

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique



Université M'hamad Bouguerra Boumerdes



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire du projet de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de

Master

Filière : sciences de la terre et de l'univers

Spécialité : Géophysique Pétrolière

Option : sismique, sismologie et méthode de potentiel

Thème

Contribution de la Résonance Magnétique Nucléaire à
l'évaluation Petrophysique des réservoirs du Cambrien
dans le champ de Hassi Messaoud

Réalisé par :

Ichallal Fatah

Trabzi Mohammed Amine

Soutenu le : 19/06/2016

Devant le jury composé de :

Président de jury : Mr Baouche R : MC- UMBB FHC

Promotrice : Mme Aliouane L : MCA- UMBB FHC

Examineur : Mr Allek K : MC- UMBB FHC

Examineur : Mr Ouadfeul : MC- IAP de Boumerdes

2015/2016

Remerciement

Nous remercions tout d'abord Dieu, le tout puissant, de nous avoir donné la force et la volonté de mener ce travail faisant l'objet du mémoire de fin d'études.

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à tous ceux qui ont aidé de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Nos exprimons tout d'abord notre gratitude au président et aux membres de jury d'avoir accepté d'examiner notre travail, ainsi qu'à tous les enseignants du département de Géophysique pour les enseignements qu'ils nous ont prodigué durant tout notre cursus.

On tient également à témoigner notre profonde gratitude et à présenter nos remerciements à notre promotrice Md Aliouane L. pour sa disponibilité et pour toutes les remarques judicieuses et constructives apportées à ce travail.

Nos remerciment les plus vifs à Mr Hamma T., ingénieure Géologue, pour nous avoir proposé le sujet, et qui nous a suivi et soutenus durant la période de stage.

Nos remerciment les plus vifs à Mr Benacer D., Mr Nettari F., Mr Bouterai H, pour nous avoir accueillis en tant que stagiaires au sein de Sonatrach DP-HMD (Division de production Hassi Messaoud).

Nous ne pouvons oublier de remercier Mr Zitouna O., Boulaoudan S., Mr Boudif, Mr Akrouer T., Mr Salmi O., Mr Benfriha M., de nous avoir soutenues tout au long de ce travail ainsi que nos chères familles qui nous ont toujours encouragés.

Dédicaces

A nos très chers parents

A ma sœur

A mes frères

A ma famille

A mes amis

A mes collègues de FHC

A mes proches

A tous ceux qui nous ont aidé à réaliser ce travail

Amine&Fatah

Sommaire

Introduction générale	01
Chapitre I: Petrophysique	
I.1. Notions fondamentales de la petrophysiques	05
I.1.1. La Porosité :	05
I.1.1.1. La porosité totale	05
I.1.1.2: Porosité effective	06
I.1.2. La perméabilité	07
I.1.3: Résistivité électrique d'une roche	08
I.1.3.1: Définition de la résistivité électrique	08
I.1.3.2: Nature de la résistivité électrique des roches réservoir	09
I.1.4: Facteur de formation	10
I.1.4.1: Relations généralisées entre le facteur de formation et la porosité	11
I.1.4.2: Equation d'Humble	11
I.1.4.3: Equation de Phillips:	12
I.1.4.4: Equation de Chevron	12
I.1.4.5: Relation Φ-F pour les roches carbonatées	12
I.1.5: Relation entre la résistivité de la roche et la saturation du fluid	12
I.1.6: Influence de la présence d'argile sur le calcul de la saturation	14
I.1.6.1: Les argiles laminées	14
I.1.6.2: Les argiles dispersées	14
I.1.6.3: Les argiles structurales	14
Chapitre II : Quelques rappels sur les diagraphies	
II.1. Définition de Diagraphie	17
II.2. Les paramètres influant sur les mesures	17
II.3. Les diagraphies et les outils utilisés pour l'évaluation classique	17
II.3.1. Les diagraphies de radioactivité naturelle	17

II.3.1.1.	Diagraphie gamma ray naturel « GR »	18
II.3.1.2.	Spectrométrie des rayonnements gamma naturels « HNGS »	18
II.3.2.	Les diagraphies de la radioactivité provoquée	22
II.3.2.1.	Diagraphie de densité	22
II.3.2.1.1.	Définition de l'effet Compton	22
II.3.2.1.2.	Définition de l'effet photoélectrique	22
II.3.2.1.3.	Principe de mesure	22
II.3.2.1.4.	Le spectre d'énergie	26
II.3.2.2.	Diagraphies de neutrons	28
II.3.3.	Les diagraphies acoustiques	29
II.3.4.	Les diagraphies de résistivité	30
II.3.5.	Le Caliper	31
II.4.	Méthodologie de l'évaluation en utilisant les outils classiques	31
II.5.	Incertitudes liées aux outils	31
Chapitre III: Principes physiques et mesure de la résonance magnétique nucléaire		
III.1.	L'outil CMR	36
III.1.1.	Description de l'outil CMR	36
III.2.	Bases physique de la résonance magnétique nucléaire et séquence de mesure	37
III.2.1.	Le magnétisme nucléaire	38
III.2.2.	Séquence de mesure RMN	40
III.2.2.1.	La Polarisation	40
III.2.2.2.	Basculement d'impulsion et le déclin d'induction libre	43
III.2.2.3.	Détection de Spin-Echo	46
III.2.2.4.	Temps de Mesure de la RMN	49
III.2.2.5.	Résumé de la Séquence de mesure RMN	50
III.3.	Apport de la résonance magnétique nucléaire en petrophysique	51
III.4.	Mécanismes de relaxation des fluides dans les roches poreuses	51
III.4.1.	Relaxation de surface	51
III.4.2.	Relaxation de volume du fluide	52

III.4.3. Relaxation par diffusion moléculaire dans des gradients de champs magnétique	53
III.5. Décroissance Multi-Exponentielle	55
III.6. Inversion du train d'échos	57
III.7. Applications de la Résonance Magnétique Nucléaire en petrophysique	59
III.7.1. Distribution de la taille des pores	59
III.7. 2. Détermination de la porosité indépendamment de la lithologie	61
III.7.3. Détermination de la valeur de T2 cut-off	63
III.7. 4. Modèle de Porosité CMR et formule utilisés	66
III.7. 5. Détermination de la perméabilité	68
III.7. 6. Présentation du log CMR	69
Chapitre IV: Evaluation petrophysique du réservoir cambrien, puits OMG503 Hassi Messaoud	
IV.1. Présentation de la région d'étude	72
IV.1.1. Situation géographique	72
IV.1.2. Données stratigraphiques	73
IV.1.3. Aspect pétrolier	76
IV.2. Module Quanti	77
IV.3. Logiciel utilisé Techlog »	77
IV.4. Évaluation des paramètres petrophysique en utilisant la méthode déterministique Quanti	77
IV.4.1. Analyse qualitative	78
IV.4.1.1. Détermination du type d'argile	79
IV.4.1.2. Détermination de la lithologie	80
IV.4.2. Interprétation quantitative	81
IV.4.2.1. Détermination des paramètres d'argile	82
IV.4.2.1.1. Les paramètres d'argiles	82
IV.4.2.1.2. Le calcul du volume d'argile	82
IV.4.2.2. Calcul des paramètres matriciels et de l'eau de formation	82

IV.4.2.3. Calcul des différentes porosités	84
IV.4.2.3.1. Porosité densité Φ_D	84
IV.4.2.3.2. Porosité neutron Φ_N	84
IV.4.2.3.3. Porosité sonique Φ_S	84
IV.4.2.3.4. Porosité effective Φ_e	84
IV.4.2.4. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w	85
IV.4.2.5. Le calcul du volume d'argile par la méthode quanti	87
IV.4.2.6. Calcul de la porosité totale en utilisant la méthode quanti	88
IV.4.2.7. Calcul de la porosité effective par le module effective-porosity	89
IV.4.2.8. Calcul de la saturation en eau S_w	90
IV.4.2.9. Analyse des résultats en utilisant le module summaries pour l'application des différents cut-offs	92
IV.4.2.10. Analyse et interprétation des résultats obtenue par la méthode quanti	92
IV.5. Module Quanti. ELAN	93
IV.6. Evaluation des paramètres petrophysiques du puits-OMG503 en utilisant la méthode probabilistique Quanti. ELAN	94
IV.6.1. Evaluation petrophysique par Quanti. ELAN en utilisant les données des diagraphies conventionnelles	94
IV.6.1.1. Définition du modèle Géologique	95
IV.6.1.1.1. Détermination des constituants du modèle	95
IV.6.1.1.2. Optimisation du modèle	98
IV.6.1.2. Détermination de R_w et les paramètres a, m et n	99
IV.6.1.3. Représentation des résultats obtenue par Quanti. Elan	100
IV.6.2. Analyse et Interprétation des résultats de Quanti. Elan	101
IV.6.3. Somme, choix et applications des cut-offs sur les résultats de Quanti. Elan	102
IV.6.4. Présentation et analyse des Résultats de somme pour chaque zone	103
IV.7. Evaluation des paramètres petrophysiques du puits-OMG503 en utilisant les données de l'outil CMR	104

IV.7.1. Les objectifs d'utilisation du CMR	104
IV.7.2. Traitement et méthode d'interprétation des données CMR	104
IV.7.2.1. Volume du fluide liée BFV (Bound Fluid Volume)	104
IV.7.2.2. Porosité CMR	105
IV.7.2.3. Représentation de la porosité CMR du puits OMG503 sur Techlog grâce au module LogView	106
IV.7.2.4. Distribution de la taille des grains	107
IV.7.2.5. La perméabilité CMR	107
IV.7.3. Analyse et interprétation des résultats obtenus par le CMR	109
IV.7.4. Comparaison entre les Résultats du Quanti.Elan et l'interprétation du CMR	111
Conclusion et recommandations	114
Bibliographie	115

Introduction

Le monde moderne a connu depuis quelques décennies un fort progrès technologique dans tous les domaines de la vie. Cela est accompagné par une forte demande sur les énergies, et fait l'objet d'une tentative internationale pour mettre en évidence une stratégie efficace permettant de satisfaire aux besoins énergétiques pour un long terme.

Les hydrocarbures, considérées comme la première source d'énergie; occupent une place incontournable dans le bilan énergétique mondial, grâce à leur contribution inévitable dans toutes les industries et l'absence d'autres matière énergétique capable de substituer les hydrocarbures.

Les géoscientifiques ont affirmé que tous les champs pétroliers sont déjà découverts, les réserves mondiales du pétrole souffrent d'une immense consommation suite à la grande demande sur cette matière prépondérante dans l'économie mondiale.

Le rôle que jouent les hydrocarbures dans certain pays, notamment ceux qui exploitent leur potentiel en hydrocarbures comme le seul véhicule de leur économies et les grands pays industriels rend ce produit l'objet d'une multitude de conflits mondiaux et trace les principales relations géopolitiques.

L'influence qu'entraînent les hydrocarbures dans la stabilité de l'économie mondiale a fait mobiliser la communauté scientifique à mettre en place de nouvelles perspectives permettant de maintenir la production dans plusieurs décennies à venir, sur la base d'une meilleure exploitation des champs pétroliers grâce à l'élaboration des nouvelles technologies capables de fournir des informations plus significatives sur les réservoirs et augmenter ainsi le taux de récupération des réserves en place.

L'outil CMR (combinable resonance magnetic) de Schlumberger est désigné afin d'améliorer la précision en réduisant les incertitudes liées à l'évaluation et la caractérisation des réservoirs. C'est dans ce cadre que s'inscrit la présente étude proposée par SONATRACH et qui consiste à mettre en évidence la contribution de la résonance magnétique nucléaire dans l'évaluation petrophysique, cas d'un réservoir compact du bassin de Hassi Messaoud.

Ce présent mémoire, relatif à cette étude, s'articule autour de quatre chapitres fondamentaux. Le premier est un rappel sur les notions petrophysiques qui donne une vue d'ensemble sur la petrophysiques et permet de comprendre les différents facteurs qui influent sur les paramètres

petrophysiques ainsi que de connaître comment choisir les paramètres et le modèle de calcul adéquat pour chaque type de réservoir.

Le deuxième chapitre est consacré pour faire un bref aperçu sur les différents outils de diagraphies enregistrés et leur apport dans l'évaluation petrophysique.

Le troisième chapitre est réservé aux principes physiques et mesure de la résonance magnétique nucléaire ainsi que son utilisation en petrophysique. Ce chapitre est relativement détaillé vu que la complexité des bases physiques qui gouvernent la résonance magnétique nucléaire.

Le quatrième et le dernier chapitre est consacré entièrement pour la partie pratique. Il consiste d'abord en la présentation de la région d'étude, et on donne par la suite un aperçu sur le logiciel utilisé <<Techlog>> et les applications de traitement des données Quanti et Quanti. Elan qui sont utilisées respectivement dans la méthode déterministique et probabilistique. Ce sont ces deux méthodes qui sont utilisées dans l'évaluation petrophysique conventionnelle, cette évaluation est accompagnée par une interprétation de la courbe du temps de relaxation transversale T2 et la distribution de la taille des gains (bin Porosity) ainsi que la porosité totale et effective donnée par le CMR, le volumes des différents fluides, et la courbe de perméabilité qui est l'objective principale de la RMN. Les résultats de l'évaluation petrophysique des données de la résonance magnétique nucléaire seront ensuite comparés avec les résultats de l'évaluation petrophysique conventionnelle afin de mettre en évidence la contribution de la résonance magnétique nucléaire dans l'évaluation petrophysique des réservoirs.

Chapitre I

Chapitre I

La petrophysique

La petrophysique est la science qui a pour objet l'étude des propriétés physiques des roches et leurs interactions avec les divers fluides qu'elles renferment. Un réservoir d'hydrocarbures est une formation du sous sol constituée essentiellement de roches poreuses et perméables offrant respectivement une possibilité d'accumuler et laisser circuler librement les fluides. La détermination en exactitude de la porosité et de la perméabilité en plus des propriétés physico-chimiques des fluides est primordiale dans la caractérisation pétrophysique des réservoirs.

Les méthodes utilisées pour la détermination des propriétés petrophysiques sont classées en méthodes directes et indirectes; les méthodes directes consistent à prélever des carottes au sein de la formation d'intérêt et sont soumises ensuite à des mesures directes au laboratoire tandis que les méthodes indirectes sert à récolter les données des divers paramètres physiques à l'aides d'enregistrements continus le long du puits grâce à des sondes d'acquisition qu'on les désigne par les diagraphies.

La prise des carottes pour l'analyse est très essentielle notamment pour les puits d'exploration où les paramètres petrophysiques sont insuffisamment connus dans la région où se trouve le puits; mais dans certains conditions géologiques et en s'affrontant à des contraintes techniques et économiques; La prise des carottes est rarement effectuée surtout pour des forages réalisés dans des régions déjà bien explorées.

Les diagraphies restent le seul moyen capable de révéler des informations sur les différentes séries sédimentaires en absences des carottes et faire un lien entre le modèle généré par la géophysique de surface et la géologie de la subsurface.

I.1. Notions fondamentales de la petrophysiques :

I.1.1. La Porosité :

La porosité d'une roche représente la fraction du volume totale formé par des pores de différentes natures.

On distingue différents types de porosités:

I.1.1.1. La porosité totale:

La porosité totale est égale au rapport entre le volume total des espaces vides de toutes leurs natures (pores, vacuoles, etc.) et le volume total de la roche, (**Fig. I.1**).

$$\Phi_t = \frac{V_t - V_m}{V_t} \quad (I.1)$$

- Φ_t : la porosité totale.
- V_t : le volume total de la roche.
- V_m : le volume total de la matrice formé par les éléments solides.

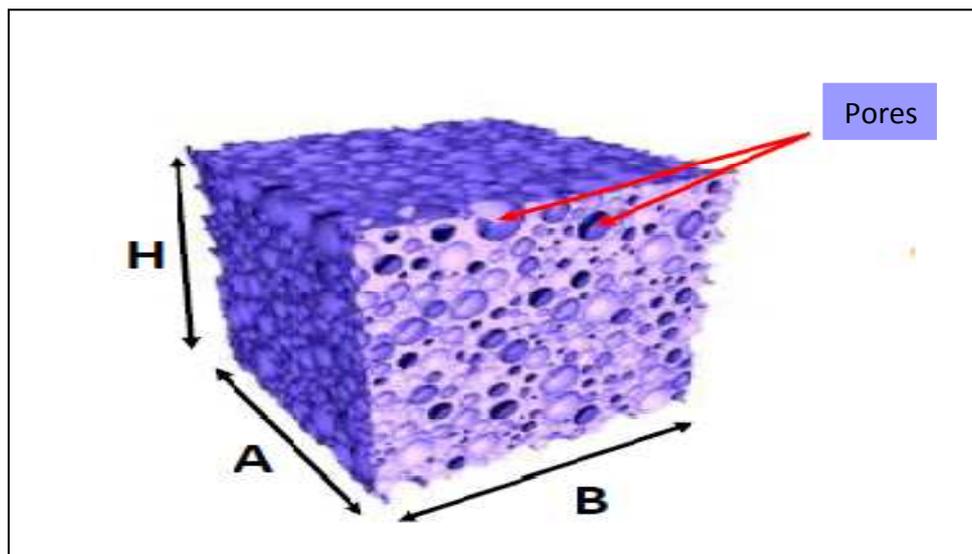


Fig. I.1 : Porosité totale [13]

La porosité totale regroupe:

- la porosité primaire:

Cette porosité est formée lors du processus de sédimentation et est créée par les espaces intergranulaires ou intercrystallins. La porosité primaire dépend principalement de la taille, de la forme et du classement des grains constituant la roche; autrement dit elle dépend de sa texture. La porosité primaire est fréquemment rencontrée dans les roches détritiques et elle a tendance à se diminuer avec l'augmentation de la compaction.

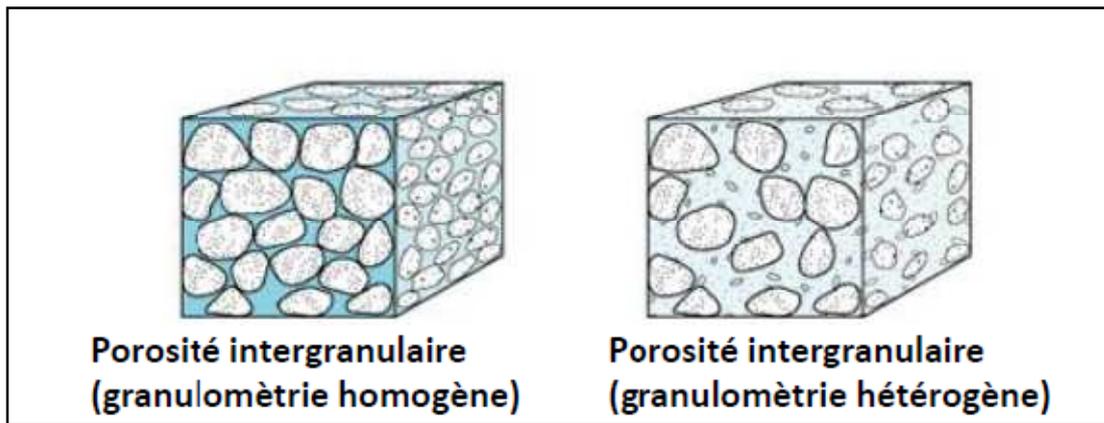


Fig. I.1 : Schéma représentant la porosité primaire [13]

- Porosité secondaire:

C'est la porosité post sédimentation, l'origine de cette porosité englobe l'ensemble des altérations chimique et mécanique que subissent la roche, les altérations chimiques donnent naissance à la porosité dite vacuolaire qui est due à la dissolution de certains minéraux, tandis que les altérations mécaniques d'origine tectonique induisent une porosité de fissuration ou de fracturation, (**Fig. I.1**).

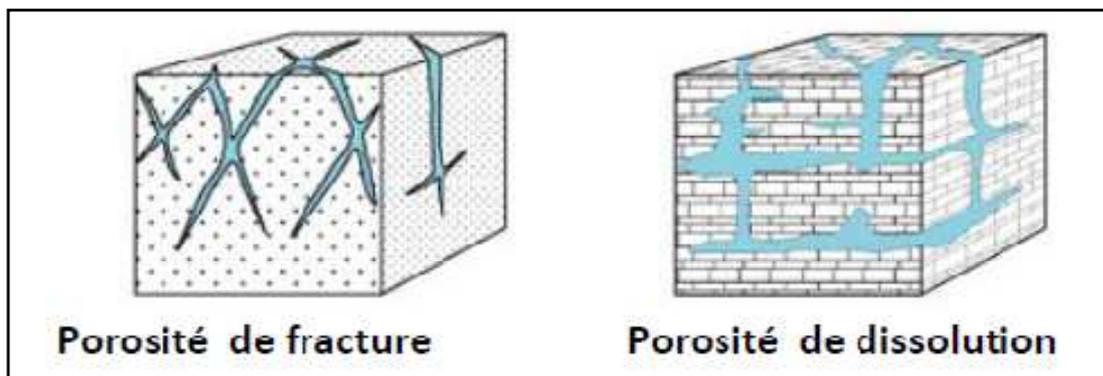


Fig. I.2 : Schéma représentant la porosité secondaire [13]

La porosité totale est égale à la somme de la porosité primaire et secondaire.

I.1.1.2: Porosité effective:

La porosité effective correspond à la fraction du volume totale des pores interconnectés, elle est déterminée à partir du rapport entre le volume des pores connectés et le volume total de la roche. La porosité effective est toujours inférieure à la porosité totale.

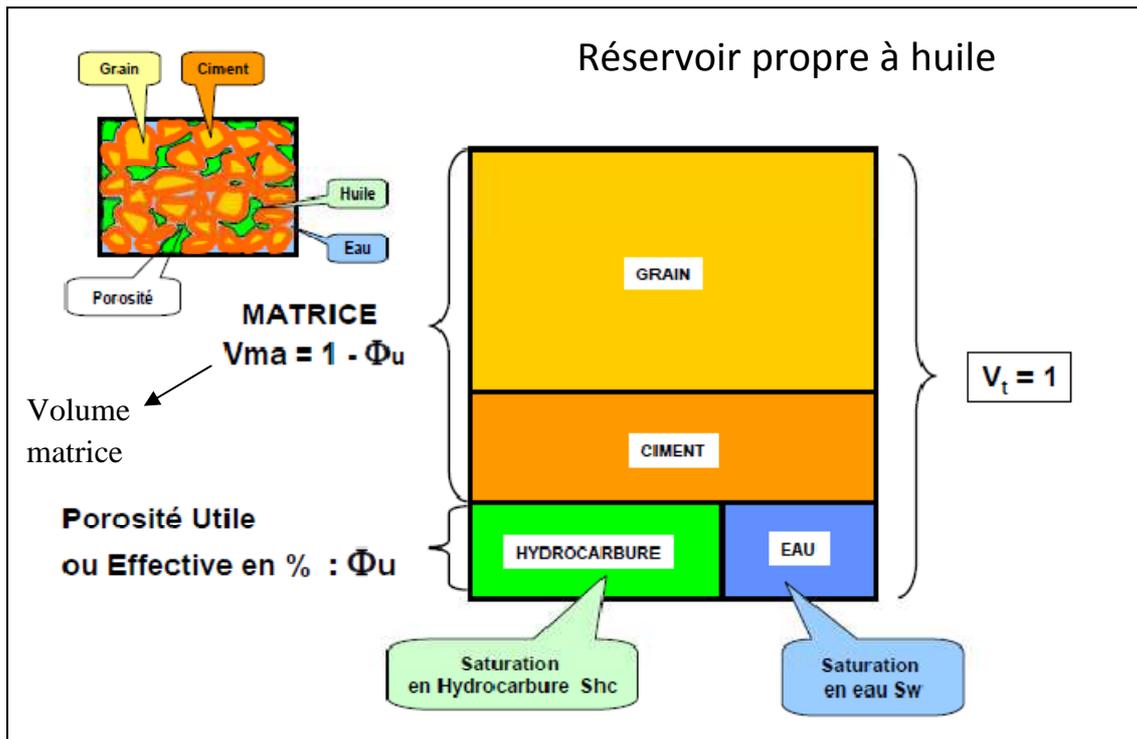


Fig. I.3 : Schéma représentant la porosité secondaire [5]

I.1.2. La perméabilité:

La perméabilité est un paramètre physique qui caractérise l'aptitude d'une roche à se laisser traverser par un fluide de viscosité donnée sous l'action d'un gradient de pression.

Une roche donnée ne se manifeste par sa perméabilité et donc le libre déplacement du fluide sauf si elle contient un réseau de pores interconnectés.

La loi de Darcy permet de calculer la perméabilité à partir de la relation de l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux, la loi de Darcy est applicable uniquement pour un fluide homogène, dans ce cas la perméabilité K est dite absolue.

$$Q = K \frac{1}{\mu} \frac{S}{h} (P_1 - P_2) \quad (I.2)$$

K : Perméabilité, (Darcy)

Q : le débit, cm^3/sec

μ : Viscosité, CP

S : La surface de la section, cm^2

$P_1 - P_2$: gradient de pression

h : épaisseur en cm

I.1.3: Résistivité électrique d'une roche :

Une roche réservoir par définition est une roche poreuse, les pores sont généralement remplis d'eau souvent conductrice du courant électrique; plusieurs paramètres contrôlent la résistivité électrique des roches sédimentaires dont certains sont facilement révélés grâce à la mesure de la résistivité électrique. Le paramètre qui influe le plus sur la valeur de la résistivité électrique est la quantité des hydrocarbures renfermée dans l'espace poreux. Cette caractéristique rend possible l'identification des hydrocarbures et mettre en évidence le contact oil-water.

I.1.3.1: Définition de la résistivité électrique :

Dans un circuit électrique, (**Fig.1.4**), un générateur électrique génère un courant électrique, I , parcourant un fil métallique de section A et de longueur L . La différence du potentiel, V , existant entre les deux extrémités du fil est exprimée par la loi d'Ohm tels que:

$$V = r \times I \quad (\text{I.3})$$

Le paramètre r est une constante caractérisant l'opposition qu'offre le fil au passage du courant électrique et il est appelé la résistance du fil.

L'équation, (**I.3**) est applicable quel que soit la nature et la géométrie du fil.

Si V et I sont donnés respectivement en volts et en ampères alors r sera exprimé en Ohms.

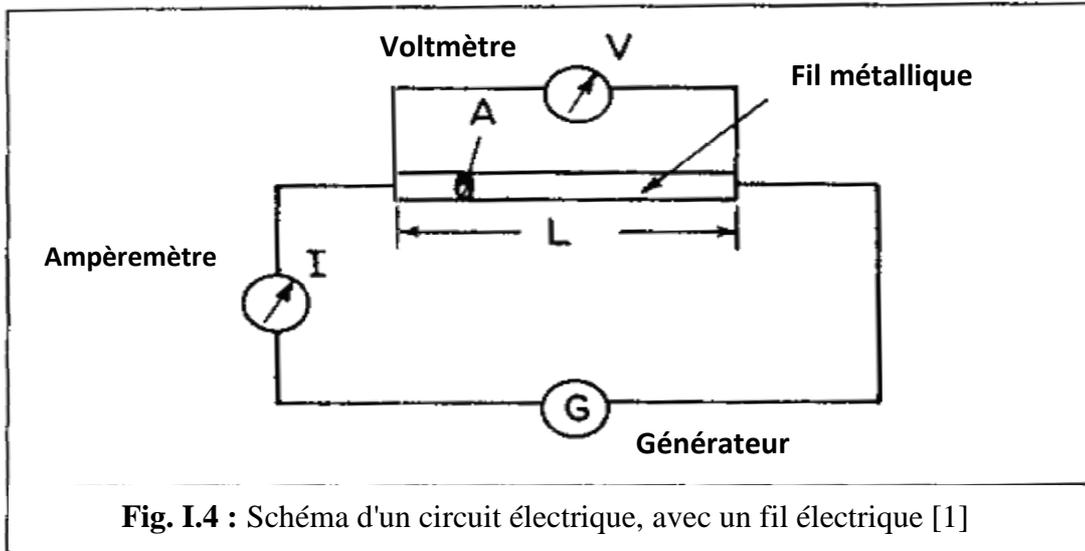
Si le fil dans la (**Fig. I.4**), est remplacé par un autre fil de même matériel "même nature" mais de différente géométrie, et le courant généré par le générateur est maintenu constant; alors la différence du potentiel entre les deux extrémités du fil sera changé. Ce changement est due à la variation de la résistance du fil; plus le fil est long, plus sa résistance est grande; plus sa section est large, plus sa résistance est petite. Cela est exprimé par:

$$r = R \times \left(\frac{L}{A} \right) \quad (\text{I.4})$$

R est une constante caractérisant le matériel constituant le fil et est appelée résistivité électrique. Elle correspond à la résistance, en Ohms, mesurée entre deux faces opposées d'un cube d'un mètre de coté.

$$R = r \left(\frac{A}{L} \right) \quad (\text{I.5})$$

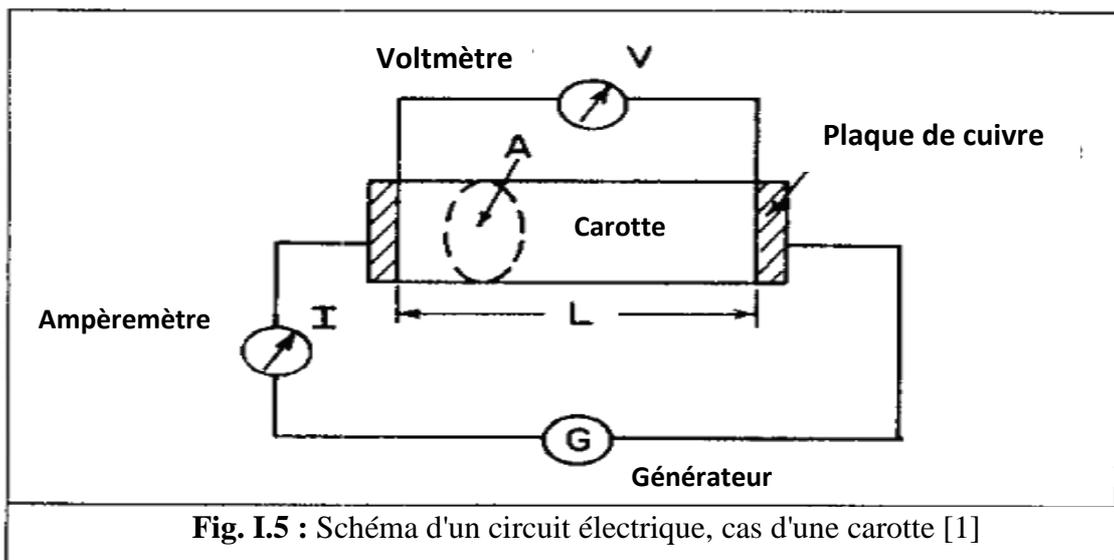
La résistivité est exprimée en ohm. Mètre.



I.1.3.2: Nature de la résistivité électrique des roches réservoirs:

Les roches réservoirs sont caractérisées par leur forte résistance électrique, l'espace poreux in-situ est généralement occupé par l'eau, si la roche réservoir in-situ est conductrice, elle le doit grâce à la présence de l'eau.

Dans la (Fig. I.4), si on remplace le fil par une carotte propre et séchée de tous ses fluides (voir Fig. I.5), aucun passage du courant n'est indiqué, de même ce résultat sera observé si la carotte est saturée en eau pure. Si un sel tel que Na Cl est dissous dans l'eau, il se dissocie en ions positifs et en ions négatifs; c'est le déplacement de ces ions qui assure le passage du courant à travers la roche. La nature de la conduction électrique dans la roche réservoir est presque toujours de type électrolytique.



I.1.4: Facteur de formation:

Quand la carotte dans la **Fig.1.5** est complètement saturée en eau salée dont sa résistivité est R_w , un courant circule dans le circuit et une différence de potentiel est observée. La résistance de la carotte peut être déterminée à partir de la loi d'Ohm, la résistivité est calculée en prenant en considération les paramètres L et A de la carotte est cela en utilisant l'équation **(I.5)**; dans ce cas la résistivité de la carotte complètement saturée en eau est R_0 .

Il est possible de remplacer la carotte par un volume d'eau de même résistivité et obtenir la même résistance qu'auparavant (**Fig.1.6**), les ions se déplaçant à travers un milieu poreux prennent un chemin tortueux, donc la longueur du volume équivalent de l'eau, L_e est plus grande que celle de la carotte, L. Si la porosité de la roche est Φ , le volume d'eau dans la carotte est $\Phi \times A \cdot L$. Ce volume doit être le même que le volume équivalent pour maintenir la même salinité et l'aire de la section du volume équivalent de l'eau, A_e , doit être égale à $\frac{\Phi \cdot A \cdot L}{L_e}$.

En utilisant l'équation **(I.4)**; pour donner les expressions de r_0 , la résistance de la carotte et r_w la résistance du volume équivalent de l'eau en trouve:

$$r_0 = R_0 \frac{(L)}{A} \quad (\text{I.6})$$

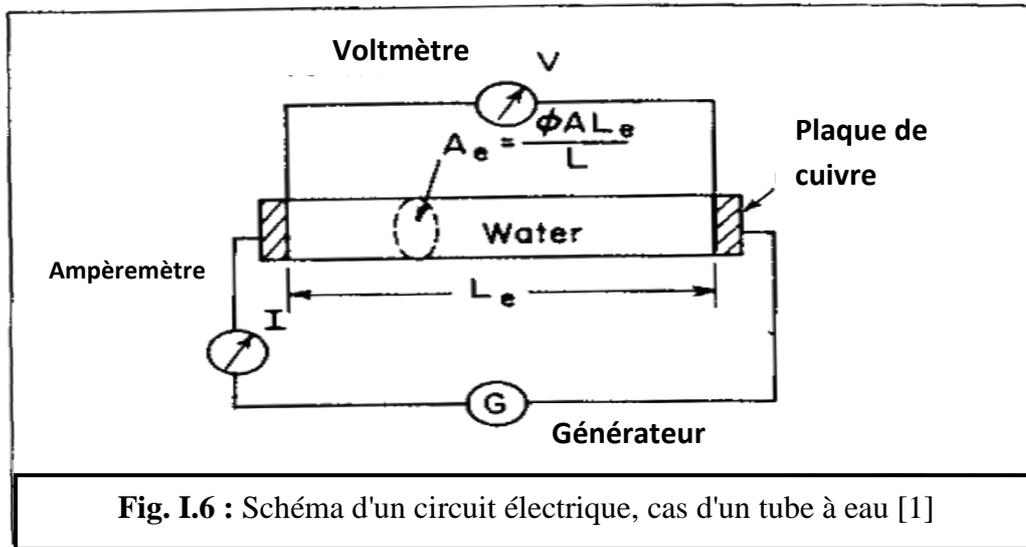
$$\text{Et} \quad r_w = R_w \left(\frac{L_e}{A_e} \right) = R_w \left(\frac{L_e^2}{\Phi \cdot A \cdot L} \right) \quad (\text{I.7})$$

$$\text{Comme :} \quad r_0 = r_w$$

$$R_0 = F R_w \quad (\text{I.8})$$

$$\text{Avec :} \quad F = \left(\frac{L_e}{L} \right)^2 \frac{1}{\Phi} = \frac{\tau^2}{\Phi} \quad (\text{I.9})$$

F est le facteur de formation, il dépend de la tortuosité, τ , et de la porosité, Φ , de la roche, la tortuosité est égale à $\frac{L_e}{L}$.



La formule (I.9) n'est pas pratique car c'est impossible de déterminer la tortuosité τ . Sur la base des mesures réalisées en laboratoire reliant F et Φ pour des différentes carottes; Archie a proposé la relation empirique suivante.

$$F = \Phi^{-m} \quad (I.10)$$

Une autre formule empirique reliant F et Φ est proposée selon les résultats des mesures expérimentales faites par Winsauer et al.

$$F = a \cdot \Phi^{-m} \quad (I.11)$$

a : est un facteur qui dépend de la lithologie de la roche.

m : est le facteur de cimentation.

I.1.4.1: Relations généralisées entre le facteur de formation et la porosité:

Selon le type de la lithologie, plusieurs mesures expérimentales sont faites sur des échantillons pour déterminer les paramètres a et m .

I.1.4.2: Equation d'Humble:

Winstner et al, après avoir analysé les données issues de 30 carottes, 28 de grée, une de calcaire et de calcaire non consolidé; prises dans différents puits à travers le territoire des états unis. Ils ont proposé la relation suivante.

$$F = 0.62 / \Phi^{2.15} \quad (I.12)$$

Une équation simplifiée est aussi mentionnée dans la littérature pour approximer l'équation de Humble pour les grées.

$$F= 0.81/\Phi^2 \quad (\text{I.13})$$

I.1.4.3: Equation de Phillips:

C'est une relation généralisée pour les grées

$$F= 1.45/\Phi^{1.54} \quad (\text{I.14})$$

I.1.4.4: Equation de Chevron:

Timor et al ont collecté une immense collection de Φ -F data, les data consistent en 1833 échantillons de grée, les analyses ont donné cette relation.

$$F= 1.13/\Phi^{1.73} \quad (\text{I.15})$$

I.1.4.5: Relation Φ -F pour les roches carbonatées:

La grande variation dans les types de calcaire et les autres carbonates a généré une difficulté de définir une relation généralisée de Φ -F.

Il existe trois équations pour les carbonates

$$F= \frac{1}{\Phi^2} \quad (\text{I.16})$$

Cette équation est utilisée pour les calcaires.

$$F= \frac{1}{\Phi^{2.2 \text{ à } 2.5}} \quad (\text{I.17})$$

$$F= \frac{1}{\Phi^{1.87 + \frac{0.019}{\Phi}}} \quad (\text{I.18})$$

Ces deux équations sont recommandées pour les roches compactes, de faibles porosités et pour les carbonates non fracturées.

L'équation (I.18) s'appelle équation de Shell.

I.1.5: Relation entre la résistivité de la roche et la saturation du fluide:

Dans la **Fig.1.3**, on a appelé R_0 la résistivité de l'échantillon de la roche saturé complètement d'eau de résistivité R_w , si l'échantillon est partiellement saturé en eau et le reste est occupé par les hydrocarbures, sa résistivité devient R_t .

$$I_R = \frac{R_t}{R_0} \quad \text{C'est l'indice de résistivité.}$$

Lorsque l'échantillon est partiellement saturé, il est possible encore de remplacer l'échantillon par un volume d'eau de même salinité et avoir la même résistance, r_t , la

longueur et l'aire de la section du volume équivalent d'eau sont L_e' et A_e' , respectivement, la résistance de l'échantillon et celle du volume équivalent d'eau peuvent être exprimées par:

$$r_t = R_t \frac{(L)}{A} \quad (\text{I.19})$$

$$\text{Et : } r_w = R_w \frac{(L_e')}{A_e'} \quad (\text{I.20})$$

Mais : $r_w = r_t$ et $A_e' L_e' = \Phi \cdot A \cdot L \cdot S_w$ avec S_w : saturation en eau

$$\text{Donc : } R_t = \left(\frac{L_e'}{L}\right)^2 \left(\frac{R_w}{\Phi S_w}\right) = \tau'^2 \frac{R_w}{\Phi S_w} \quad (\text{I.21})$$

τ' , est la tortuosité du chemin du courant dans la roche partiellement saturée en eau, il dépend de la manière avec laquelle l'espace poreux occupé par l'eau est-t-il connecté. En prenant en considération les expressions de R_0 et F par les équations (I.8) et (I.9) l'équation (I.21) deviendra:

$$R_t = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \left(\tau^2 \frac{R_w}{\Phi S_w}\right)$$

$$R_t = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \left(F \frac{R_w}{S_w}\right)$$

$$R_t = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \left(\frac{R_0}{S_w}\right)$$

$$\text{Finalement: } S_w = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 \frac{R_0}{R_t} = \left(\frac{\tau'}{\tau}\right)^2 * \frac{1}{I_R} \quad (\text{I.22})$$

L'équation (I.22) n'est pas pratique car il est impossible de déterminer les paramètres τ' et τ , Archie a pu arriver à établir une relation empirique en s'appuyant sur des études expérimentales sur des formations propres.

L'équation (I.22) devient :

$$S_w^n = \frac{1}{I_R} \quad (\text{I.23})$$

$$S_w = \left(\frac{R_0}{R_t}\right)^{1/n} \quad (\text{I.24})$$

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t}\right)^{1/n} \quad (\text{I.25})$$

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\Phi^m R_t}\right)^{1/n} \quad (\text{I.26})$$

Pour des grées propre et consolidés,

$$S_w = \sqrt{\frac{aR_w}{\Phi^m R_t}} \quad \text{c'est l'équation d'Archie} \quad (\text{I.27})$$

I.1.6: Influence de la présence d'argile sur le calcul de la saturation:

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

Plusieurs équations ont été établies pour éliminer l'effet de l'argile, selon son type, dans le calcul de la saturation.

I.1.6.1: Les argiles laminées:

Dans le réservoir, les argiles laminées jouent le rôle de couches conductrices intercalées dans d'autres conductivités différentes.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \frac{S_w^2}{F(1-V_{sh})R_w} \quad (\text{I.28})$$

Avec:

R_t : La résistivité de la formation

V_{sh} : Le volume d'argile laminée

F : Facteur de formation

R_w : Résistivité de l'eau de formation

S_w : Saturation en eau de formation

I.1.6.2: Les argiles dispersées:

Ce type de formation se comporte comme un réseau de conducteurs constitués par l'eau de formation et les argiles dispersées.

$$\frac{1}{R_t} = \left[\frac{(S_w(1-q)+q)^2}{F * (S_w(1-q)+q)} \right] \times \left[\frac{q}{R_{sh}} + \frac{S_w(1-q)}{R_w} \right]$$

R_t : La résistivité de la formation

q : Fraction de la porosité occupée par l'argile.

I.1.6.3: Les argiles structurales:

L'équation la plus utilisée est celle de simoundoux modifiée

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

Chapitre II

Chapitre II

Quelques rappels sur les diagraphies

Introduction:

Généralement, les géoscientifiques ont besoin d'informations sur la nature du sous-sol en vue de localiser les accumulations économiques de matières premières.

La Géologie est une discipline qui a pour but l'étude du globe terrestre et les roches composant les différentes séries sédimentaires du sous sol.

Dans l'étude des séries sédimentaires on utilise des échantillons de roches prélevés, soit en surface (les affleurements), soit en subsurface (carottes et déblais) au cours de forage.

En surface le Géologue prélève des échantillons sur l'affleurement qui ne seront jamais assez représentatifs du fait qu'ils ne sont pas soumis aux mêmes contraintes exercées en profondeur.

Pour le Géologue de subsurface (travaillant sur un sondage), les échantillons sont constitués par les carottes (coring) et les déblais (cuttings), mais malheureusement pour des raisons économiques et techniques, la prise des carottes est une opération assez rare surtout dans certaines conditions de forages.

Les seuls échantillons qui nous restent (les déblais) sont à leur tour exposés à plusieurs facteurs réduisant leur valeur, le brassage par la boue, la perte de certains constituants (silts et sels), les pertes de boue et le temps de la remontée, tout ça rend difficile, imprécise et parfois impossible la restitution de la colonne lithologique, en plus de la discontinuité et le déficit de l'information.

Afin de surmonter ces difficultés, et récolter un maximum d'informations continues de sous sol avec la précision requises et le minimum de lacunes, on fait appel aux diagraphies qui occupent une place très privilégiée du fait qu'elles sont très étroitement liées aux attributs Géologiques des formations traversés.

En se basant sur un principe simple " tout changement de caractéristique physique de la roche influe sur l'enregistrement effectué dans le puits de forage ", et inversement « tout changement dans une réponse enregistrée est un indice du changement de caractéristique physique de la roche ».

Les enregistrements diagraphiques sont devenus possibles, grâce aux outils appropriés, conçus d'après la nature de chacun de ces paramètres.

Dans ce chapitre on présente les outils conventionnels de diagraphie qui ont été utilisés dans le puits à étudier (OMG503 Hassi Messaoud), de plus on donne les limitations de ces outils et les problèmes de mesures.

II.1. Définition de Diagraphie:

Une diagraphie est tout enregistrement continu, en fonction de la profondeur et/ou du temps, d'un paramètre de forage ou d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. Suivant le type des paramètres enregistrés et le moment de l'enregistrement, on parle de:

- diagraphies en cours de forage (diagraphie de boue, diagraphie de tige),
- diagraphies au câble ou diagraphies différées parce qu'elles ne sont enregistrées, et donc accessibles, qu'à la fin de multiples passes de trépan et après l'arrêt du forage et la sortie du train de tiges.

Le but des diagraphies est d'étudier le rendement potentiel d'un réservoir par la détermination :

- des faciès et leurs caractéristiques.
- de l'extension latérale des gisements.
- déterminer le pendage des couches.
- de la saturation en eau S_w et des hydrocarbures.
- de l'information sur la nature des fluides en place.
- repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

Les diagraphies nous permettent aussi d'établir le lien entre la géophysique de surface (sismique) et la géologie.

II.2. Les paramètres influant sur les mesures :

Un puits peut être considéré comme une cavité tabulaire, plus au moins verticale, remplie de boue.

Parmi les principaux facteurs qui peuvent influencer les diagraphies, on distingue le diamètre de puits, le fluide de forage, le tubage, la pression et la température.

La connaissance de ces paramètres nous permet d'apporter les corrections nécessaires et d'avoir une meilleure interprétation des enregistrements.

Avec le développement de la technologie, les compagnies de services proposent des outils performants qui peuvent pratiquement surpasser la majorité de ces difficultés, et donc avoir une bonne précision de l'information et une meilleure interprétation.

II.3. Les diagraphies et les outils utilisés pour l'évaluation classique :

On donne un aperçu sur les principes de mesure des diagraphies conventionnelles, ainsi que les outils utilisés dans le puits OMG503.

II.3.1. Les diagraphies de radioactivité naturelle :

Ces diagraphies mesurent la radioactivité naturelle des formations traversées par le forage. A cet effet, le capteur des rayons Gamma est un détecteur à scintillation à l'iodure de sodium ou à l'iodure de césium. Cette radioactivité naturelle est liée aux trois familles des isotopes des éléments radioactifs U^{238} , Th^{232} , K^{40} .

II.3.1.1. Diagraphie gamma ray naturel « GR »:

On mesure le rayonnement gamma naturel total soit globalement, soit en additionnant les rayons gamma des différentes énergies arrivant aux différents détecteurs (**Fig. II.1**), le compteur à scintillation étant préférable à cause de son rendement. (**Fig. II.2**).

II.3.1.2. Spectrométrie des rayonnements gamma naturels « HNGS »:

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie totale des rayonnements gamma, de l'énergie spécifique des différents éléments radioactifs, ainsi que l'énergie de radiation du Thorium et du Potassium (Th + K).

Les sondes utilisées nous permettent d'enregistrer cinq courbes (**Fig. II.3**):

- SGR : enregistrement des rayonnements gamma des trois éléments (Th + U + K) (API),
- CGR : corrige le SGR de l'effet d'Uranium (Th + K) (API),
- K (%), Th (ppm), U (ppm).

Ces diagraphies de radioactivité naturelle permettent:

- la détermination des formations poreuses et perméables, (**Fig. II.4**).
- l'identification des d'argiles et de la lithologie, (**Fig. II.4**).
- la classification des minéraux argileux.
- l'estimation du pourcentage d'argile par la relation suivante :

$$V_{sh}(\%) = 100 \times \frac{(GR_{lu} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (II.1)$$

Limitation:

1. Gamma ray naturel classique:

- La présence de potassium dans la boue (kcl) provoque une augmentation de la lecture de l'outil.
- La présence de Barite dans la boue diminue la lecture de l'outil.
- Dans le cas d'un Grés radioactif, l'évaluation du volume d'argile calculé est incorrecte.

2. spectrométrie des rayonnements gamma naturels:

- La présence de kcl dans la boue de forage cause:
 - Une lecture élevée de SGR
 - L'évaluation d'un grand pourcentage de potassium, par conséquent les rapports Th/U, K/U, Th/k seront incorrect et non utilisable dans l'interprétation.
- Présence du Barite dans la Boue provoque:
 - La diminution de l'enregistrement SGR
 - décalage des pics d'énergie de K, Th, U se qui conduit a une évaluation incorrecte de ces trois éléments
 - Le contenu en Barite et en Potassium doit être connue avec précision pour pouvoir évaluer le contenu en K, Th, U.

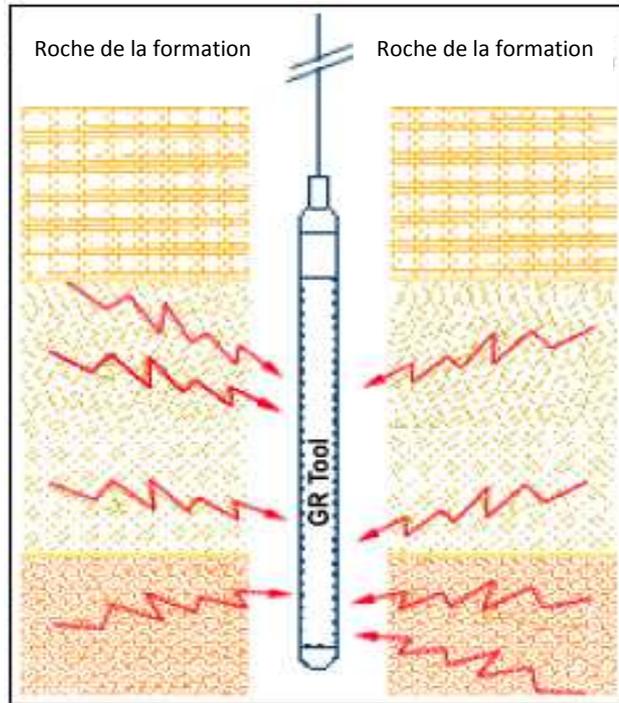


Fig. II.1 : Principe de l'outil Gamma ray [2]

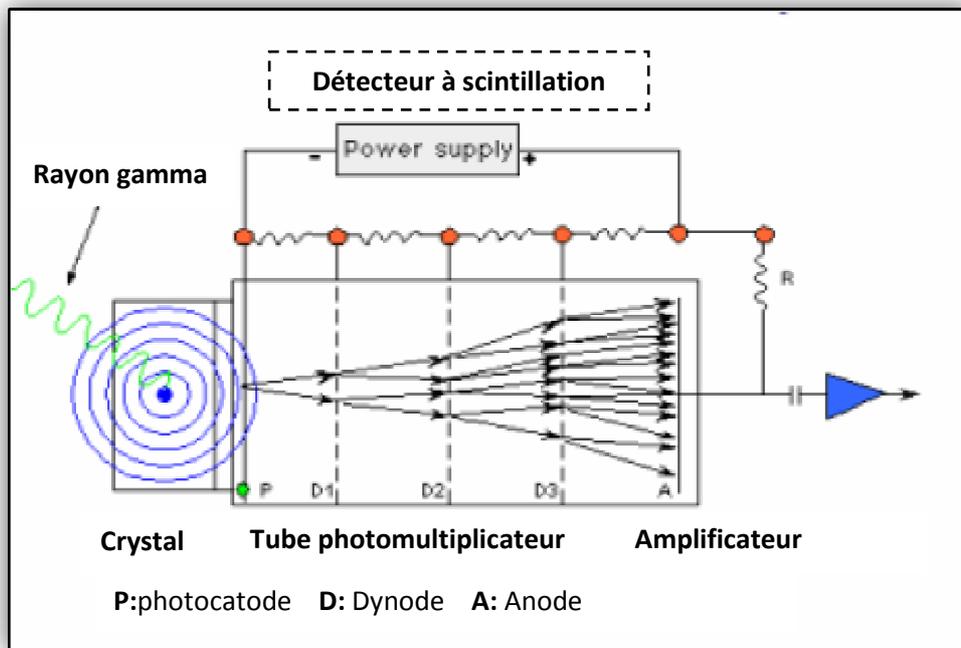


Fig. II.2: Schéma de principe du capteur à scintillation [2]

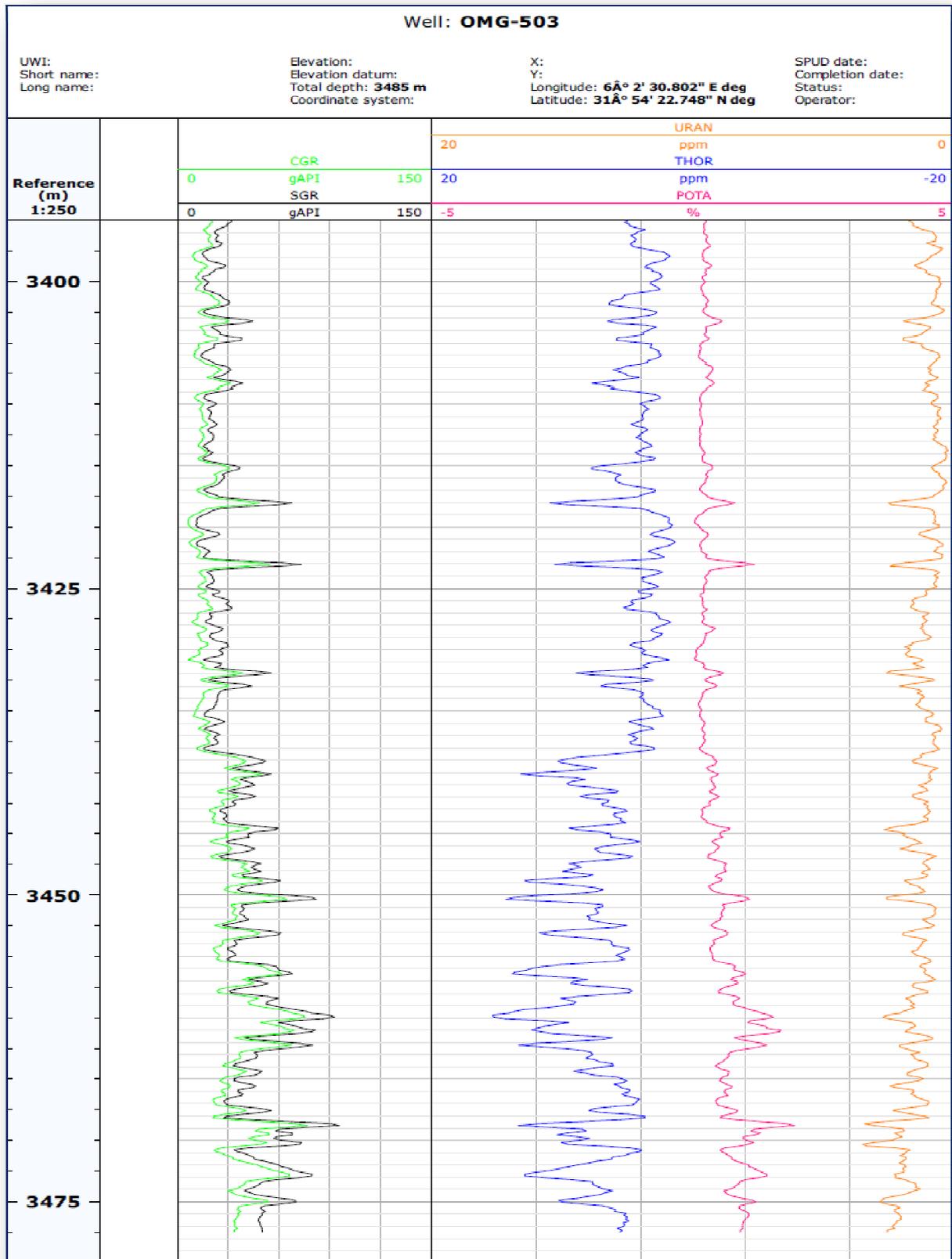


Fig. II.3: Les cinq courbes enregistrées par les sondes de gamma ray naturel
(données du puits OMG503 Hassi Messaoud)

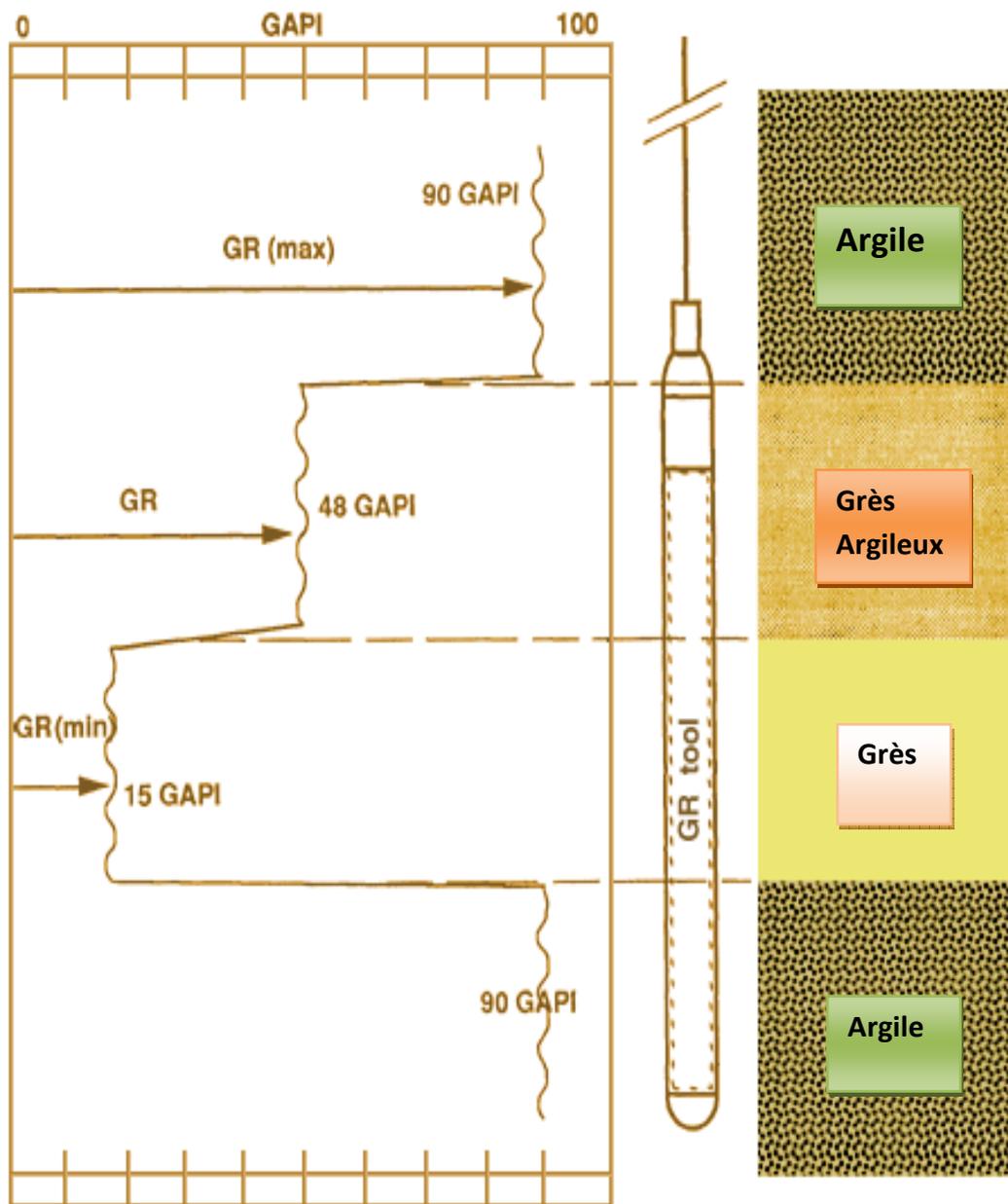


Fig. II.4: les lectures de l'outil gamma ray en face différentes formations [2]

II.3.2. Les diagraphies de la radioactivité provoquée :

Après avoir étudié les diagraphies de radioactivité naturelle nous allons nous intéresser aux diagraphies qui utilisent la radioactivité provoquée. Les diagraphies de cette nature sont toutes basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactifs.

II.3.2.1. Diagraphie de densité :

Comme son nom l'indique, cette diagraphie a pour but principale de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage. La mesure de la densité permet à son tour de déduire la porosité.

Lorsqu'un rayon gamma passe à travers la matière il est atténué ; cette atténuation peut se faire de trois façons: l'effet Compton, l'effet photoélectrique, l'effet de production de paire. Nous allons nous intéresser à l'effet Compton et l'effet photoélectrique.

On mesure ensuite la densité globale ρ_b (gr/cc) grâce à l'effet Compton, et la détermination du coefficient d'absorption P_e en mesurant l'effet Photoélectrique.

II.3.2.1.1. Définition de l'effet Compton:

Dans cette réaction le photon incident perd une partie seulement de son énergie pour éjecter un électron et continue sa trajectoire dans une autre direction sous forme d'un photon diffusé. Cette interaction intervient pour des énergies comprises entre 0.1 et 1 MEV. Cet effet est proportionnel au nombre d'électrons Z des éléments rencontrés.

Une autre explication de la diffusion Compton: cette diffusion se produit lorsque le rayon gamma entre en collision avec un électron, ce dernier est éjecté de son orbite et le rayon gamma perd une partie de son énergie. (**Fig. II.5**)

II.3.2.1.2. Définition de l'effet photoélectrique:

Si la radiation gamma incidente est de faible énergie, inférieure à 0.1 MEV, et que le numéro atomique Z de l'élément bombardé est élevé, le photon gamma entrant en collision avec un électron orbitale va l'éjecter de son orbite en lui transmettant toute son énergie. Cette réaction s'appelle l'effet photoélectrique. (**Fig. II.6**)

II.3.2.1.3. Principe de mesure:

On soumet la formation à des rayonnements gammas émis par une source radioactive, tel que Cs(137) ou Co(60), ensuite on enregistre la réponse par un détecteur des rayons gamma. Le Cs(137) est le plus utilisé à cause de sa stabilité avec un demi-temps d'environ 30 ans, émettant un rayonnement gamma d'environ 0.66 Mev.

Les rayons gamma émis par la source, tenue à un patin en contact avec la paroi, sont dirigés vers la formation. Certains de ces rayons gamma sont absorbés et certains sont dispersés loin du détecteur, mais d'autres sont dispersés vers le détecteur et comptés. L'énergie perdue dépend du nombre d'électrons dans la formation et est proportionnelle à la densité de la formation. Lorsque le nombre d'électron augmente dans la formation (milieu dense), les rayons gamma seront plus susceptibles à l'absorption photoélectrique et l'effet Compton, par conséquent les rayons gamma perdent plus d'énergie. Le premier outil possède un seul détecteur (**Fig. II.7**), un outil plus fiable à deux détecteurs (un détecteur proche et un autre plus loin de la source) s'est développé pour compenser l'effet du mud-cake et ses irrégularités du puits grâce au détecteur proche de la source (**Fig. II.8**).

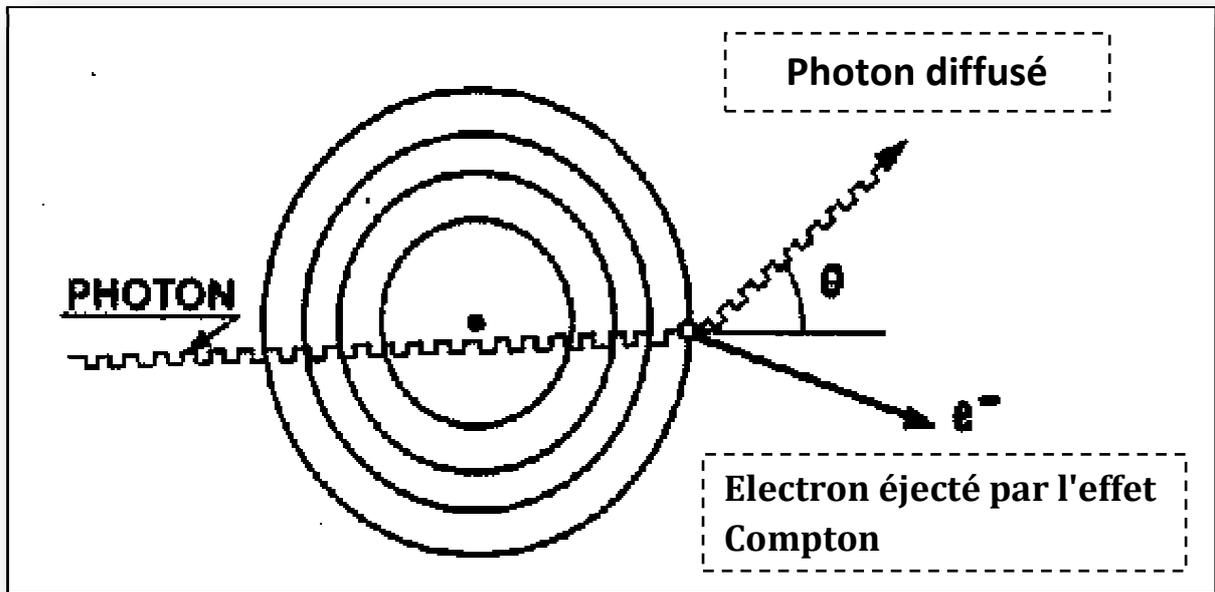


Fig. II.5: Principe de l'effet Compton [3]

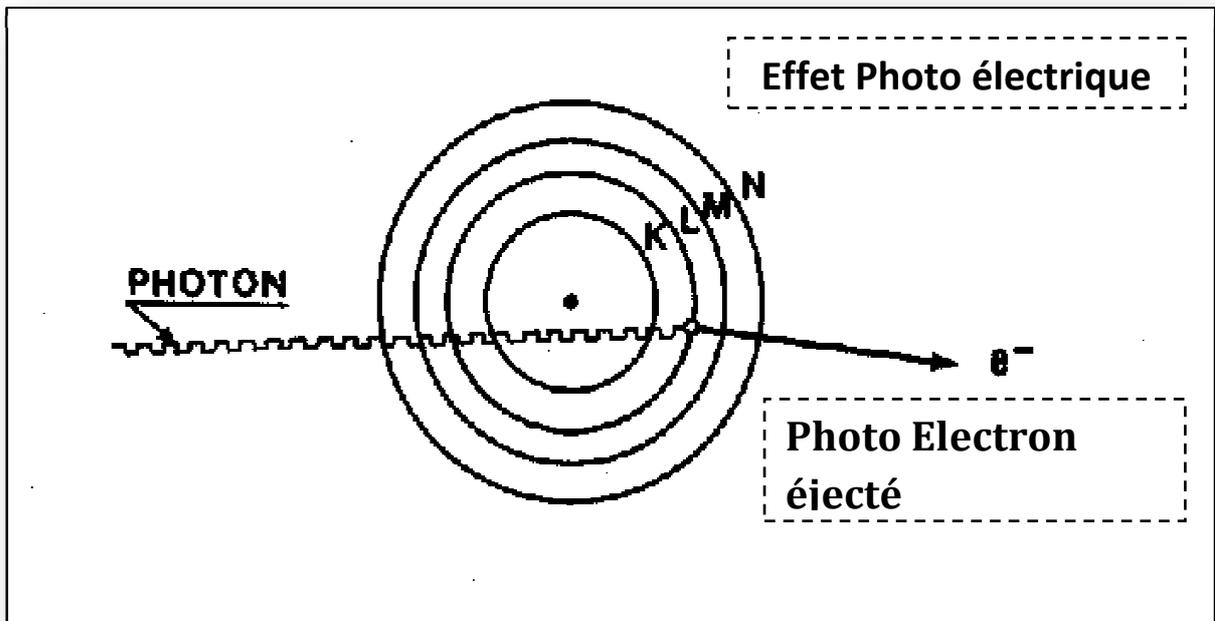


Fig. II.6: Principe de l'effet Photoélectrique [3]

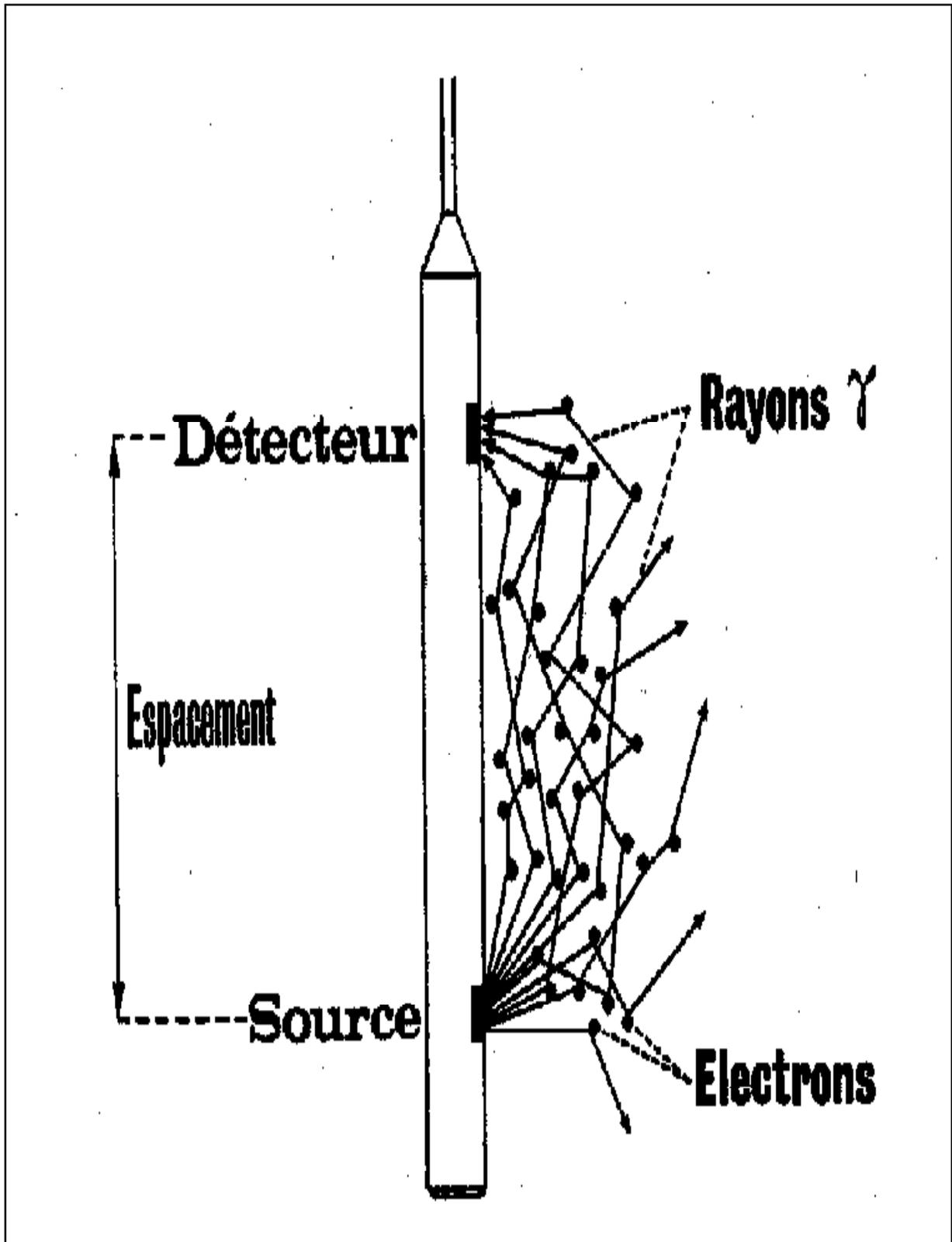


Fig. II.7 : Principe de L'outil densité à un seul détecteur [3]

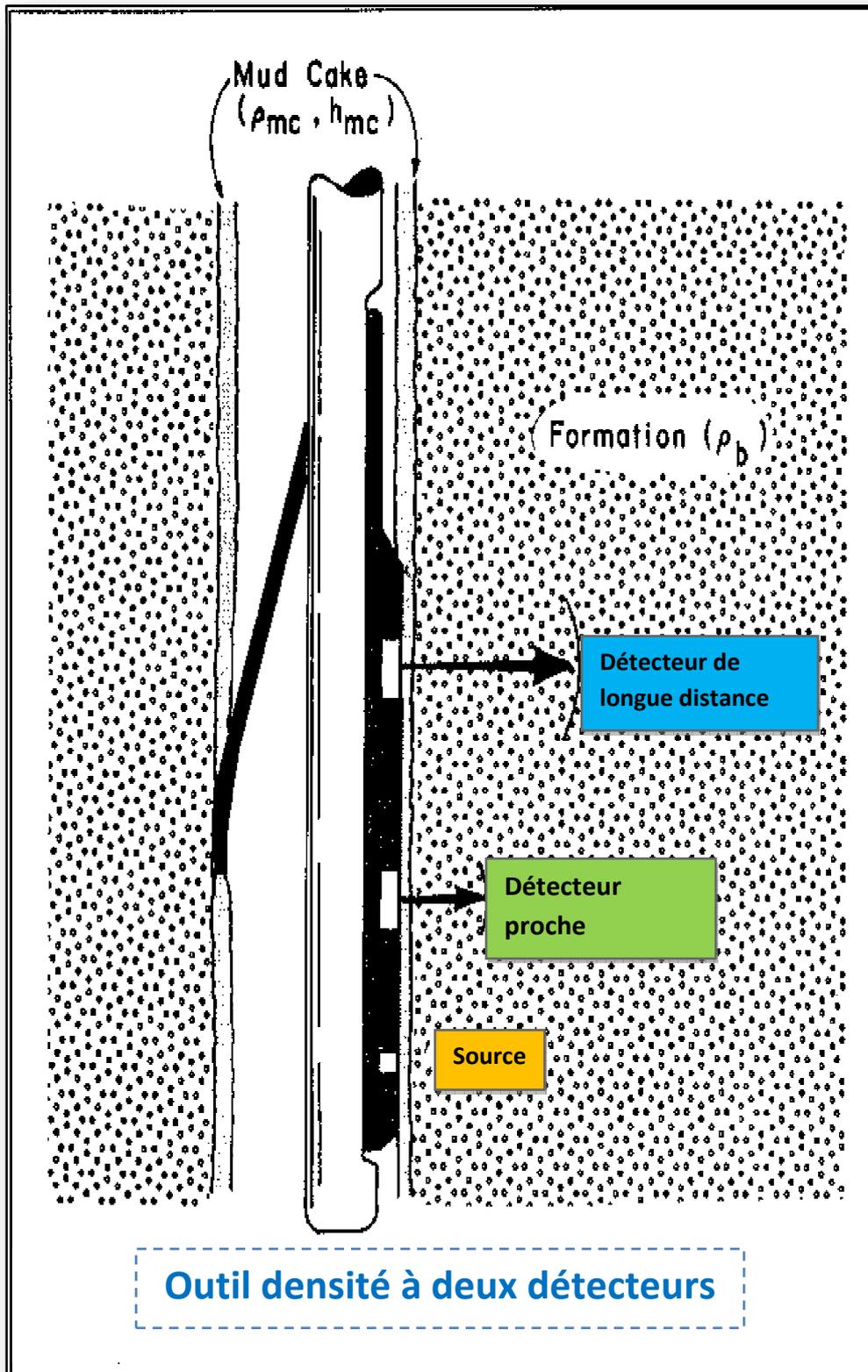


Fig. II.8 : Principe de L'outil densité à deux détecteurs [1]

II.3.2.1.4. Le spectre d'énergie:

Les rayons gamma envoyés par la source radioactive, en interagissant avec la formation par l'effet Compton et l'absorption photoélectrique, perdent une partie de leur énergie, ensuite ils sont captés par un détecteur à scintillation qui convertie les rayons gamma en signal électrique. Ce signal électrique est proportionnel à l'énergie des rayons gamma détectés (**Fig. II.9**).

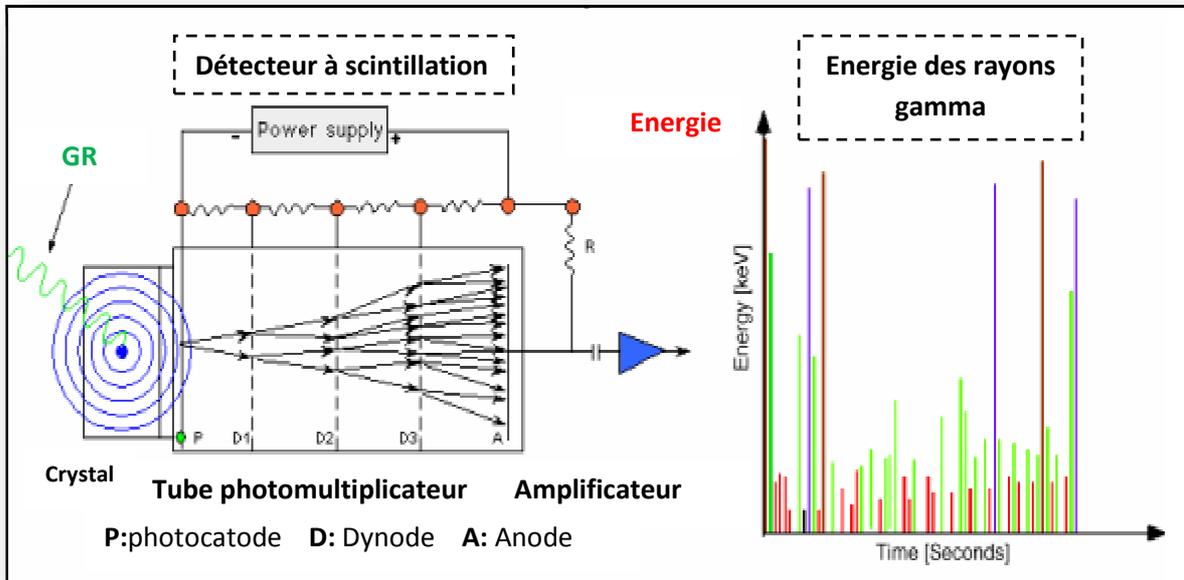


Fig. II.9 : signale enregistré [2]

Les impulsions électrique sont ensuite analysées et converties en un spectre d'énergie "taux de comptage des rayons gamma en fonction de leur énergie", (**Fig. II.10**).

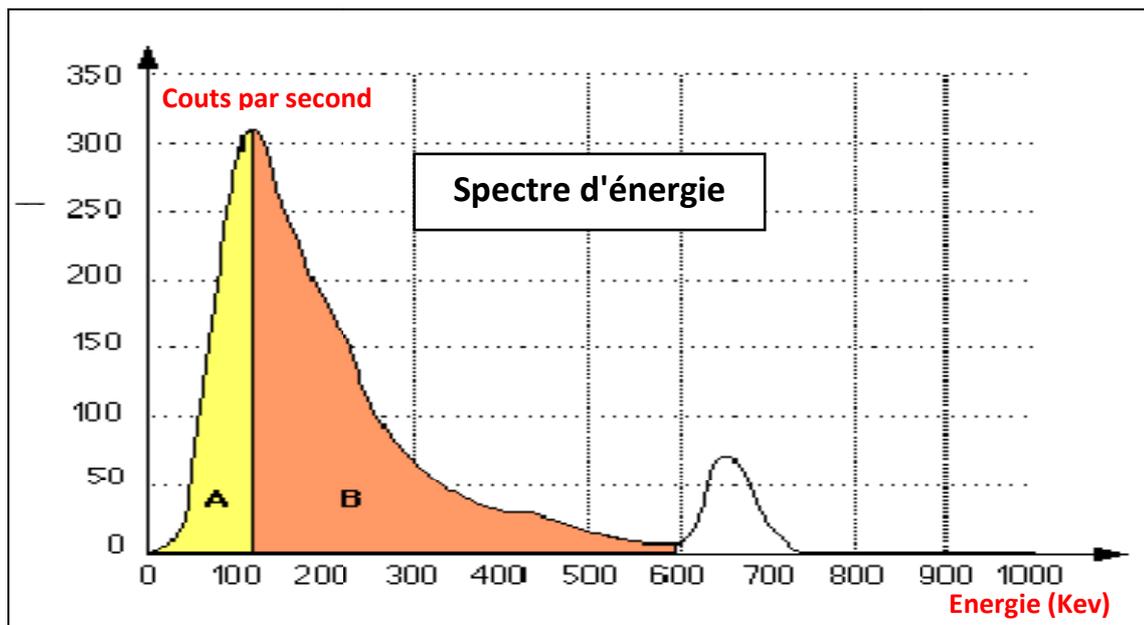


Fig. II.10 : spectre d'énergie [2]

- La zone A est dominée par l'effet photoélectrique.
- Des lectures élevées dans la région A signifient que P_e est faible, et des lectures plus faibles dans la région A signifient que P_e est plus grand.
- La partie B est dominée par l'effet Compton.
- Des lectures élevées dans la région B, signifient que la densité est faible, des lectures plus faibles dans la région B, signifient que la densité est plus grande.

La densité mesurée est traduite en porosité de densité en utilisant la loi suivante:

$$\Phi_D = \frac{\rho_{bu} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (\text{II. 2})$$

Cette porosité de densité est ensuite corrigée de l'effet des argiles :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} \Phi_{Dsh} \quad (\text{II. 3})$$

Pour cette diagraphie, il existe plusieurs outils avancés parmi lesquels le TLD « Three-detector Lithology Density », l'outil FDC « Formation Density compensated », l'outil LDT « Litho density Log » qui mesure la densité ρ_b et le coefficient d'absorption photoélectrique P_e .

Applications:

- Déterminer une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- Identifier les fluides d'un réservoir et localiser les contacts gaz/huile et huile/eau, grâce à la Comparaison du neutron, densité et résistivité
- Détecter la présence de gaz car elle est provoquée par une forte diminution de la densité, donc une porosité densité haute.

Limitations:

1. En termes de lithologie :
 - La densité de la matrice ρ_{ma} doit être connue pour le calcul de la porosité.
 - Le volume de l'argile et sa densité doivent être connus pour corriger la porosité densité de l'effet d'argile.
2. La faible investigation latérale (la zone lavée) et l'effondrement des parois du puits (les cavités): Là où il y a des cavités l'enregistrement est affecté par la boue de forage, donc l'outil nous donne des lectures de densité ρ_{bu} erronées par conséquent on ne peut pas calculer la porosité.
3. Type de fluide:
 - l'outil de densité possède une faible investigation latérale, il mesure la densité dans la zone lavée, la présence des hydrocarbures résiduels dans la zone lavée cause une diminution de la lecture de densité, le gaz résiduel diminue la mesure de densité plus que l'huile car sa densité est très faible par rapport à l'eau, donc pour un calcul juste de la porosité densité Φ_D , le pourcentage et le type d'hydrocarbure résiduel doivent être connus. Dans ce cas on donne la relation suivante :

$$\rho_b = \Phi \cdot \{s_{x_o} \cdot \rho_{mf} + (1 - s_{x_o}) \cdot \rho_o\} + (1 - \Phi) \cdot \rho_{matrice} \quad (\text{II. 4})$$

II.3.2.2. Diagraphies de neutrons:

Cette diagraphie donne des indications sur la teneur en hydrogène des formations traversées. Or l'hydrogène dans le sous sol se rencontre principalement dans l'eau et les hydrocarbures; donc l'étude de l'indice d'hydrogène nous permet d'estimer la porosité et la saturation.

On soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, de vitesse initiale à 10.000 Km/s. A chaque collision avec la formation, ces neutrons perdent de leur énergie pour atteindre, dans un premier temps, le stade épi thermique (0.1 – 100 ev) et dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ 0.025 ev).

L'outil APS « Accelerator Porosity Sonde » utilise un générateur d'accélération électronique de neutrons, et mesure ensuite les neutrons thermiques et les neutrons épi-thermiques. Ces mesures nous permettent d'obtenir une porosité neutron Φ_N .

Cette porosité neutron est lue directement sur le log. Elle est ensuite corrigée de l'effet des argiles :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} \Phi_{Nsh} \quad (II. 5)$$

La combinaison de ces diagraphies de densité-neutron permet :

- la localisation des zones à hydrocarbures.
- l'identification de la lithologie.
- la détermination de la minéralogie en les combinant avec d'autres diagraphies.

➤ **Limitations:**

- ✓ En termes de lithologie:
 - Le type de la matrice doit être connue pour le calcul de Φ_N .
 - L'eau liée à l'argile provoque l'augmentation de la lecture de Φ_N .

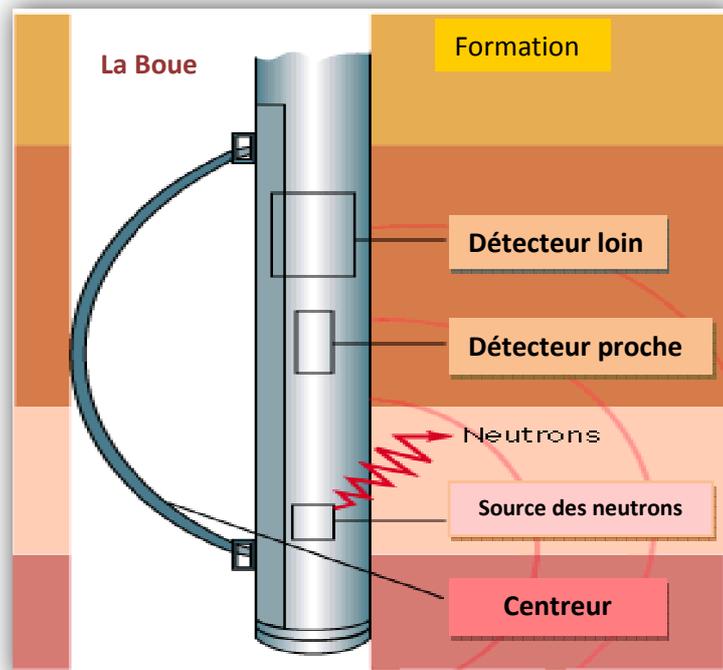


Fig. II.11 : Principe de l'outil neutron [2]

II.3.3. Les diagraphies acoustiques:

L'enregistrement acoustique est basé sur l'étude de la propagation des ondes acoustiques, entre émetteurs et récepteurs, dans les formations. Le temps de parcours Δt en ($\mu s/ft$) dépend de la lithologie, de la porosité et du type de fluide contenu dans les pores.

On distingue l'outil « Sonic Scanner » qui est un outil Schlumberger de dernière génération qui comprend plusieurs récepteurs avec différents espacements de mesure, permettant des investigations plus profondes et fiables.

Ce type de diagraphie est utilisé pour :

- l'estimation de la porosité secondaire,
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphie
- la détection des zones fracturées,
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- la détermination de la porosité sonique :

$$\Phi_S = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \quad (II. 6)$$

Cette porosité est ensuite corrigée de l'effet des argiles :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} \Phi_{Ssh} \quad (II. 7)$$

Limitations:

1. En termes de lithologie:
 - La matrice doit être connue, car le ΔT_{ma} est nécessaire pour le calcul de la porosité sonique.
 - L'effet de l'Argile : la porosité sonique calculée est affectée par l'argile et elle est élevée à cause de la présence de l'eau liée à l'argile.
2. Type de fluide:
 - ΔT_f doit être connu pour le calcul de la porosité sonique.
 - le gaz provoque une très grande lecture de ΔT_{log} .
3. L'outil sonique ignore la porosité secondaire, et le calcul de la porosité sera relativement incorrecte surtout dans les carbonates. Ce problème peut être utilisé comme un avantage; puisque l'outil densité mesure la porosité totale, on peut trouver la porosité secondaire en calculant la différence entre la porosité densité Φ_D et la porosité sonique Φ_S .
4. Les erreurs de détection des arrivées primaires " compressional arrivals ", conduit à une détermination incorrecte de ΔT " Transite Time ".

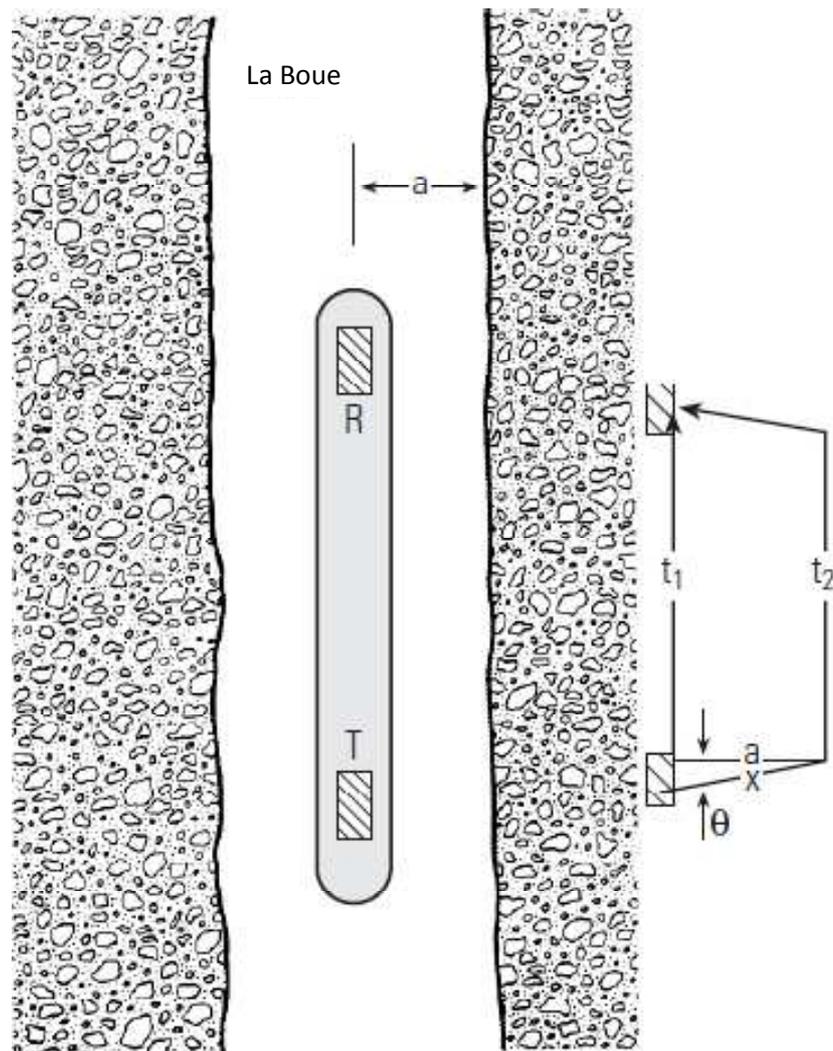


Fig. II.12 : l'outil sonique à un seul détecteur [3]

II.3.4. Les diagraphies de résistivité:

Le principe de mesure des diagraphies de résistivité reste le même quel que soit l'outil utilisé. Il consiste à utiliser une source émettrice (électrode ou solénoïde) qui envoie un signal (courant électrique ou champ électromagnétique), et un ou plusieurs dispositifs de mesures situés à une certaine distance de la source, pour enregistrer le paramètre de résistivité.

L'outil AIT « Array Induction Tool » est un outil à induction, développé pour réaliser les mesures de résistivité dans les sondages avec boue à huile comme le cas du puits qu'on va étudier (OMG503). Il est composé de solénoïdes alignés, dont l'espacement varie d'une dizaine à plusieurs dizaines de pouces. Il nous permet d'enregistrer cinq courbes de résistivité à différents rayons d'investigation (R_{10}'' , R_{20}'' , R_{30}'' , R_{60}'' , et R_{90}'').

Cette diagraphie permet :

- la détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} , pour le calcul des saturations,
- l'identification des niveaux aquifères et des niveaux pétrolifères,
- la détermination de l'épaisseur des couches en combinaison avec d'autres diagraphies

II.3.5.Le Caliper: (Fig. II.13 et Fig. II.14)

Cet outil mesure le diamètre du trou de forage. Cet enregistrement obtenu permet de détecter des irrégularités dans la géométrie du puits provoqués par des cavités, éboulements, et des argiles gonflantes. (Fig. II.15).

On peut grâce à cet outil contrôler les diagraphies affectées par la déformation des parois du trou de forage(les cavités), dans ce cas le Caliper donne des lectures élevées. (Fig. II.15).

En face des formations poreuses et perméables, il se produit une infiltration de la phase liquide de la boue de forage mais les particules dispersées s'accumulent sur les parois du trou, formant ce qu'on appelle le mud-cake, dans ce cas la lecture de Caliper diminue indiquant la présence du mud-cake et l'invasion. (Fig. II.15).

II.4.Méthodologie de l'évaluation en utilisant les outils classiques :

L'interprétation conventionnelle des enregistrements obtenus se fait selon l'ordre suivant :

1. Courbe de Gamma Ray :

On commence par la délimitation des couches propres et argileuses. On considère comme zone propre tout intervalle qui présente un gamma ray inférieur au GR-cutoff, et qui serait éventuellement une zone à hydrocarbures. Tout intervalle qui affiche des mesures supérieures au GR-cutoff est considéré comme une formation argileuse (non productive).

2. Courbe de résistivité :

La deuxième étape de délimitation se fait par l'étude des différents enregistrements de résistivité (AIT₁₀, AIT₆₀, AIT₉₀). On constate, sur le log de résistivité profonde, des mesures très grandes dans les zones à hydrocarbures et une faible mesure dans les zones aquifères ou formations argileuses.

3. Courbe de neutron-densité :

La troisième étape de délimitation est suivant la combinaison neutron-densité, qui présente une séparation positive des deux courbes neutron-densité dans les formations argileuses, une séparation négative dans les zones à hydrocarbures, et une superposition des deux courbes dans les zones à eau.

II.5.Incertitudes liées aux outils :

Les outils classiques de diagraphies sont fréquemment affectés par des incertitudes considérables qui conduisent parfois à des résultats d'évaluation erronés, à l'exemple des cas suivants :

- un Gamma Ray élevé n'est pas systématiquement une réponse d'une formation argileuse, du fait que la radioactivité n'est pas liée uniquement à l'Argilosité. Il existe des sables ou dolomies propres radioactifs du fait qu'ils renferment soit des feldspaths potassiques, des micas ou des minéraux lourds riches en Th et/ou U, soit des phosphates ou de la matière organique riche en Uranium. De ces faits, les porosités obtenues peuvent être entachées d'erreurs du fait qu'elles sont corrigées du volume d'argile V_{sh} calculé à partir du GR,
- les hydrocarbures sont résistives sauf que, dans certains cas, elles se retrouvent renfermées dans des réservoirs qui contiennent des fines laminations d'argiles, ou des minéraux conducteurs (sulfures métalliques, métaux natifs, hématite, graphite), ce qu'on peut interpréter comme une zone aquifère à cause de la faible résistivité enregistrée (low resistivity zones).

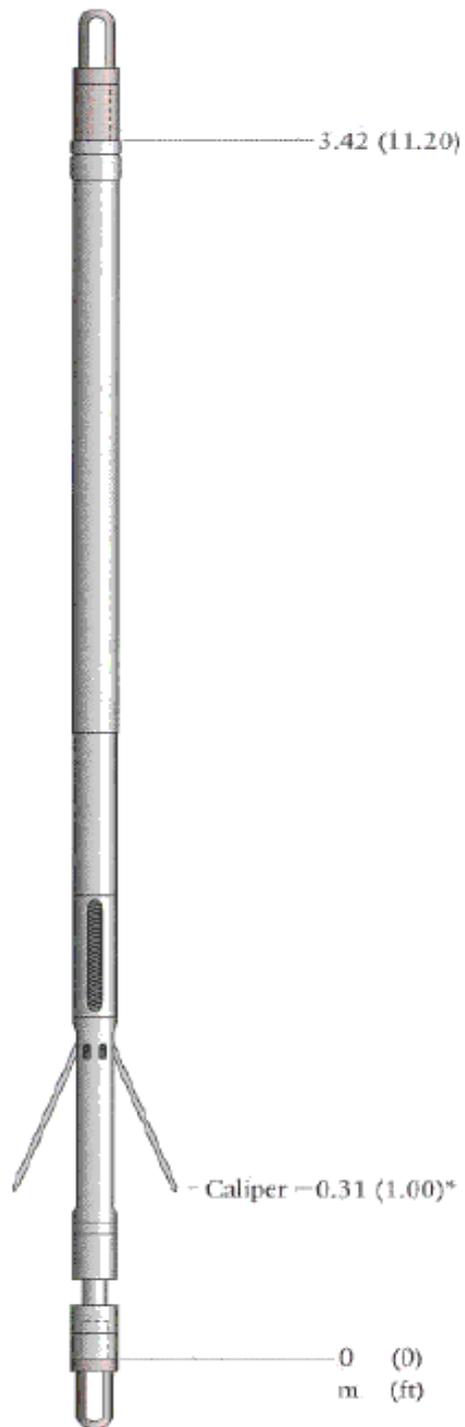


Fig. II.13 : Caliper à deux bras [5]



Fig. II.14: Caliper centré avec quatre bras. (Image réelle) [5]

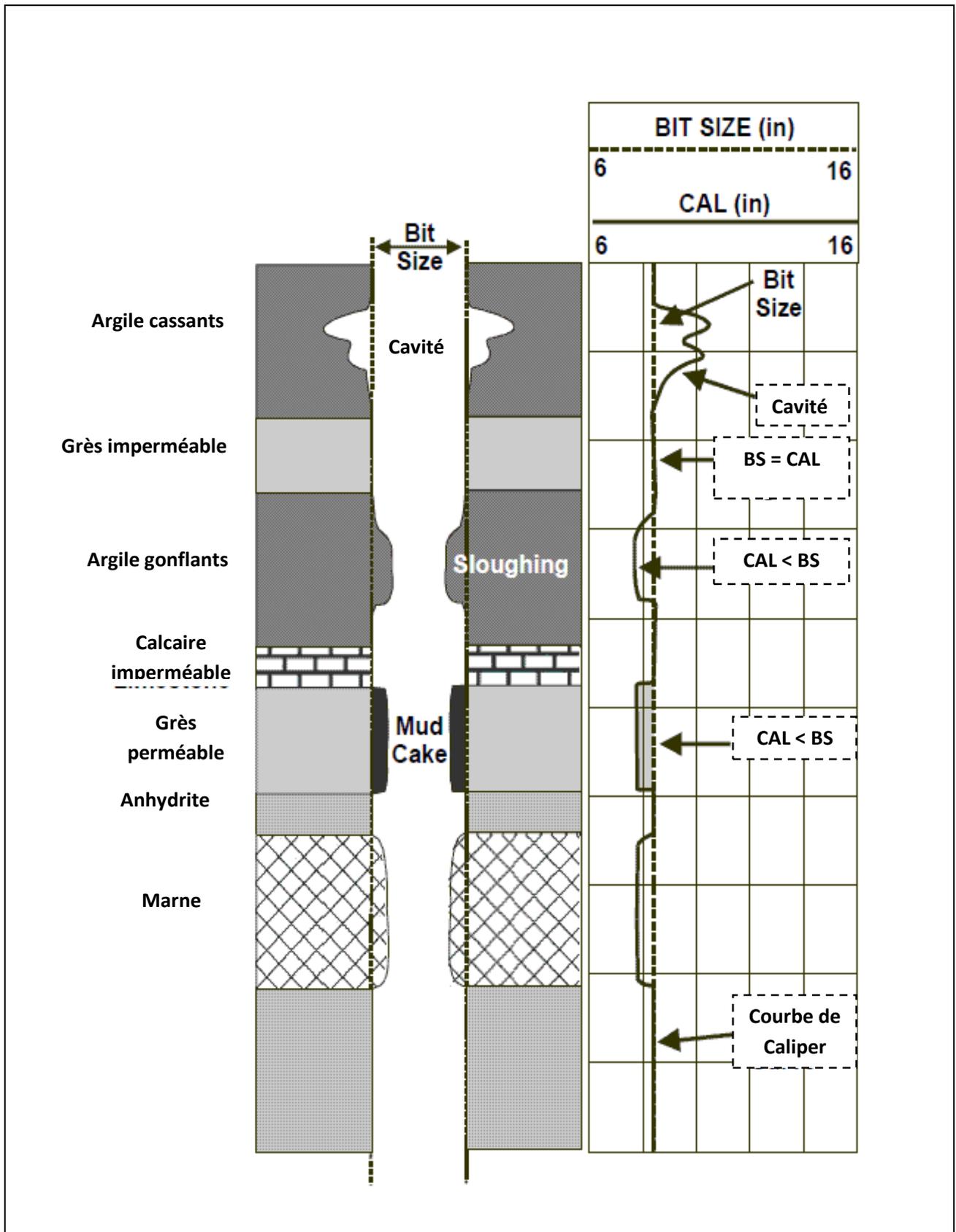


Fig. II.15: Lecture de Caliper en face différentes formations [6]

Chapitre III

Chapitre III

Principes physiques et mesure de la résonance magnétique nucléaire

III.1. L'outil CMR:

La résonance magnétique nucléaire se réfère à un principe physique de la réponse des noyaux atomiques à des champs magnétiques et à la technique de mesure et l'interprétation de ces réponses. Les mesures de résonance magnétique nucléaire sont obtenues par manipulation des noyaux d'hydrogène sous l'effet d'un champ magnétique induit. Un outil de résonance magnétique nucléaire, connu sous le nom de CMR (combinable magnetic resonance), est utilisé pour analyser la distribution de la porosité et l'estimation de la perméabilité.

III.1.1. Description de l'outil CMR :

La sonde de Schlumberger CMR comprend un patin monté sur le côté de la sonde et une cartouche électronique. Ce patin contient deux aimants permanents puissants, engendrant un champ magnétique d'environ 540 Gauss, soit à peu près mille fois supérieur au champ magnétique terrestre. Ces aimants sont disposés de telle sorte que le champ magnétique converge pour former une zone de force constante à environ un pouce à l'intérieur de la formation appelée zone sensible. Le patin contient aussi une antenne servant d'émetteur et de récepteur et un centreur qui applique fortement le patin contre la paroi du trou, réduisant considérablement l'effet de la boue. (Fig.III.1) et (Fig.III.2).

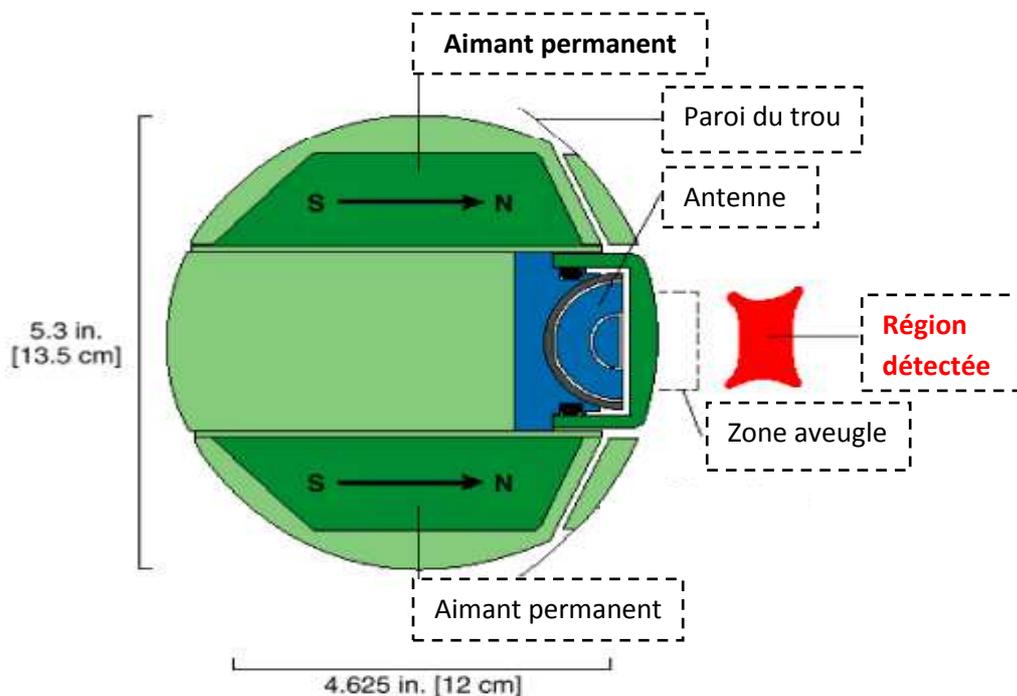


Fig. III.1 description de l'outil CMR [2].

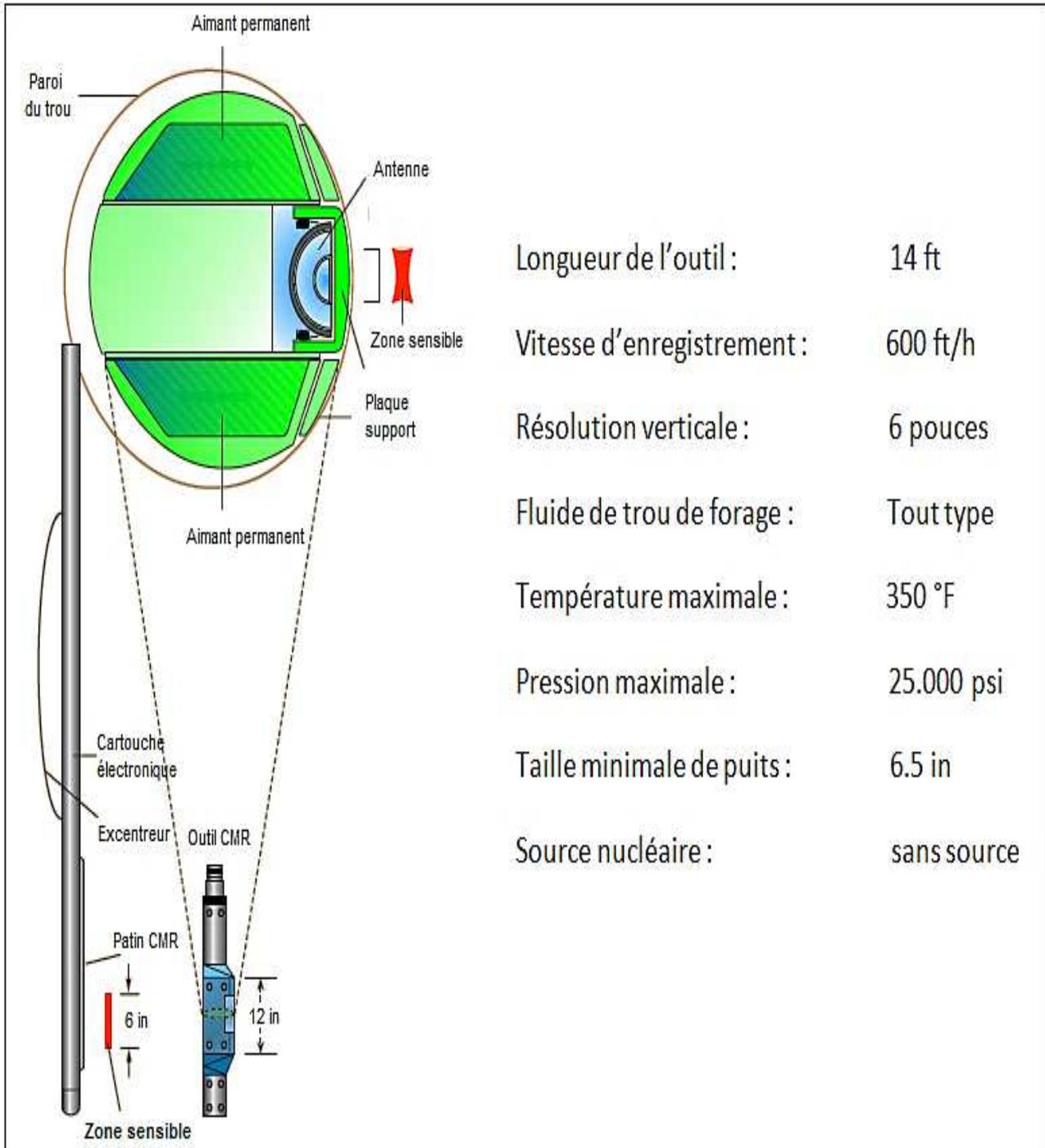


Figure III.2: Schéma de la sonde CMR de Schlumberger et du dispositif de mesure (antenne) monté sur un patin [7].

III.2 Bases physique de la résonance magnétique nucléaire et séquence de mesure :

Les principes physiques sur lequel la RMN (Résonance Magnétique Nucléaire) est basée sont difficiles. Toutefois, en diagraphie, le fonctionnement de CMR peut être compris en connaissant quelques concepts. Ces concepts inclus principalement, le magnétisme nucléaire, la polarisation, le temps de relaxation transversale T1, Basculement d'impulsion (Pulse Tipping), FID (free induction decay), spin échos, T2 (T2: c'est le temps de relaxation longitudinale).

III.2.1. Le magnétisme nucléaire :

La résonance magnétique nucléaire " RMN " se réfère à la réponse d'un noyau atomique aux champs magnétique. De nombreux noyaux ont un moment magnétique et se comportent comme une barre magnétique en mouvement de rotation " spin ". En présence d'un champ magnétique externe, les noyaux atomiques précessent autour de la direction du champ magnétique externe de la même manière que le ferait une toupie dans le champ de gravité terrestre (**Fig. III.3**). Lorsque ces noyaux interagissent avec un champ magnétique externe, des signaux mesurables peuvent être produits. Pour la plus part des noyaux atomique le signale magnétique nucléaire induit est trop faible pour être détecté par l'outil de la résonance magnétique nucléaire (CMR). Toutefois, l'hydrogène, qui a seulement un proton et un électron sans aucun neutron, est très abondant dans l'eau et les hydrocarbures, possède un moment magnétique relativement large, et produit un signal fort.

Jusqu'a présent, les outils de la résonance magnétique nucléaire et les études des roches par RMN sont basés sur la réponse du noyau d'hydrogène.

Le noyau de l'atome d'hydrogène est un proton, qui est une particule chargée positivement et caractérisé par un mouvement de rotation" spin " autour de son axe. Ce mouvement de rotation des protons chargés positivement, représente un courant " current loop" qui génère un champ magnétique (moment magnétique) avec deux pôles (nord et sud), alignés suivant l'axe de spin. Donc le noyau d'hydrogène peut être considéré comme une barre magnétique dont l'axe magnétique est aligné avec l'axe de rotation du noyau, comme illustré sur la (**Fig. III.4**) (à gauche). Lorsque de nombreux atomes d'hydrogène sont présents et aucun champ magnétique externe existe, les axes de spin nucléaire sont alignés au hasard, comme on le voit dans la (**Fig. III.4**) (à droite).

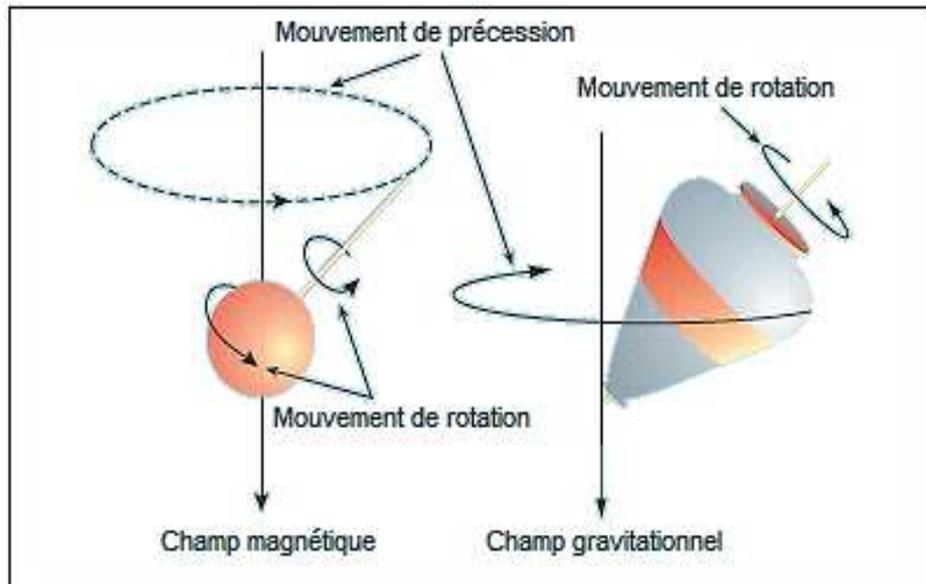


Figure III.3 : Mouvement de précession des protons [7].

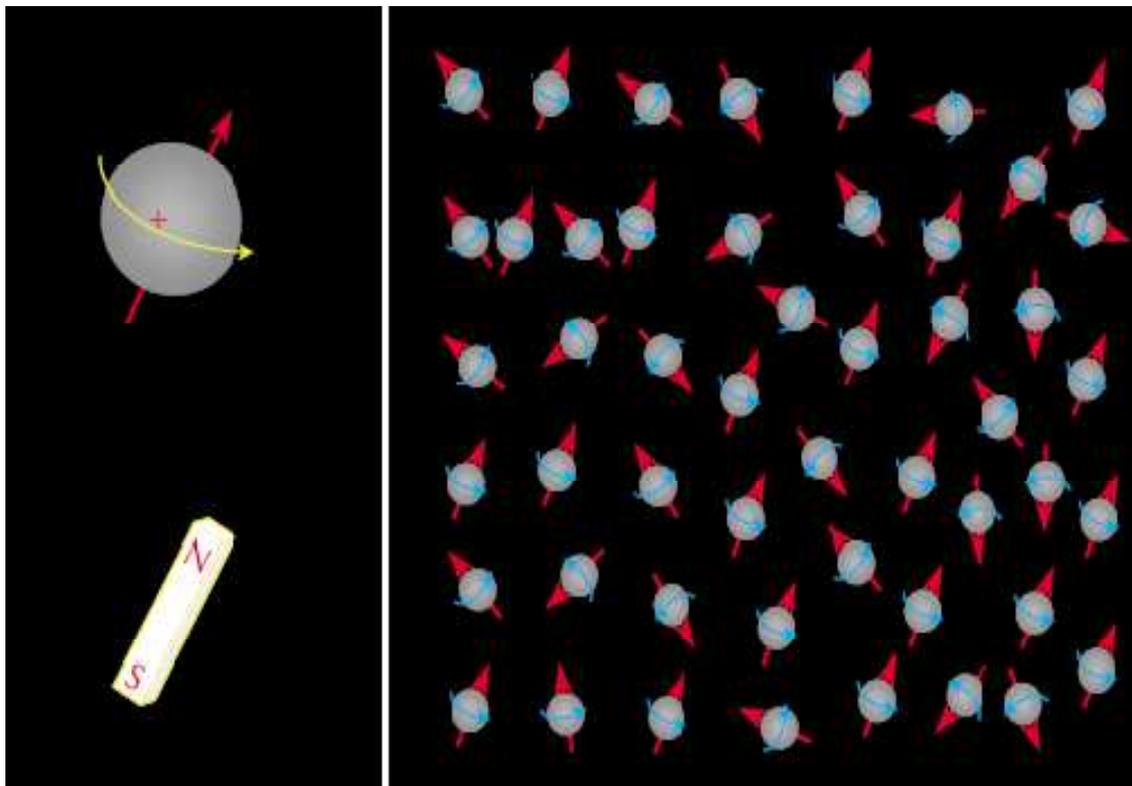


Fig. III.4 : Les noyaux d'hydrogènes se comportent comme si elles sont des petits aimants alignés selon leurs axes de spin. En absence d'un champ magnétique externe, les axes magnétiques nucléaires sont alignés d'une façon aléatoire [8].

III.2.2. Séquence de mesure RMN :

III.2.2.1. La Polarisation:

La première étape de mesure de la Résonance Magnétique Nucléaire consiste à aligner les noyaux d'hydrogène suivant un champ magnétique statique intense B_0 . Lorsque B_0 est appliqué sur un noyau magnétique d'hydrogène, B_0 exerce un moment sur le noyau de manière à aligner l'axe de spin nucléaire d'hydrogène avec le champ statique B_0 .

Quand un moment est appliqué sur un objet en mouvement de spin, l'axe de cet objet tourne autour du moment magnétique de B_0 dans un mouvement appelé "précession", cela est illustré sur la (**Fig. III.5**) (à gauche). Donc lorsque B_0 est appliqué à un noyau, le noyau tourne autour B_0 . La fréquence de précession (f), est appelé fréquence de Larmor, cette fréquence est donnée par la formule suivante:

$$f = \frac{\gamma * B_0}{2\pi} \quad (\text{III. 1})$$

Avec :

- f : fréquence de Larmor
- B_0 : le champ magnétique statique qui est la mesure de la puissance du magnétisme nucléaire en Tesla
- γ : La constante gyromagnétique. l'unité est de MHz/Tesla
- Pour l'hydrogène, $\gamma / 2\pi = 42.58$ MHz/Tesla

L'équation (III.1) montre que la fréquence de Larmor pour un noyau donné est proportionnelle à la magnitude du champ magnétique statique B_0 et le rapport gyromagnétique γ .

Donc pour un champ magnétique quelconque B_0 , deux noyaux différents ont une fréquence de Larmor différent (à cause de leur rapport gyromagnétique différent); pour cette raison, on peut différencier les différents noyaux en se basant sur cette fréquence.

Alternativement, pour un noyau donné, comme par exemple l'hydrogène, le rapport gyromagnétique est de valeur constante, et selon l'équation(III. 1) , la fréquence de Larmor est fonction de l'intensité du champ statique B_0 .

D'après la mécanique quantique, quand un proton est soumis à un champ magnétique externe, le proton prend un des deux états d'énergie. Comme cela est indiqué sur la (**Fig. III.5**) (à droite), l'état d'énergie d'un proton particulier dépend de l'orientation de l'axe de précession du proton par rapport à la direction du champ extérieur. Lorsque l'axe de précession est parallèle à B_0 , le proton est dans l'état de faible énergie, qui est l'état préféré. Lorsque l'axe de précession est antiparallèle à B_0 , le proton est dans l'état de haute énergie. Le sens de B_0 est désigné comme la direction longitudinale.

Lorsqu' un grand nombre de proton sont en mouvement de précession autour B_0 , comme cela est illustré sur la (Fig. III.6), les protons en précession parallèle avec B_0 sont plus nombreux que ceux antiparallèle. Cette différence entre le nombre de protons parallèles et antiparallèles au champ magnétique statique B_0 constitue une magnétisation macroscopique (totale) M_0 qui donne le signal mesuré par le dispositif RMN (outil CMR).

L'aimantation macroscopique M_0 , pour N noyaux par unité de volume, est donnée par la formule suivante:

$$M_0 = N * \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I + 1)}{3(4\pi^2)K * T} * B_0 \quad (\text{III. 2})$$

Avec:

- k : constant de Boltzman
- T : température absolue (Kelvin)
- h : constant de Planck
- I : le nombre quantique de spin du noyau.

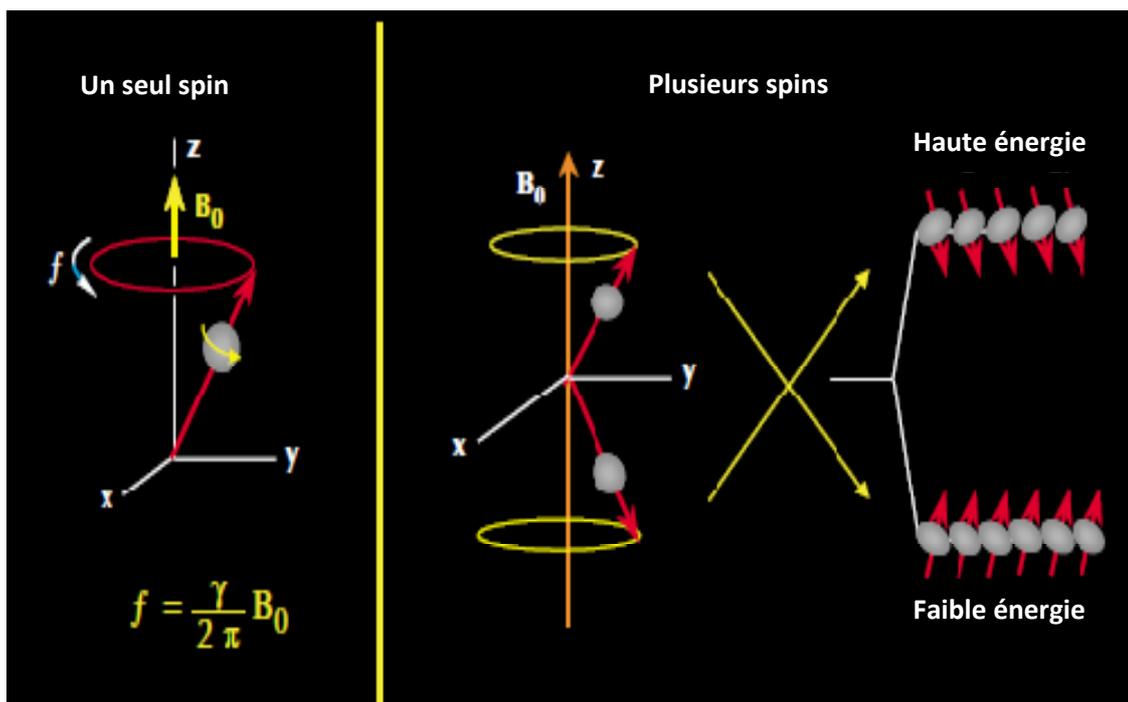


Fig. III.5 : Dans un champ magnétique externe (à gauche), la fréquence de précession d'un noyau dépend du rapport gyromagnétique du noyau et de l'intensité du champ externe. L'alignement de l'axe de précession du noyau par rapport à la direction du champ externe (à droite) détermine l'état d'énergie du noyau [8].

M_0 est mesurable et, selon l'équation(III. 2), M_0 est proportionnel au nombre de protons. L'amplitude du champ magnétique appliqué B_0 , est l'inverse de la température absolue.

Une fois que les protons sont alignés suivant le champ magnétique statique B_0 , ils sont dits polarisés. La polarisation ne se produit pas immédiatement, mais plutôt se développe avec une constante de temps, qui est le temps de relaxation longitudinale T_1 :

$$M_z(t) = M_0 * (1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (\text{III. 3})$$

Avec:

- t : le temps que les protons sont exposés au champ B_0
- $M_z(t)$: est l'amplitude de l'aimantation à l'instant t , lorsque la direction de B_0 est prise le long de l'axe z
- M_0 : l'aimantation maximale dans un champ magnétique donné.

T_1 est le temps auquel l'aimantation atteint 63% de sa valeur finale, et trois fois T_1 est le temps auquel 95% de la polarisation est obtenue. Une courbe de relaxation T_1 , ou la courbe de polarisation est illustrée sur la (**Fig. III.7**). Différents fluides, tels que l'eau, le pétrole et le gaz, ont très différents temps de relaxation T_1 .

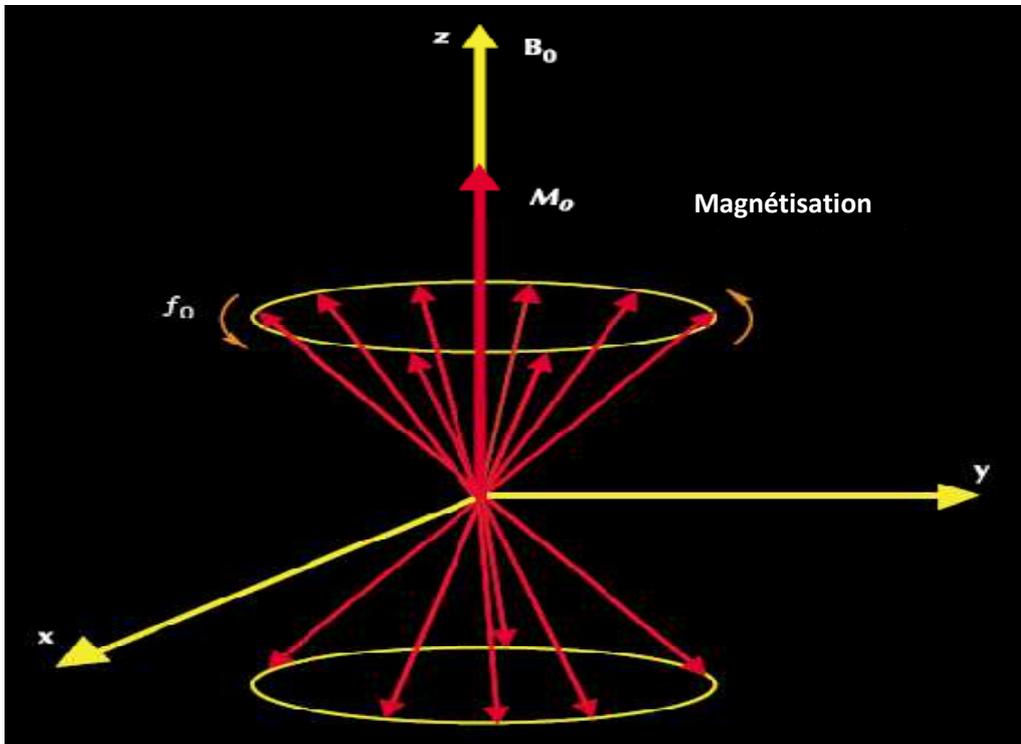


Fig. III.6 : La précession des protons dans un champ magnétique externe B_0 produit une magnétisation macroscopique M_0 [8].

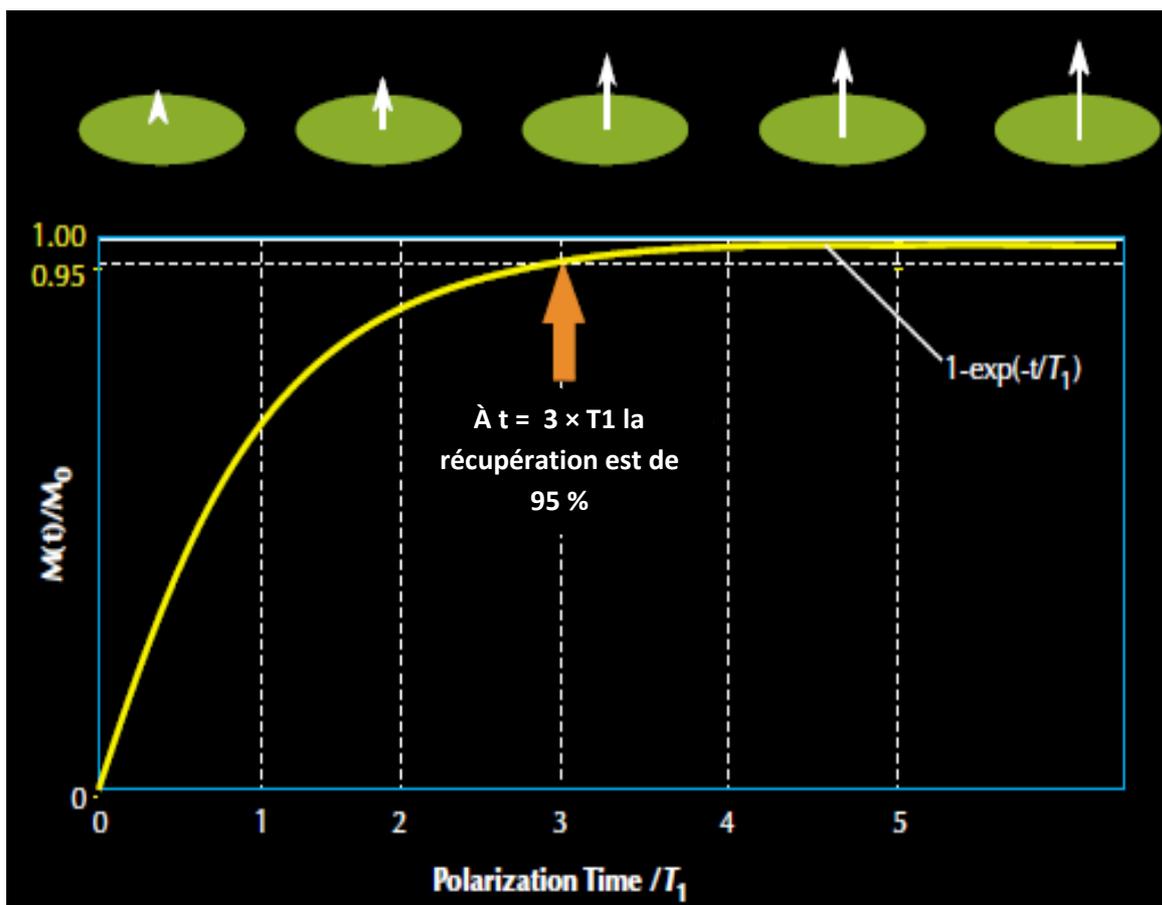


Fig. III.7 :

La courbe de relaxation longitudinale T_1 (polarisation), indique le degré d'alignement de protons, ou l'aimantation macroscopique M_0 en fonction du temps pendant lequel une population de protons est exposée à un champ magnétique externe [8].

III.2.2.2. Basculement d'impulsion (Pulse Tipping) et le déclin d'induction libre (Free Induction Decay FID):

La seconde étape dans le cycle de mesure de la RMN consiste à faire basculer l'aimantation de la direction longitudinale à un plan transversal. Ce basculement est réalisé en appliquant un champ magnétique oscillant (B_1) perpendiculaire à B_0 <<le champ magnétique statique>>. Pour le basculement efficace, la fréquence de B_1 doit être égale à la fréquence de Larmor des protons par rapport à B_0 .

Un champ magnétique oscillant B_1 interagissant avec des protons est illustré sur la (Fig. III.8). Du point de vue de la mécanique quantique, si un proton est à l'état de faible énergie, il peut absorber l'énergie fournie par B_1 et passer à l'état de haute énergie. L'application de B_1 provoque également la précession en phase des protons l'un avec l'autre.

Ce changement d'état de l'énergie et la précession en phase provoquée par B1 est appelé la résonance magnétique nucléaire.

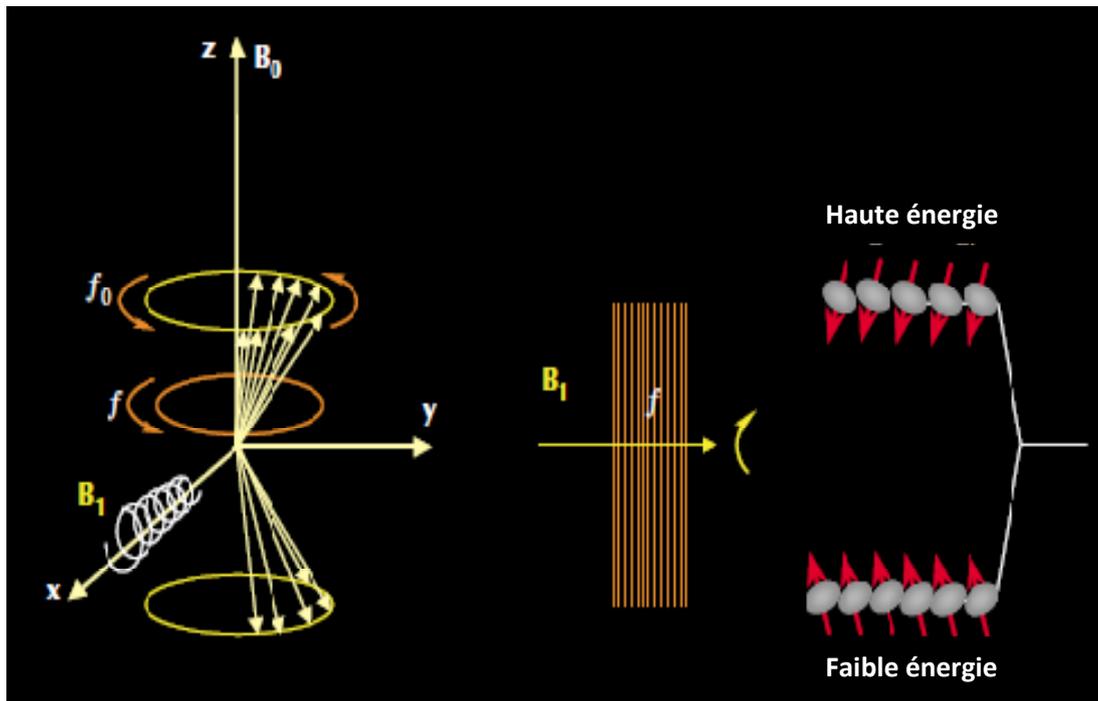


Fig. III.8 :

Pour une interaction efficace avec les protons (à gauche), le champ magnétique B1 doit avoir une composante importante perpendiculaire au Champ statique B0 et doit avoir une fréquence f égale à la fréquence de Larmor f_0 (fréquence de précession des proton dans le champ statique B0) [8].

L'angle avec lequel le proton est tourné est donné par la relation suivante :

$$\theta = \gamma * B_1 * \tau \quad (\text{III. 4})$$

Avec:

- θ : Tip Angle (en degré).
- B_1 : Amplitude du champ magnétique oscillant.
- τ : Temps pendant lequel le champ magnétique oscillant B1 est appliqué.

L'équation (III. 4) montre que l'angle θ (Tip Angle) est proportionnel au produit $B_1 * \tau$, se qui reflète l'énergie fournit par le champ magnétique oscillant (B1) aux protons.

La relation (III. 4) est illustrée sur la (**Fig. III.9**).

Le champ B1 utilisé en diagraphie de résonance magnétique nucléaire (NMR logging) est une pulsation magnétique oscillante (un signale électromagnétique), en anglais on dit Radio frequency pulse (RF pulse).

Le terme Angular-Pulse, comme par exemple π pulse (ou 180° pulse) et $\frac{\pi}{2}$ pulse (ou 90° pulse), se réfère à l'angle avec lequel la magnétisation M_0 s'est inclinée sous l'effet de B_1 .

Quand un outil de RMN applique une impulsion 90° B_1 à la population des protons que l'outil a polarisés, les protons précessent en phase dans des plans transversaux (par rapport à B_0). Macroscopiquement, l'aimantation est inclinée à 90° et précessent dans le plan transversal.

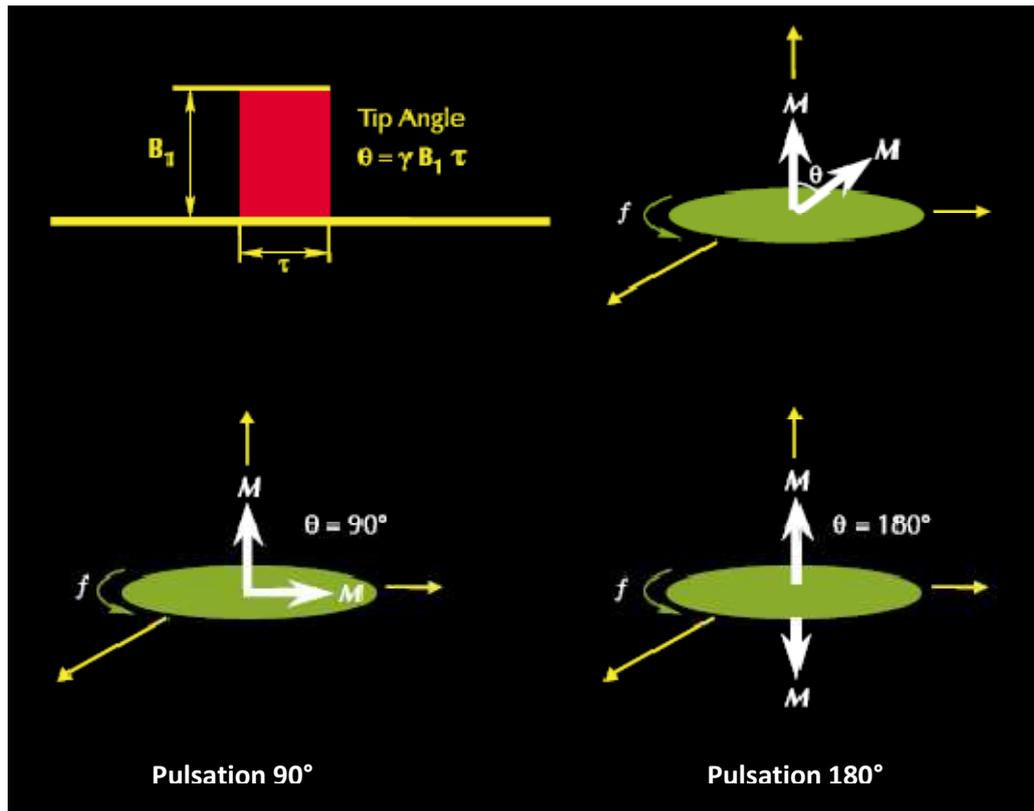


Fig.III.9: L'angle θ dépend de l'intensité de B_1 et du temps τ pendant lequel B_1 est appliqué [8].

Lorsque le champ B_1 est mis hors tension, la population des protons commence à se déphaser, ou de perdre la cohérence de phase, les précessions des protons ne seront plus en phase. Par conséquent, comme le déphasage progresse, l'aimantation nette M_0 diminue. Dans ce cas, une bobine réceptrice qui permet de mesurer l'aimantation dans le sens transversal, détecte un signal décroissant (**Fig.III.10**). Cette décroissance est généralement exponentielle et est appelé le déclin d'induction libre " Free Induction Decay " (FID). Le temps FID constant (T_2^*) est très court, de quelques dizaines de microsecondes.

Le FID est provoqué par des inhomogénéités de champ magnétique qui sont dues au gradient de champ magnétique et à certains processus moléculaires qui se produisent dans le matériau mesuré.

A cause des inhomogénéités dans le champ B_0 , la fréquence de précession des protons (fréquence de Larmor) varie en fonction de leur position, produisant ainsi cette décroissance très rapide.

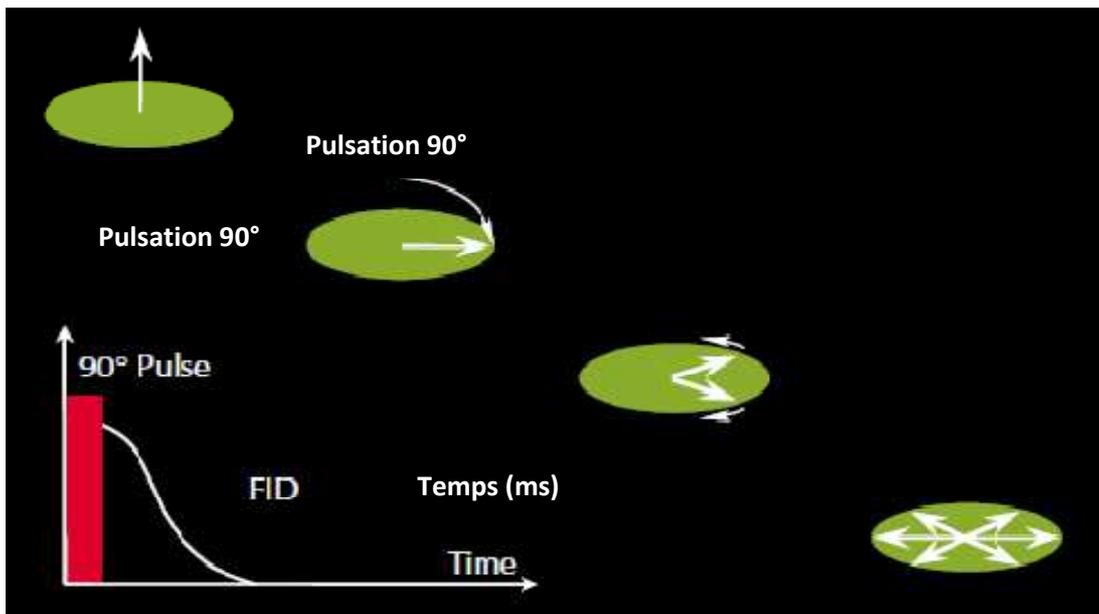


Fig.III.10: Après l'application d'une impulsion à 90° (B_1), la population des protons se déphase et un signal décroissant Free Induction Decay (FID) peut être détecté [8].

III.2.2.3. Détection de Spin-Echo :

Le déphasage provoqué par l'inhomogénéité du champ magnétique statique B_0 est réversible. Cependant, on peut remettre en phase à nouveaux les vecteurs d'aimantation des protons dans les plans transversaux, en appliquant une pulsation 180° B_1 . Si un vecteur d'aimantation transversale a un angle de phase α , l'application d'une impulsion de 180° B_1 va changer l'angle de phase à $-\alpha$. En effet, l'ordre de phase des vecteurs d'aimantation transversale est inversé, de sorte que les plus lents vecteurs sont en avance des vecteurs plus rapides.

Les vecteurs plus rapides dépassent les vecteurs plus lents, les protons se remettent en phase se, et un signal est généré qui est détectable dans la bobine réceptrice.

Ce signal est appelé Spin Echo. Si le temps τ (pas le même temps que dans l'équation III.4) transpire entre l'application de l'impulsion de 90° B_1 et l'impulsion de 180° B_1 , le même temps τ va transpirer entre l'application de l'impulsion de B_1 à 180° et le pic de l'écho de spin enregistré. Autrement dit, le temps de rephasage est égal au temps de déphasage, et le pic de l'écho de spin se produit à 2τ , qui est défini comme TE. La génération de l'écho de spin est illustrée sur la (Fig.III.11).

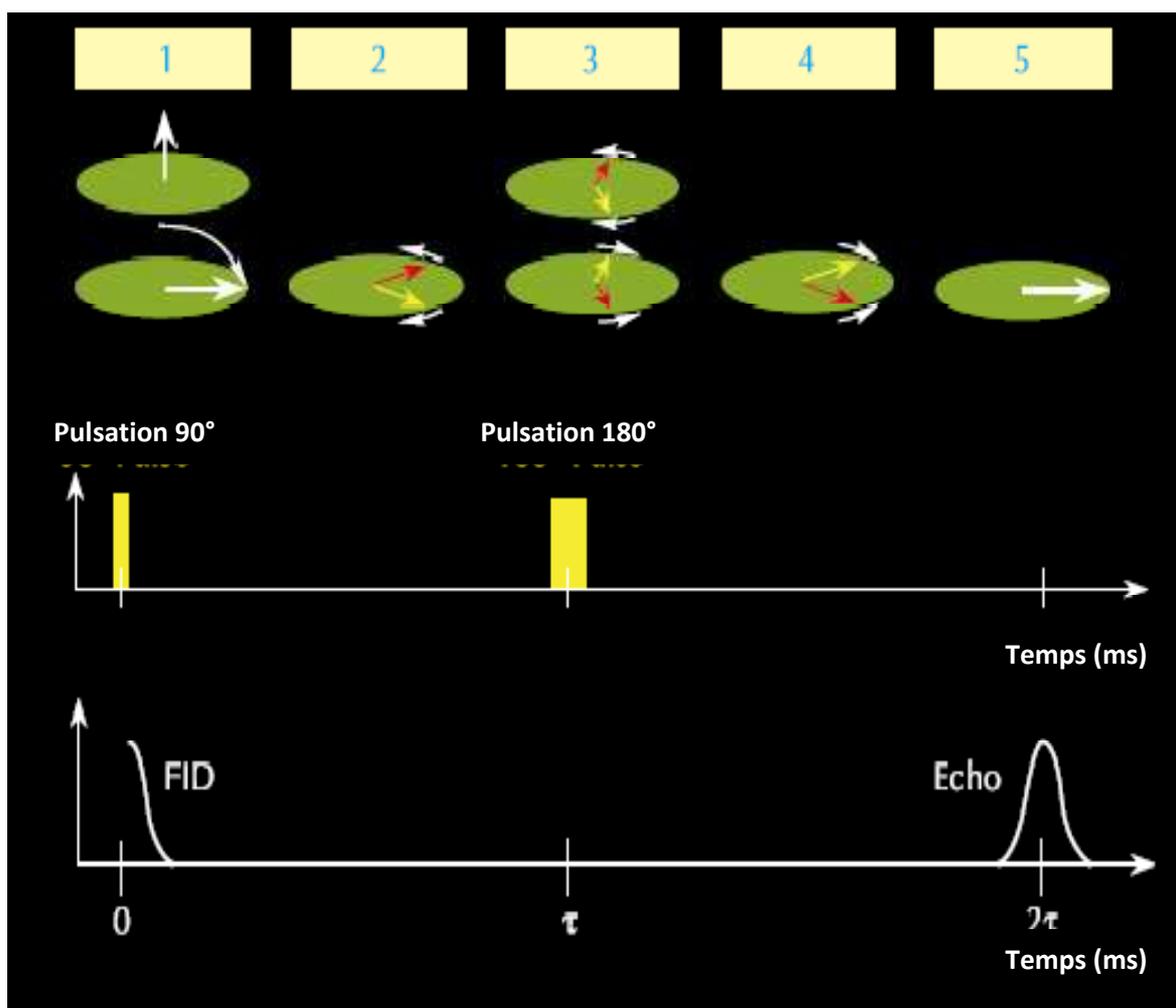


Fig.III.11: (1) Pour générer un écho de spin, une impulsion de B_1 90° est d'abord appliquée. (2) Après l'arrêt de l'impulsion de 90° , le déphasage commence. (3) Au temps τ , une impulsion de B_1 à 180° est appliquée pour inverser les angles de phase et initie ainsi le rephasage. (4) Le rephasage se reproduit. (5) La remise en phase est terminée, et un signal mesurable (un écho de spin) est généré au temps 2τ , [8].

Bien qu'un seul spin d'écho désintègre rapidement, une impulsion 180° B_1 peut être appliquée d'une façon répétée pour remettre en phase les vecteurs d'aimantation et générer une série d'échos de spin. Ainsi, un train d'échos de spin peut être enregistré, comme cela est illustré dans la (Fig.III.12).

Entre chaque pair d'impulsions $180^\circ B_1$, il se forme un écho de spin au milieu. L'espacement inter-échos (TE) est le temps entre les sommets des échos voisins. Le nombre d'impulsions dans le train d'écho est (NE).

La séquence d'impulsions entière << une impulsion à 90° , suivie d'une longue série d'impulsions à $180^\circ B_1$ >> est appelée une séquence **CPMG**, (**CARR**, **PURCELL**, **MEIBOOM** et **GILL**); ses inventeurs.

Dans la mesure où la diffusion peut être ignorée, la séquence d'impulsions CPMG annule le déphasage causé par le manque d'homogénéité du champ B0; Cependant, le déphasage résultant d'interactions moléculaires et de diffusion est irréversible. Une fois ce déphasage irréversible se produit, les protons ne peuvent plus être complètement remis en phase et le train de spin écho CPMG se décroît. Comme on le voit sur la (**Fig.III.13**), un outil de diagraphie RMN mesure l'amplitude des spins échos dans la séquence CPMG pour surveiller la décroissance de l'aimantation transversale, et donc le déphasage irréversible.

La constante du temps de décroissance de l'aimantation transversale est appelée temps de relaxation transversale, dit T2. L'amplitude du train d'échos de spin à un instant t, qui est l'amplitude de l'aimantation transversale $M_x(t)$ est donnée par:

$$M_x(t) = M_{0x} e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (\text{III. 5})$$

Où:

- M_{0x} : est la grandeur de l'aimantation transversale à $t = 0$ (le temps auquel l'impulsion 90° cesse).

La décroissance T2 de la formation contient la plupart des informations pétrophysiques obtenues à partir de l'enregistrement RMN et est donc l'objectif premier des mesures de diagraphie RMN. Les données brutes obtenues à partir de l'enregistrement RMN sont les trains d'écho de spin.

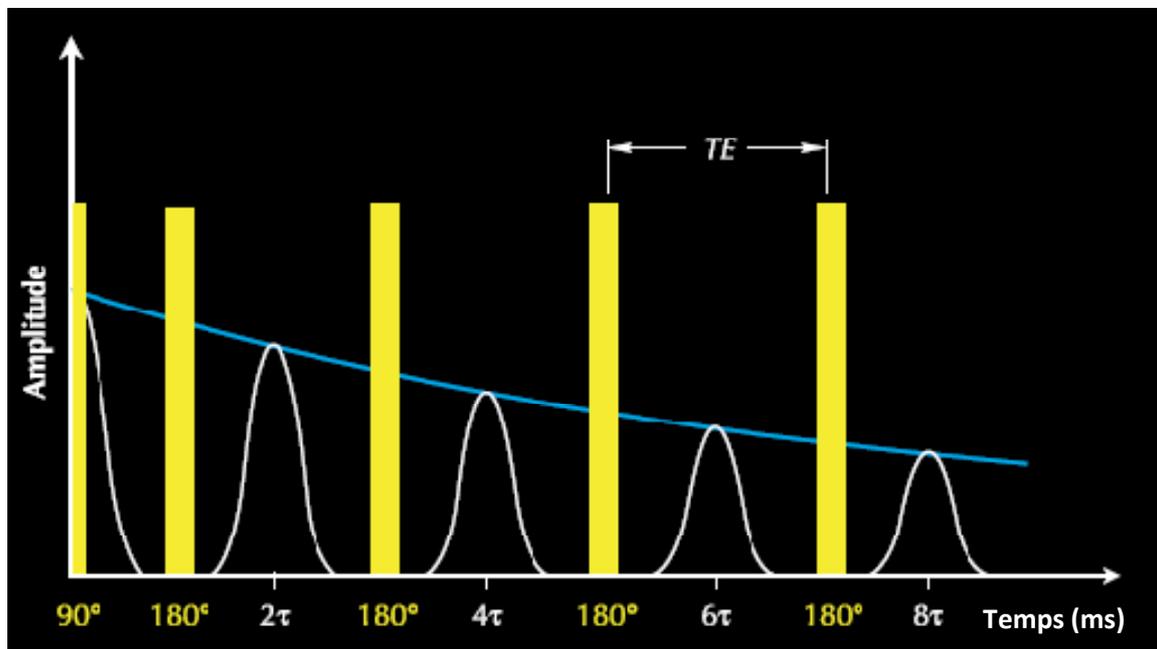


Fig.III.12 : Pour générer un train d'échos de spin, la séquence d'impulsions CPMG est utilisée, qui se compose d'une impulsion B1 de 90° , suivie d'une séquence d'impulsions à 180° B1. Les échos de spin d'amplitude décroissante sont enregistrées après chaque l'impulsion 180° B1 [8].

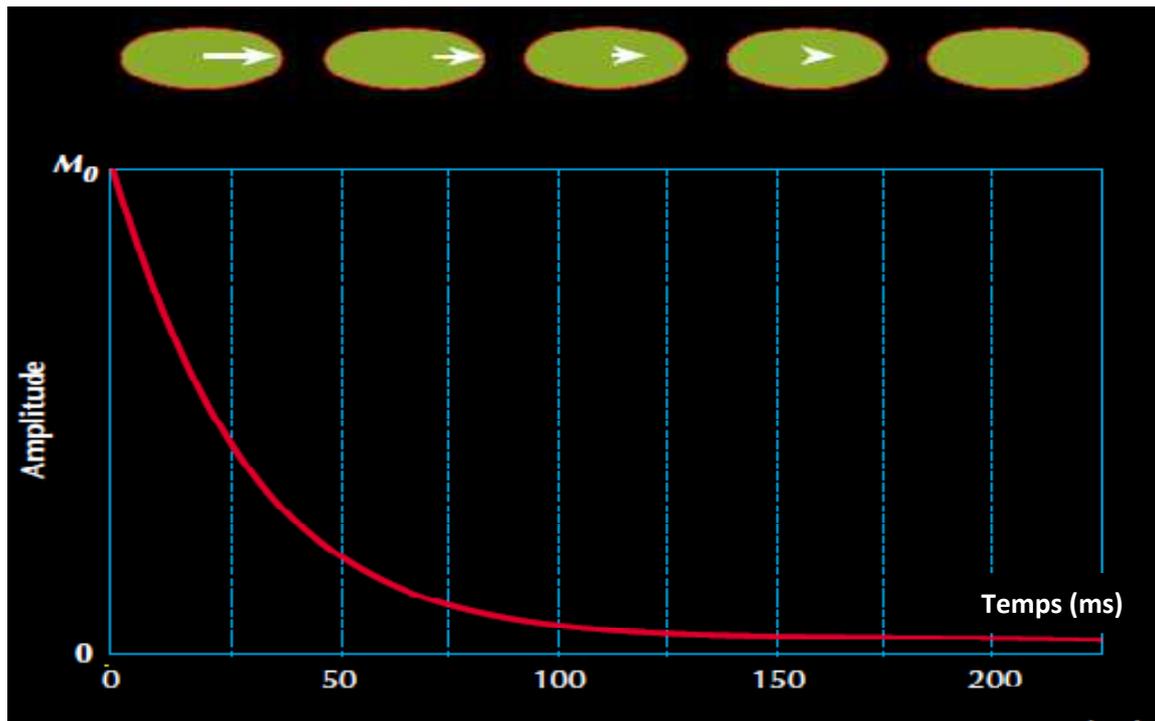


Fig.III.13 : Les amplitudes des échos de spin en décroissance donnent une courbe de décroissance exponentielle avec taux de décroissement T_2 [8].

III.2.2.4. Temps de Mesure de la RMN (NMR-Measurement Timing) :

Après une période égale à plusieurs fois T_2 , la décroissance de l'aimantation transversale est essentiellement complète, et le rephasage n'est plus possible. Au cours d'une séquence CPMG, l'impulsion $90^\circ B_1$ réoriente la polarisation de sorte qu'il n'y a plus de polarisation longitudinale des protons, et les impulsions à $180^\circ B_1$ supprime l'accumulation d'une nouvelle polarisation longitudinale. Par conséquent, les protons sont complètement aléatoires à la fin d'une séquence CPMG. Pour démarrer la séquence CPMG suivante, les protons doivent être polarisés à nouveau. Ainsi, un temps d'attente (TW) au cours de laquelle se reproduit la polarisation, est nécessaire entre la fin d'une séquence CPMG et le début de la suivante.

Un diagramme "measurement timing" est illustré sur la (Fig.III.14). La partie supérieure de la figure représente deux séquences CPMG, constituées chacune d'une impulsion à $90^\circ B_1$, suivie d'une série d'impulsions à 180° . La partie inférieure représente les événements de polarisation (courbes de relaxation T_1) et illustre les trains d'échos de spin (T_2 courbes de - Détente) associés aux deux séquences CPMG. Le temps de polarisation (ou le temps d'attente) TW, est la durée suffisante pour que le proton d'hydrogène se polarise, typiquement le temps d'attente TW est trois fois plus long que le temps moyen T_1 . L'espacement inter-écho (TE) et le nombre d'échos (NE) peuvent être commandés manuellement. Pour déterminer l'amplitude de la magnétisation M_0 , l'amplitude du train d'écho de spin à $t = 0$ est estimée à partir des mesures de train de spin écho. Pour éviter de sous-estimer M_0 , une polarisation complète ou presque complète (95%) est nécessaire. Pour atteindre 95% de polarisation, TW doit être égale à trois fois T_1 .

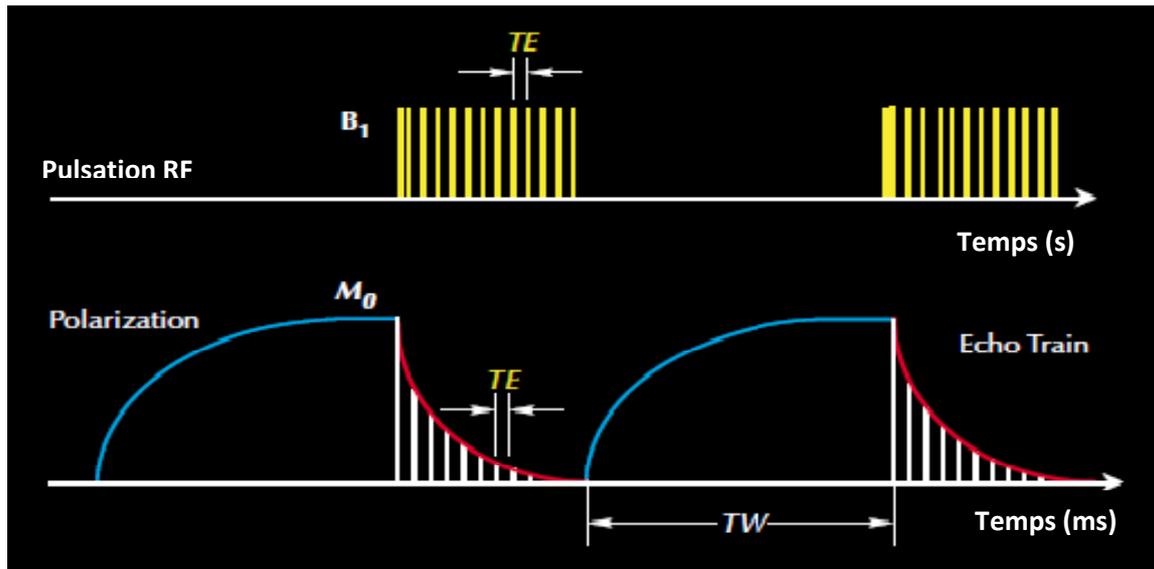


Fig.III.14 : Ce diagramme de temps de mesure RMN montre (en haut) des séquences d'impulsions CPMG et (en bas) la courbe de polarisation (T1-relaxation) et acquisition spin-écho train [8].

III.2.2.5. Résumé de la Séquence de mesure RMN :

La séquence de mesure appelée CPMG, du nom des inventeurs de cette séquence (CARR, PURCELL, MEIBOOM et GILL)[1], s'effectue selon les étapes suivantes :

- On commence par un temps d'attente T_1 , appelé temps de relaxation longitudinal. L'équilibre est atteint quand tous les protons d'hydrogène sont alignés dans la formation sous l'effet du champ permanent B_0 . On dit qu'ils sont polarisés, Un champ magnétique oscillant B_1 est maintenant appliquée (pendant $16 \mu s$) qui est à 90° par rapport à B_0 : les protons d'hydrogène dans le liquide précessent dans le plan transversale.
- B_1 est ensuite éliminé. À ce stade, les protons d'hydrogène sont en phase, engendrant un signal mesurable dans le récepteur. Cependant, les protons d'hydrogène se déphasent rapidement. Ceci est dû au champ B_0 et le signal au niveau du récepteur s'atténue progressivement. Cela est le déclin d'induction libre et le temps de déclin est T_2 ,
- La troisième étape consiste à remettre les protons en phase en appliquant une impulsion à 180° , cette impulsion change la phase de chaque spin. Lorsque ces protons sont de nouveau en phase, ils engendrent un signal capté par l'antenne appelé écho de spin. On enregistre plusieurs échos de spins et la distribution de T_2 est déduite du déclin de la courbe d'échos de spins.

Les temps de relaxation (T_1 , T_2) dépendent de la taille des pores et de la lithologie. Par exemple, les petits pores réduisent le temps de relaxation. Ces temps courts de relaxation correspondent à l'eau liée aux argiles et à l'eau capillaire. Les pores larges permettent un temps de relaxation plus long et correspondent aux fluides libres.

III.3. Apport de la résonance magnétique nucléaire en pétrophysique :

Les paramètres pétrophysiques, telles que la porosité, la distribution de la taille des pores, l'eau liée (bound water), la perméabilité, peuvent être extraits à partir des mesures de relaxation RMN. Comprendre la nature de la relaxation RMN des fluides dans les pores de la roche est essentiel pour la bonne application de la RMN dans l'évaluation de la formation.

Ce chapitre traite des questions liées à la pétrophysique RMN et les modèles utilisés pour l'obtention des propriétés pétrophysiques à partir des mesures RMN.

L'outil de la résonance magnétique nucléaire mesure les amplitudes du signal des protons d'hydrogène contenu dans les fluides dans l'espace poreux dans la zone lavée de la formation. L'amplitude du signal enregistré est calibrée directement en unité de porosité. L'amplitude du signal est enregistrée comme fonction du temps pour produire un train d'échos ; le rapport du déclin des amplitudes du "train d'échos" qui définit le temps de relaxation transversale T2. Le temps de relaxation transversale T2 est plus utilisé que le temps de relaxation longitudinale T1, car ce dernier est plus difficile à enregistrer.

III.4. Mécanismes de relaxation des fluides dans les roches poreuses :

Il ya trois mécanismes de relaxation de proton d'hydrogène (**Fig.III.16**) :

III.4.1. Relaxation de surface:

Les molécules des fluides (eau et hydrocarbures) qui contiennent beaucoup d'hydrogène sont en mouvement, heurtant la surface des grains plusieurs fois pendant la mesure. Donc les protons d'hydrogène entrent en collision avec la surface des grains et perdent leur énergie (**Fig.III.15**) (a).

La relaxation de surface dépend de la taille des pores et du type de grain.

Les expériences ont montrés que lorsque la probabilité de collision des protons avec une surface de grain est grande – dans les petits pores (**Fig.III.15**) (b) –, la relaxation est rapide, et lorsque la probabilité est faible – dans les pores larges (**Fig.III.15**) (c) –, la relaxation est plus lente.

Le temps de relaxation transversale T2 est dominé par la relaxation de surface.

La relaxation de surface est indépendante de la température et de la pression.

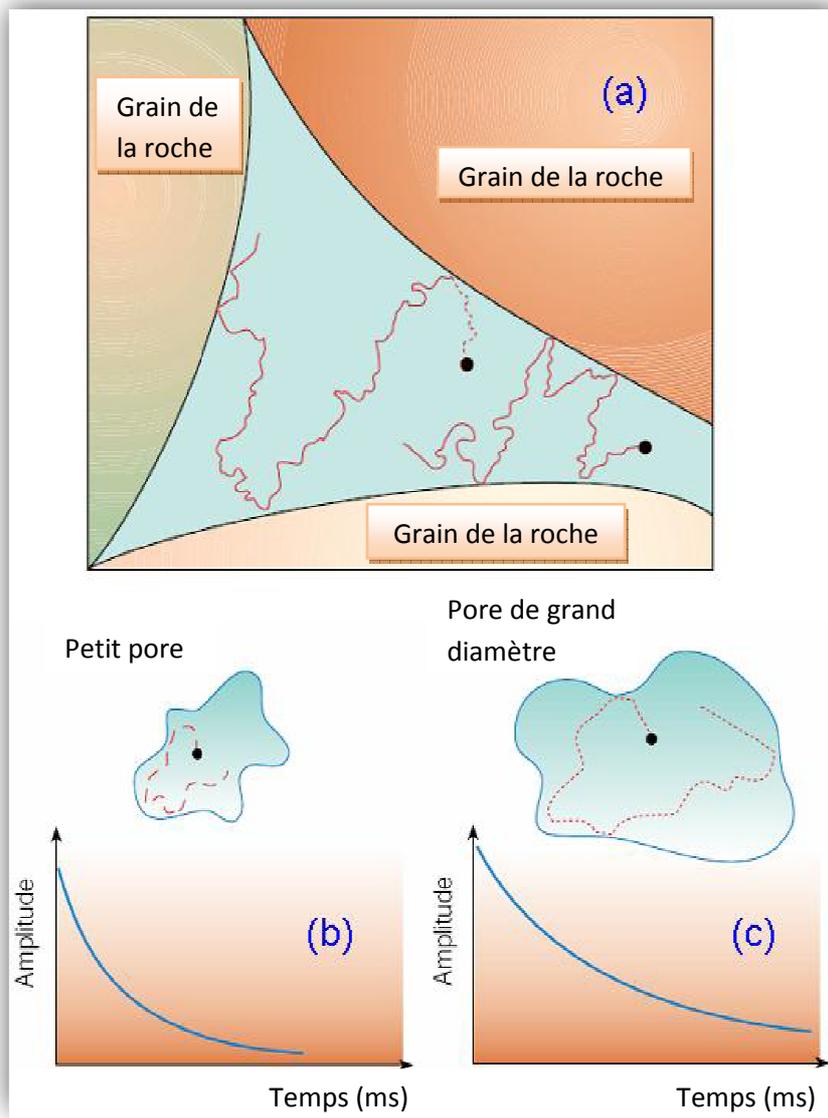


Fig.III.15 : Effet de la taille des pores sur la relaxation des protons [10].

III.4.2. Relaxation de volume du fluide (Bulk relaxation) (Fig.III.16):

Les protons d'hydrogène entrent en collision les uns avec les autres et perdent leur énergie. La relaxation du volume de fluide est liée à la viscosité du fluide, la température du fluide, et la composition chimique des fluides.

La relaxation du volume de fluide (Bulk relaxation) peut être mesurée en plaçant le fluide dans un grand récipient (éliminant ainsi la relaxation de surface), puis on soumet le fluide à un champ magnétique homogène B_0 et une séquence d'impulsions CPMG.

La température et la pression affectent la relaxation de volume des fluides.

III.4.3. Relaxation par diffusion moléculaire dans des gradients de champs magnétiques:

Les protons d'hydrogène perdent leur énergie en se déplaçant du point A au point B lorsque le champ magnétique statique B_0 dans les deux points est différent (**Fig.III.16**).

Ce gradient prend naissance à partir du contraste de susceptibilité magnétique entre les minéraux composant les grains, et les fluides remplissant l'espace poreux.

Ce type de relaxation affecte essentiellement le gaz. Le temps de relaxation longitudinale T_1 n'est pas affecté par la diffusion.

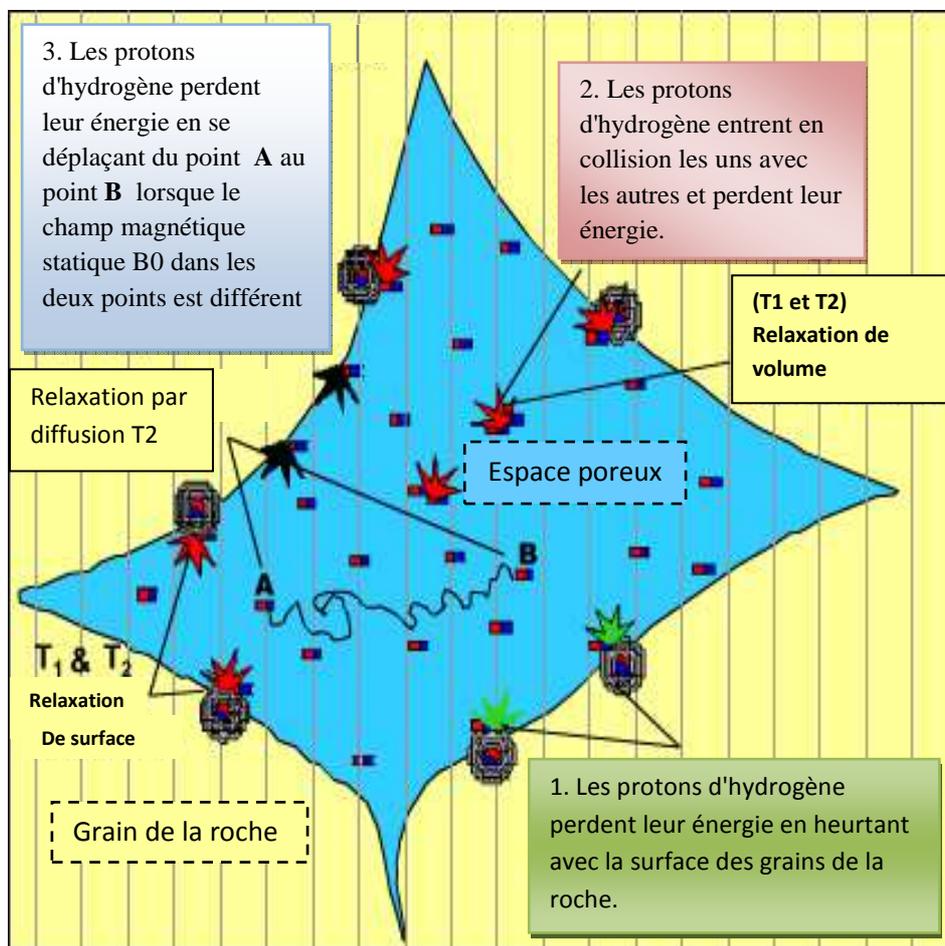


Fig.III.16: Les trois mécanismes de relaxation [2].
1. relaxation de surface, 2. Relaxation de volume du fluide,
3. relaxation par diffusion.

Les trois processus agissent en parallèle; Par conséquent, les temps T1 et T2 des fluides interstitiels (les fluides dans les pores) sont donnés par:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2 \text{ bulk}}} + \frac{1}{T_{2 \text{ surface}}} + \frac{1}{T_{2 \text{ Diffusion}}} \quad (\text{III. 1})$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1 \text{ bulk}}} + \frac{1}{T_{1 \text{ surface}}} \quad (\text{III. 2})$$

Avec :

- T_2 : temps de relaxation transversale du fluide de pores, tel que mesuré par une séquence CPMG.
- $T_{2 \text{ bulk}}$: le temps de relaxation du fluide des pores tel qu'il serait mesuré dans un conteneur assez grand pour que les effets du conteneur soient négligeables.
- $T_{2 \text{ surface}}$: le temps de relaxation du fluide des pores résultant de la relaxation de surface.
- $T_{2 \text{ Diffusion}}$: le temps de relaxation du fluide des pores induit par la diffusion à cause du gradient du champ magnétique statique B_0 .
- T_1 : le temps de relaxation longitudinale mesuré du fluide interstitiel (fluide dans les pores).
- $T_{1 \text{ bulk}}$: le temps de relaxation T1 du fluide des pores tel qu'il serait mesuré dans un conteneur assez grand pour que les effets du conteneur soient négligeables.
- $T_{1 \text{ surface}}$: le temps de relaxation T1 du fluide des pores résultant de la relaxation de surface.

Les recherches ont montrés que la relaxation de surface des protons est le facteur le plus important dans la mesure de T2.

La capacité des grains pour se relaxer les protons est appelée la relaxivité de surface ρ . La relaxivité de surface varie avec la minéralogie, par exemple le quartz est trois fois plus efficace que les carbonates.

Le temps de relaxation transversale T2 est défini comme :

$$\frac{1}{T_2} = \rho * \left(\frac{S}{V}\right)_{\text{pore}} \quad (\text{III. 3})$$

Avec :

- ρ : la relaxivité de surface
- $\left(\frac{S}{V}\right)_{\text{pore}}$: rapport de la surface des pores au volume du fluide

III.5. Décroissance Multi-Exponentielle:

Les roches réservoirs présentent généralement une distribution de tailles de pores et contiennent souvent plus d'un type de fluide. Par conséquent, le train d'échos de spin (mesures l'aimantation transversale) enregistré avec une séquence CPMG ne décroît pas avec une valeur T2 unique, mais d'une distribution des valeurs T2 qui peut être décrit par l'équation. IV. 4 .

$$M(t) = \sum M_i(0) * e^{\frac{-t}{T_{2i}}} \quad (\text{III. 4})$$

Avec:

- $M(t)$: La magnétisation mesurée au temps t.
- $M_i(0)$: Aimantation initiale de la $i^{\text{ème}}$ composante de relaxation.
- T_{2i} : La constante de décroissement de la $i^{\text{ème}}$ composante de relaxation transversale.

La somme est sur l'ensemble de l'échantillon; c'est-à-dire, tous les pores et les différents types de fluide.

La (**Fig.III.17**) illustre le caractère de décroissance multi-exponentielle d'un milieu poreux contenant des pores de différentes tailles et une phase de mouillage unique.

La relaxation de surface devient dominante quand un espacement inter-écho court est utilisé et la formation n'est saturée que par de l'eau salée. Sous ces conditions, T2 est directement proportionnelle à la taille des pores.

Lorsque tous les pores sont supposés avoir la même forme géométrique, les plus gros pores (colonne gauche de la **Fig.III.17**) présentent la plus faible S / V et donc le plus long T_2 . Les pores de taille moyenne ont un plus petit S / V , ce qui donne des valeurs de T_2 plus courtes. Les pores les plus petits ont la plus forte S / V et Les valeurs de T_2 les plus courtes.

Pour un seul pore, l'aimantation diminue de manière exponentielle, et l'amplitude du signal est donnée par:

$$M(t) = M_0 * e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right) * t} \quad (\text{III. 4})$$

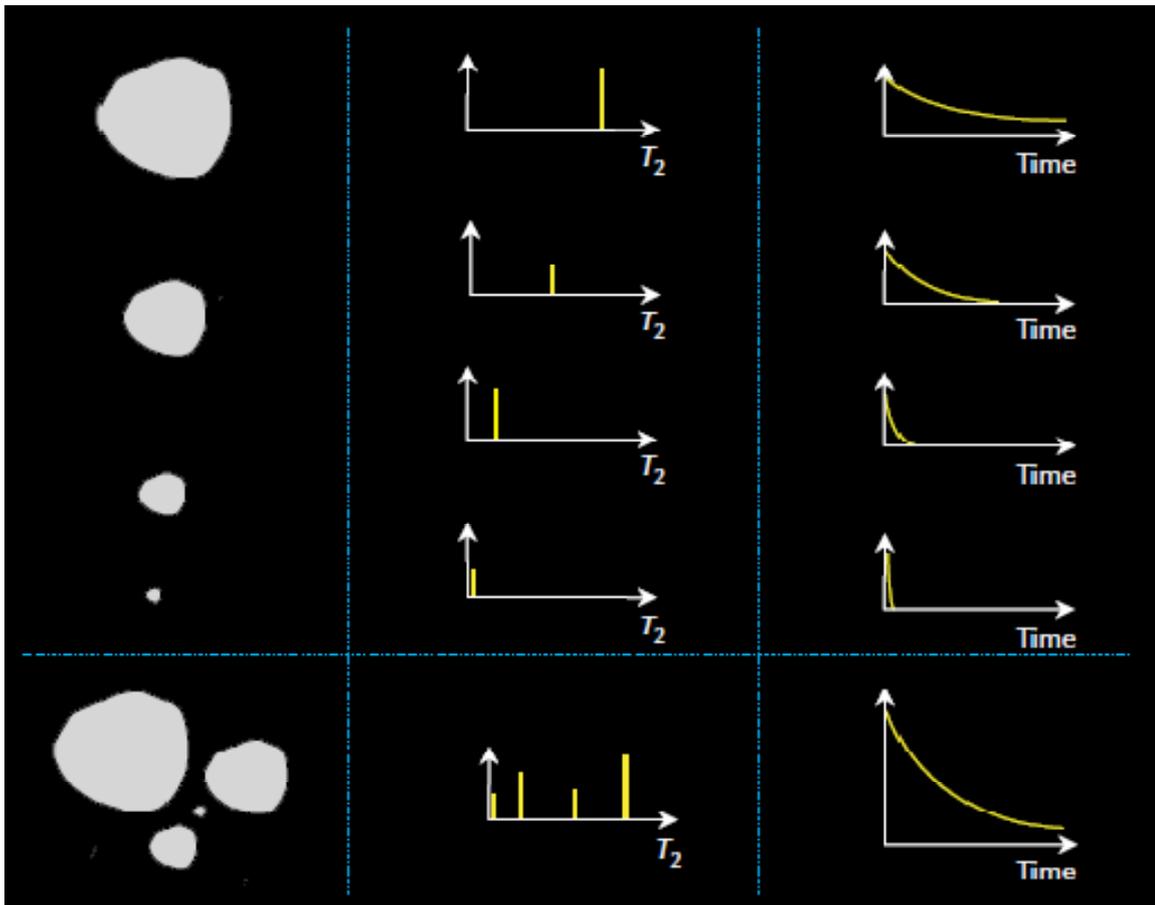


Fig.III.17:

Un pore saturé d'eau à 100% (en haut à gauche), a une valeur de T_2 unique (centre supérieur de l'image) qui dépend de la taille du pore, et donc son train spin-écho présente une seule décroissance exponentielle (en haut à droite), qui dépend aussi de la taille du pore.

Des pores multiples à saturation en eau de 100% (en bas à gauche), ont des valeurs de T_2 multiples (centre bas) qui dépendent de la taille des pores, et donc leur train spin-écho présente une décroissance multi-exponentielle (en bas à droite), qui dépend aussi de la taille des pores [8].

M0 est proportionnel au volume de fluide dans les pores. Lorsque la distribution totale des pores est considérée saturée d'eau à 100% (en bas à gauche de la **Fig.III.17**), ces pores présentent une distribution de valeurs de T2 (centre en bas de la **Fig.III.17**). L'amplitude du signal associé est la somme des amplitudes de signal provenant du fluide dans les pores individuels (en bas à droite de la **Fig.III.17**), et l'amplitude du signal est donnée par :

$$M(t) = \sum M_i(0) * e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i * t} \quad (\text{III. 5})$$

Où $\left(\frac{S}{V}\right)_i$ est le rapport surface-volume du $i^{\text{ème}}$ pore. De toute évidence, $M(0) = \sum M_i(0)$

Si $M_{100\%}(0) \ll$ la mesure de l'aimantation dans un tube à essai remplie d'eau (100% de porosité) avec le même volume sensible \gg est connue, alors $M(0)$ et M_{0i} peuvent être calibrés en porosité :

$$\phi = \frac{M(0)}{M_{100\%}(0)} = \frac{\sum M_i(0)}{M_{100\%}(0)} = \sum \frac{M_i(0)}{M_{100\%}(0)} = \sum \phi_i \quad (\text{III. 6})$$

Avec:

- ϕ : porosité calibrée de la formation.
- ϕ_i : porosité calibré de la $i^{\text{ème}}$ taille de pore.

III.6. Inversion du train d'échos :

L'une des étapes les plus importantes dans le traitement des données RMN est de déterminer la distribution T2 qui produit l'aimantation observée. Cette étape, appelée écho-fit, est un processus d'inversion mathématique. Les deux figures (**Fig.III.18** et **Fig.III.19**) illustrent l'input (train d'échos) et l'output (distribution de T2) du processus d'inversion. L'équation (III. 7) montre le système d'équations qui représentent les différents échos.

La solution de l'équation (III. 7) est compliquée par le fait que ϕ_i doit être supérieur ou égal à zéro. Par conséquent, l'inversion de l'équation (III. 7) doit impliquer la régularisation pour stabiliser la solution. L'inverse est donc fonction à la fois des données d'écho mesuré et la régularisation choisie.

$$\begin{aligned} \text{echo}(1) &= \phi_1 e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,m}}\right]} + \text{Bruit} \\ \text{echo}(2) &= \phi_1 e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,m}}\right]} + \text{Bruit} \\ &\vdots \\ \text{echo}(n) &= \phi_1 e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,m}}\right]} + \text{Bruit} \end{aligned}$$

Équation III. 7 [8].

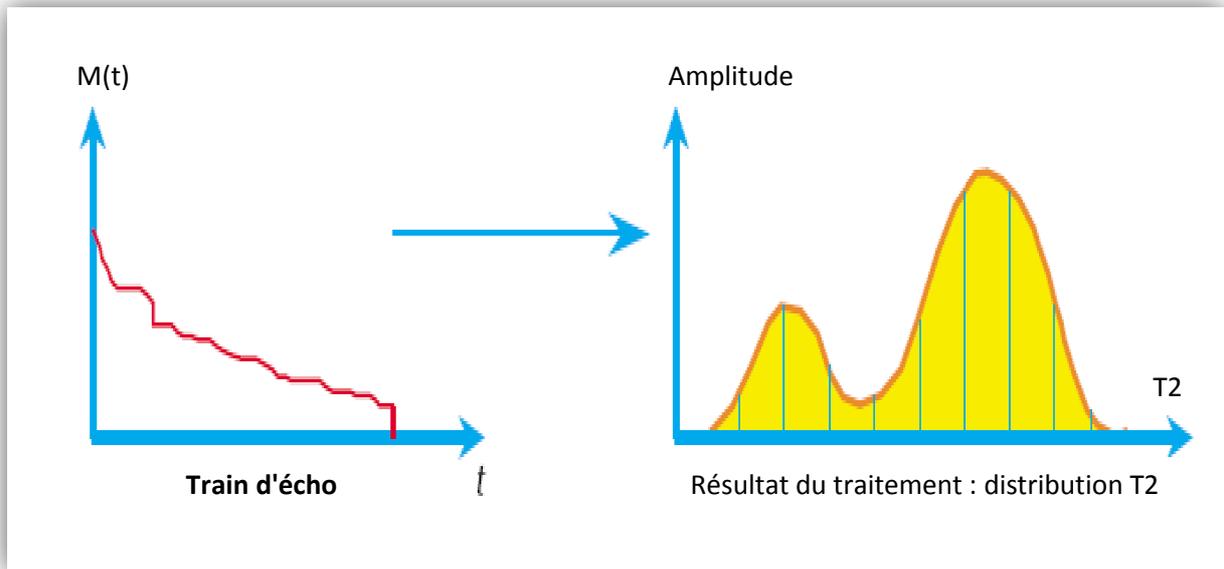


Fig.III.18: le processus d'inversion transforme le train d'échos (amplitude des échos en fonction du temps) en courbe représentant la distribution de la taille des pores (porosité en fonction de T2) [8].

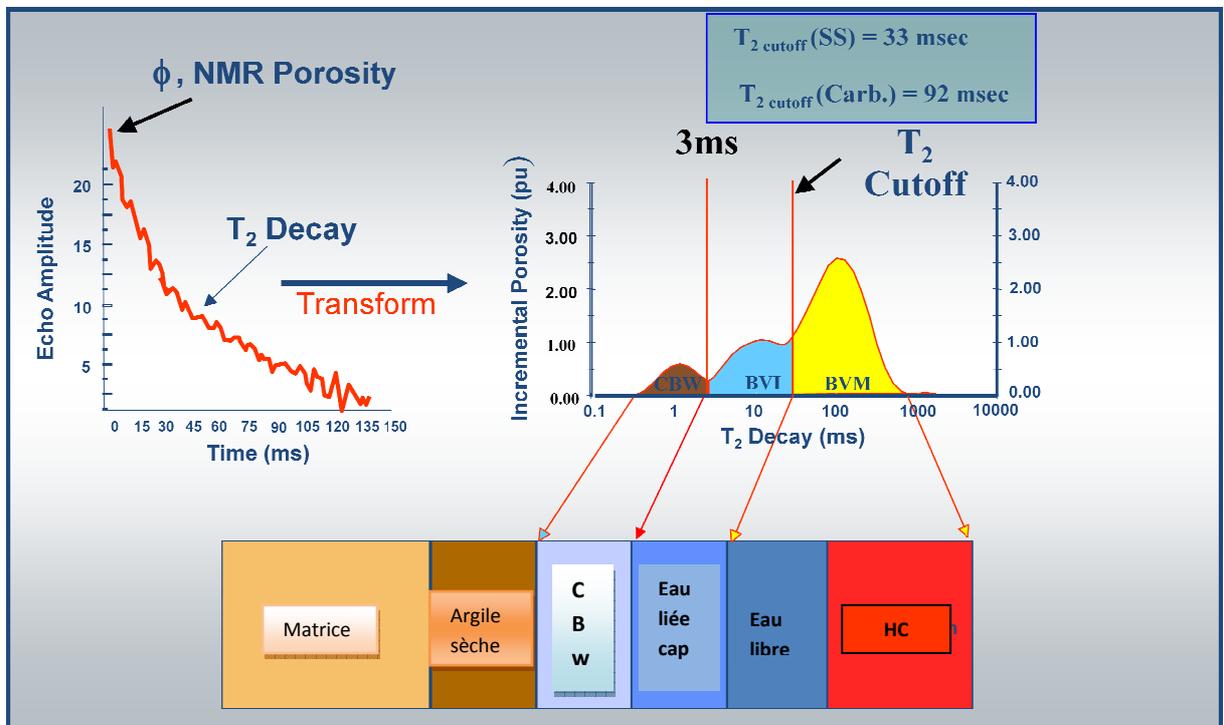


Fig.III.19, [9].

CBW : Eau liée à l'Argile
Cap : capillaire
HC : Hydrocarbures

III.7. Applications de la Résonance Magnétique Nucléaire en pétrophysique (outils CMR) :

Les mesures réalisées à l'aide de cette technique suscitent un grand intérêt du fait que les informations obtenues touchent les propriétés pétrophysique des roches.

III.7. 1. Distribution de la taille des pores :

Dans beaucoup de cas les relaxations de volume et de diffusion peuvent être négligées, car la relaxation de surface est dominante. Dans ce cas, T_2 est proportionnel à la taille des pores.

La sonde CMR mesure l'amplitude du signal déclinant (**Fig.III.20.a**) qui est la somme de tous les signaux déclinant T_2 engendrés par les protons dans le volume analysé (**Fig.III.21.A**). Par une inversion mathématique, on extrait par la suite les gammes des valeurs de T_2 , ce qui donne la distribution T_2 . Cette courbe représente la distribution de la taille des pores; (**Fig.III.20.b**) et (**Fig.III.21.B**). La surface sous la courbe de distribution T_2 est égale à l'amplitude initiale du signal de train d'écho enregistré par le CMR; (**Fig.III.22**).

En réalité, le volume mesuré par l'outil CMR (zone sensible) contient des millions de pores avec différents temps de relaxation T_2 . La surface sous la courbe de distribution est proportionnel à la porosité de formation indépendamment de la matrice puisque le signal capté par l'antenne de l'outil CMR est relié aux fluide de formation; (**Fig.III.23**). La forme de distribution T_2 peut être reliée à la distribution de la taille des pores si la relaxation de surface est dominante. La courbe de distribution de temps de relaxation T_2 est utilisée pour faire une interprétation pétrophysique.

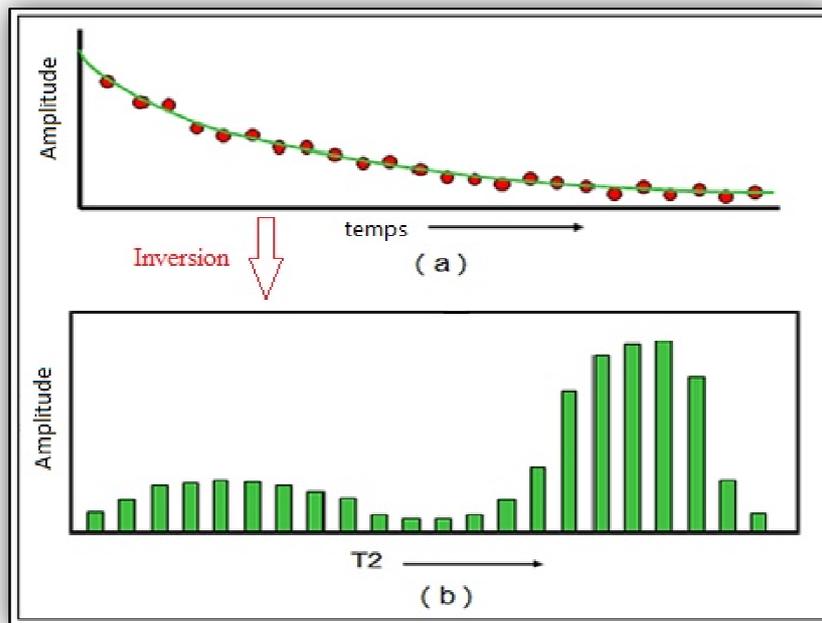


Fig.III.20: (a) variation de l'amplitude en fonction du temps, (b) courbe représentant la distribution de la taille des pores [7].

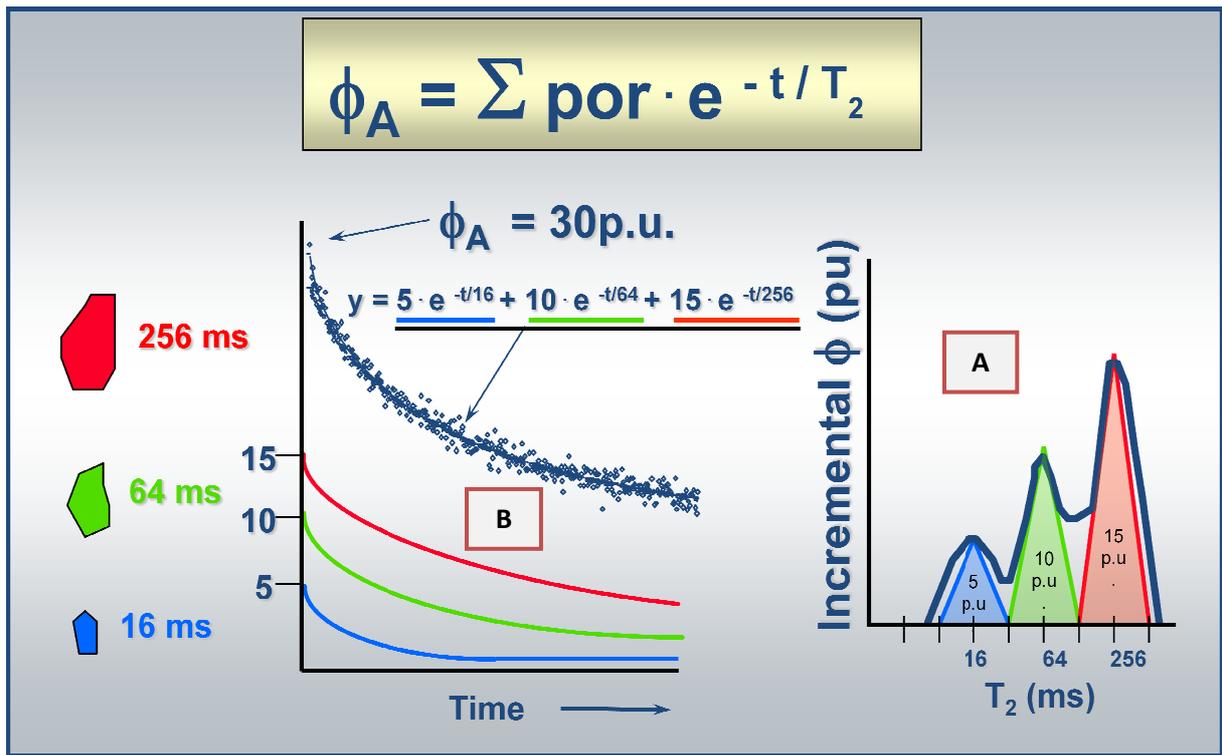


Fig.III.21: Distribution T2 pour trois pores [9].

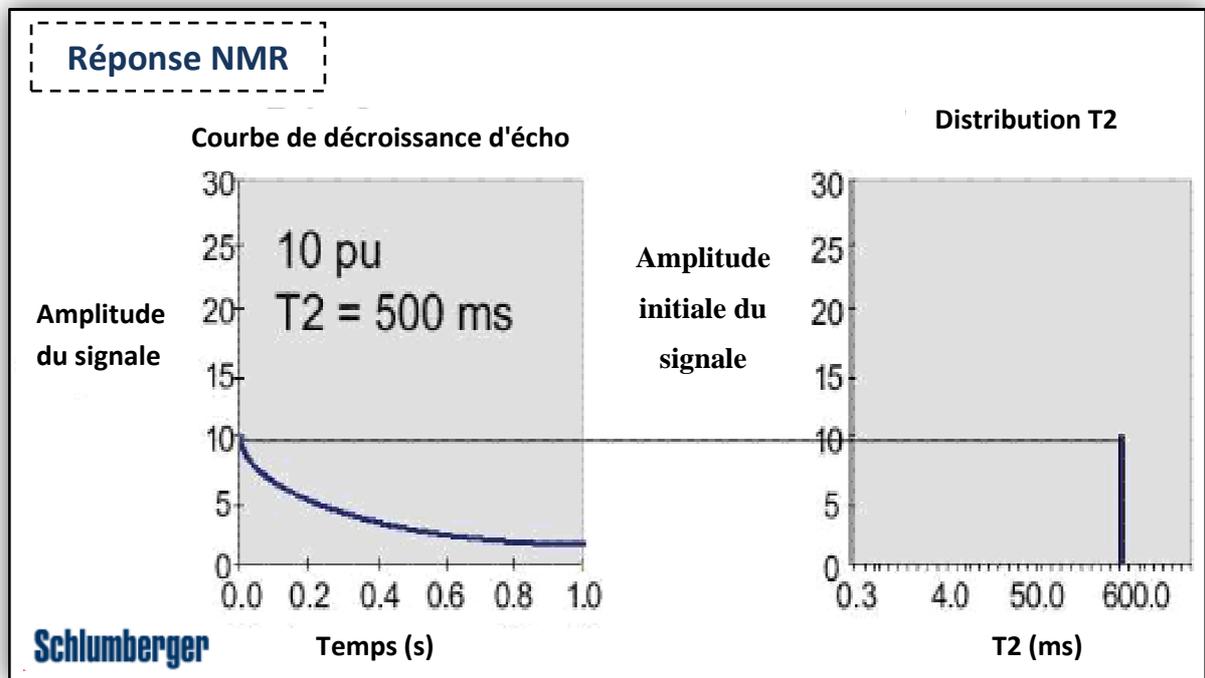


Fig.III.22: La surface sous la courbe de distribution T2 est égale à l'amplitude initiale de signal de train d'écho enregistré par l'outil CMR [2].

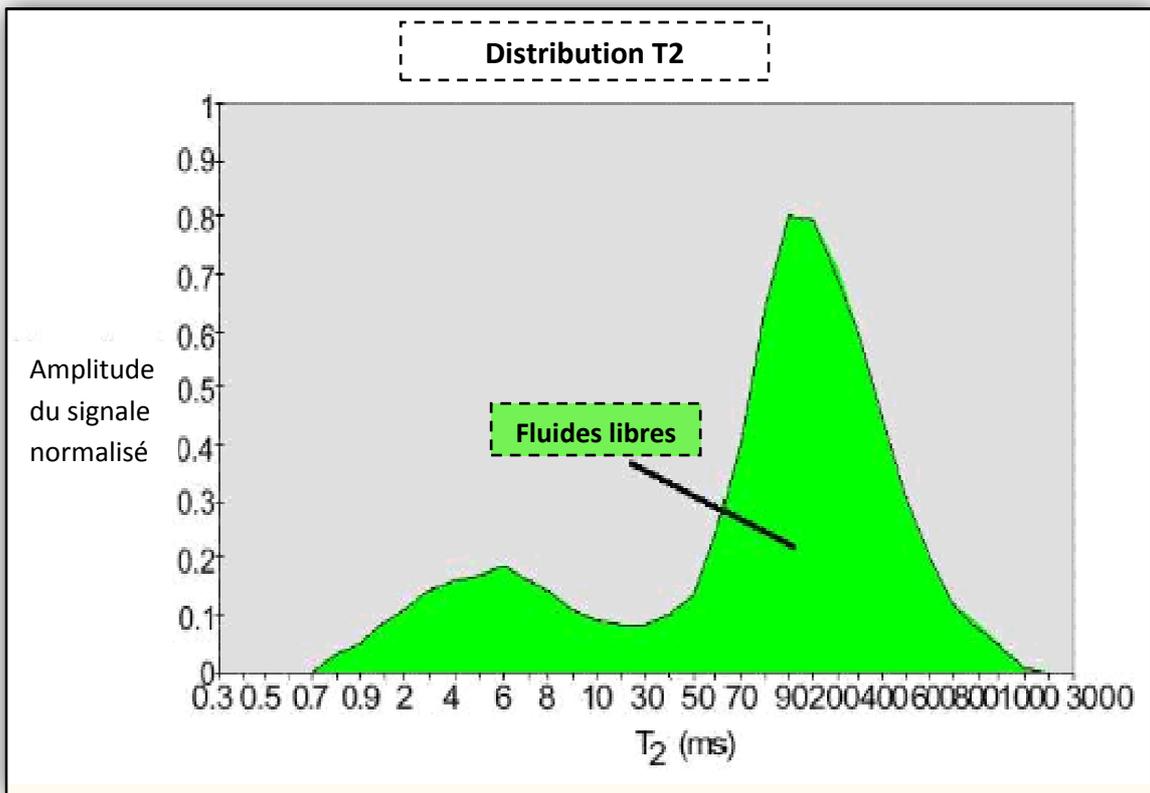


Fig.III.23: Distribution du temps de relaxation T₂ en échelle logarithmique [2].

III.7. 2. Détermination de la porosité indépendamment de la lithologie:

La porosité peut être divisée en différents composants en fonction de la taille des pores (Fig.III.24) :

- La porosité liée à l'argile, contenant de l'eau d'argile, et les petits pores dans le silt. Grâce à la structure de l'argile, l'eau d'argile est immobile et ne peut pas être produit.
- La porosité liée à l'eau capillaire, qui comprend des pores dans le grès qui sont trop petites pour que le liquide puisse circuler. dans ces pores, l'eau est immobile et maintenue en place par des forces capillaire. Le fluide dans ces pores est presque toujours de l'eau, car il ne peut pas être déplacé par les hydrocarbures
- La porosité liée aux fluides libres, qui comprend des fluides capables à circuler et d'être productible.

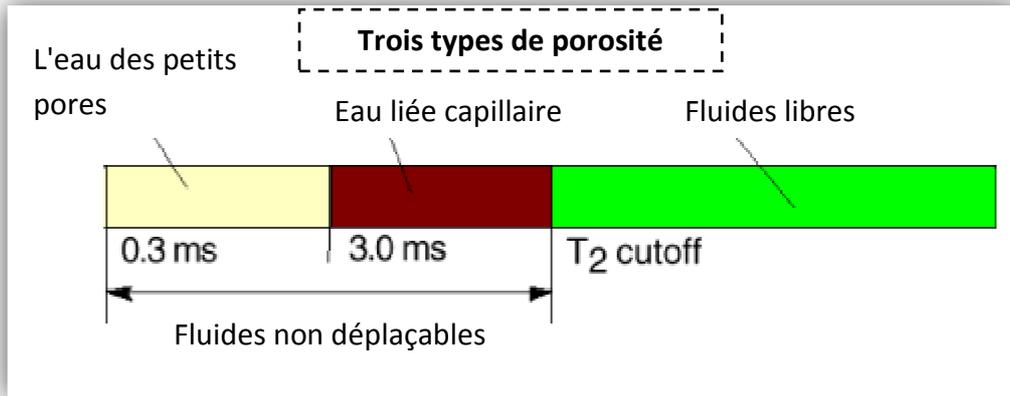


Fig.III.24: Distribution des fluides dans la porosité CMR [2].

La capacité de l'outil CMR à présenter la porosité en terme de taille des pores, rend possible l'estimation de volume de fluide productible dans la formation. La valeur de la porosité de volume de fluide libre est déterminée en appliquant un seuil (cutoff) dans la courbe de distribution T_2 , (**Fig.III.25**). Les valeurs supérieures à T_2 cutoff indiquent les pores potentiellement capables de produire, et les valeurs inférieures à T_2 cutoff indiquent des petits pores incapables de produire; (**Fig.III.25**).

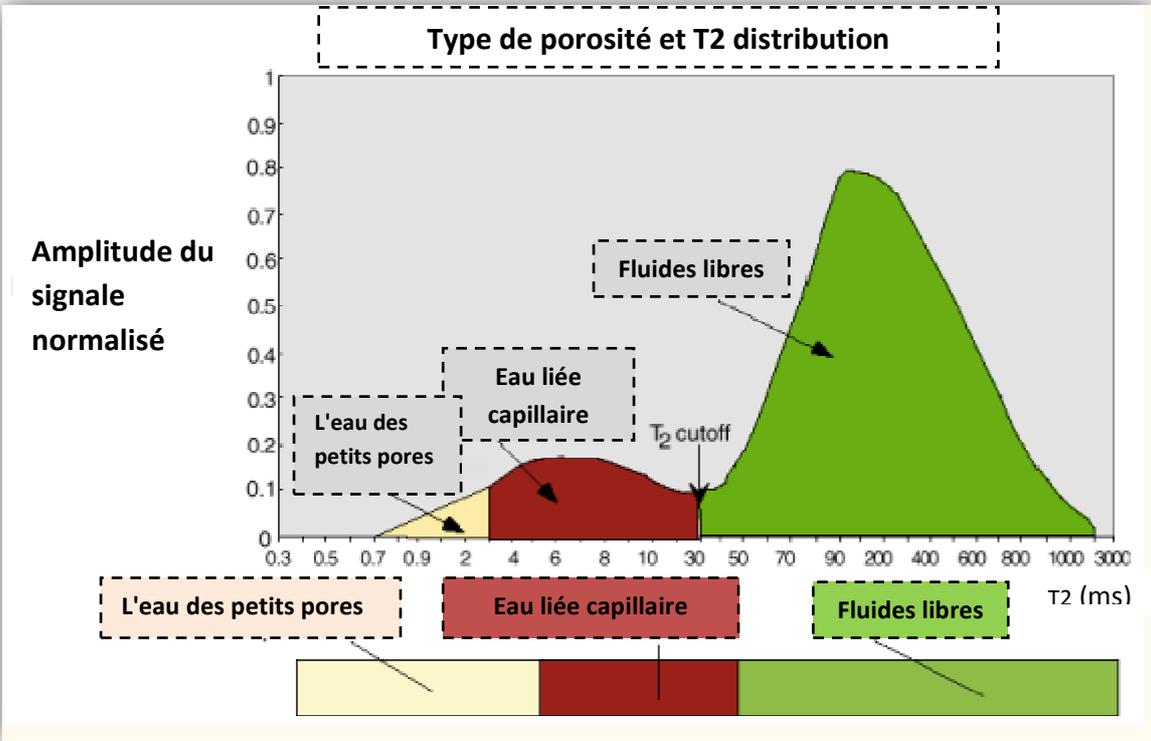


Fig.III.25: Courbe de distribution T_2 en échelle logarithmique [2].

III.7.3. Détermination de la valeur de T2 cut-off; (Fig.III.27) :

La valeur de T2 cutoff du fluide libre peut être déterminée en mesurant la distribution de la relaxation T2 sur des carottes saturés en eau avant et après qu'elles ont été centrifugées avec de l'air afin d'expulser l'eau productible (l'eau libre).

Avant la centrifugation, la distribution de relaxation correspond à l'ensemble des dimensions des pores. Après la centrifugation, la distribution de relaxation correspond à l'eau non expulsée, indiquant les fluides non productibles.

Le T2 cut-off du fluide libre est la valeur en dessous de laquelle les pores contiennent seulement des fluides non productibles; (Fig.III.26).

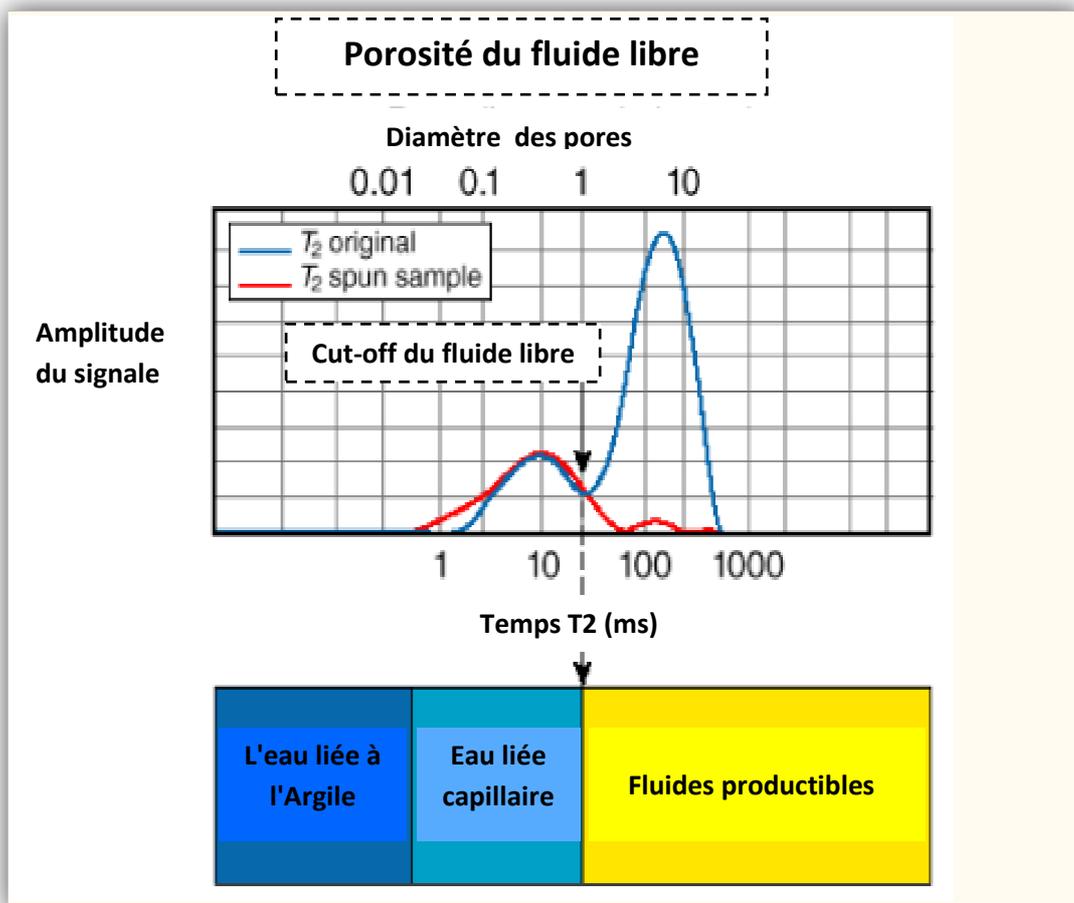


Fig.III.26: Méthode de détermination de " T2 cut-off du fluide libre " [2].

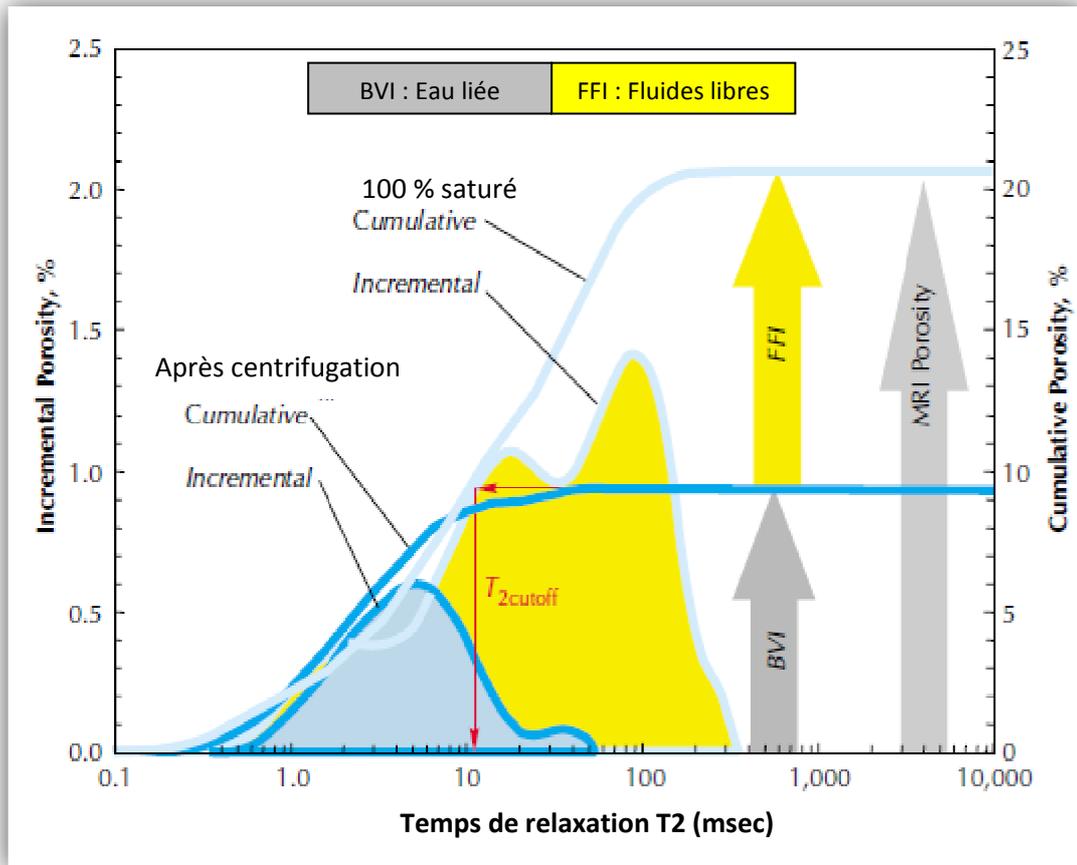


Fig.III.27: Détermination du T2 cutoff, [8].

Des observations sur de nombreux échantillons de grès ont montré qu'un T2 cutoff de 33 ms pour les distributions T2 peut distinguer entre la porosité de fluide libre et de la porosité du fluide lié (Bound Water); (**Fig.III.28**).

Pour les carbonates, le temps de relaxation a tendance à être trois fois plus long, et un T2 cutoff de 100 ms est utilisée afin de distinguer les fluides libres de l'eau liée.

Cependant, ces deux valeurs peuvent varier si la pression capillaire du réservoir diffère de 100 PSI utilisé sur les échantillons centrifugés.

Les mesures de la RMN effectuées avec l'outil CMR dans un puits ont été comparées avec succès à des mesures conventionnelles sur carottes, et avec les mesures RMN effectuées sur des carottes dans le laboratoire afin de vérifier leur exactitude; (**Fig.III.29**).

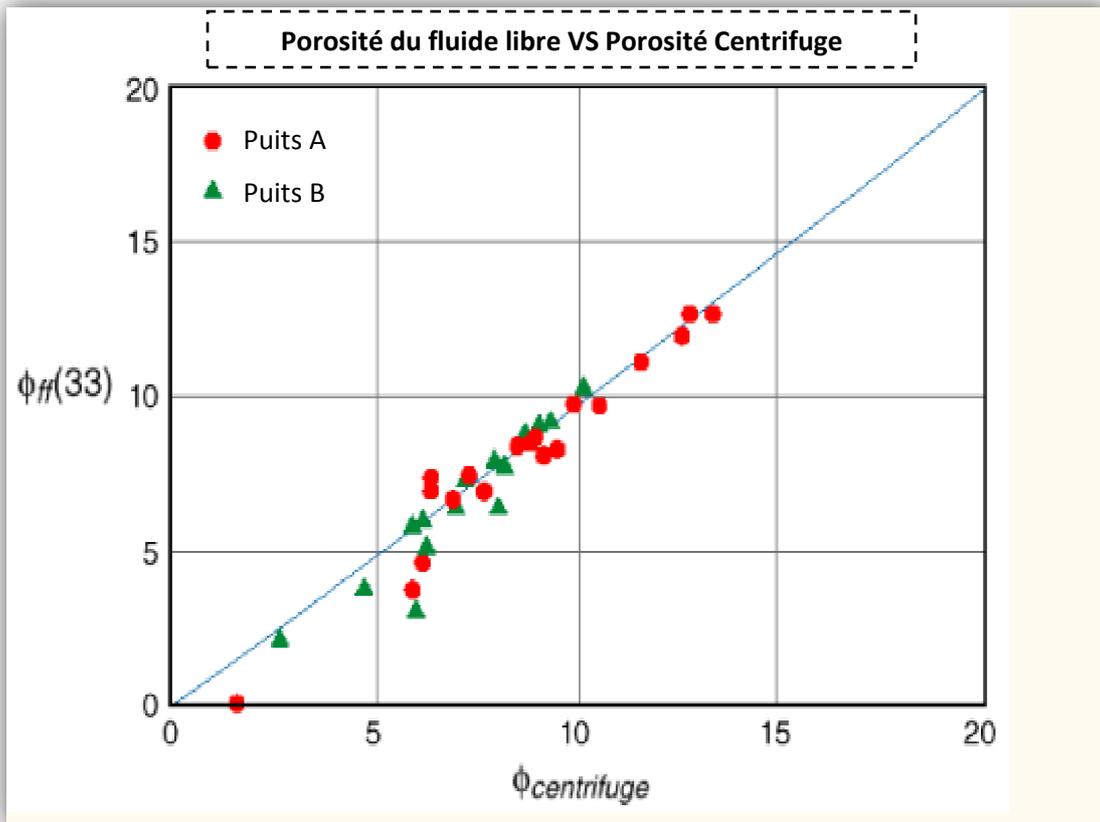


Fig.III.28, [2].

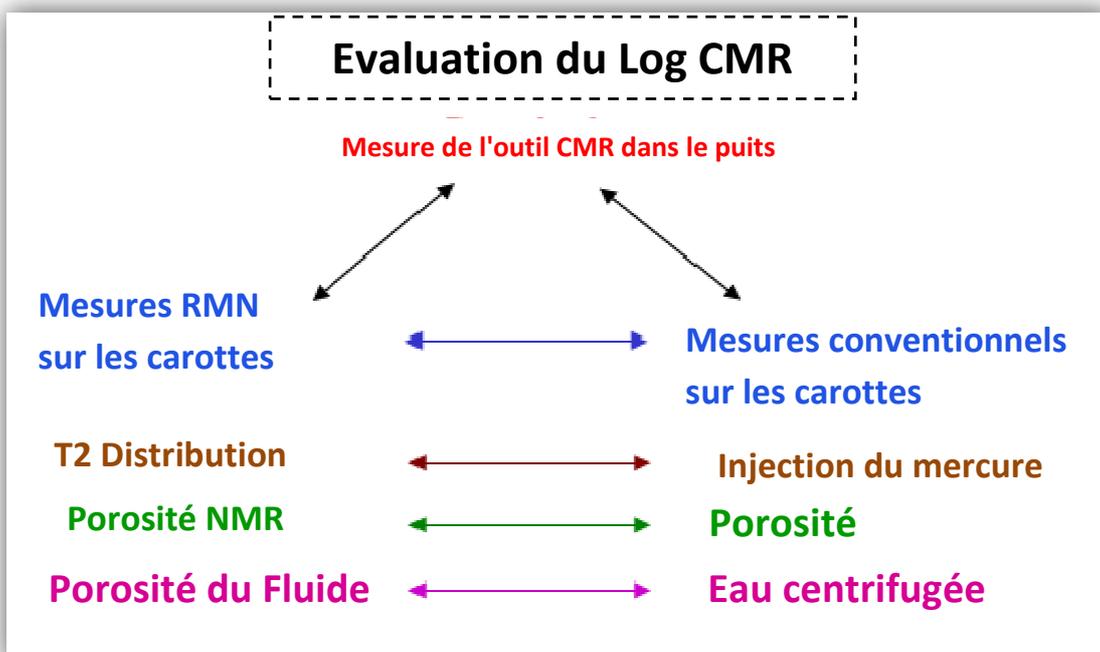


Fig.III.29 : évaluation du log CMR [2].

Un autre T2 cutoff utilisé pour distinguer l'argile de l'eau liée capillaire, ce dernier a généralement comme valeur 3 ms; (**Fig. IV.16**).

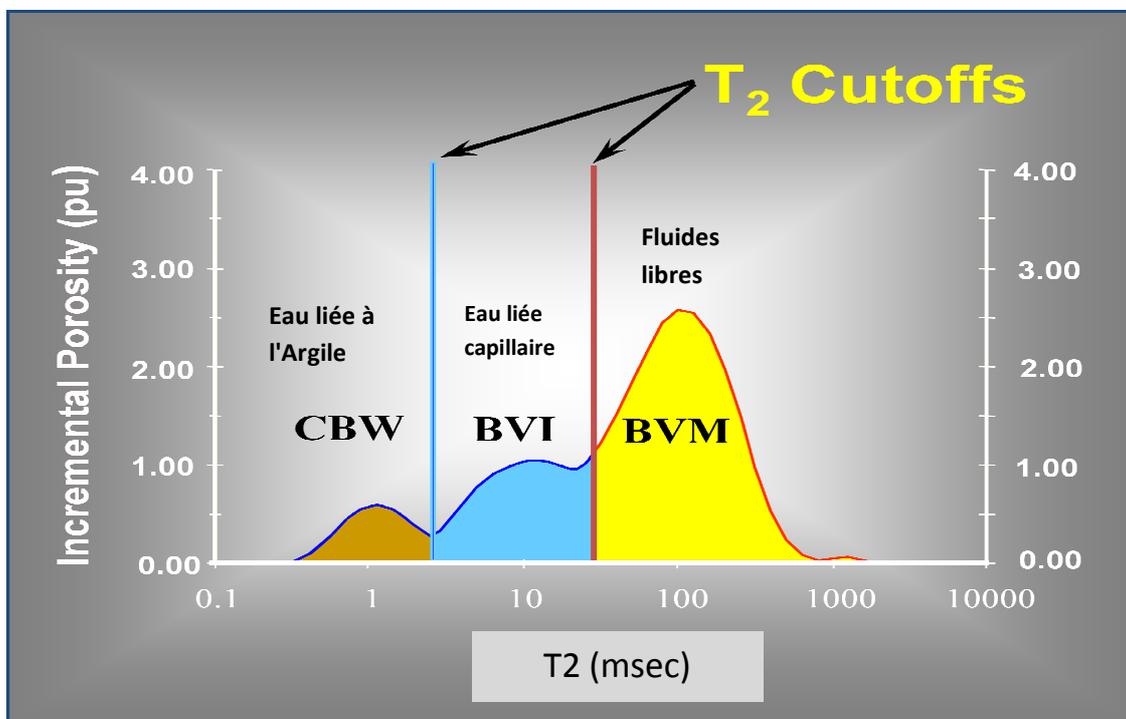
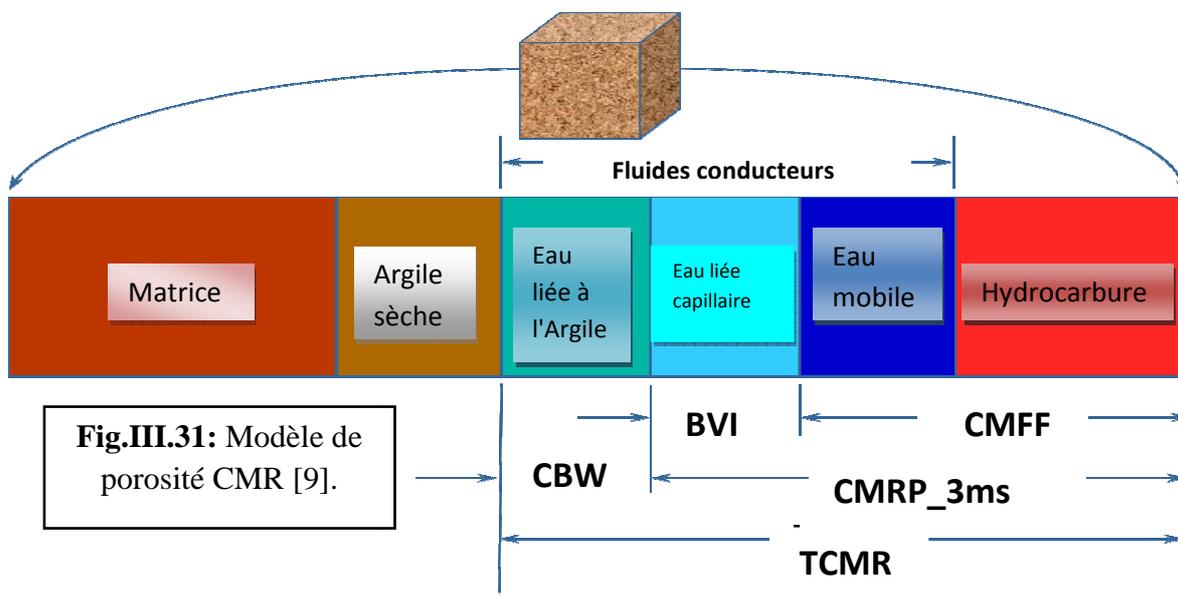


Fig.III.30: les T2 cutoff utilisés pour distinguer entre les fluides libres et liés [9].

III.7. 4. Modèle de Porosité CMR et formule utilisés (Fig.III.31) :



La polarisation totale du CMR renferme les différents fluides ainsi que l'eau liée à l'argile :

1. $CMRP_{3ms}$: la porosité effective du CMR, elle est déterminée en appliquant un T2 cutoff de 3ms pour séparer l'eau liée à l'argile des autres fluides; l'aire sous la courbe de distribution T2 à droite du cutoff 3ms donne la porosité effective; (**Fig.III.31**).

$$CMRP_{3ms} = \phi_{eff} = CMFF + BVI \quad (\text{III. 7})$$

$$CMRP_{3ms} = \phi_{eff} * (1 - Sw_{irr}) + \phi_{eff} * Sw_{irr} \quad (\text{III. 8})$$

2. BVI : volume de l'eau capillaire irréductible. Ce volume est égal à l'aire sous la courbe de distribution T2 entre les deux cut-off 3ms et 33ms; (**Fig.III.31**).

$$BVI = \phi_{eff} * Sw_{irr} \quad (\text{III. 9})$$

Avec

- Sw_{irr} : saturation de l'eau irréductible (eau capillaire).

3. CMFF : volume du fluide mobile (productible) du CMR à la valeur 33 ms pour les grès; (**Fig. IV.17**).

$$CMFF = \phi_{eff} * (1 - Sw_{irr}) \quad (\text{III. 10})$$

Avec :

- ϕ_{eff} : la porosité effective.
- Sw_{irr} : saturation de l'eau irréductible (eau capillaire).

4. CBW : Le volume de l'eau liée à l'argile (**Clay Bound Water**). L'aire sous la courbe de distribution T2 à gauche du cut-off 3ms donne le CBW; (**Fig.III.31**).

$$CBW = \phi_{Totale} * Sw_{cbw} \quad (\text{III. 11})$$

5. TCMR : c'est la porosité totale du CMR (ϕ_{Totale}) qui est indépendante de la lithologie.

$$TCMR = CMFF + BVI + CBW \quad (\text{III. 12})$$

$$TCMR = CMRP_{3ms} + CBW \quad (\text{III. 13})$$

III.7. 5.Détermination de la perméabilité :

La mesure de perméabilité constitue l'un des attraits majeurs de la résonance magnétique nucléaire. Les données de RMN sont largement utilisées pour calculer la perméabilité, cela est parce qu'il ya une corrélation directe entre la perméabilité et les paramètres suivants:

- Le rapport surface du pore/volume du pore.
- La taille des pores.
- La porosité.

Ces paramètres sont mesurés directement ou indirectement par la résonance magnétique nucléaire. Le calcul de la perméabilité est basé sur des modèles qui montrent que la perméabilité augmente avec la porosité et l'augmentation de la taille des pores. La perméabilité calculée est précise lorsqu'elle est étalonnée avec celle des carottes du réservoir étudié.

On présente les deux modèles de calcul de perméabilité :

1. Modèle SDR :

$$K_{SDR} = b \times (\phi_{CMR})^4 \times (T_{2LM})^2 \quad (III. 14)$$

2. Modèle Coates-Timur :

$$K_{TIM} = a \times (\phi_{CMR})^4 \times \left(\frac{CMFF}{BFV}\right)^2 \quad (III. 15)$$

Avec:

- $BFV = BVI + CBW$
- a et b sont des constantes obtenus empiriquement à partir des cross plots et à l'aide des données de carottage.
- T_{2LM} (ms) : La moyenne logarithmique de T2 au lieu de $\frac{CMFF}{BFV}$; (Fig.III.32).

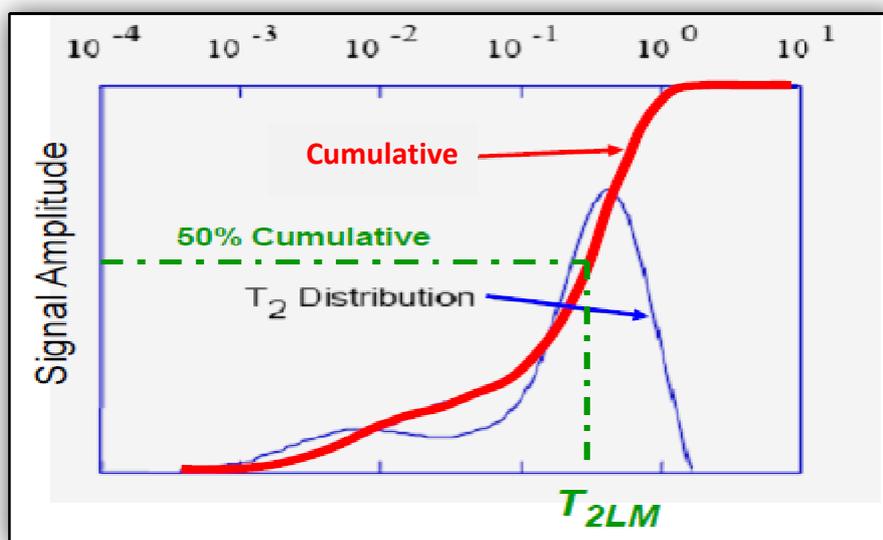


Fig.III.32: Détermination de T2LM, [10].

La comparaison entre la perméabilité CMR calibrée et les mesures réalisées sur échantillons de carottes indique clairement la validité de cette approche de la perméabilité. La RMN est sans doute la meilleure approche pour estimer la perméabilité; (Fig.III.33).

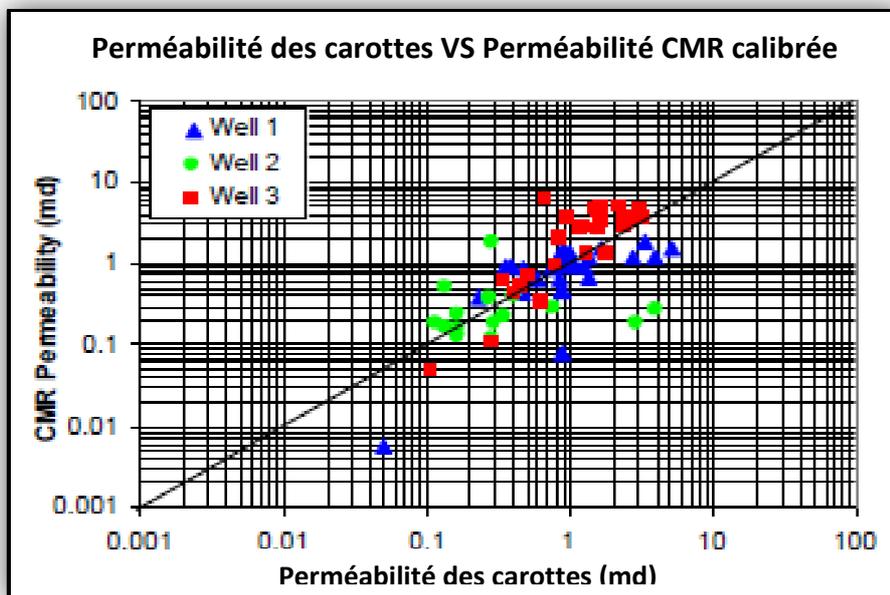


Fig.III.33: Perméabilité des carottes VS Perméabilité CMR calibrée [10].

III.7. 6. Présentation du log CMR : la distribution T2 est représentée avec la perméabilité et les porosités CMR.

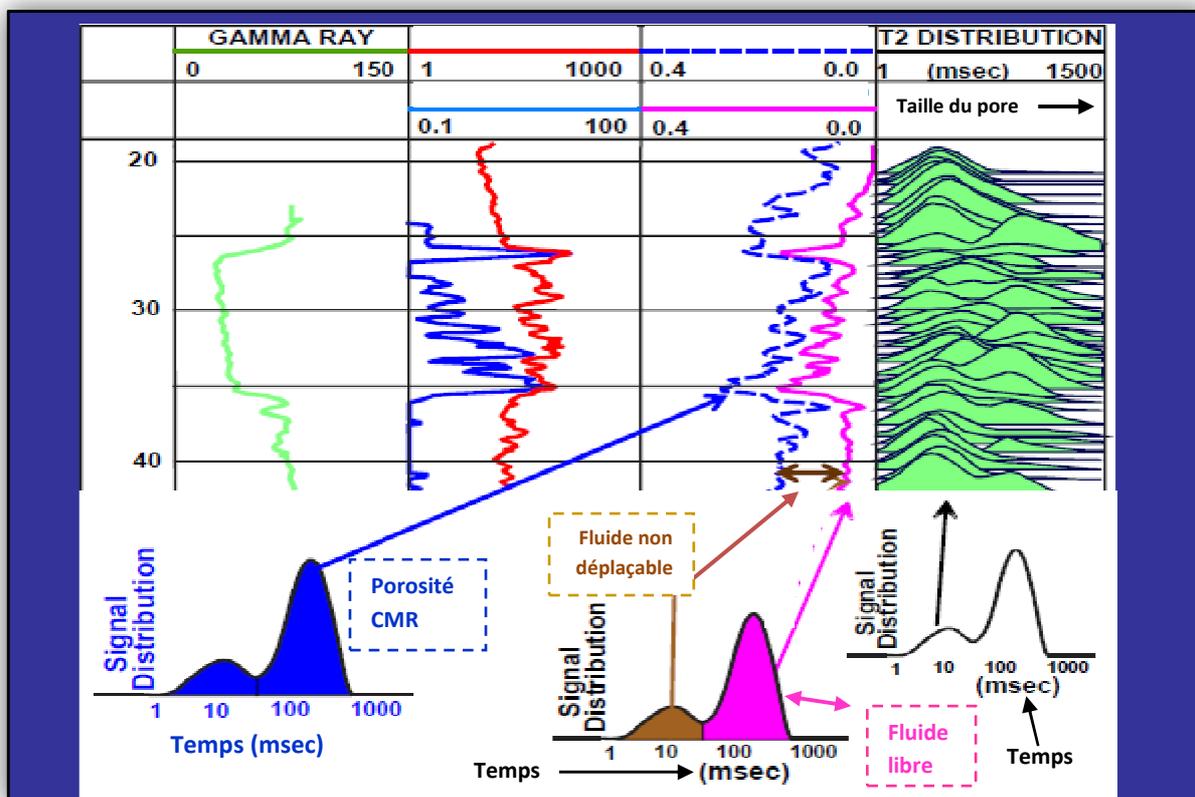


Fig.III.34: Méthode de Représentation des données CMR, [10].

Chapitre IV

Chapitre IV

Evaluation pétrophysique du réservoir cambrien, puits OMG503

Hassi Messaoud

Ce dernier chapitre est consacré entièrement à la partie pratique de notre mémoire. Premièrement, on commence par la représentation de la région d'étude ou se situe notre puits d'étude (OMG503). C'est une région dans le bassin de Hassi Messaoud dont l'objectif à étudier est le Cambro-ordovicien, (unité D1, ZPSG, R2). Par la suite on présente le logiciel Techlog qu'on utilise pour effectuer une évaluation petrophysique classique en utilisant des outils conventionnel de Diagraphie, dans lequel on utilise deux méthodes. La première méthode est dite déterministe, elle est réalisée en utilisant un module de Techlog appelé Quanti, en géophysique cette méthode est connue sous le nom de " problème directe ". La deuxième méthode est dite probabiliste, elle est réalisée par le module Quanti-Elan, elle est basée sur le principe d'inversion qui donne le modèle géologique le plus proche de la réalité et calcule le volume des minéraux et fluides présents, en géophysique cette méthode est connue sous le nom de " Problème inverse". Par la suite, on introduit un outil de diagraphie avancé de Schlumberger connue sous le nom de CMR (Combinable magnetic resonance) qui fonction par le principe de la résonance magnétique nucléaire comme on a vue dans le chapitre III, ensuite on essaye d'appliquer ce principe pour trouver la porosité totale et effective indépendamment de la lithologie, le volume des fluide libres, la description de la taille des grains, et finalement estimer la perméabilité.

IV.1. Présentation de la région d'étude :

IV.1.1. Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 Km au Sud-Est d'ALGER et à 350 KM de la frontière Algéro-tunisienne (**Figure IV.1**). Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante:

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie et, s'étend sur près de 2200 Km² de superficie.

Il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammaa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.

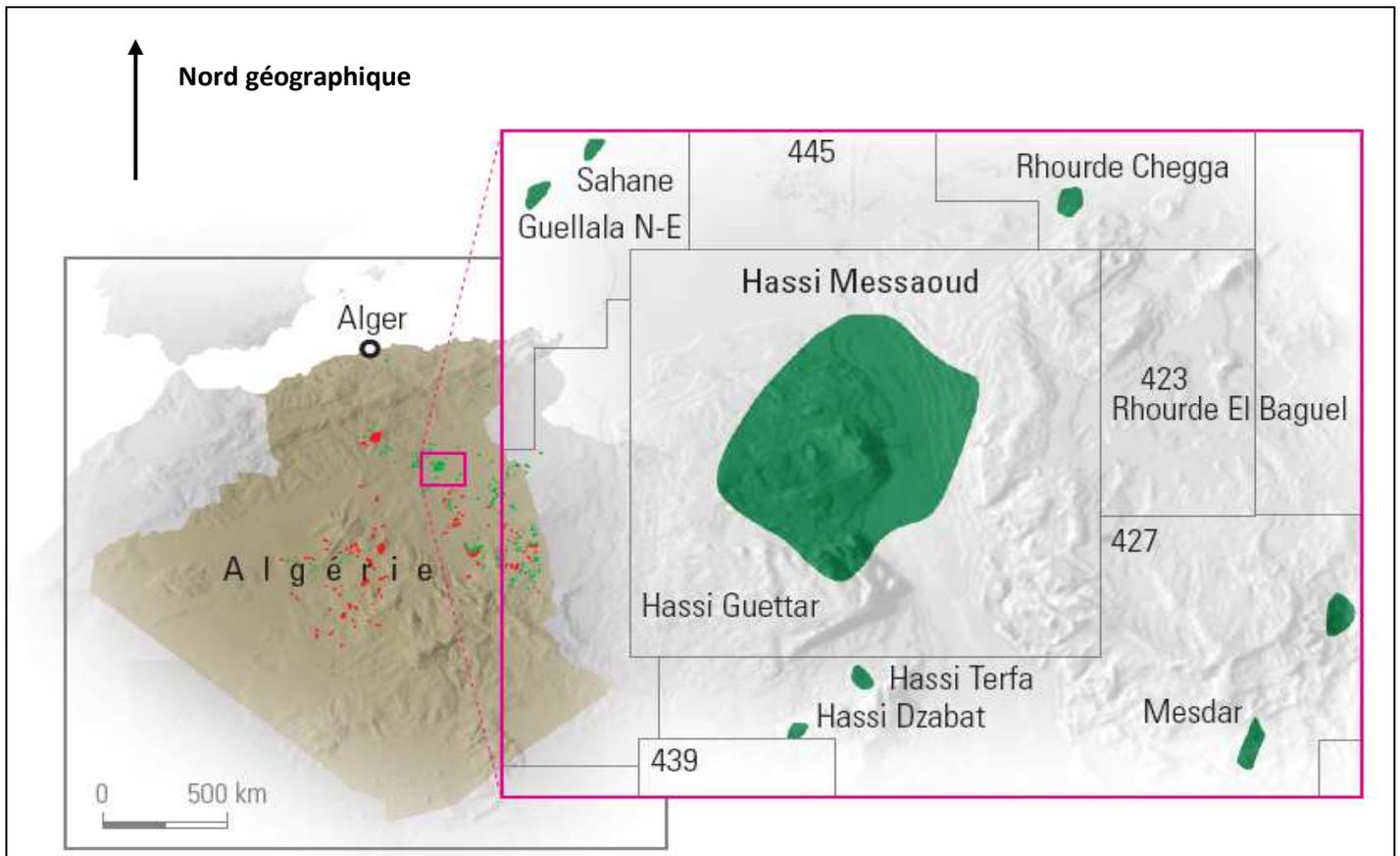


Figure IV.1: Localisation du champ de Hassi Messaoud

IV.1.2. Données stratigraphiques :

Comme le montre la figure (**Figure IV.2**), sur le champ de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont des dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours des phases Hercyniennes.

De ce fait, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

De la base au sommet on distingue :

1. Le socle précambrien:

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

2. L'infra-cambrien :

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

3. Le Paléozoïque :

Sur le socle, les formations Paléozoïques reposent en discordance sur le substratum Précambrien; c'est la Discordance Panafricaine.

Nous ne décrivons que les séries du Cambrien et de l'ordovicien qui constituent les réservoirs principaux de ce champ.

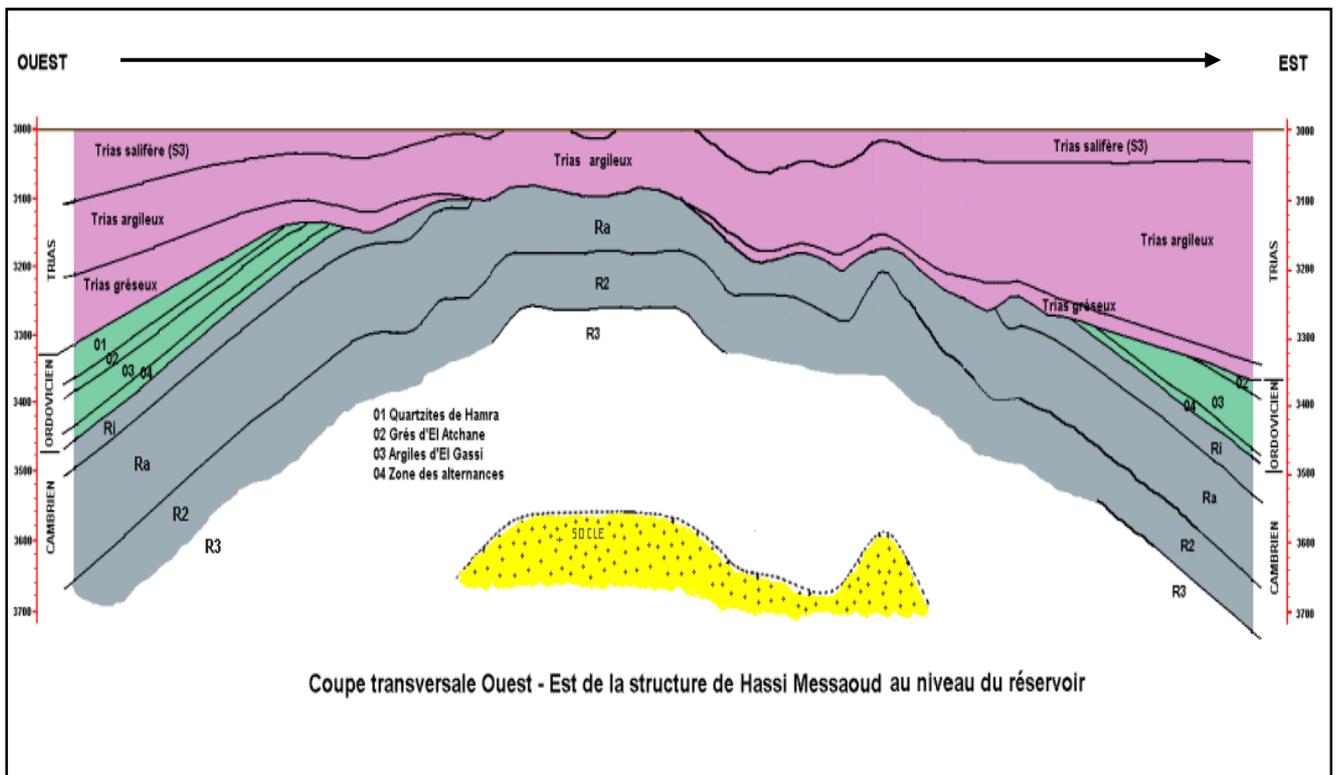


Figure IV.2 : Coupe transversale Ouest-Est de la structure de Hassi Messaoud au niveau du réservoir.

A- Le Cambrien : Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argileux, micacés.

Classiquement, on y distingue quatre (04) lithozones R3, R2, Ra et Ri.

▪ **La lithozone R3 :**

Son épaisseur moyenne est de 370m

Elle se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argiles silteuses.

▪ **La lithozone R2 :**

Son épaisseur moyenne est de 100m.

Elle se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts.

▪ **La lithozone Ra :**

Son épaisseur moyenne est de 125m.

Elle se compose de grès à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de cette unité.

▪ **La lithozone Ri :**

Son épaisseur moyenne est de 42m, mais elle est souvent incomplète. Elle se compose de grès quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites. Les unités R3et R2 sont d'origine fluviale certaine. Les unités Ra et Ri montrent des structures de milieu littoral.

B- L'Ordovicien : On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

▪ **La zone des alternances :**

Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Elle est désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées argileuses alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.

▪ **La formation des argiles d'El-Gassi :**

Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts de plateforme marine plus ou moins profonde. Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-ouest du champ de Hassi-Messaoud.

▪ **Les grés d'EL Atchane :**

Leur épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

▪ **Les quartzites de Hamra :**

L'épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

Ces formations sont tronquées par la Discordance Hercynienne sur laquelle reposent les séries Mésozoïques).

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION	
CZ	MIO PLOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122	CALCAIRE	
MESOZOIQUE	SENONIEN	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
		SALIFERE	149	SEL MASSIF	
	TURONIEN		112	CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
	APTIEN		24	DOLOMIE	
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
	DOGG	ARGILEUX		107	ARGILE, MARNE
		LAGUNAIRE		211	ANHYDRITE, DOLOMIE
	LIAS	LD1		66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1		90	SEL, ANHYDRITE
LD2			55	DOLOMIE, MARNE	
LS2			58	SEL MASSIF	
LD3			31	DOLOMIE, MARNE	
SALIF	TS1		46	ANHYDRITE, ARGILE	
	TS2		189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE	
	TS3		202	SEL MASSIF	
ARGILEUX		113	ARGILE		
GRESEUX		0 à 35	GRES, ARGILE		
ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE		
PALEOZOIQUE	Quartzites de Hamra		75	Grès très fins	
	Grès d'El-Atchane		25	Grès fins glauconieux	
	Argiles d'El-Gassi		50	Argile verte ou noire	
	Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles	
	R Isométriques		42	GRES Isométriques, Silts	
	R Anisométriques		125	GRES Anisométriques, Silts	
	R 2		100	GRES Grossiers, Argile	
	R 3		370	GRES Grossiers, Argiles	
PROTEROZOIQUE	Infra Cambrien		45	GRES Argileux rouge	
	SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Figure IV.3 : Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (SH.DP-Irara)

IV.1.3. Données stratigraphiques : Aspect pétrolier :

1. La roche mère:

Silurien

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riche en matière organique et d'une épaisseur qui varie de 20 à 70m.

Actuellement, on peut dire qu'après la migration 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.

2. Roche réservoir:

Les réservoirs principaux sont l'ordovicien et le cambrien.

Ordovicien: (Quartzites de Hamra)

Ce sont des grès quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massif, compacts et durs et sont caractérisés par des fissures subverticales à subhorizontales semi ouvertes à fermées.

Cambrien:

Le réservoir cambrien regroupe les unités Ri et Ra.

3. Roche couverture:

La couverture régionale est assurée par les séries argilo-salifères du Trias et du Lias pour les réservoirs ordoviciens. Localement les argiles d'El Gassi constituent une couverture pour réservoir cambrien Ri et Ra.

IV.2. Logiciel utilisé « Techlog » :

Le Techlog est un logiciel de Schlumberger qui comporte une plateforme unique, capable de supporter tous les types de formats de données, et nous permet d'effectuer des interprétations petrophysiques, géologique, réservoir, et géophysique.

Techlog est doté d'une structure permettant ainsi d'utiliser plusieurs applications de traitement appelées « modules ». Dans notre étude on utilise deux modules permettant de faire une évaluation petrophysique, le premier module dit Quanti qui est basé sur la méthode direct de calcul, le deuxième est appelé Quanti Elan qui est basé sur la méthode d'inversion.

IV.3. Module Quanti :

On utilise ce module principalement pour les interprétations petrophysique classiques, en appliquant les méthodes standard pour le calcul du volume d'argile, les différentes porosités totales et effectives, et pour avoir la saturation et la perméabilité. De plus, il est possible de calculer les propriétés du fluide de formation, telles que sa résistivité, sa salinité et sa température.

Ce processus d'interprétation peut être sauvegardé et réutilisé pour l'appliquer sur des données nouvelles.

Ce module intègre aussi un contrôle de qualité de l'enregistrement obtenu, qui permet de vérifier s'il y a des effets de la géométrie du trou de sonde, de marquer et de traiter les effets environnementaux (tension du câble, barite, les cavités).

IV.4.Évaluation des paramètres petrophysique en utilisant la méthode déterministe Quanti :

La méthode déterministe Quanti consiste à faire une interprétation petrophysique classique à partir de l'analyse des différents logs dont les données sont chargées sur le logiciel Techlog.

Le but majeur d'une interprétation pétrophysique est le calcul de la saturation en eau, pour en arriver, cela nécessite la détermination de certains paramètres liés au réservoir et aux fluides qu'il renferme.

Afin de faire une interprétation petrophysique en utilisant le logiciel Techlog, la première étape consiste à charger les data du puits OMG-503 qui sont sous format LAS. On vérifie ensuite les unités des différents logs et les échelles utilisées.

La deuxième étape a pour but de procéder à un contrôle de qualité afin de vérifier la fiabilité des logs enregistrés et de définir les logs affectés par les conditions du trou.

La bonne qualité des données est confirmée le long de la colonne de la phase 6". On commence l'évaluation petrophysique par une analyse qualitative, suivie par une analyse quantitative.

IV.4.1. Analyse qualitative:

Le module «LogView» permet de visualiser les données sous forme d'un log composite représenté sur la (figure IV.4).

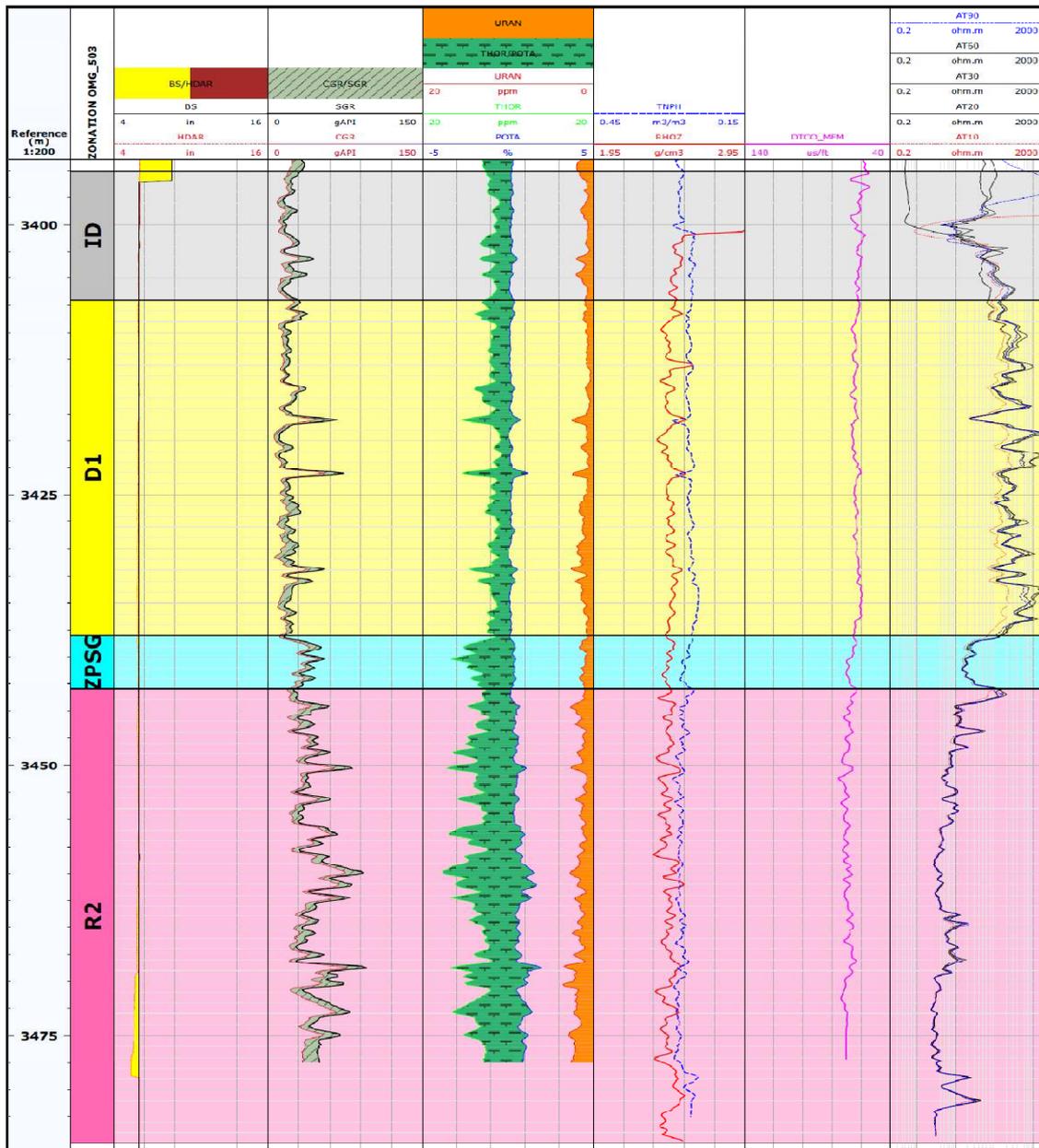


Figure IV.4 : Représentation du Log composite des diagraphies.

Les courbes du caliper (HDAR) et le bit-size (BS) sont parfaitement superposées ce qui signifie l'absence des cavités le long du puits et cela est traduit par une bonne qualité des données du log densité qui est souvent affecté par la présence des cavités.

Le log de la radioactivité naturelle (SGR) présente des faibles valeurs dans les réservoirs (ID) et (D1) par contre le réservoir (D2) se manifeste par des intercalations de bancs de fortes valeurs de radioactivité.

Le log électrique deep (AT90) donne des fortes valeurs de résistivité dans les niveaux (ID) et (D1) et sachant que la boue utilisée est à base d'huile on peut conclure que ces deux niveaux sont pétrolifères; la courbe de la (AT90) et la courbe de la (AT10) montrent une séparation, cela signifie que le processus de l'invasion a pris lieu et les deux niveaux sont perméables.

En dessous de D1, on remarque une chute considérable de la valeur de résistivité malgré que le réservoir est propre, cette chute n'est pas liée à l'argile mais une indication du passage de la zone pétrolifère vers la zone aquifère; c'est la zone de passage.

Le niveau (D2) se manifeste par la présence des bancs argileux qui sont révélés par leurs fortes radioactivités. Cela est traduit par une chute de la valeur de résistivité à cause de l'eau conductrice qu'ils renferment et une superposition de la courbe (AT90) et la courbe (AT10) induite par l'absence du phénomène de l'invasion.

Les zones caractérisées par des faibles valeurs de radioactivité montrent l'existence du phénomène de l'invasion avec des valeurs de (AT90) plus forte que celles de (AT10), ce qui est expliqué par la présence des hydrocarbures.

Le niveau (D2) est un réservoir argileux.

D'après cette brève interprétation qualitative on peut conclure que les données de différentes diagraphies sont fiables et les différents logs sont corrélables.

IV.4.1.1.Détermination du type d'argile:

Selon le mode de distribution, on distingue trois types d'argile, (laminée, dispersée et structurale). Un cross plot permet de visualiser la relation densité-neutron dans un abaque triangulaire ($\Phi_N - \Phi_D$), (voir **Fig. IV.5**), Le nuage des points indique que les argiles sont du type dispersées.

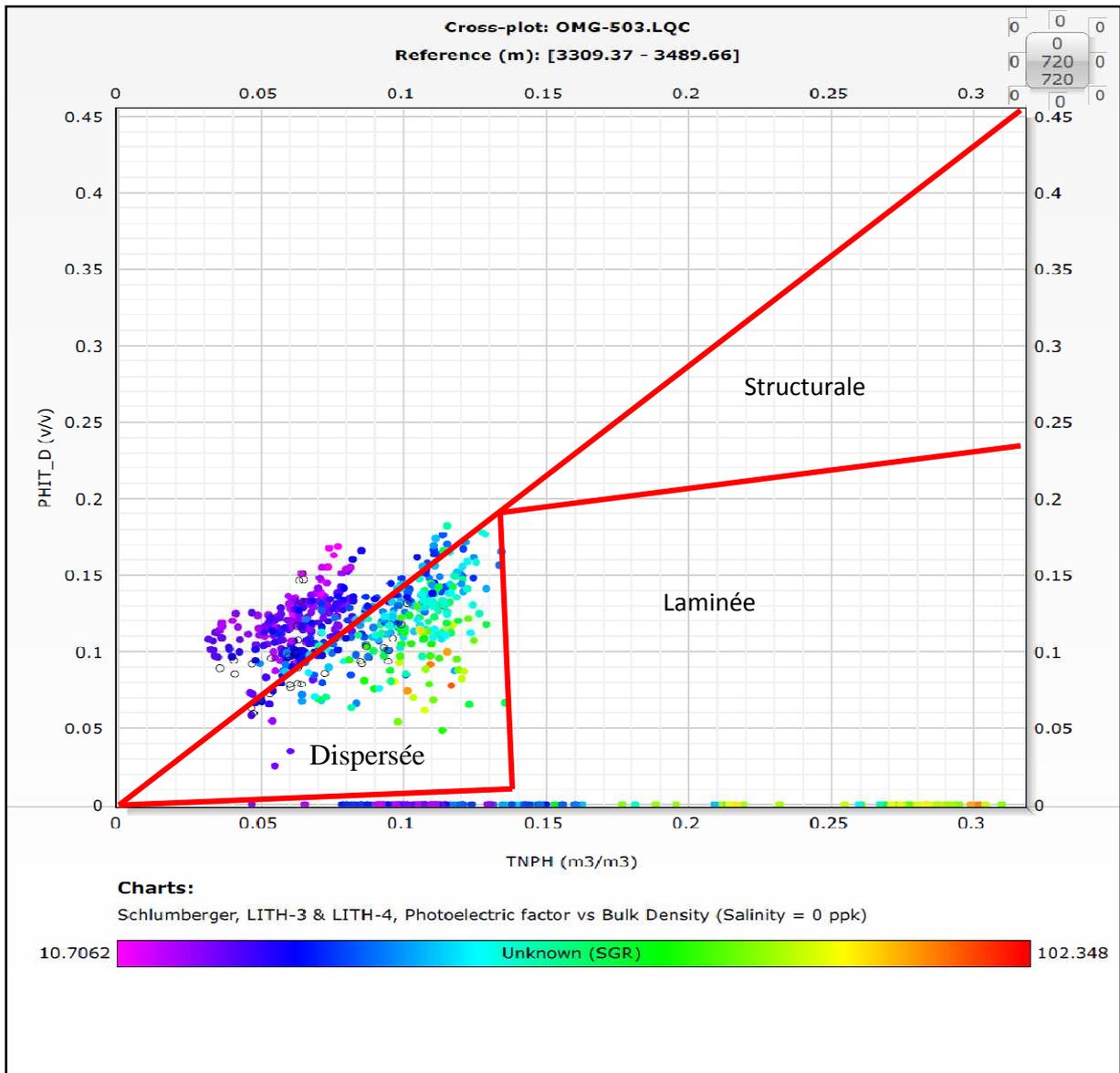


Fig. IV.5: détermination de la lithologie par le cross plot ($\Phi_N - \Phi_D$)

IV.4.1.2. Détermination de la lithologie:

La lithologie peut être déterminée par les différents cross plots en cas d'absence d'outils capables de révéler la lithologie des formations traversées, comme l'outil ECS qui donne la minéralogie du réservoir et le volume de chaque minéral. Pour en aboutir à déterminer la lithologie de notre réservoir on s'est servi du cross plot ($\Phi_N - \rho_b$), (voir **Fig. IV.6**).

Le cross plot ($\Phi_N - \rho_b$) montre que le nuage des points se concentre sur la droite caractéristique des grés (Sandstone) avec une faible valeur de porosité et de radioactivité, cela permet d'en déduire que la matrice est principalement gréseuse.

On constate un déplacement des points vers la droite et se concentrent sur la droite caractéristique des calcaires (limestone) avec des valeurs de radioactivité et de porosité relativement élevées. Cela renseigne sur l'existence des bancs argileux.

D'après l'analyse du cross plot ($\Phi_N - \rho_b$), (**Fig. IV.6**), et les résultats de l'analyse du log composite, (**Fig. IV.4**). On conclut que le réservoir est gréseux, compact à huile.

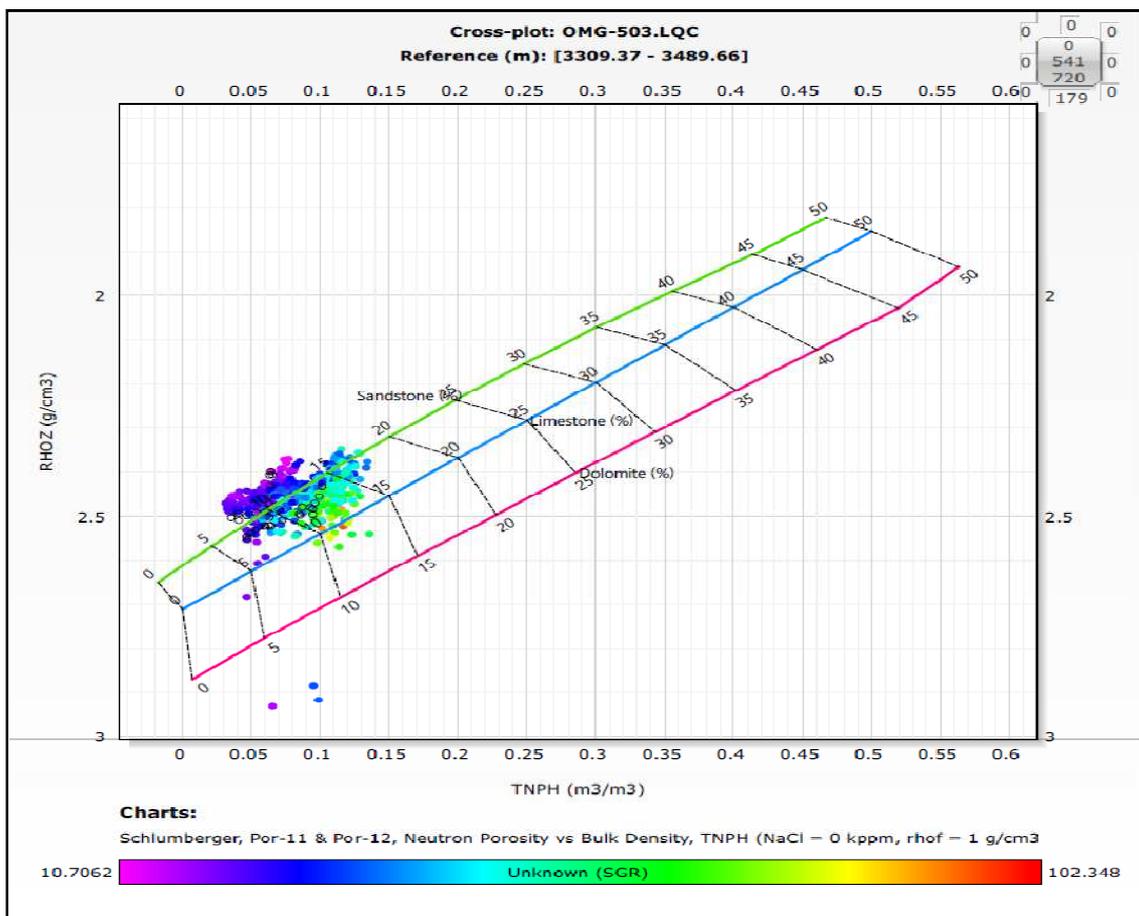


Fig. IV.6. Le cross plot ($\Phi_N - \rho_b$) utilisé pour déterminer de la lithologie.

IV.4.2. Interprétation quantitative:

L'interprétation quantitative a pour objet d'évaluer quantitativement les paramètres pétrophysique des formations pour pouvoir enfin de calculer la saturation en eau.

IV.4.2.1. Détermination des paramètres d'argile:

IV.4.2.1.1. Les paramètres d'argile:

Les paramètres des argiles sont lus directement sur les différents logs enregistrés, la lecture est faite en face de la couche d'argile ayant une épaisseur la plus importante, la moins cavée et présentant une courbe GR régulière.

Les paramètres sont présentés dans le **tableau IV.1**.

GR_{max}	GR_{min}	Φ_{Nsh}	ρ_{bsh}	Φ_{Dsh}	Δ_{Tsh}	Φ_{Ssh}
95 API	10 API	11%	2.52 g/cm ³	6%	68.14 μ s/ft	10%

Tableau IV.1. Les paramètres argileux utilisés.

Avec:

$$\Phi_{Dsh} = \frac{\rho_{bsh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} = \frac{2.52 - 2.65}{1 - 2.65} = 6\%$$

$$\Phi_{Ssh} = \frac{\Delta_{Tsh} - \Delta_{Tma}}{\Delta_{Tf} - \Delta_{Tma}} = \frac{68.14 - 55}{189 - 55} = 10\%$$

IV.4.2.1.2. Le calcul du volume d'argile:

Les argiles se caractérisent par leur forte valeur de porosité et une importante conductivité électrique grâce à l'eau qu'elles contiennent, le volume d'argile existant dans la formation affecte considérablement la résistivité et les différents paramètres petrophysiques.

Le calcul du volume d'argile est très essentiel afin de connaître si la formation est propre ou argileuse; les paramètres petrophysiques doivent être corrigés de l'effet de l'argilosité avant de procéder au calcul de la saturation.

On utilise la méthode Gama-Ray pour le calcul du volume d'argile.

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{max}}{GR_{min} - GR_{max}} \quad (IV.1)$$

IV.4.2.2. Calcul des paramètres matriciels et de l'eau de formation:

La détermination des paramètres matriciels est faite en se servant des différents cross plots, ces paramètres sont très indispensables pour l'estimation des porosités et la saturation en eau. Le cross plot ($\Phi_N - \rho_b$) a montré que la matrice est gréseuse, la densité et le temps de transit sont déterminés par les cross plots ($\frac{1}{R_t} - \rho_b$), (**Fig. V.7**) et ($\frac{1}{R_t} - \Delta_{Tb}$), (voir **Fig. IV.8**), respectivement.

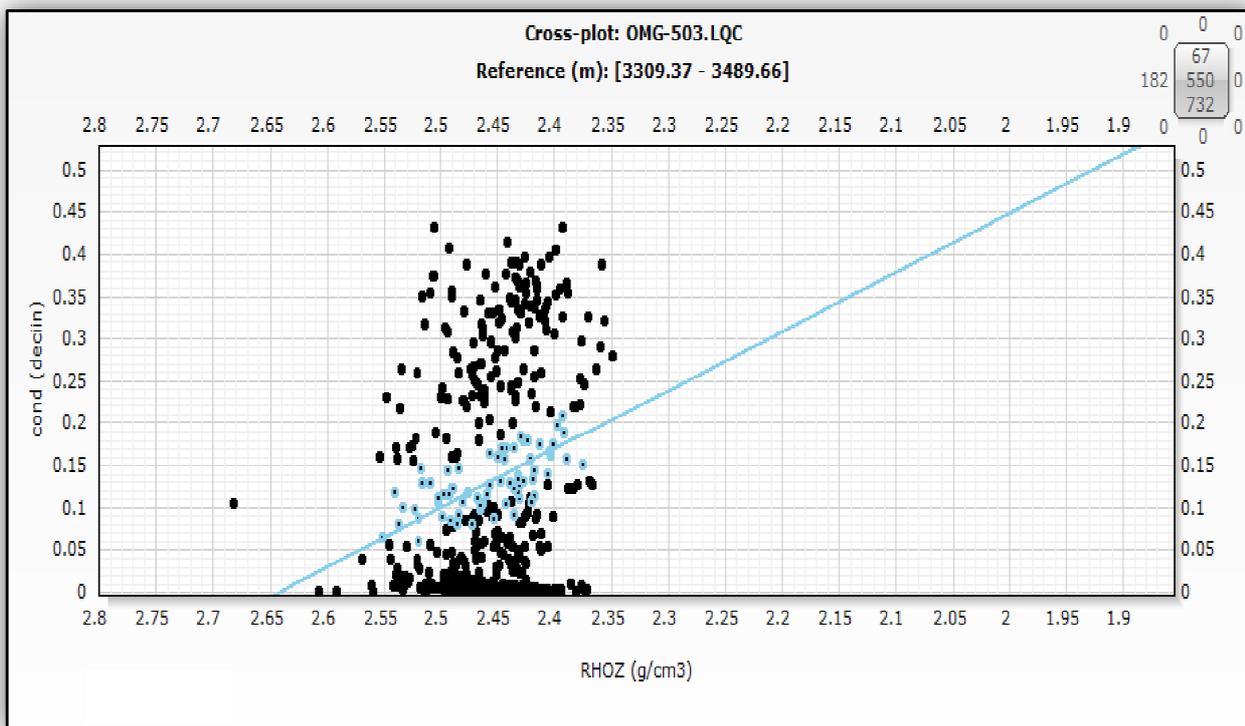


Fig. IV.7: détermination de la densité de la matrice par le cross plot $(\frac{1}{R_t} - \rho_b)$.

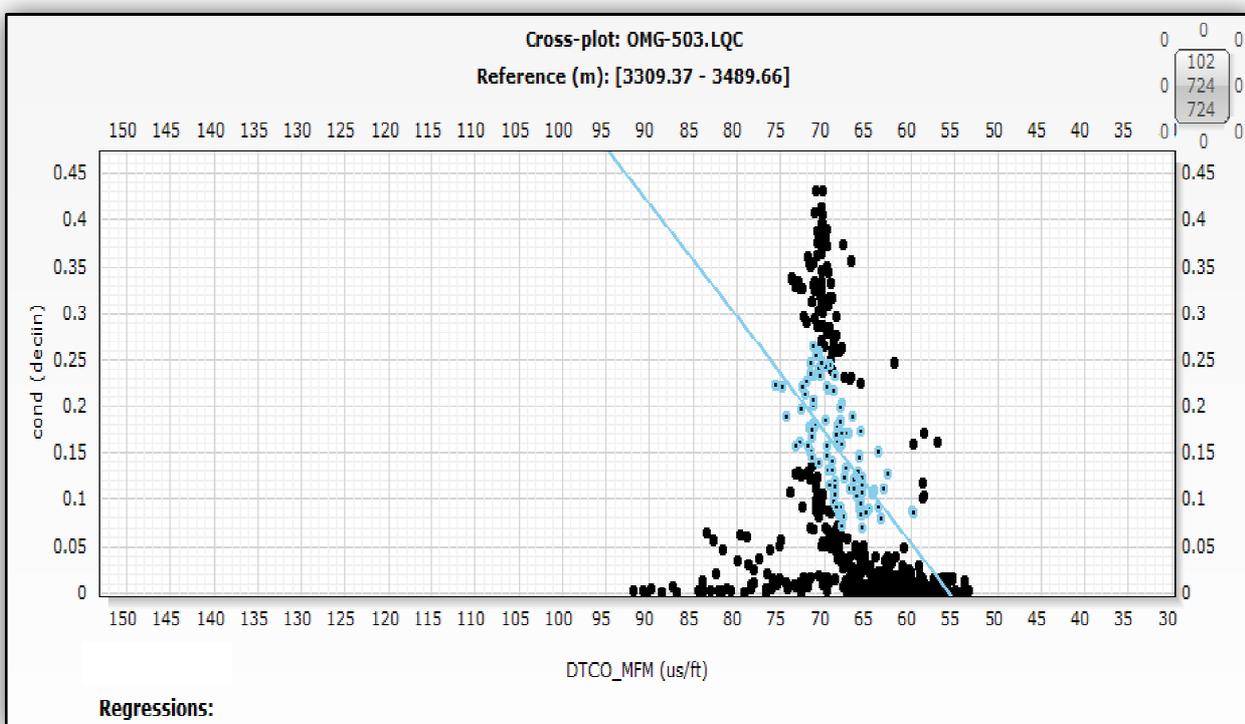


Fig. IV.8: détermination du temps de transit de la matrice par le cross plot $(\frac{1}{R_t} - \Delta_{Tb})$

Les paramètres matriciels déterminés sont présentés dans le tableau **VI.2**.

ΔT_{ma}	ρ_{ma}	ρ_f	ΔT_f
55 $\mu\text{s/ft}$	2.65 g/cm^3	1 g/cm^3	189 $\mu\text{s/ft}$

Tableau IV.2. Les paramètres matriciels.

IV.4.2.3. Calcul des différentes porosités:

Les trois types de porosité (Φ_N , Φ_D , Φ_S), doivent être corrigés de l'effet de l'argile.

IV.4.2.3.1. Porosité densité Φ_D :

La porosité de densité est calculée en exploitant la mesure de densité représentée par le log DTCO_MFM. Sa valeur est obtenue en utilisant l'équation (II.2), cette valeur est ensuite corrigée de l'effet de l'argile à l'aide de l'équation (II.3).

IV.4.2.3.2. Porosité neutron Φ_N :

La valeur de la porosité neutron est lue directement sur le log TNPH mesuré par l'outil APLC, cet outil est calibré dans les calcaires, une simple correction en ajoutant 3% pour la valeur lue la rend compatible pour les grès. Cette porosité est ensuite corrigée de l'effet de l'argile en utilisant l'équation (II.5).

IV.4.2.3.3. Porosité sonique Φ_S :

La porosité sonique est calculée en exploitant le log DTCO_MFM à l'aide de l'équation (II.6), la valeur est corrigée de l'effet d'argile en utilisant l'équation (II.7).

IV.4.2.3.4. Porosité effective Φ_e :

La porosité effective est déterminée en combinant la porosité neutron et la porosité densité. Il existe deux formules pour calculer la porosité effective, le choix de la formule se fait selon le type du saturant.

- Pour des formations pétrolifères et aquifères on utilise:

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{Nc} + \Phi_{Ds}}{2} \quad (\text{IV. 2})$$

- Pour des formations gazifière on utilise:

$$\Phi_e = \frac{2\Phi_{Nc} + 7\Phi_{Ds}}{9} \quad (\text{IV. 3})$$

IV.4.2.4. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w :

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre très important pour la détermination de la saturation en eau S_w , la résistivité de l'eau de formation est déterminée à l'aide de l'abaque GEN-9. L'abaque GEN-9 permet de trouver la valeur de la résistivité de l'eau de formation en introduisant la valeur de la salinité et la valeur de la température.

La valeur de la salinité est connue et elle égale à 110 kppm, la température est calculée dans le module "precomputations" (formation temperature), en utilisant la méthode BLI/TLI.

Inputs	Zonation	Parameters															
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	Temperature Method	Temperature Gradient	Temperature Gradient unit	TLI	TLI unit	BLI	BLI unit	TLT	TLT unit	BLT	BLT unit
1	OMG-503	DATA	ALL	3309.366	3486.913	TLI/BLI	0.03	degC/m	0	m	3486.91	m	20	degC	119	degC	

Fig. IV.9 : les paramètres utilisés dans le calcul de la température.

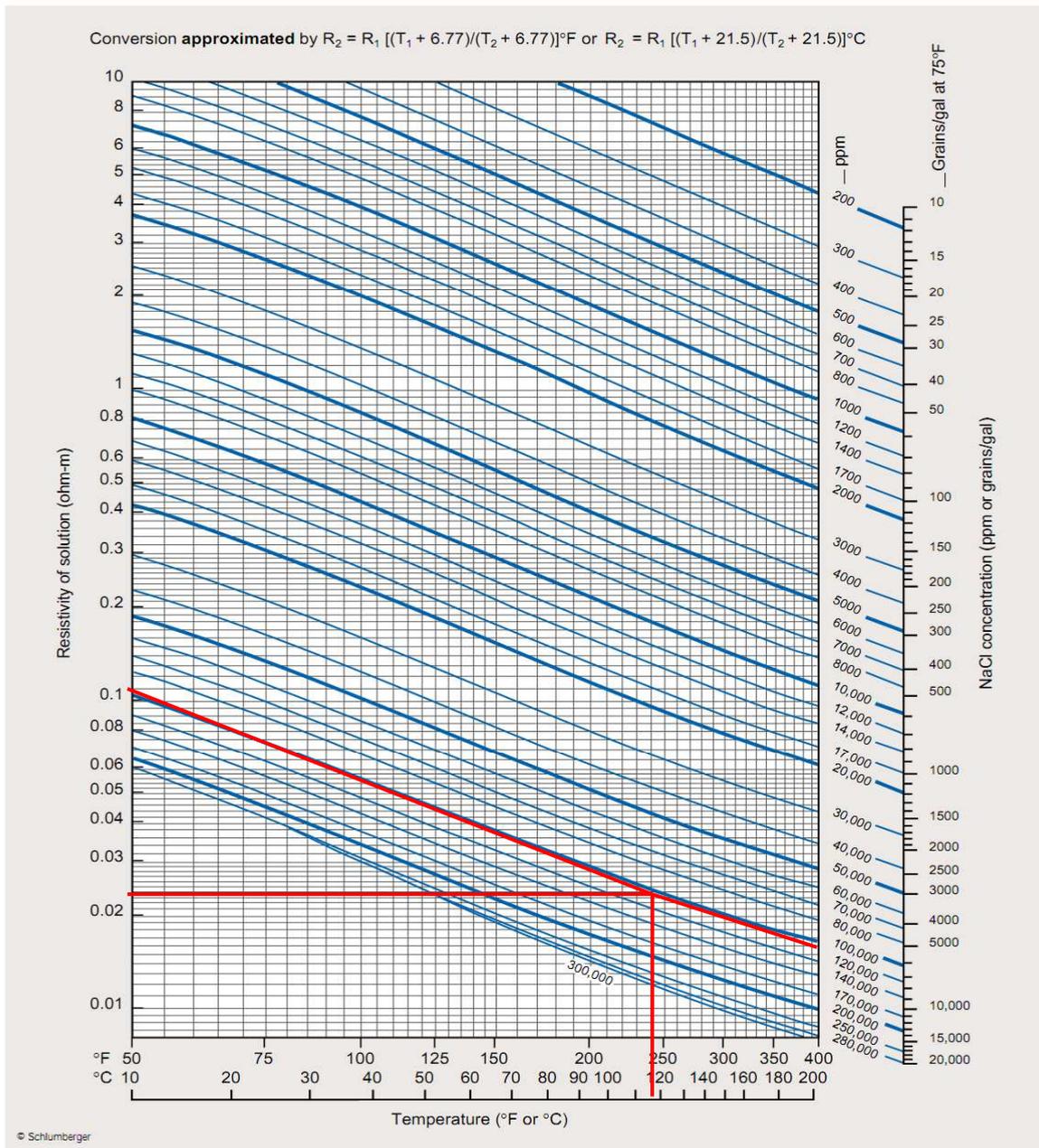
La valeur de la température est égale à 118°C.

La méthode de détermination de R_w en utilisant l'abaque GEN-9 est illustré sur la figure (voire Fig. IV.10).

Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9

Gen



1-5

Fig. IV.10: détermination de R_w en utilisant l'abaque GEN-9 de

D'après l'abaque **GEN-9** de **Schlumberger**:

$$R_w = 0.022 \Omega \cdot m$$

Il est possible de déterminer la résistivité de l'eau de formation dans le module precomputations, (fluid properties-water, water resistivity from temperature and salinity). Dans ce cas la mesure n'est pas ponctuelle comme la température est fonction continue de la profondeur, mais étant donné que la température dans la phase 6" est proche de 118°C, on trouvera la même valeur de R_w que précédemment.

Inputs	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	Salinity	Salinity unit
1		OMG-503	DATA	ALL	3309.366	3486.913	110	kppm

Fig. IV.11: Détermination de R_w par le module "precomputations".

La valeur de la résistivité donnée par cette méthode est la même que celle calculée

Précédemment: $R_w = 0.022 \Omega.m$.

V.4.2.5. Le calcul du volume d'argile par la méthode quanti (Module Vsh)

On utilise la méthode du gamma ray pour le calcul du volume d'argile.

Inputs	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	GR_matrix	GR_shale	GR unit	GR method
1		OMG-503	DATA	ALL	3309.366	3486.913	10	95	API	Linear

Fig. IV.12: les paramètres utilisés pour le calcul du volume d'argile.

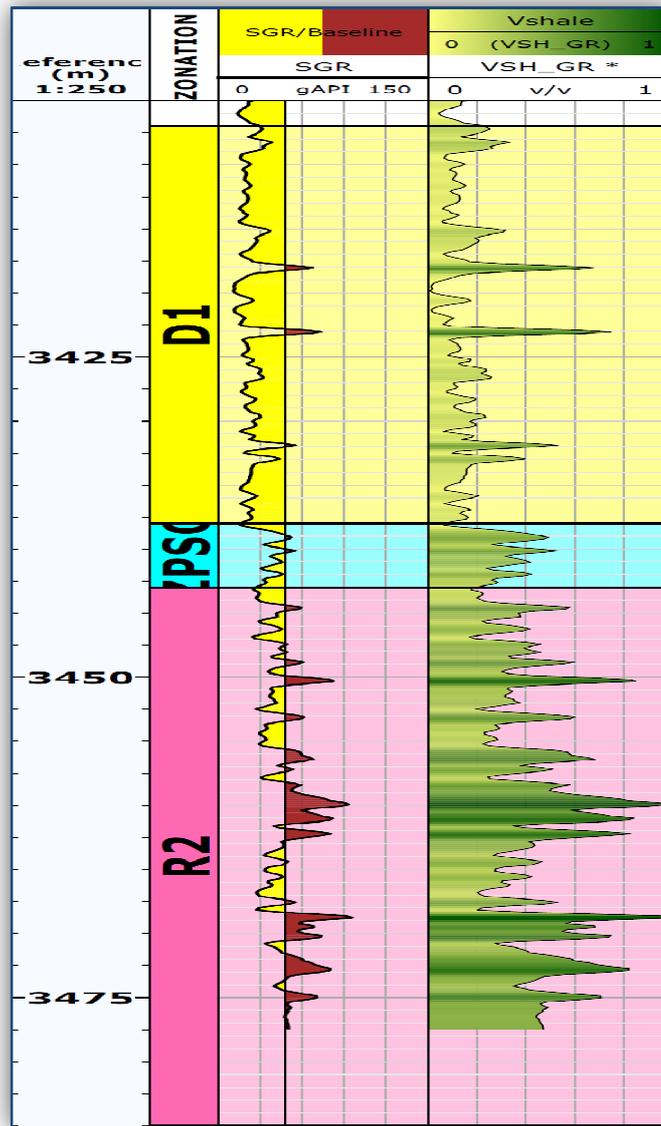


Fig. IV.13: le log GR et le volume d'argile calculé.

IV.5.2.6. Calcul de la porosité totale en utilisant la méthode quanti (module Porosity):

On utilise la méthode neutron-densité:

Pour calculer la porosité totale on introduit la porosité neutron et la densité comme inputs.

Porosity neutron-density										
display										
Inputs	Zonation		Parameters			Hydrocarbon parameters				
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	Tool type	NaCl (ppk)	RHOB_fluid	RHOB unit
1		OMG-503	DATA	ALL	3309.366	3486.913	Schlumberger CNL-NPHI	0	1	g/cm3

Fig. IV.14: les paramètres utilisés pour le calcul de la porosité totale.

La porosité totale calculée est donnée par la courbe PHIT_ND présentée dans la (figure. IV.15).

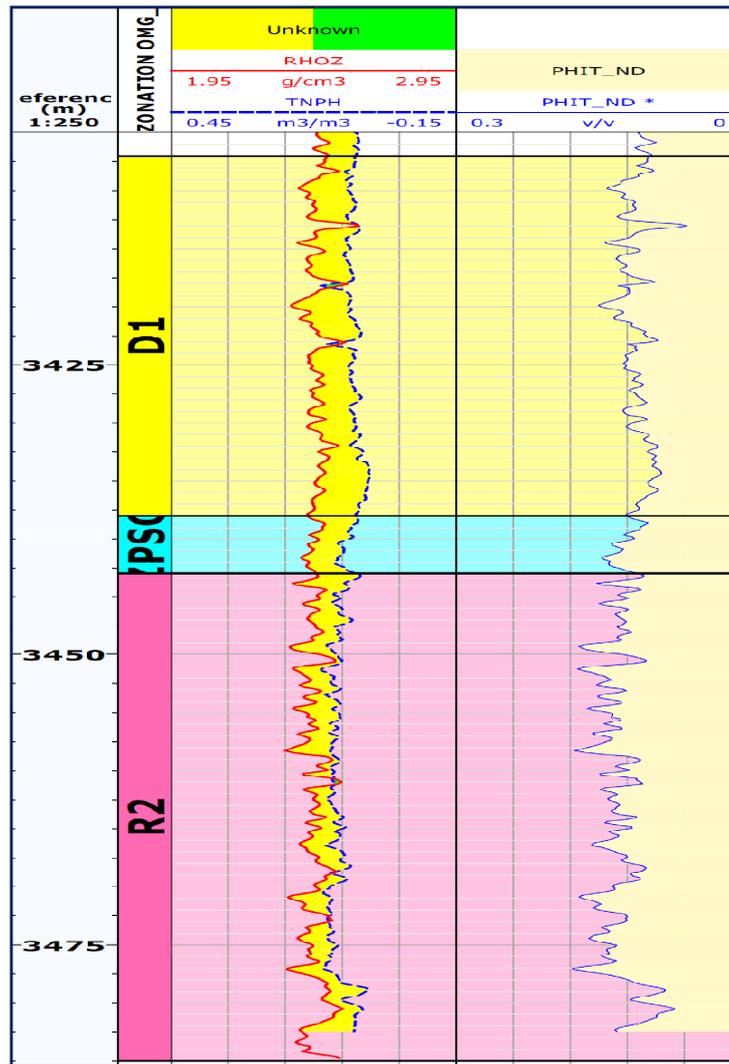


Fig. IV.15: les logs porosité neutron, densité et la porosité totale calculée.

IV.4.2.7. Calcul de la porosité effective en utilisant le module effective-Porosity:

Avec la méthode neutron-densité, on utilise la porosité neutron, la densité et le volume d'argile calculé précédemment comme des données d'entrée et on introduit ensuite les paramètres nécessaires.

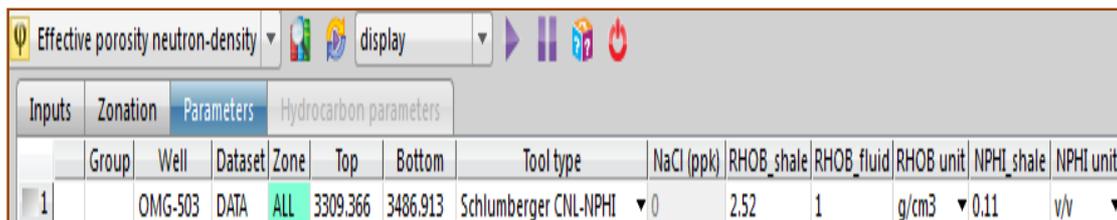


Fig. IV.16: les paramètres utilisés pour calculer la porosité effective.

La courbe de la porosité effective est présentée dans la figure **Fig. IV.17**

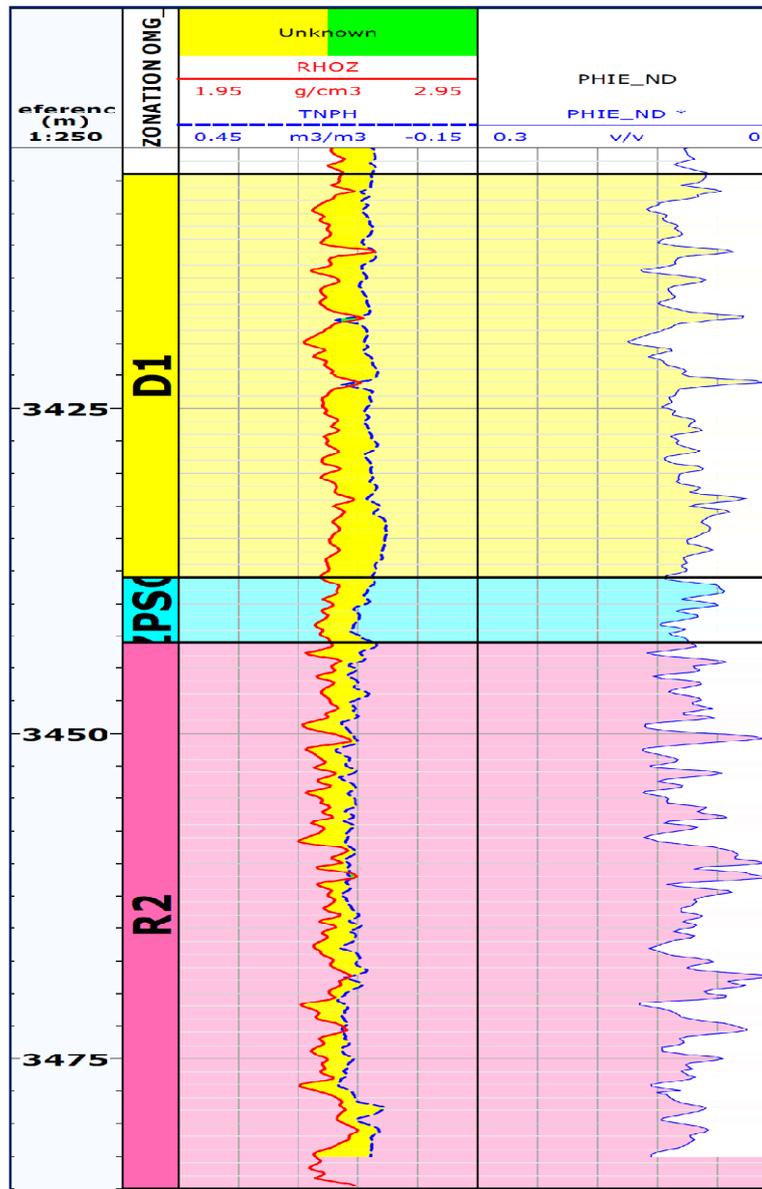


Fig. IV.17: les logs porosité neutron, densité et porosité effective.

IV.4.2.8. Calcul de la saturation en eau S_w

La détermination de la saturation en eau est l'objectif majeur de l'interprétation pétrophysique, après avoir identifié les différents paramètres matriciels, le type de distribution des argiles et le calcul des différents paramètres pétrophysique; on peut déterminer la saturation en eau.

Sachant que les argiles sont du type dispersées et le réservoir est principalement gréseux compacte, on utilise l'équation du dual water en prenant les constantes suivantes: $a=1$ et $n=m=2$.

La saturation est calculée dans le module saturation en utilisant l'équation du dual water. On introduit les différentes courbes nécessaires au calcul à savoir la résistivité AT90, la porosité totale et le volume d'argile.

On ajuste les paramètres requis pour le calcul

Sw Saturation dual water													
Inputs		Zonation		Parameters									
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	a	m	n	Rw (ohm.m)	Res_shale (ohm.m)	PHIT_shale	PHIT unit
1		OMG-503	DATA	ALL	3309.366	3486.913	1	2	2	0.03	5.4	0.11	v/v

Fig. IV.18: les paramètres nécessaires pour le calcul de la saturation.

Les courbes utilisées pour le calcul ainsi que la saturation en eau sont présentées dans la figure **Fig. IV.19**.

Le modèle dual water utilise la porosité total pour calculer la saturation total en eau **SWT_DUAL**, cette saturation inclut la saturation de la porosité effective et la saturation de la porosité de l'argile; ce modèle permet de calculer le volume totale de l'eau **BVW_DUAL**.

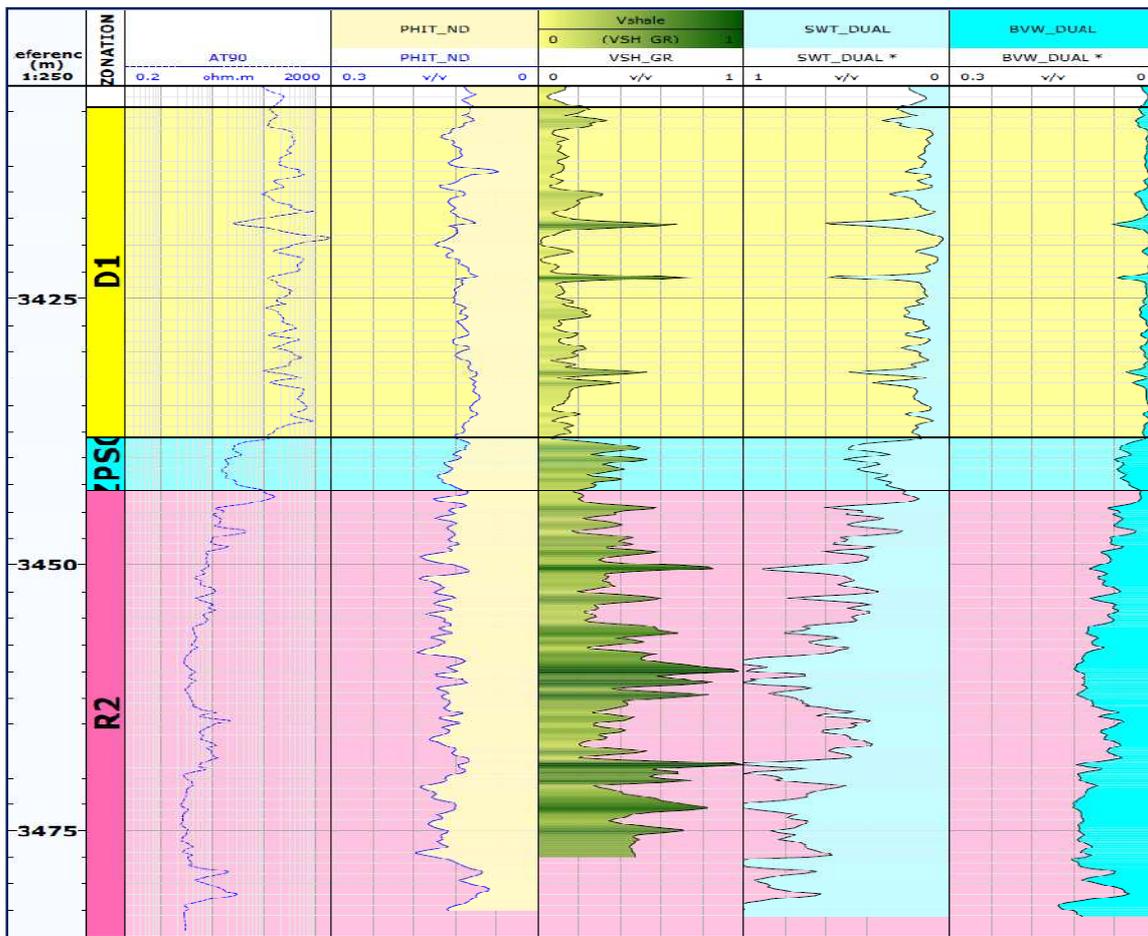


Fig. IV.19: la saturation totale **SWT_DUAL** et le volume total de l'eau **BVW_DUAL**

IV.4.2.9. Analyse des résultats en utilisant le module summaries pour l'application des différents cut-offs:

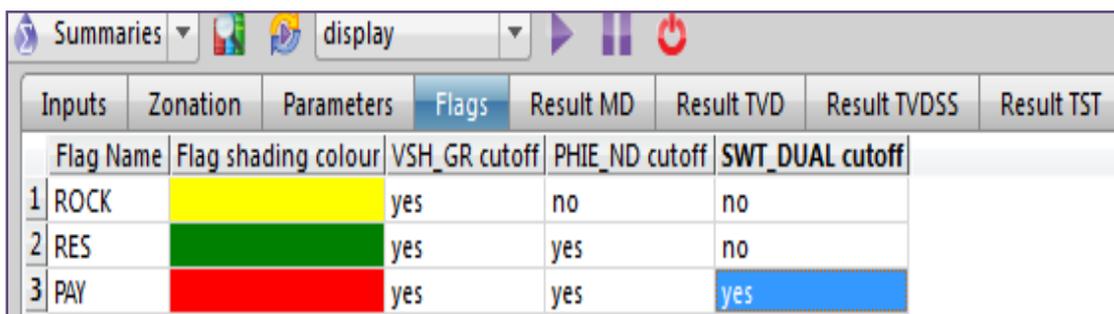
Dans cette étape on utilise le module Summerise pour appliquer les différents cut-offs en vue de délimiter les zones propres «Net-Rock» à partir du cutoff du volume d'argile, les zones réservoirs «Net-Réservoir» et ceci en appliquant au «Net-Rock» un cut-off de la saturation en eau et enfin les zones à perforer en appliquant un cut-off de la porosité effective pour le «Net-Pay».

Les différents cut-offs utilisés pour le puits OMG-503 sont:

$$V_{sh \text{ cutoff}} = 40\%$$

$$\Phi_e \text{ cutoff} = 1\%$$

$$S_w \text{ cutoff} = 35\%$$



Inputs	Zonation	Parameters	Flags	Result MD	Result TVD	Result TVDSS	Result TST
Flag Name	Flag shading colour	VSH_GR cutoff	PHIE_ND cutoff	SWT_DUAL cutoff			
1 ROCK	Yellow	yes	no	no			
2 RES	Green	yes	yes	no			
3 PAY	Red	yes	yes	yes			

Fig. IV.20: les différents cutoffs utilisés.

IV.4.2.10. Analyse et interprétation des résultats obtenus par la méthode quanti:

Les résultats de l'évaluation pétrophysique obtenus par la méthode déterministique sont représentés dans la (Planche1), sous forme d'un log composite comprenant à la fois les différentes courbes utilisées pour les calculs et les différents paramètres pétrophysique qui en dérivent; l'introduction des différents cutoffs permet de calculer les valeurs moyennes des paramètres pétrophysique pour chaque unité.

Unité D1:

L'évaluation quantitative de cette unité montre que le «Net-Réservoir» est d'épaisseur de 29.628m, renferme un volume d'argile d'ordre de 14.6%, d'une porosité effective de 9.6% et d'une saturation en eau estimée à 15%. Le « **Net-Pay** » de cette unité possède les paramètres que le «Net-Réservoir».

Unité ZPSG:

L'analyse quantitative de cette unité montre que le «NetReservoir» est d'épaisseur de 3.629, d'un volume d'argile de 28.7%, d'une porosité effective d'ordre de 9.4% et d'une saturation en eau estimée à 31.9%. Le «NetPay» de cette unité se caractérise par une faible épaisseur par rapport au «NetReservoir», elle est de l'ordre de 2.257m avec un volume d'argile de 24.3%, une porosité effective de 10% et une saturation en eau de 27.5%.

Unité R2:

L'analyse quantitative montre que l'épaisseur du «NetReservoir» est de 15.261m, d'un volume d'argile estimé à 30.2%, d'une porosité effective d'ordre de 10.5% et une saturation en eau de 45.6%.

Le «NetPay» de cette unité ne représente qu'une faible portion de l'épaisseur totale du «NetReservoir», cela est dû à la forte valeur de la saturation en eau existée dans l'unité R2 qui dépasse souvent la valeur du cutoff désigné pour la saturation en eau.

L'épaisseur du «NetPay» est de 2.459m, d'un volume d'argile de 22.1%, d'une porosité effective d'ordre de 10.3% et d'une saturation en eau estimée à 25%.

IV.5. Module Quanti. ELAN :

Le module Quanti. ELAN est désigné pour une évaluation quantitative de la formation. Cette évaluation se fait en résolvant un système d'équations simultanément, dans lequel, les enregistrements obtenus et les réponses typiques des composants de la matrice (tableau IV.1) sont utilisés pour calculer le pourcentage volumétrique de ces composants.

Réponses typiques	Illite	Kaolinite	Chlorite	Calcite	Dolomite	Quartz	Sidérite
Porosité Neutron	0.352	0.507	0.583	0.000	0.018	0.000	0.184
Lenteur ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	130	130	80	47.8	43.5	55.5	44.0
Gamma Ray (gAPI)	160	100	74	11	8	20	0
Densité (g/cc)	2.61	2.55	2.81	2.71	2.847	2.65	3.89
Potassium	0.043	0.001	0.004	0.008	0.000	0.000	0.000
Thorium	20.0	25.0	11.0	1.00	0.100	0.00	0.4

Tableau IV.3: Réponses typiques de quelques composants pour une analyse ELAN [11].

Le système d'équation est décrit par un modèle d'interprétation qui est défini par l'utilisateur, en indiquant les différents composants présents dans la formation. Ce système est résolu pour chaque niveau de profondeur. Une fois que les volumes des composants sont calculés, les réponses d'outils sont reconstruites en utilisant le même système d'équation.

Ces logs synthétiques sont ensuite comparés avec les logs obtenus pour déterminer la qualité des résultats volumétriques.

L'écart entre les log synthétiques et enregistrés est appelé fonction d'incohérence, c'est cette fonction que nous devons minimiser pour avoir le modèle d'interprétation le plus proche de la réalité comprenant les pourcentages volumétriques des minéraux, ainsi que la saturation en eau, la porosité totale et effective, et la perméabilité grâce à un post-traitement intégré dans Quanti. ELAN pour le calcul des paramètres pétrophysiques [11].

IV.6. Evaluation des paramètres pétrophysiques du puits-OMG503 en utilisant la méthode probabilistique (Quanti. ELAN):

Dans cette approche, on va utiliser une méthode de traitement des données basée sur le principe d'inversion qui est très utilisé en géophysique.

Premièrement on introduit les données mesurés dans le puits OMG503 (se sont les inputs), ensuite on propose notre modèle géologique qui représente les différents minéraux en place et ceci en utilisant différentes méthodes tel que les cross-plot (ex: cross-plot porosité neutron vs densité qui nous donne la lithologie de la matrice, cross-plot potassium vs thorium qui donne le type d'argile) et les études sur les carottes ou en utilisant des outils avancés comme l'ECS, ensuite on construit notre système d'équation qui possède comme inconnues le volume des minéraux de notre modèle géologique.

Le nombre de diagraphies (les inputs) minimum requis pour cette modélisation est celui de diagraphies conventionnelles, à savoir, les logs gamma ray, les logs de résistivité (résistivité de la zone vierge AT9 et de la zone lavée AT20), log porosité neutron Φ_N , log densité (ρ).

IV.6.1. Evaluation pétrophysique par Quanti. ELAN en utilisant les données des diagraphies conventionnelles:

La première étape dans ce processus est le chargement des données acquises avec les diagraphies conventionnelles. On introduit donc le Gamma Ray (SGR et CGR), la résistivité profonde (AT90) et la micro résistivité (AT20), la porosité neutron (TNPH), la densité (RHOZ), et la lenteur (DTCO_MFM), suivie d'un contrôle de qualité de l'enregistrement. C'est grâce à l'ensemble de ces données qu'on va pouvoir calculer le pourcentage volumétrique des constituants de la matrice.

Pour se faire, il faut d'abord générer un modèle d'interprétation dans lequel on introduit les différents constituants supposés être présents dans la formation. Chose qui peut se faire avec l'identification minéralogique, grâce aux Cross-plots adéquats, et des études géologiques antérieures dans la région du puits.

IV.6.1.1. Définition du modèle Géologique :

IV.6.1.1.1. Détermination des constituants du modèle :

Pour l'identification des minéraux argileux, on a utilisé les deux cross-plots (**Th-K**), (**Fig. IV.21**) et (**Pef-Th/K**) (**Fig. IV.22**).

Sur le cross-plot de minéralogie d'argile (Pef-Th/K), le nuage de points argileux est principalement situé sur la zone kaolinite qui est prédominante, à laquelle s'ajoute une petite fraction de mixed layer Clay.

Sur le cross-plot de minéralogie d'argile (Th-K), on remarque le positionnement des points radioactifs sur la zone « mixed layer Clay » et sur la zone de Kaolinite.

Le nuage de points des niveaux réservoirs à faible gamma ray, est situé dans les zones de montmorillonite sur le cross-plots de minéralogie d'argile (Th-K).

Le quartz étant le principal constituant des grès à 85%, le cross-plot ($P_b - \Phi_N$) confirme la lithologie gréseuse du réservoir.

Les études géologiques antérieures (étude des carottes) dans la région du puits omg503 montrent l'existence du silt qu'on doit ajouter dans notre modèle d'interprétation. C'est ce qui justifie le choix de quartz, le silt, et le Kaolinite dans notre modèle.

En plus de la composition minéralogique, d'autres éléments de la formation sont introduits, tel que l'huile, sachant qu'on travaille sur un réservoir compact à huile, et de l'eau naturellement présente dans l'espace poreux. Ce sont tous ces constituants qui définissent notre modèle d'interprétation (**Fig. IV.23**).

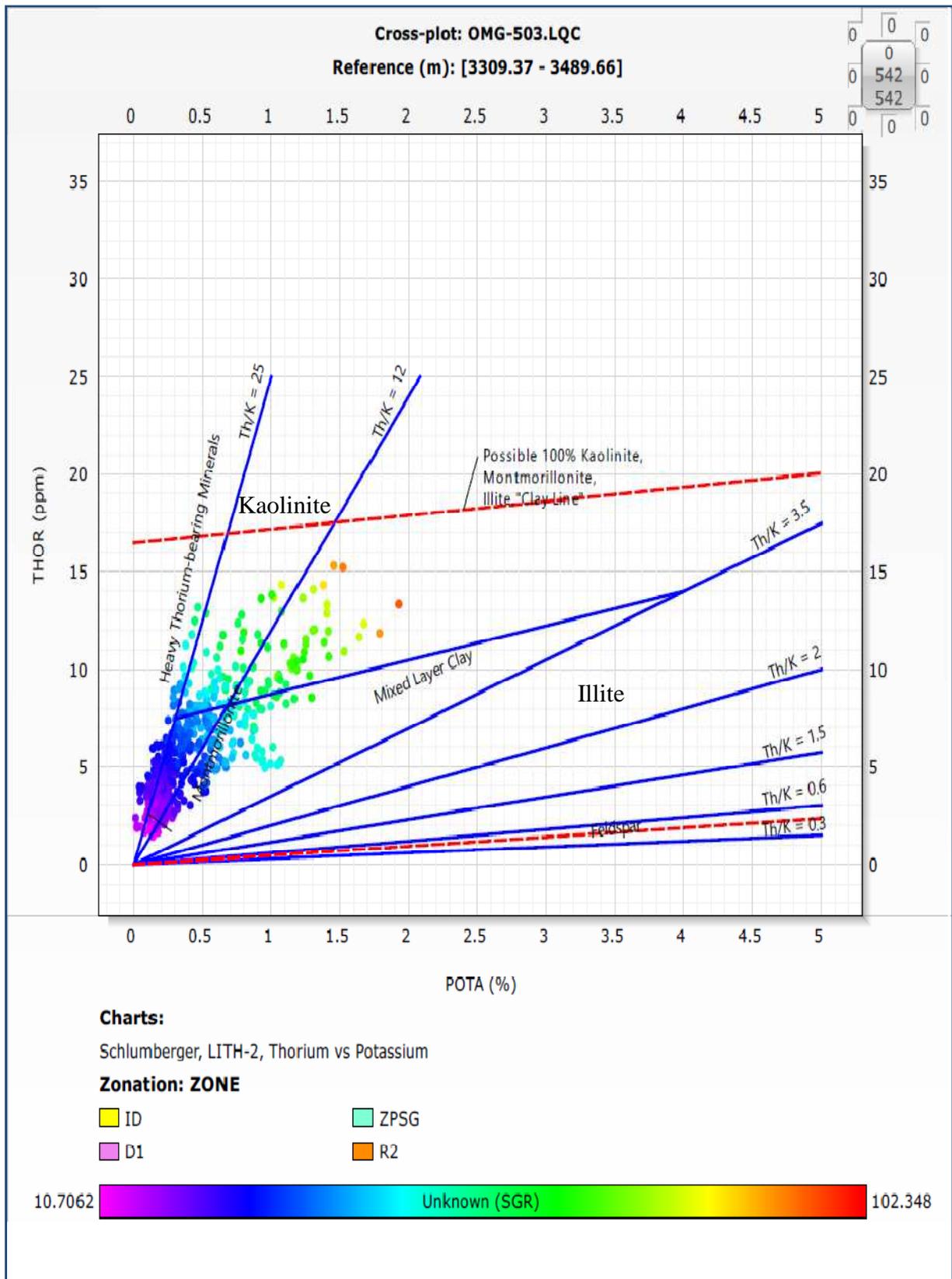


Figure IV.21 : cross-plot potassium vs thorium

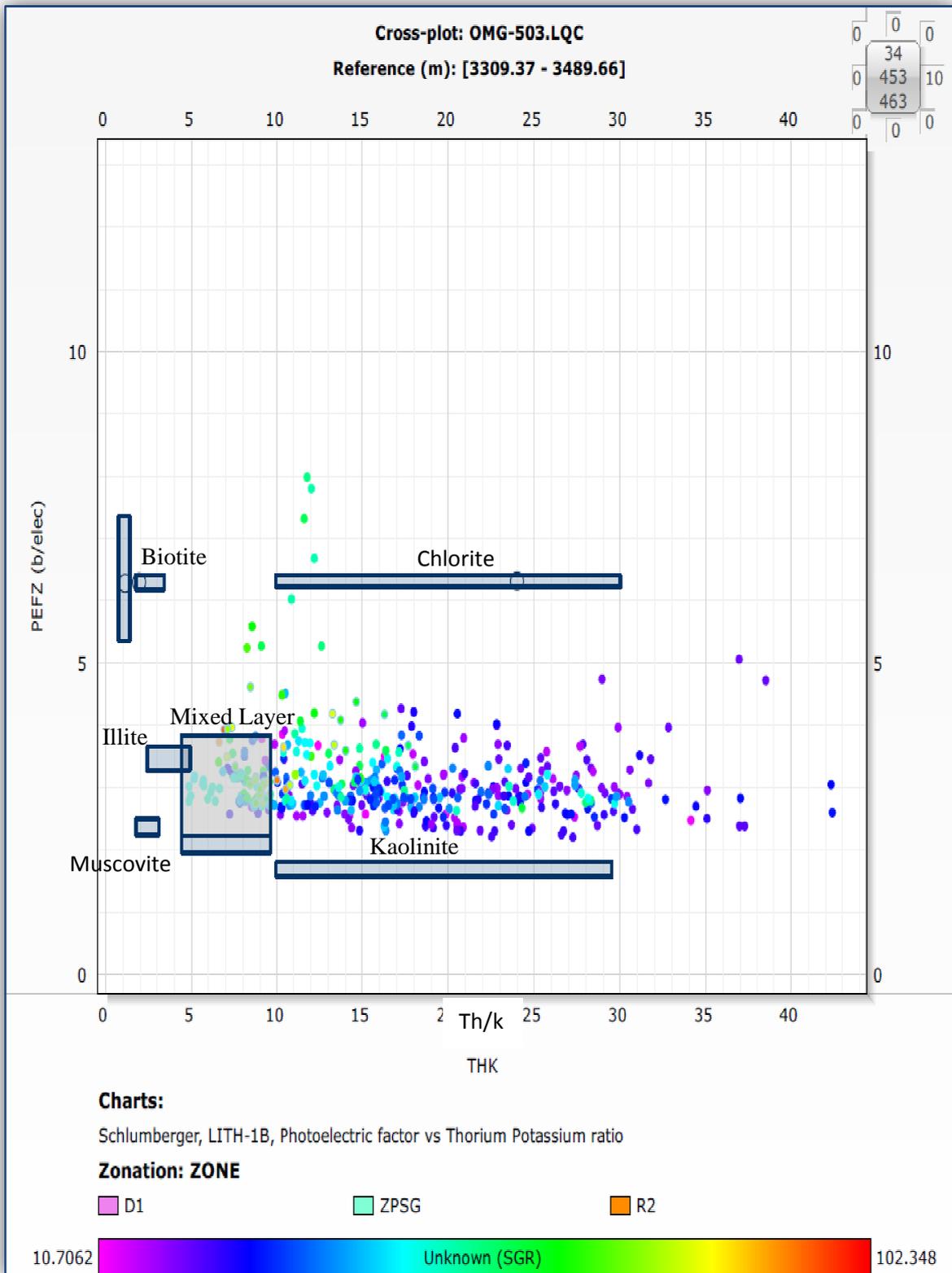


Figure IV.22 : cross-plot Pef vs $\frac{Th}{K}$

Input properties	Component Specification	Wet clays	Specials Models	Additional constraints	Uncertainties				
DEFAULTMODEL									
	Activate	Bulk Density (g/cm3)	Thorium Concentration (ppm)	Potassium Concentration (w/w)	Neutron Porosity (v/v)	Min Volume	Max Volume	MxType	Salinity (kppm)
Kaolinite	yes	2.540305	18.8591	0.001	0.1215289	0	1	Shale	0
Quartz	yes	2.64808	0	0	-0.03447212	0	1	Matrix	0
Silt	yes	2.68	8	0.07	0	0	1	Matrix	0
XWater	yes	1.036758	0	0	1	0	1	Xfluid	110
XOil	yes	0.7	0	0	0.95	0	1	Xfluid	0
UWater	yes	1.036758	0	0	1	0	1	Ufluid	110
UOil	yes	0.7	0	0	0.95	0	1	Ufluid	0

Figure IV.23: Modèle d'interprétation utilisé.

IV.6.1.1.2. Optimisation du modèle :

Après avoir défini notre modèle d'interprétation, on procède à une première visualisation des résultats, et au contrôle de leurs qualités grâce au trac d'erreur qui présente une fonction d'incohérence qui est l'écart entre les logs synthétiques construits à partir de ce modèle et les logs enregistrés.

Si la marge d'erreur est acceptable, les résultats volumétriques sont satisfaisants et on garde notre modèle.

Si la marge d'erreur est grande, on doit optimiser ce modèle en modifiant les paramètres des données introduites, à savoir les poids relatifs, l'incertitude des outils et autres paramètres (**Fig. IV.24**).

Input properties	Component Specification	Wet clays	Specials Models	Additional constraints	Uncertainties			
Family	Uncertainties	Uncertainty Type	Input Weight	Unflushed factor	Equation type	Constants	Activate	
1 Bulk Density	0.027	Absolute	1	0	Linear	Bulk Density	yes	
2 Thorium Concentration	0.45	Absolute	1	0	Wet weight pct	Thorium Concentration	yes	
3 Potassium Concentration	0.00235	Absolute	1	0	Wet weight pct	Potassium Concentration	yes	
4 Neutron Porosity	0.015	Absolute	1	0	Linear	Neutron Porosity	yes	
5 Deep Resistivity	RESUWAT_UNC	Absolute	1	1	Linear		yes	
6 Array Resistivity	RESXWAT_UNC	Absolute	1	0	Linear		yes	

Figure IV.24: Les paramètres des données introduites.

IV.6.1.2. Détermination de R_w et les paramètres a , m et n :

Dans cette partie de l'évaluation, on utilise le module « initialisation » dans lequel on introduit la salinité et le changement de la température en fonction de la profondeur, pour calculer R_w grâce au GEN-9, et les valeurs a , m , et n , (**Fig. IV.25**).

Input properties		Component Specification			Wet clays	Specials Models	Additional constraints	Uncertainties	
								Deep Resistivity	
Deep Res Method	Deep a	Deep m	Deep n	Deep C	Formation Water Resistivity (ohm.m)				
1	Dual Water Elan	1	2.1208	2	1	0.02254067			

Figure IV.25: Les paramètres a , m , n et R_w calculés dans le module « initialisation ».

La salinité de l'eau de formation dans la région du puits OMG503 est de 110 kppm.

On peut déterminer le changement de la température en fonction de la profondeur en utilisant le gradient géothermique dans la région d'étude, cependant dans le cas où le gradient géothermique est inconnue, on utilise une autre méthode dite linéaire, cette dernière méthode est basée sur la connaissance de la température en surface et en bas du puits. Dans notre cas on utilise la 2eme méthode car on ne connaît pas le gradient géothermique dans la région du puits OMG503.

- **Utilisation de Techlog pour appliquer cette méthode:**

On utilise le module « precomputation » pour trouver la température de formation.

La (**Fig. IV.26**) montre les différents paramètres utilisés pour déterminer la température de formation.

Inputs		Zonation	Parameters														
	Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	Temperature Method	Temperature Gradient	Temperature Gradient unit	TLI	TLI unit	BLI	BLI unit	TLT	TLT unit	BLT	BLT unit
1		OMG-503	OMG503	ALL	3400	3489.656	TLI/BLI	0.0182269	degC/m	0	m	3498.656	m	20	degC	119	degC

Fig. IV.26 : Détermination de la température de formation par la méthode linéaire.

La température est calculée par la formule suivante :

$$FTEMP = TLT + \frac{(BLT - TLT) * (Depth - TLI)}{(BLI - TLI)} \quad (IV. 4)$$

TLT : la température de top du puits

BLT : la température en bas du puits

TLI : le top du puits

BLI : la profondeur maximale du puits

Depth : la profondeur à lequel on cherche la température

FTEMP : la température en fonction de la profondeur

IV.6.1.3. Représentation des résultats obtenue par Quanti. Elan :

Les résultats de l'évaluation pétrophysique du puits OMG503 en utilisant Logiciel Techlog (Module Quanti. Elan), sont affichés sur la (Figure IV.27).

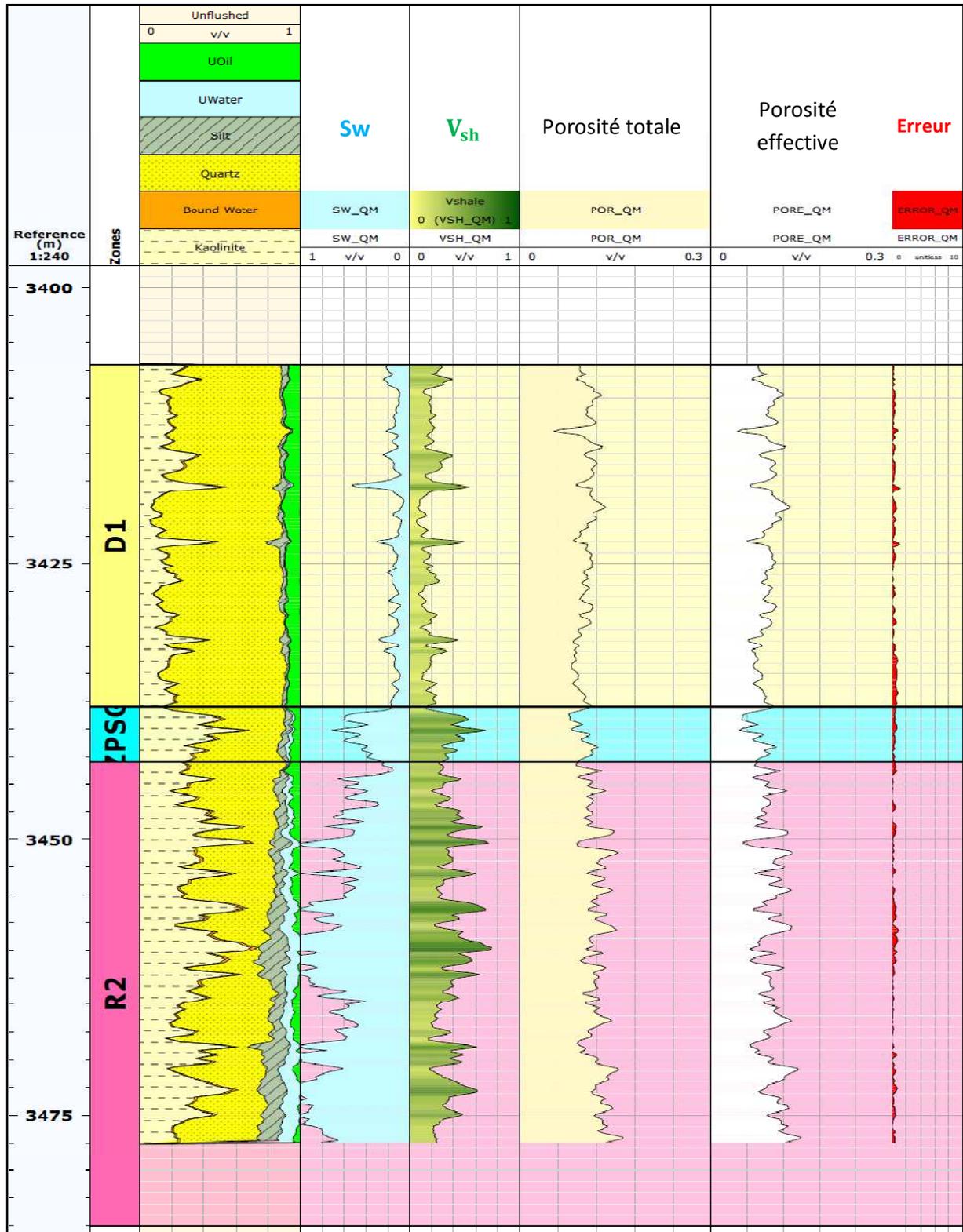


Figure IV.27 : Log Composite du puits OMN503.

IV.6.2. Analyse et Interprétation des résultats de Quanti. Elan :

Unité D1:

L'analyse quantitative de cette unité montre que cette zone est d'épaisseur totale de 31 m, à prédominance de quartz qui dépasse 67%, et d'une proportion du silt estimée à 2.64%, d'un pourcentage de Kaolinite de 19.14% qui reflète un V_{sh} estimé à 19.92%, d'une porosité effective moyenne de 9.26%, et une saturation moyenne en eau de formation de l'ordre de 14.24%.

Cette zone présente une faible saturation d'eau, donc c'est une zone saturé en l'huile, pour cela on doit définir des cutoffs de volume d'argile et de porosité effective et de saturation en eau pour bien identifier les zone de production.

Unité ZPSG:

L'analyse quantitative de cette unité montre que cette zone est d'épaisseur totale de 5 m, à prédominance de quartz qui dépasse 45%, et d'une proportion du silt estimée à 3.95%, d'un pourcentage de Kaolinite de 38.39% qui reflète un V_{sh} estimé à 41%, d'une porosité effective moyenne de 7.5%, et une saturation moyenne en eau de formation de l'ordre de 46.11%. Cette zone présente une saturation en eau plus élevée que celle de la zone D1.

Unité R2:

L'analyse quantitative de cette unité montre que cette zone est d'épaisseur totale de 42 m, à prédominance de quartz qui dépasse 41% qui est plus faible par rapport aux deux zones précédentes, et d'une proportion du silt estimée à 9.43%, d'un pourcentage de Kaolinite de 35.81 qui reflète un V_{sh} moyen estimé à 38.29%, d'une porosité effective moyenne de 10%, et une saturation en eau moyenne de formation de l'ordre de 73.24%. Cette zone présente une saturation en eau élevée et est considérée comme zone à eau.

Pour avoir une interprétation plus précise, on doit définir des cutoffs de volume d'argile et de porosité effective ainsi que la saturation en eau, pour mettre en évidence les zones favorables à produire de l'huile.

IV.6.3. Sommation, choix et applications des cut-offs sur les résultats de Quanti. Elan :

Dans cette étape on utilise le Module « Summerise » et les différents cut-offs (V_{sh} , ϕ_{eff} , S_w), pour pouvoir délimiter les zones propres « Net-Rock », les zones réservoirs « Net Réservoir », et les zones à hydrocarbures « Net-Pay », ce qui justifie le choix des cut-offs suivants dans le module « Summerise », (**Figure IV.28**) :

$$V_{sh_cutoff} = 40\%, \quad \phi_{eff} = 30\%, \quad S_{w_cutoff} = 35\%.$$

Inputs	Zonation	Parameters	Flags	Result MD	Result TVD	Result TVDSS	Result TST
Flag Name	Flag shading colour	VSH_QM cutoff	PORE_QM cutoff	SW_QM cutoff			
1 ROCK	Yellow	yes	no	no			
2 RES	Green	yes	yes	no			
3 PAY	Red	yes	yes	yes			

Figure IV.28 : Les différents cut-offs utilisés.

Les résultats obtenus après sommation sont représentés sur la (**Figure IV.29**) :

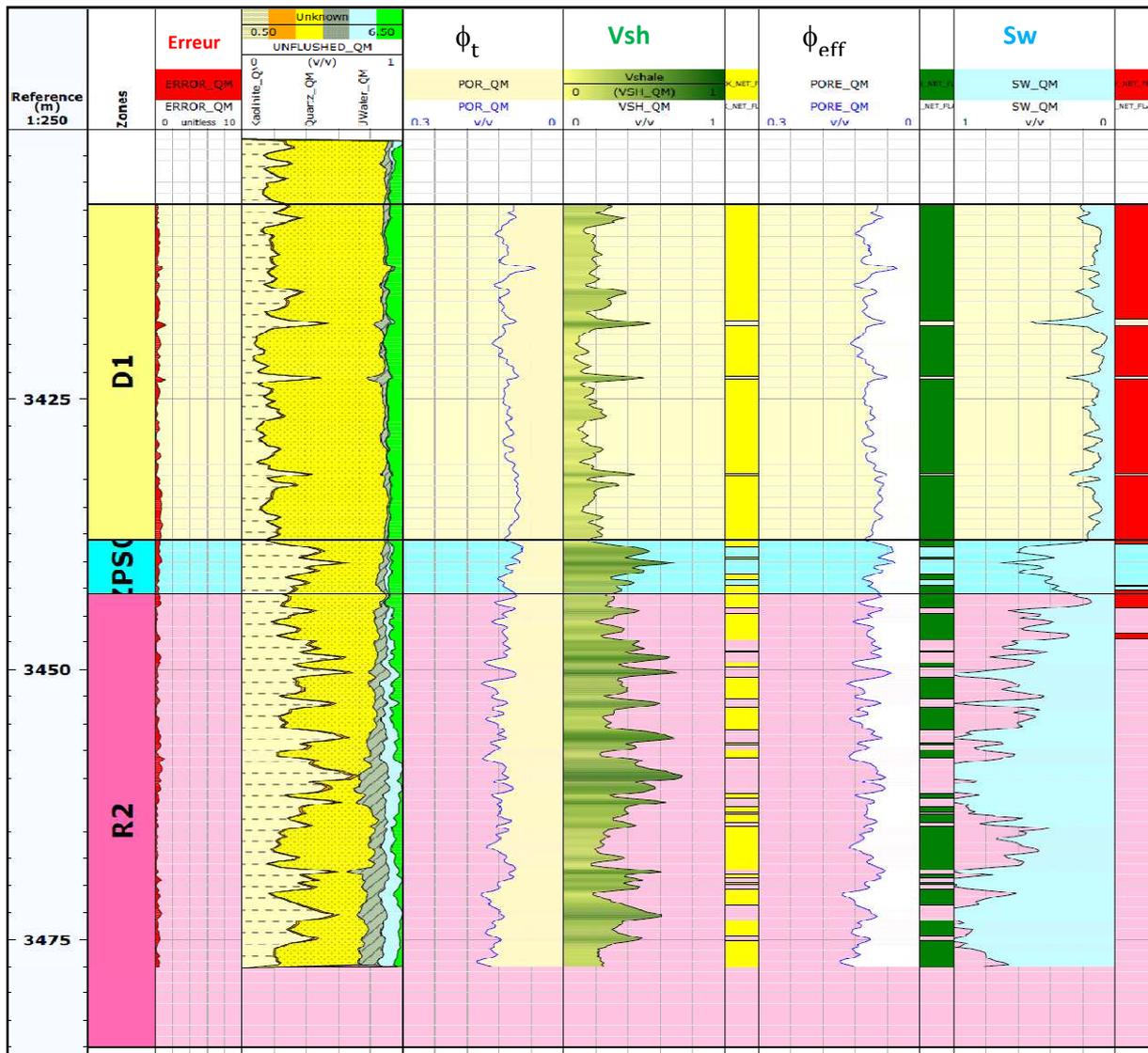


Figure IV.29 : Résultats de sommation.

IV.6.4. Présentation et analyse des Résultats de sommation pour chaque zone :

Unité D1: L'analyse quantitative de cette unité montre que le « Net-Réservoir » est d'épaisseur totale de 29.726 mètre, d'un volume de d'argile estimé à 19%, d'une porosité effective moyenne de 9.2%, et une saturation en eau de formation de l'ordre 13.6%. La zone à hydrocarbures (**Netpay**) est d'épaisseur de 29.574 mètre, (**Tableau IV.4**).

Puits	Flag Name	Top	Bottom	Unité de référence	Net	Av_Vsh	Av_POReff	Av_Sw
OMG-503	ROCK	3407.000	3438.000	m	30.031	0.191	0.091	0.136
OMG-503	RES	3407.000	3438.000	m	29.726	0.190	0.092	0.136
OMG-503	PAY	3407.000	3438.000	m	29.574	0.190	0.092	0.134

Tableau IV.4: Résultats de sommation Puits OMG503 (Zone D1)

Unité ZPSG: L'analyse quantitative de cette unité montre que le « Net-Réservoir » est d'épaisseur totale de 2.104 mètre, d'un volume d'argile estimé à 29.9%, d'une porosité effective moyenne de 8.7%, et une saturation en eau de formation de l'ordre 34.7%. La zone à hydrocarbures (**Netpay**) est d'épaisseur de 0.885 mètre, (**Tableau IV.5**).

Puits	Flag Name	Top	Bottom	Unité de référence	Net	Av_Vsh	Av_POReff	Av_Sw
OMG-503	ROCK	3438.000	3443.000	m	2.104	0.299	0.087	0.347
OMG-503	RES	3438.000	3443.000	m	2.104	0.299	0.087	0.347
OMG-503	PAY	3438.000	3443.000	m	0.885	0.252	0.089	0.258

Tableau IV.5: Résultats de sommation Puits OMG503 (Zone ZPSG)

Unité R2: L'analyse quantitative de cette unité montre que le « Net-Réservoir » est d'épaisseur totale de 2.104 mètre, d'un volume d'argile estimé à 29.8%, d'une porosité effective moyenne de 10.9%, et une saturation en eau de formation de l'ordre 34.7%. La zone à hydrocarbures (**Netpay**) est d'épaisseur de 1.849 mètre, (**Tableau IV.6**).

Puits	Flag Name	Top	Bottom	Unité de référence	Net	Av_Vsh	Av_POReff	Av_Sw
OMG-503	ROCK	3443.000	3485.000	m	21.052	0.298	0.109	0.347
OMG-503	RES	3443.000	3485.000	m	21.052	0.298	0.109	0.347
OMG-503	PAY	3443.000	3485.000	m	1.849	0.280	0.091	0.258

Tableau IV.6: Résultats de sommation Puits OMG503 (Zone R2)

Cette analyse montre que c'est l'Unité D1 qui possède la plus Importante zone à hydrocarbures (**NetPay**) de 29.574 mètre. L'Unité ZPSG est de faible épaisseur avec un **NetPay** de 0.885 mètre. L'unité R2 est une zone saturée principalement en eau ayant un **NetPay** très faible de 1.849 mètre. Les résultats de l'évaluation pétrophysique par Quanti.Elan et les logs conventionnels enregistrés sont représenté sur (**la Planche 2**).

IV.7. Evaluation des paramètres pétrophysiques du puits-OMG503 en utilisant les données de l'outil CMR :

Le log CMR (combinable magnetic resonance), a été enregistré dans le puits OMG503 par la société de service Schlumberger le 15 septembre 2015 à la demande de Sonatrach, Division de production Hassi Messaoud.

L'ensemble de données CMR a été acquis sur l'intervalle 3405-3482 mètre, avec un objectif de déterminer la porosité, le volume du fluide libre, le volume de l'eau irréductible, la perméabilité, en plus de la distribution de la taille des grains (Bin porosité).

Le Caliper et le Bit Size sont bien superposés sur l'intervalle 3405-3482 mètre, donc il n'existe pas des cavités qui peuvent affecter les mesures de l'outil CMR, car cet outil mesure seulement dans la zone lavée.

Les données CMR sont de bonne qualité et présentés en profondeur avec les autres diagraphies.

IV.7.1. Les objectifs d'utilisation du CMR :

L'outil CMR a été utilisé pour :

- Obtenir la porosité indépendamment de la lithologie.
- Estimer le volume de l'eau irréductible et le volume du fluide libre.
- Obtenir la distribution de la taille des grains (Bin porosité).
- Estimer la perméabilité comme courbe continue en fonction de la profondeur le long de l'intervalle étudié.

IV.7.2. Traitement et méthode d'interprétation des données CMR:

IV.7.2.1. Volume du fluide liée BFV (Bound Fluid Volume) :

Le volume de fluide lié du CMR est estimé en intégrant une valeur de T2 cutoff qui représente au mieux ce type du fluide.

La valeur de T2 cutoff utilisé pour le puits OMG503 est de 33 ms, qui est généralement la valeur utilisé pour les grès, et qui donne généralement de bons résultats, cependant cette valeur peut être vérifiée et calibrée en effectuant des mesures de la RMN sur les carottes.

La plus faible valeur de T2 que l'outil CMR peut détecter est de 0.3 ms. Cela assure que la plupart de l'eau liée à l'Argile est détecté par l'outil CMR.

On considère que toute porosité avec un temps T2 entre 0,3 ms et 3 ms est associée à l'eau de l'argile CBW (Clay Bound Water). Toute porosité entre 0.3 ms et le cutoff 33 ms est considérée comme eau lié irréductible (BFV), (voire **Figure IV. 32** plus bas).

L'outil CMR utilise un espacement inter-échos (TE) de 0.2 ms, ce qui minimise l'effet de diffusion. De plus, la plupart des hydrocarbures productibles ont leur réponse T2 dans les gammes supérieures à 33 ms, donc ne touchent pas le calcul de l'eau liée BFV (Bound Fluid Volume). Ce qui conduit à une grande confiance dans le calcul de BFV.

Le volume BFV obtenue par le traitement des données CMR comprend à la fois l'eau liée à l'argile et l'eau liée capillaire. (Fig. V.30).

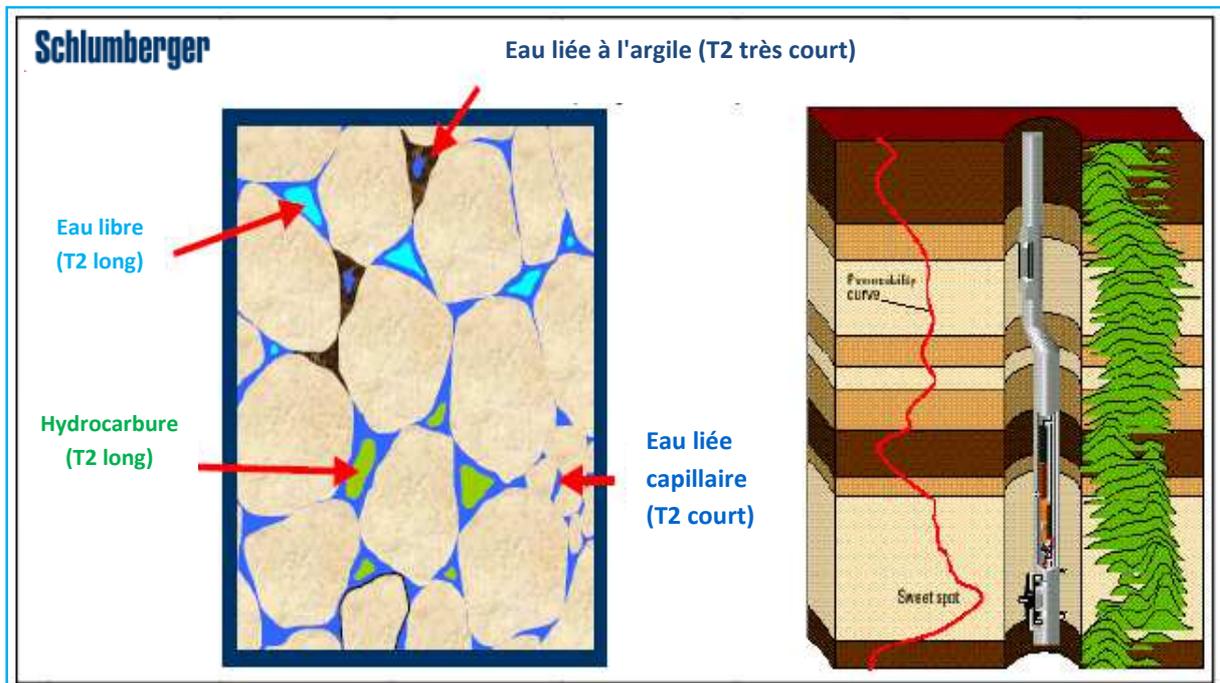


Figure IV.30 : Interprétation CMR [12].

IV.7.2.2. Porosité CMR :

La porosité CMR est indépendante de la lithologie, répondant seulement aux fluides des pores. La réponse CMR dépend de la polarisation de chaque fluide occupé dans le volume des pores, et de son indice d'hydrogène. Etant donné que l'investigation latérale du CMR est faible (1 in), les fluides mesurés sont essentiellement le filtrat de boue (dans notre puits le filtrat de boue est à base d'huile), les fluides résiduels (eau, HC), l'eau liée à l'argile, l'eau liée capillaire. La porosité totale donnée par le CMR représente l'intégrale de la courbe de distribution T2 calculé à partir de 0.3 ms jusqu'à 3000 ms. La porosité effective donnée par le CMR représente l'intégrale de la courbe de distribution T2 calculé à partir de 3 ms jusqu'à 3000 ms. La porosité liée au fluide libre représente l'intégrale de la courbe de distribution calculé à partir du cutoff 33 ms recommandé pour les grès jusqu'à 3000 ms.

Les outputs de l'outil de Schlumberger (CMR) sont nommés comme suit; (**Fig. IV.31**) :

- TCMR : la porosité totale de CMR.
- CMRP_3MS : la porosité effective de CMR calculée à partir des valeurs de T2 inférieures à 3 ms.
- CMFF : C'est le volume du fluide libre.
- BFV : la porosité CMR calculée à partir des valeurs de T2 inférieures à 33 ms. Cette porosité contient l'eau liée à l'argile et l'eau liée par les forces capillaires.

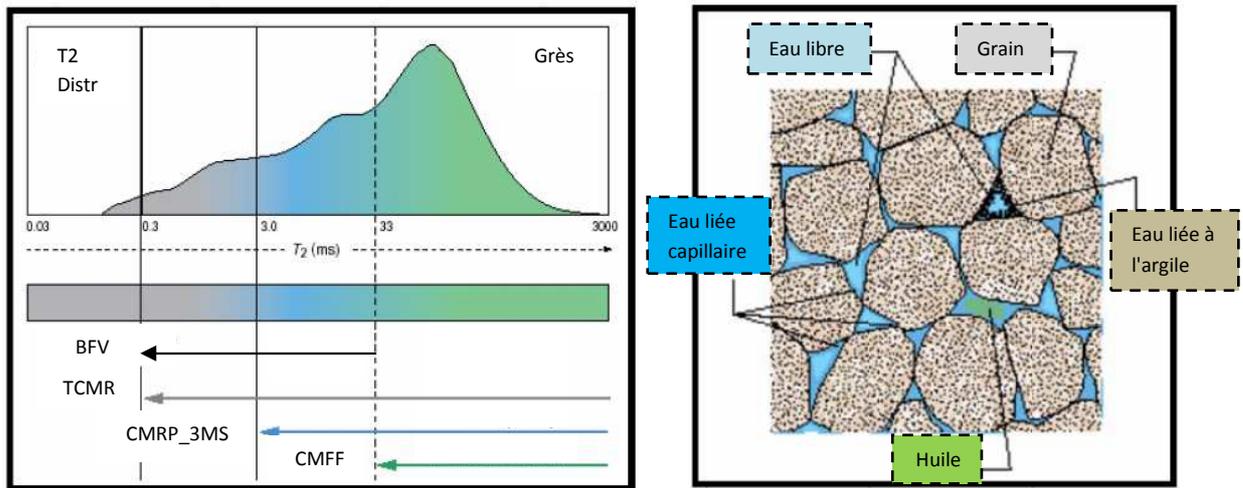


Figure IV.31 : Les outputs de l'outil CMR [12].

IV.7.2.3. Représentation de la porosité CMR du puits OMG503 sur Techlog grâce au module LogView:

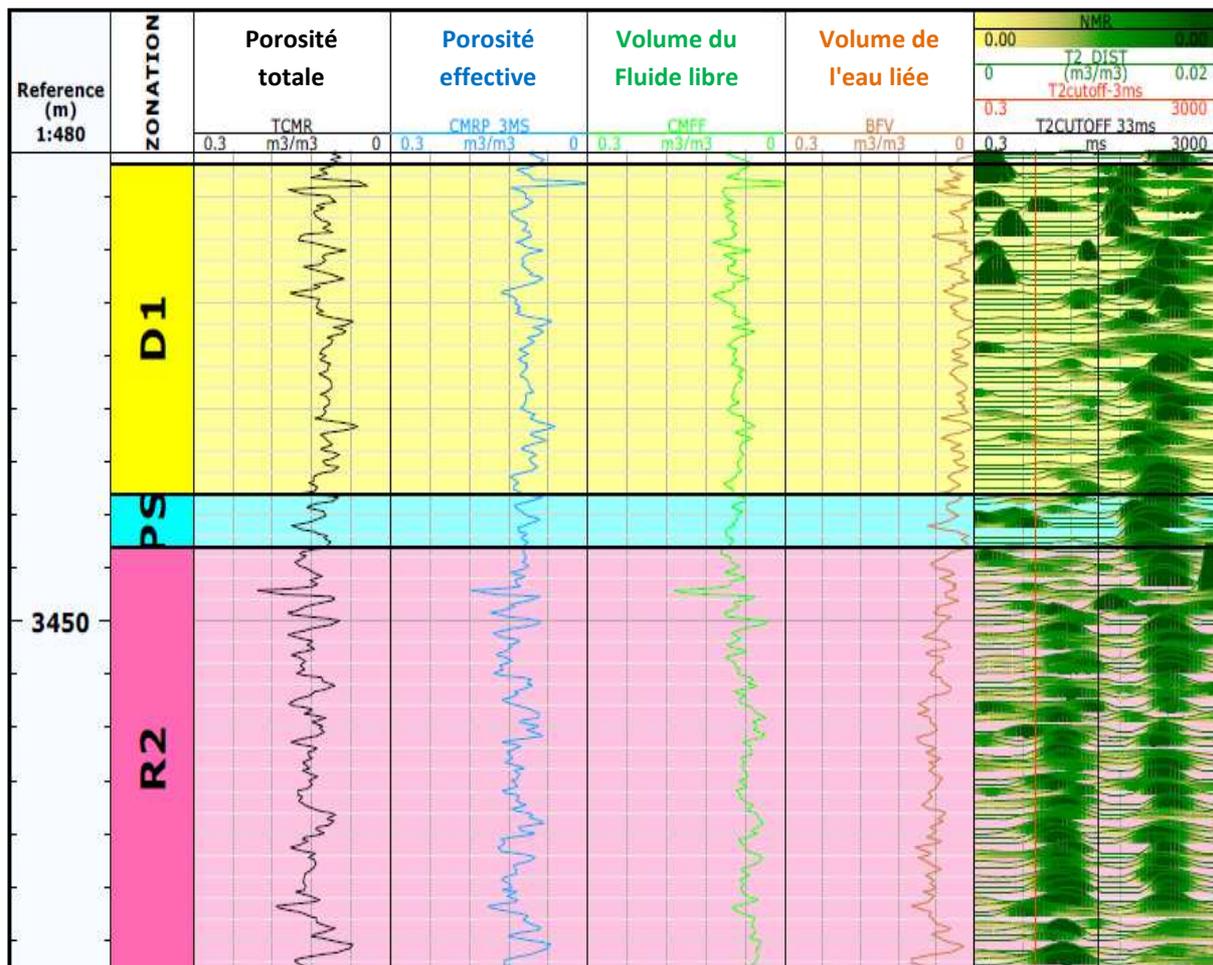


Figure IV.32 : Représentation de différentes porosités données par l'outil CMR (données du puits OMG503)

IV.7.2.4. Distribution de la taille des grains (Bin porosité):

La distribution T2 est découpée le long de son axe temporel dans des bandes en utilisant huit valeurs de T2 cutoff, pour chaque bande une Bin porosité est calculée. Chaque Bin porosité représente une gamme de taille de grain et de taille de pore. En allant de Bin1 jusqu'au Bin8 la taille des grains et de pores augmente.

Les axes associés aux valeurs courtes de T2 (inférieurs à 33ms) sont liés aux pores de petite taille (Argile et Silt), et ceux associés aux valeurs de T2 supérieurs à 33ms sont liés aux pores plus larges et considérés comme des grès dans notre puits. Les cutoff des Bins recommandées sont listées dans le tableau (**Tableau IV.7**).

Dans notre cas on a utilisé un T2 cut-off de 33 ms recommandé pour les grès. Les porosités entre 0.3 ms et 33 ms sont liées à l'eau d'argile et l'eau capillaire, elles sont regroupées de Bin1 jusqu'à Bin4. Les valeurs de T2 entre 33ms et 3000 ms sont liées aux fluides libres, et elles sont regroupées de Bin5 jusqu'au Bin8. Cependant les valeurs de T2 cutoff pour les Bin porosités peuvent être modifiées en se basant sur des connaissances locales sur la tailles des grains ou en faisant des études sur les carottes.

Bin	1	2	3	4	5	6	7	8
T2 cut-off (ms)	0.3	3	10	33	100	300	1000	3000
Taille des grains	Argiles très fin	Argile fin	Silt moyen	Silt grossier	Grès très fin	Grès fin	Grès moyen	Grès grossier

Tableau IV.7, [12].

Pour notre étude sur le puits OMG503, on utilise le module NMR de logiciel Techlog pour obtenir les porosités Bin. Les résultats obtenus sont représentés sur la **Figure V.33 (track 4)**.

IV.7.2.5. La perméabilité CMR : Deux modèles de perméabilité tirés à partir de CMR:

1. Modèle Coates-Timur :

Avec :

$$K_{TIM} = 10^4 \times (TCMR)^4 \times \left(\frac{TCMR - BFV}{BFV} \right)^2 \quad (IV. 5)$$

- K_{TIM} en md.
- TCMR et BFV en fraction.

2. Modèle SDR :

$$K_{SDR} = 4 \times (\phi_{CMR})^4 \times (T_{2LM})^2 \quad (IV. 6)$$

Avec :

- K_{SDR} en md.
- TCMR en fraction.
- T_{2LM} en millisecondes.

Ces deux perméabilités ne sont pas calibrées. Cependant, ils devraient donner une indication qualitative précise de la perméabilité. Typiquement, s'il existe des carottes, les coefficients 10^4 , 4, 2 peuvent être ajustés pour calibrer la perméabilité.

Les deux perméabilités, calculées à partir des données CMR, sont représentés sur la **Figure IV.33 (track 6 et 7)**.

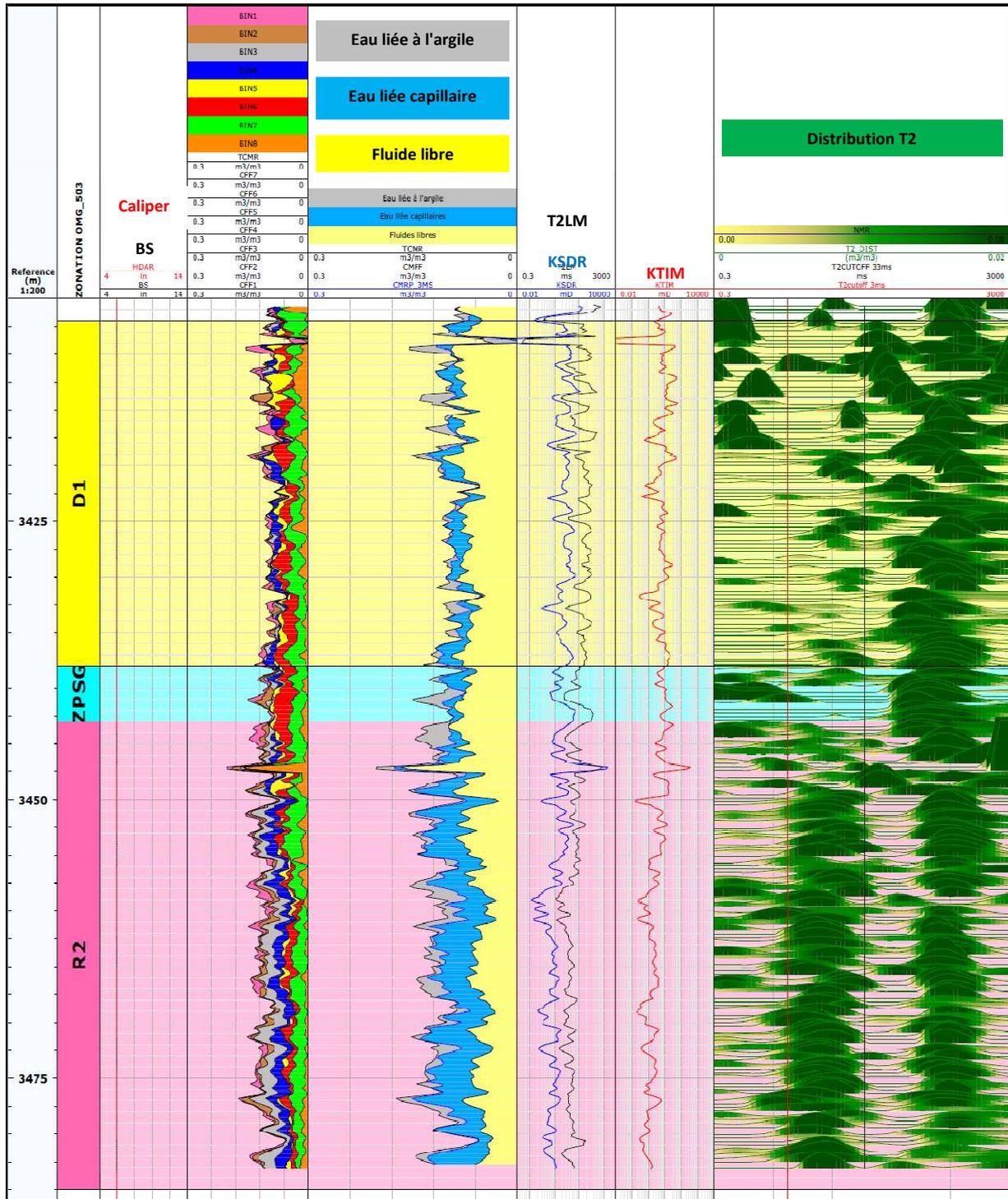


Figure IV.33 : Représentation des Bin porosités, la perméabilité calculée, les différents volumes des Fluides, et la distribution T2.

IV.7.3. Analyse et interprétation des résultats obtenus par le CMR:

Unité D1:

La distribution T2 montre la dominance des fluides libres qui sont plus importants que l'eau liée irréductible, on remarque aussi que l'eau liée à l'argile ($T_2 < 3\text{ms}$) est important dans la partie supérieure de cette unité et devient plus faible dans sa partie inférieure. Pour confirmer la nature du fluide libre on vérifie le log de résistivité AT9, ce log montre que la résistivité est importante ce qui indique la présence des hydrocarbures avec une probabilité d'existence d'une petite quantité de l'eau libre.

La courbe de la perméabilité n'est pas calibrée, ce qui donne seulement une indication qualitative. On remarque que la partie inférieure de cette unité est plus perméable que sa partie supérieure, cela est expliqué par la présence de l'eau liée irréductible ($0.3\text{ms} < T_2 < 33\text{ms}$) dans la partie supérieure de cette unité.

En analysant la distribution de la taille des grains, on remarque la prédominance du grès fin à grossier.

Unité ZPSG:

La distribution T2 montre la dominance des fluides libres, avec une présence de l'eau liée à l'argile ($T_2 < 3\text{ms}$).

La résistivité AT9 diminue dans cette unité par rapport à l'unité D1, ce qui montre que la saturation en eau a augmenté. Cependant, il est probable que cette eau soit irréductible, pour cela il est conseillé de comparer la saturation en eau calculé à l'eau irréductible. Dans le cas où l'eau est totalement irréductible, on peut produire des hydrocarbures dans cette unité.

La perméabilité est relativement la même que celle de l'unité D1.

En analysant la distribution de la taille des grains, on remarque la prédominance du grès moyen.

Unité R2:

La distribution T2 montre la prédominance de l'eau capillaire ($3\text{ms} < T_2 < 33\text{ms}$) et les fluides libres ($T_2 > 33\text{ms}$), avec une faible présence de l'eau liée à l'argile ($T_2 < 3\text{ms}$).

La résistivité dans cette unité est faible, cela est un indice que cette zone est principalement saturée par l'eau. La perméabilité dans cette unité est relativement faible par rapport à D1 et ZPSG.

En analysant la distribution de la taille des grains, on remarque la prédominance du silt moyen à grossier et du Grès moyen. On observe dans la profondeur 3447 mètres, un pique de perméabilité qui s'explique par la présence du grès grossier qu'on le voit clairement dans la distribution de la taille des grains.

En analysant les résultats du CMR et à l'aide du log AT90, on peut dire que le contacte huile-eau est dans la profondeur 3444 mètres, (**Figure IV.34**).

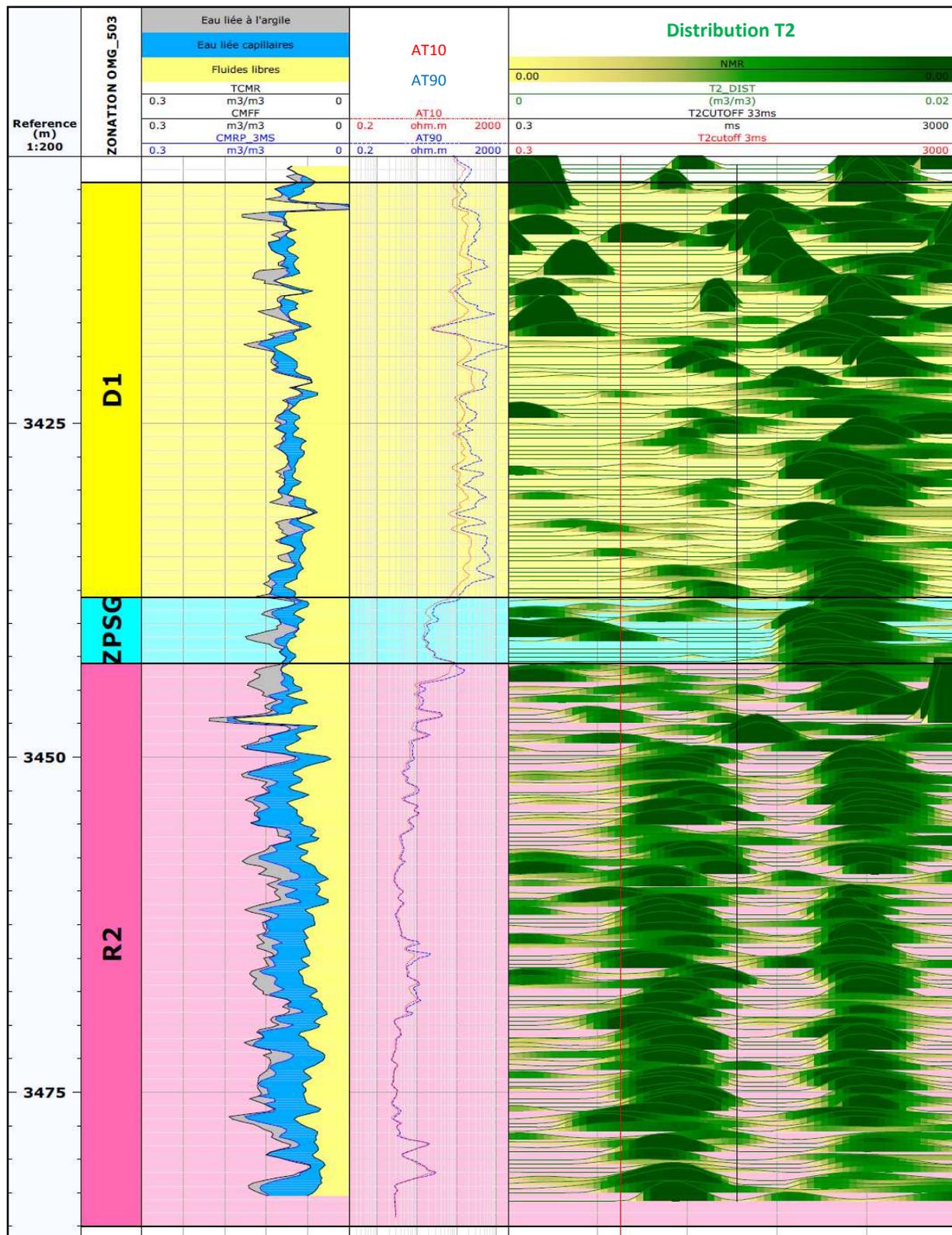


Figure IV.34: Présentation de distribution T2 avec les logs de résistivité.

IV.7.4. Comparaison des résultats du Quanti.Elan avec l'interprétation du CMR :

Les résultats de l'interprétation de la courbe de distribution T2 et la distribution de la taille des grains confirment les résultats de l'évaluation pétrophysique par la méthode probabilistique Quanti.Elan.

L'unité D1 et l'unité ZPSG:

L'évaluation pétrophysique par la méthode probabilistique a mis en évidence la prédominance du quartz avec une faible portion de la kaolinite indiquant que le volume d'argile renfermé dans le réservoir est relativement faible, avec une saturation en eau très faible.

La distribution de la taille des grains indique la prédominance des grés grossiers et la courbe de distribution de T2 montre la présence d'un grand volume de fluide libre, cela est confirmé par une perméabilité relativement élevée.

L'unité R2:

L'évaluation pétrophysique conventionnelle a mis en évidence la forte teneur en kaolinite et en silt dans l'unité R2 accompagnée par une chute considérable du quartz. Cette unité est prédominée par l'argile et la saturation en eau est de forte valeur.

La distribution de la taille des grains renseigne sur la dominance des grains fins et la courbe de distribution de T2 montre l'existence d'un grand volume d'eau irréductible et cela est accompagné par la chute de la perméabilité.

Cette brève comparaison a permis d'assurer la ressemblance des résultats de l'évaluation pétrophysique en utilisant les diagraphies conventionnelles et la diagraphie de la résonance magnétique nucléaire. Cette ressemblance renseigne sur la fiabilité du modèle utilisé dans la méthode probabilistique.

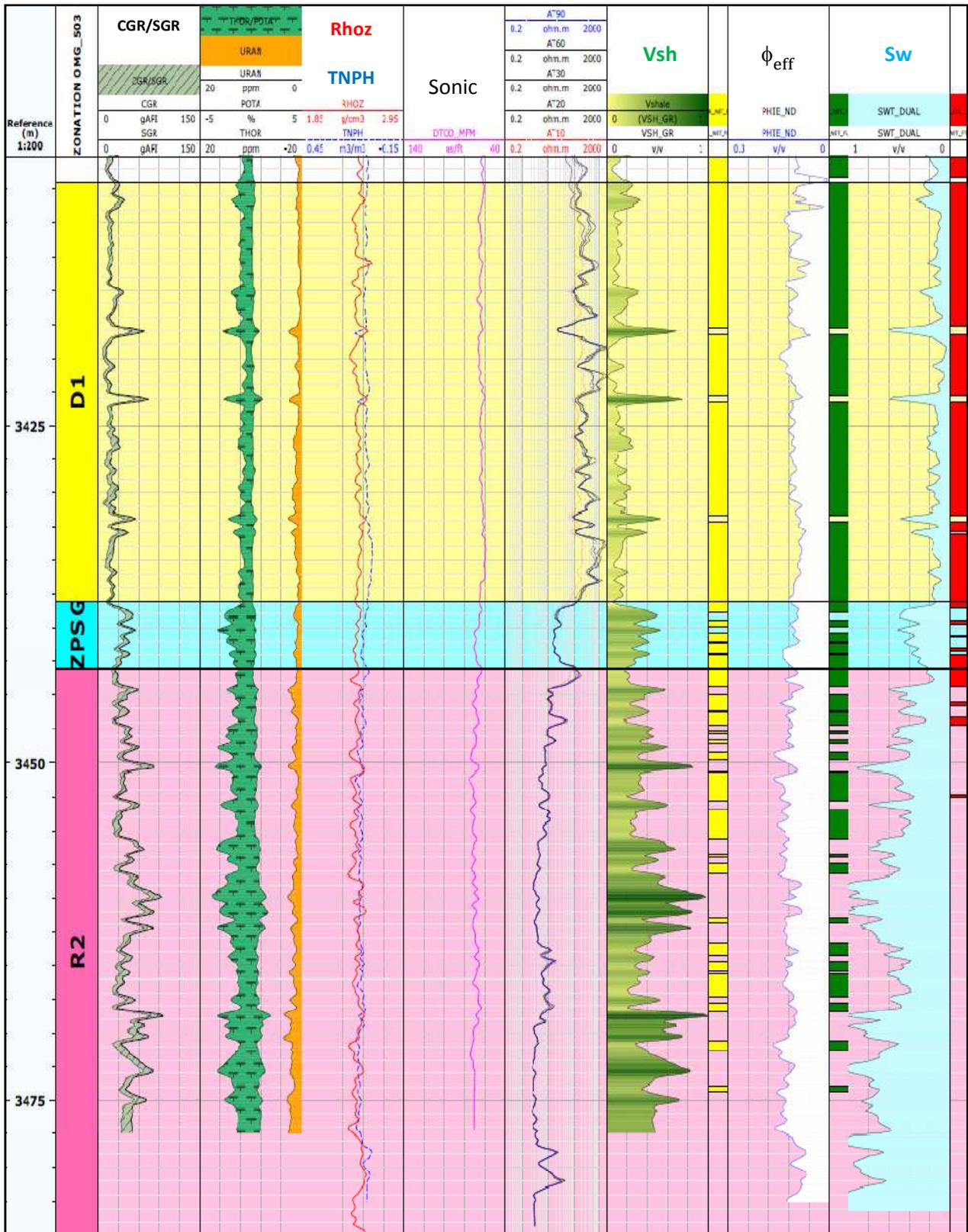


Planche 1 : Log composite de l'évaluation petrophysique en utilisant la méthode déterministique.

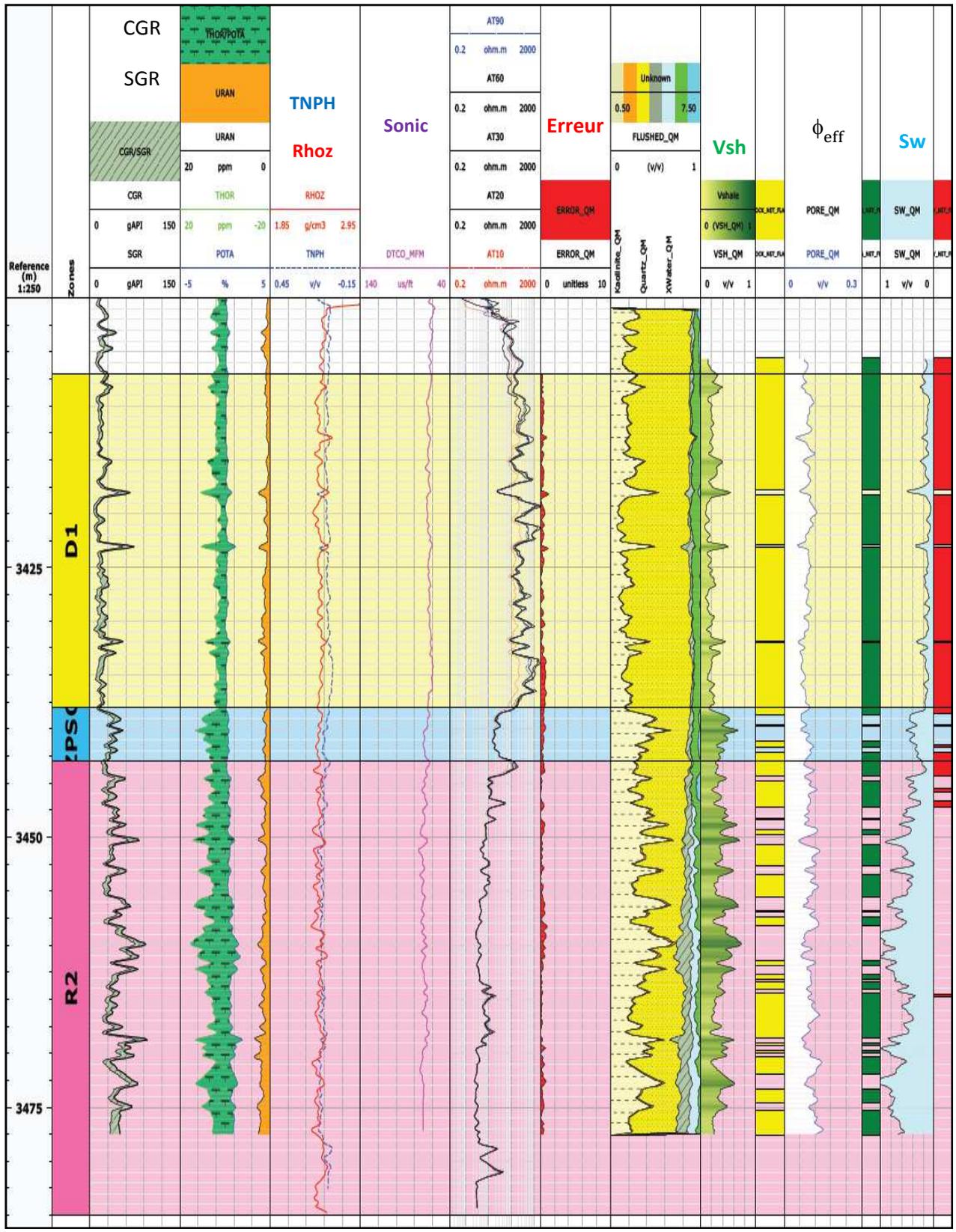


Planche 2 : Log composite de l'évaluation petrophysique en utilisant la méthode probabilistique

Conclusion et recommandation:

L'étude que nous avons menée dans ce mémoire nous a permis de faire une évaluation pétrophysique conventionnelle en utilisant la méthode probabilistique. Cette méthode qui utilise l'inversion permet de générer un modèle qui représente le mieux la réalité. On a pu vérifier la fiabilité du modèle généré par l'interprétation des données fournies par le CMR, cet outil qui occupe une place très privilégiée chez les pétrophysiciens permet d'accéder à la mesure d'une porosité indépendamment de la lithologie et de déterminer la distribution de la taille des grains qui donne une information qualitative sur la perméabilité.

La distribution T2 est l'information clé dans l'interprétation du CMR, elle nous a permis d'avoir une idée sur la mobilité des fluides, qu'ils soient libres ou irréductibles, et d'établir par suite des prévisions sur la production.

Pour déterminer les constituants du modèle introduit dans le Quanti. Elan, il est recommandé d'utiliser l'outil ECS qui donne la minéralogie du réservoir, l'intégration de l'ECS dans le Quanti. Elan permet d'optimiser le modèle généré et le rend plus comparatif avec l'évaluation pétrophysique par les données CMR.

Bibliographie :

- [1] ZAKI.BASSIOUNI, 1994. -THEORY, MEASUREMENT, AND INTERPRETATION OF WELL LOGS- SPE TEXTBOOK SERIES VOL4.
- [2] Petrophysics distance Learning module. Programme de Schlumberger et Shell
- [3] Serra. Ô, 1979. -Diagraphies différées-bases de l'interprétation. Tom1: Acquisition des données diagraphiques. -Bull. Cent.Rech.Explor.-Prod.Elf-Aquitaine.Mem1
- [4] Well logging for scientists 2nd Edition, 2008. By Darwin V. Ellis (Schlumberger Doll Research, Ridgefield, CT, USA) and Julian M. Singer (Richmond, UK)
- [5] Michel Meunier -Diagraphies différées et interpretation, 2010.- Sonatrach exploration, IFP Training.
- [6] Internet
- [7] Kenyon B, Robert K, Starly C, Gubelin G, Morriss C, 1995. Nuclear Magnetic Resonance technology for 21st century, oilfield review.
- [8] Haliburton, 1999. GEORGE R. COATES, LIZHI XIAO, AND MANFRED G. PRAMMER. NMR Logging Principles and Applications. Printed in the United States of America Houston, Texas September 18th, 1999
- [9] Backer Hughes, 2003. Eric Murphy. Nuclear Magnetic Resonance workshop.
- [10] Document Schlumberger, Nuclear Magnetic Resonance Imaging. Dr M Watfa.
- [11] Plate forme intégrée de Schlumberger, the knowledge Hub (en ligne). www.hub.slb.com
- [12] Sonatrach et Schlumberger, 2015. Combenable Magnetic Resonance (CMR) Processing and Interpretation Report. Préparé by: Rabah Lamali (Petrophysicist DS-NAG), Reviewed by: Omar Salmi (Petrophysics - TL DS-NAG).
- [13] M.S. Beghoul, Mars 2013. LES DIAGRAPHIES DIFFERIEES, Interprétation Pétrophysique et Géologique. Sonatrach IAP Boumerdes.