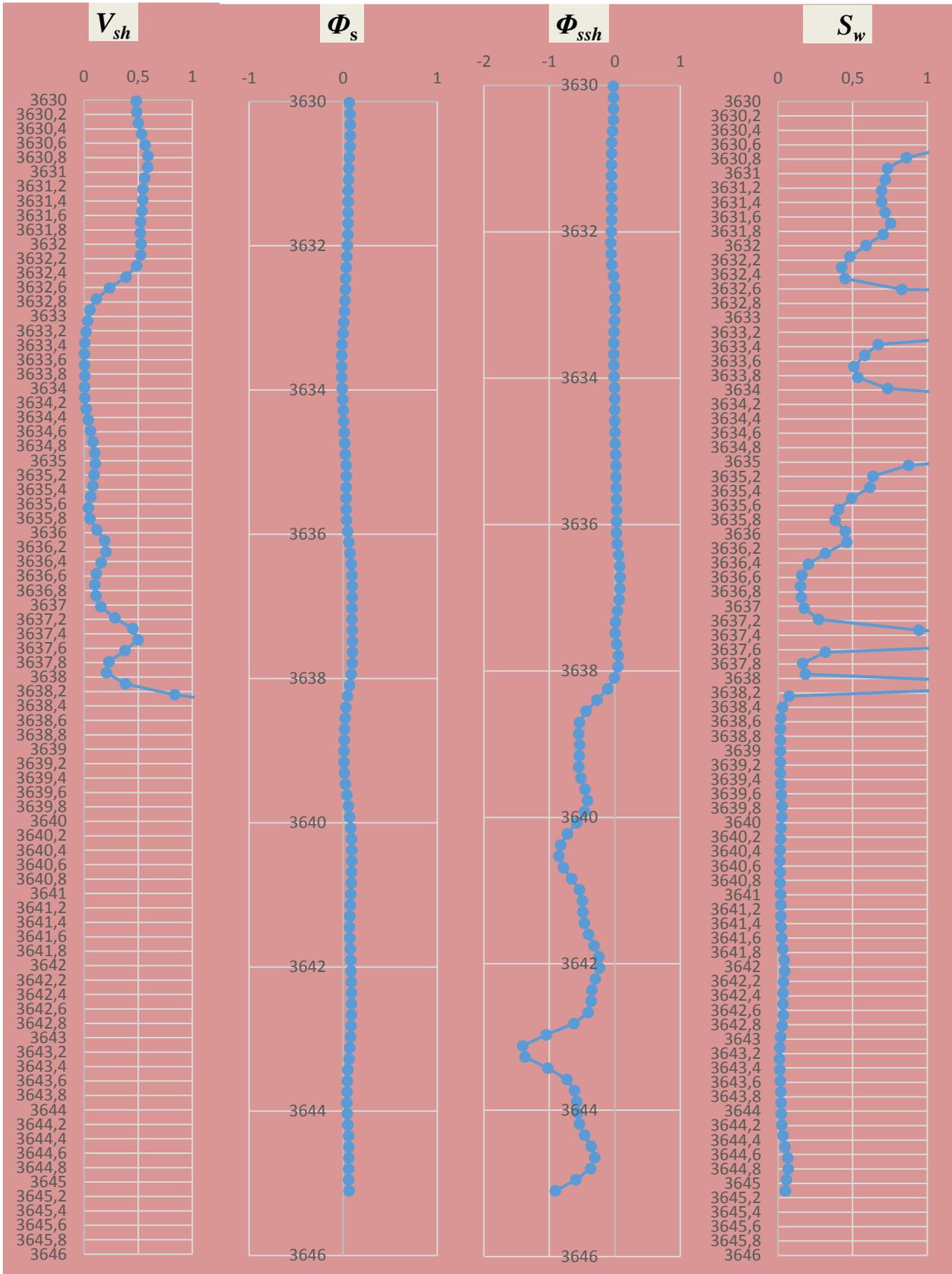


Figure IV.5: Paramètres pétrophysiques calculés (Volume d'argile, Porosité et Saturation en eau) sans spectrométrie.

IV.3.6. Analyse des résultats :

Après avoir estimé les paramètres pétrophysiques pour les réservoirs **Trias T1** dans le Puits-A, on a déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'être des réservoirs à hydrocarbures et ceux qui ne présentent pas un intérêt pétrolier.

L'interprétation des diagraphies de réservoir **Trias T1** du Puits-A montre que les intervalles (**3636.4-3637m**) et (**3637.78-3637.94m**) présentent une porosité moyenne de **7%** avec une saturation en eau moyenne de **17%**. Ce réservoir est à hydrocarbure sur une hauteur utile de **0.76m**. Le reste de ce réservoir est compact et/ou argileux (**Tableau IV.5**). Cependant, les courbes de Gamma Ray Spectrale Potassium (**K**), Thorium (**Th**) et **K-Th** montrent le réservoir **Trias T1** est propre et non pas argileux. Du coup, une réinterprétation avec les données de Gamma Ray Spectrale est indispensable (**Figure IV.6**).

Cette présentation graphique, contenant les enregistrements illustrés dans la (**Figure IV.6**) :

- ✓ **Colonne N° 01** : Gamma Ray (**GRet K-Then API**), Caliper (**CAL en in**) et Bit size (**BS en in**).
- ✓ **Colonne N° 02** : Profondeur (Depth en **m**).
- ✓ **Colonne N° 03** : Les cinq courbes de résistivité (**R en Ohm.m**).
- ✓ **Colonne N° 04** : la courbe sonique en (**ΔT en $\mu s/ft$**).
- ✓ **Colonne N° 05** : Uranium (**U en ppm**), Potassium (**K en pourcentage %**) et Thorium (**Th en ppm**).

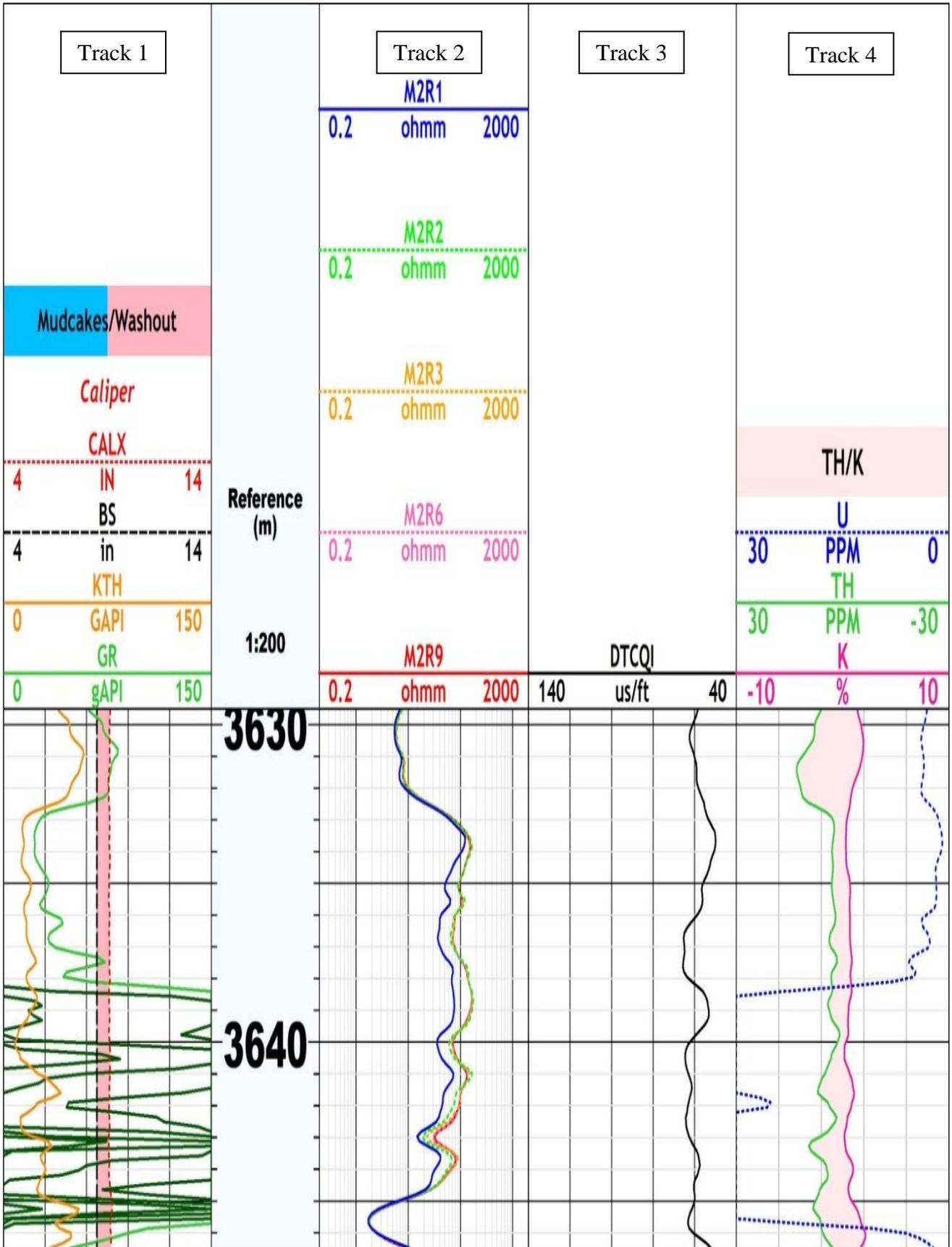


Figure IV.6 : Le log composite au niveau du réservoir du Trias du puits-A avec la Spectrométrie des rayons gamma naturels

IV.4. Evaluation de réservoirs avec spectrométrie γ naturel:

Comme nous avons évoqué précédemment, les courbes de Gamma Ray Spectrale Potassium (**K**), Thorium (**Th**) et **K-Th** montrent que le réservoir Trias **T1** est propre et il présente un gré radioactif dont le taux d'Uranium est très élevé (**Figure IV.6**).

D'après la littérature, l'eau sous terrainne transporte lors de son déplacement, les atomes d'Uranium présentes dans la formation. Cependant, quand l'eau rencontre un chemin de perméabilité très petit, elle traverse le chemin en laissant l'Uranium se déposera dans la formation gréseuse. De ce fait, une réinterprétation en utilisant la courbe **K-Th** est indispensable.

IV.4.1. Détermination des paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile (GR_{max} , et ΔT_{sh}) ont été définis en procédant à une lecture des courbes diagraphiques devant le banc d'argile le plus épais, le moins cavé et le plus proche de réservoir (**Tableau IV.6**).

Puits	$GR_{max}(API)$	ΔT_{sh} ($\mu s/ft$)
Puits-A	115	78

Tableau IV.6 : Les paramètres pétrophysiques d'argile.

IV.4.2 Présentation des résultats de l'évaluation pétrophysiques :

L'évaluation pétrophysique des diagraphies traversées par les Puits-A, a été faite par la méthode déterministique manuelle (sur Excel) en utilisant les relations de calcule citées précédemment (**Tableau IV.7**).

Puits	Réservoir	Porosité moyenne (%)	Saturation en eau moyenne (%)	Hauteur utile (m)	Type de fluide
Puits-A	Trias T1	7	16	4.11	Hydrocarbures

Tableau IV.7 : Paramètres pétrophysiques calculés avec spevtrométrie des rayons gamma au niveau du Trias T1 du Puits-A.

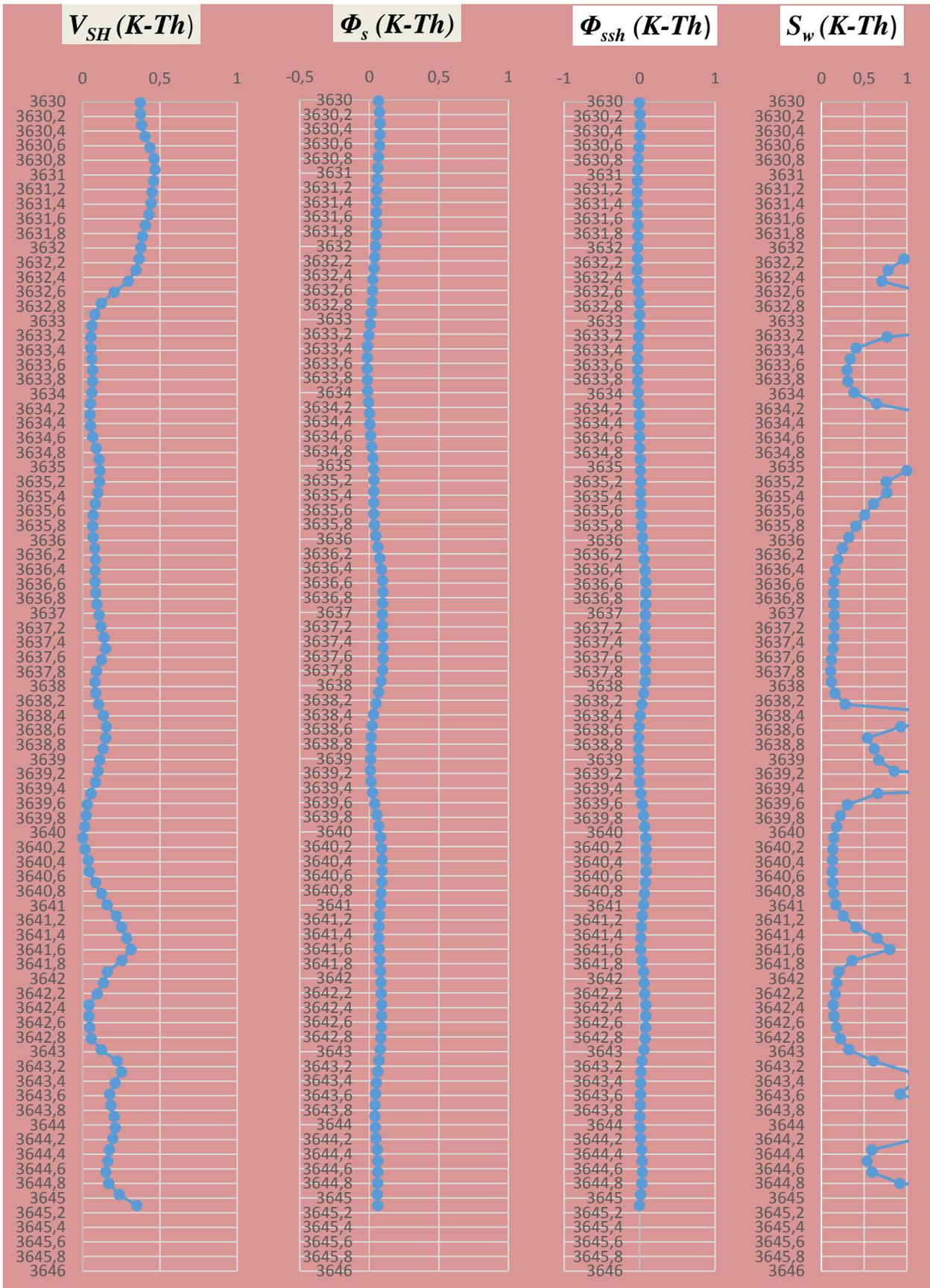


Figure IV.7: Paramètres pétrophysiques calculés (Volume d'argile, Porosité et Saturation en eau) sans spectrométrie avec la spectrométrie.

IIV.4.3. Interprétation des résultats :

Après l'estimation des paramètres pétrophysiques pour le réservoir **Trias T1** dans le Puits-**A**, on a déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'être des réservoirs à hydrocarbures et ceux qui ne présentent pas un intérêt pétrolier.

La réinterprétation des diagraphies traversant le réservoir **Trias T1** du Puits-**A** montre que les intervalles (**3638.09- 3636.11m**), (**3640.99- 3639.62m**) et (**3642.97 - 3641.9m**) présentent une porosité moyenne de **7 %** avec une saturation en eau moyenne de **16%**. Ce réservoir est à hydrocarbure sur une hauteur utile de **4.11m**. Le reste de ce réservoir est compact et/ou argileux (**Tableau IV.7**).

IV.5. Résonance magnétique nucléaire (NMR) :

L'analyse des données du **NMR** (Nuclear Magnetic Resonance) a été faite sur la base de logs en format **1/500** dans l'intervalle (**3632 -3640m**) du réservoir **Trias T1**.

Elle fait ressortir que le banc gréseux situé dans l'intervalle (**3617 – 3625m**) présente des porosités totales qui varient de **3%** à **8%**, et des perméabilités nulles. Cependant, les grés situés dans l'intervalle (**3635 – 3640m**) présentent de très bonnes propriétés pétrophysiques, dont la porosité et la perméabilité atteignent **12%** et **62md** respectivement.

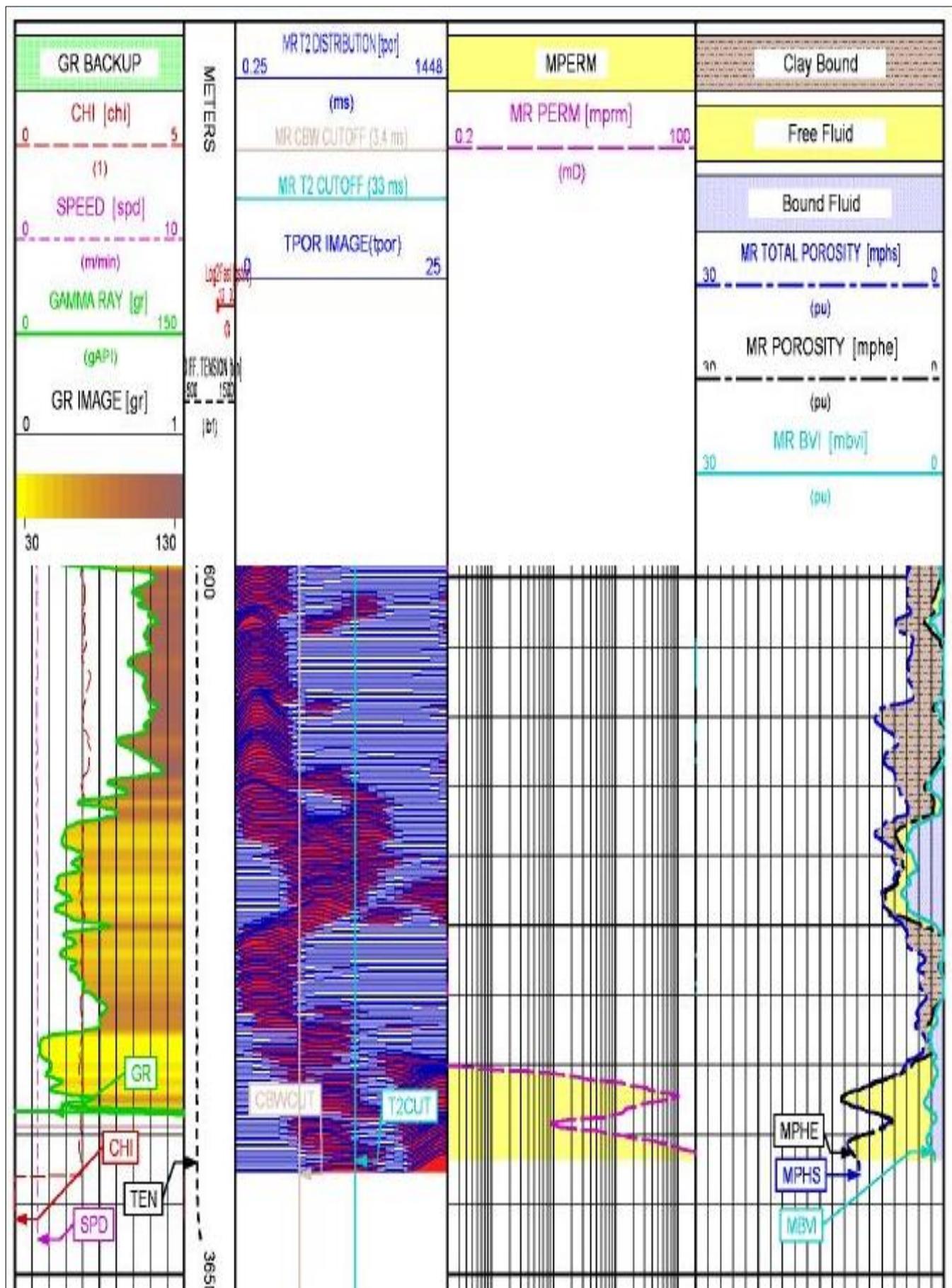


Figure IV.8 : Log NMR du puits-A

IV.6. Résultats de Mesure de pression et échantillonnage :

Afin de lever le doute quant à la nature des fluides saturants les pores des réservoirs **Trias T1**, un programme de mesure pression et d'échantillonnage a été réalisé. Les résultats de l'opération sont illustrés dans le **Tableau IV.8**.

Réservoir	N°	Profondeur (m)	Pression de formation (Psi)	Mobilité (mD/Cp)	Echantillon	Observation
Trias T1	1	3642.3	7699.22	12.24	Huile	Bonne essai

Tableau IV.8: Résultats de mesure de pression et d'échantillonnage du réservoir Trias T1.

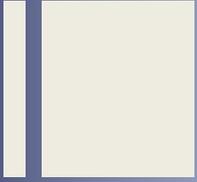
Un (01) seul point de pression a été réalisé au niveau de ce réservoir. Du coup ,un (01) seul échantillon (Huile) a été récupéré à la profondeurs **3642.3m**.

IV.7. Résultats de test de formation DST :

Un (01) test **DST** a été retenu pour évaluer le potentiel en hydrocarbures dans l'intervalle (**3635 – 3645m**) du réservoir Trias **T1**. Ce test a produit **14.42m³/h** d'huile et **1903.3 m³/h** du gaz. Ce résultat confirme ainsi l'interprétation des diagraphies en utilisant le modèle grés radioactif.

IV.8. Conclusion :

D'après l'interprétation des diagraphies, les résultats d'échantillonnage ainsi que les résultats de test **DST**, le puits-A présente un intérêt pétrolier dans le Trias **T1** sur une hauteur cumulée de **4.11 m**.



Conclusion général

Conclusion générale :

A travers cette étude, nous avons effectué une évaluation pétrophysique d'un réservoir radioactif du Trias **T1** au niveau d'un puits dans la région d'Oued EL Meraa (bloc **445**) situé dans le champ pétrolier d'Amguid-Messaoud. Ce réservoir est classé comme un réservoir conventionnel caractérisé par une radioactivité élevée.

L'évaluation pétrophysique du réservoir radioactif argileux-gréseux du Trias **T1** englobe l'analyse qualitative et quantitative des enregistrements de diagraphie. En effet, elle a permis le calcul des paramètres pétrophysique du réservoir ainsi que l'estimation des épaisseurs de net pay.

En un premier lieu, cette évaluation a été effectuée en exploitant les mesures de radioactivité naturelles totales, de résistivités et soniques. Dans cette partie, les résultats ont montré que cet intervalle du Trias **T1** est constitué d'argile à **100%** et qu'il n'est pas considéré comme un réservoir.

En un deuxième lieu, les données de spectrométrie des rayons gamma naturels ont été introduites dans l'évaluation de cet intervalle triasique **T1** où les résultats ont mis en évidence un réservoir gréseux radioactif.

L'utilisation des données de spectrométrie a permis une meilleure caractérisation de ce réservoir à travers les mesures des concentrations des noyaux des principaux éléments radioactifs ^{235}U , ^{238}Th et ^{40}K , qui sont la cause principale de radioactivité naturelle des roches. L'analyse de ces concentrations radioactives nous a permis de distinguer entre les formations gréseuses radioactives et les formations argileuses. La radioactivité élevée de ces réservoirs est dû, principalement, aux valeurs élevées des concentrations en Uranium.

Le réservoir présente une faible porosité variant entre **3 à 8 %** et une perméabilité très variée, présentant des intervalles compacts et d'autres ayant de bonne perméabilité (supérieur à **50 mD**).

Par conséquent, dans cette étude, nous avons montré la contribution des mesures de diagraphie de spectrométrie des rayons gamma naturels dans la caractérisation pétrophysique des réservoirs radioactifs, à travers des enregistrements des teneurs des principaux éléments radioactifs. Cette radioactivité est causée par des valeurs élevées des teneurs en Uranium où ce dernier n'est pas indicateur d'argilosité. Ainsi, des intervalles réservoirs radioactifs à intérêt pétrolier ont été mis en évidence dans la région d'étude Amguid-Messaoud au niveau des intervalles argilo-gréseux triasiques.

Bibliographie :

- BECIP. F**, 2010. Modélisation géologique du gisement de Hassi Messaoud Etudes et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud. Rapport Sonatrach
- Dentith.M,Randell.M**, 2003. Sandstone-type uranium deposits in south Australia and North America: A comparison of their geophysical characteristics.
- Djebbar,T. Donalson,C**, 2004. Petrophysics: Theory and practise of measuringreservoir rock and fluid transport properties. Elsevier, USA
- Document IFP**,2014, Interprétation des diagraphies déferée
- Dziri.S**, 2013. Etudes expérimentales et simulations Monte Carloen spectrométrie: Correction des effets de cascade et de matrice pour des mesures environnementales. Université de Strasbourg, France
- Fitch.P**, 2013, Acquisition and interpretation of wireline logs, Imperial college London,UK
- Institut d'études géologiques des Etats Unis (USGS) : usgs.gov**
- Jin.R, Teng.X, Li.X, Li.Q, Wang.W**,2020. Genesis of sandstone-type uranium deposits along the northern margin of the Ordos Basin, China
- Kansas geological survey: kgs.ku.edu**
- MAGET.P**,1984. Les tests « DST » en géothermie, BRGM
- Mari.J, Vergniault.C**,2018. Sismique en forage et diagraphies acoustiques .EDP Science
- PERRODON A**, (1985). Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. Edition ELF Aquitaine
- Schlumberger**, 1991. Log interpretationprinciples/applications, USA
- Schlumberger**, 2004. Spectral Gamma Ray Tools
- Schlumberger**,2006. MR Scanner
- Schlumberger and Sonatrach**, 2007, Well evaluation conference. Algeria.
- Schlumberger Oilfield Glossary: glossary.oilfield.slb.com.**
- Serra.O** , 1979. Diagraphies différées, base d'interprétation, Acquisition des données diagraphiques –Tome1- .Elf-Aquitaine, France
- Serra.O**, 1984.Fundamentals of well log interpretation, Tome 1. The acquisition of logging data, Elsevier
- Serra.O**, 1986. Fundamentals of well-log interpretation, Tome2. The interpretation of logging data, Elsevier, France
- Serra.O**, 2008.Well logging handbook, Ed. Technip,France

Wang.L, Mao.Z, Sun.Z, Luo.X, Song.Y, Liu.Z, 2013. Genesis analysis of high-gamma ray sandstone reservoir and its log evaluation techniques: A case study from the JunggarBasin,northwest china, Gudmundsson ,China

Zinszner.B, Pellerin, F.M,2007. A geoscientist's guide to petrophysics, IFP Publication, Technip, France.