



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département des Mines et géologie

# *Memoire de Fin d'Etudes*

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines

Option : Exploitation Minière

*Présenté par*

REFFIS Bachir

NACER Nadir

**Thème**

*Evaluation du réservoir par l'imagerie  
magnétique*

Soutenu le 28 / 06 / 2017 devant le jury composé de :

Présidente :	Mme. Z. AZIZOU	U.A.M.B
Promotrice :	Mme. K. KICHER	U.A.M.B
Examineur :	Mr. A. GUELMAMI	U.A.M.B

*Année Universitaire : 2016 - 2017*

## REMERCIEMENTS

*Avant tout développement sur cette expérience professionnelle, il apparaît opportun de commencer ce mémoire par des remerciements, à ceux qui nous ont beaucoup appris au cours de notre cursus universitaire, et même à ceux qui ont eu la gentillesse de faire de ce parcours un moment très profitable.*

*Pour cela, on présente notre gratitude et nos remerciements à toutes ces personnes, particulièrement :*

*\* Mme K.Kicher notre chère promotrice, qu'elle soit permis de la remercier très sincèrement et de lui exprimer toute notre reconnaissance pour l'aide précieuse, les conseils éclairés, et les encouragements, afin de réaliser ce modeste travail.*

*\* Le personnel de l'entreprise HESP Hassi-Messaoud où nous avons passés notre stage, tout particulièrement M. GhRABA Bachir tuteur de stage, et l'équipe de service RDC qui nous ont accordés un soutien permanent durant et après la période du stage.*

*\* Melle. BOUCIF Rima pour ses encouragements, son soutien, ainsi que ses conseils pour réussir ce travail.*

*\* Nous remercierions les examinateurs, qui auront bien voulu évaluer notre travail.*

*\* Au personnel du département des Mines et Géologie de l'université A/Mira Bejaïa.*

*\* Nos chers enseignants qui ont contribués, corps et âme dans notre formation.*

*Nous ne pouvons passer sous silence sans remercier chaleureusement nos familles et nos collègues pour leur soutien moral qu'ils nous auront fournissent tout au long de la réalisation de ce travail.*

## *Dédicace*

*Je voudrais dédie ce travail.*

*A mes grands-parents que dieu les protèges.*

*A mes très chers parents qui m'ont soutenu et  
encouragé dans tous les domaines et surtout pour  
réaliser ce projet.*

*A mes deux frères et leurs épouses et leurs fils.*

*A ma seule sœur et son époux et leurs fils.*

*A tous mes amis et collègues et A tous ce que je  
connais.*

*Merci à tous*

*NACER Nadir*

## *Dédicaces*

*Je dédie ce travail :*

*À toute ma famille.*

*À ma mère et mes grands-parents qui m'ont  
beaucoup encouragées.*

*À la mémoire de mon père que Dieu lui  
accorde sa miséricorde.*

*À mes sœurs et frères.*

*À tous mes amis (es).*

*« Ce que d'autres ont réussi, on peut toujours le réussir »*

*Antoine De Saint-Exupéry*

*REFFIS Bachir.*

# Table des matières

Liste des figures	iv
Liste des tableaux	vi
Liste des abréviations et symboles	vii

<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
------------------------------	----------

## Chapitre I : généralités sur la diagraphie

Introduction	3
I.1. Notions de base	3
I.1.1. Puits	3
I.1.2. Réservoir	3
I.1.3. Fluide de forage	3
I.1.4. Caractéristiques pétro-physiques des réservoirs	4
I.1.4.1. La porosité	4
I.1.4.2. La saturation	5
I.1.4.3. La perméabilité	5
I.2. Diagraphie	5
I.2.1. L'invasion	7
I.2.2. Zone envahie (Flushed Zone)	7
I.2.3. Zone vierge (Uninvaded Zone)	7
I.2.4. Gâteau de boue (Mud-cake)	7
I.3. Méthodes conventionnelles de la diagraphie	8
I.3.1. Diagraphie de gamma-ray (Gamma-ray logging)	8
I.3.2. Diagraphie de densité (Density logging)	9
I.3.3. Diagraphie de neutron (Neutron logging)	10
I.3.4. Diagraphie sonore (Sonic Logging)	11
I.3.5. Diagraphie de résistivité (Resistivity logging)	13
I.3.6. Diagraphie de diamètreur (Caliper logging)	14
Conclusion	15

## Chapitre II : L'imagerie par résonance magnétique

Introduction	17
II.1. Définition du l'imagerie par résonance magnétique (IRM)	17
II.2. Principe de la méthode	17
II.2.1. Résonance magnétique nucléaire	18
II.2.2. Les noyaux capables de fournir une résonance	18
II.2.2.1. Pourquoi l'hydrogène ?	18
II.2.3. Physique de l'IRM	19
II.2.3.1. Polarisation des noyaux	19
II.2.3.2. Inclinaison de l'aimantation	21

II.2.3.3. Re-phasage (Re-phasing) .....	22
II.2.3.4. Détection des échos de spin .....	24
II.2.3.5. Repolarisation des noyaux .....	25
II.2.4. Profondeur d'enquête .....	25
II.3. Calcul de la perméabilité .....	27
II.4. Les principaux paramètres contrôlant l'outil MRIL et l'interprétation du log .....	27
II.4.1. Temps d'attente (Time wait) TW .....	27
II.4.2. Temps inter-échos (Time Echo ou Echo Spacing) TE.....	27
II.4.3. Nombre des échos (Numbers of Echos) NE.....	27
II.4.4. Running average RA.....	27
II.4.5. Cut-off.....	28
II.4.6. Temps de relaxation transverse $T_2$ .....	28
II.5. Objectifs.....	28
II.5.1. Avantages de l'IRM.....	28
II.5.2. L'imagerie par résonance magnétique et les diagraphies conventionnelles .....	28
II.6. Les opérations du MRIL.....	30
II.6.1. Pré-planification du travail.....	30
II.6.2. Activation .....	30
II.6.3. Calibration .....	30
II.6.4. Enregistrement (Logging) .....	30
II.6.5. La série d'enregistrement après lancement de l'outil .....	31
II.7. Interprétation.....	34
II.7.1. La première phase : Analyse du domaine temporel (TDA) .....	34
II.7.2. La deuxième phase : Analyse du log d'imagerie par résonance magnétique.....	37
II.7.2.1. PRE-MRIAN.....	39
II.7.2.2. SWB-MRIAN .....	39
Conclusion.....	43

### **Chapitre III : Présentation géologique du champ d'étude**

Introduction .....	45
III.1. Présentation du champ .....	45
III.1.1. Situation géographique .....	45
III.1.2. Cadre géologique.....	45
III.1.3. Aspect structural et tectonique du champ .....	46
III.1.4. Contexte géologique du champ .....	47
III.2. Stratigraphie du champ.....	47
III.2.1. Aperçu litho-stratigraphique .....	47
III.2.1.1. Le Paléozoïque.....	48
III.2.1.1.1. Le Silurien.....	49
III.2.1.1.2. Le Dévonien.....	49
III.2.2.2. Le Mésozoïque.....	49
III.2.2.2.1. Trias.....	49
III.2.2.2.2. Jurassique.....	50

III.2.2.2.3. Crétacé.....	51
III.2.2.3. Le Cénozoïque .....	52
III.2.2.3.1. Mio-pliocène .....	52
III.3. Les réservoirs .....	52
III.3.1. Le Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI).....	52
III.3.2. Le Siegenien .....	52
III.3.2.1. Le découpage litho-stratigraphique .....	53
III.4. Migration et piégeage des hydrocarbures.....	53
III.4.1. Roches mères.....	53
III.4.1.1. Silurien Inférieur .....	53
III.4.1.2. Dévonien Supérieur.....	53
III.4.2. Roche Réservoir .....	54
III.4.3. Roches couvertures.....	54
III.4.4. Pièges .....	54
III.5. Présentation de l'entreprise .....	54
Conclusion.....	55

## **Chapitre IV : Etude du cas**

Introduction .....	57
IV.1. L'enregistrement du log : .....	57
IV.2. Présentation du log : .....	59
IV.2.1. Localisation des zones d'intérêts .....	60
IV.3. Analyse du log .....	63
IV.4. Lecture du log.....	63
IV.5. Interprétation des résultats .....	65
Conclusion.....	66
<b>Conclusion générale</b> .....	68
Références bibliographique .....	ix
Annexes .....	xii

## Liste des figures

<b>Figure I.01 :</b> volume, porosité, saturation et perméabilité d'un réservoir .....	4
<b>Figure I.02 :</b> appareillage opération des diagraphies. ....	6
<b>Figure I.03 :</b> Les différentes zone d'investigation d'un outil de diagraphie.....	7
<b>Figure I.04 :</b> Détecteur de scintillation d'un outil de mesure de gamma ray.....	8
<b>Figure I.05 :</b> émetteur de neutrons .....	10
<b>Figure I.06 :</b> L'outil de digraphie Acoustique .....	12
<b>Figure I.07 :</b> log acoustique (piste 3) .....	13
<b>Figure I.08 :</b> High Resolution Induction Tool (HRID) ; outil de mesure de résistivité par induction.....	13
<b>Figure I.09 :</b> Un log de résistivité (a droit) et de potentielle spontanée .....	14
<b>Figure II.01 :</b> Les atomes d'hydrogène dans une formation non magnétisé .....	19
<b>Figure II.02 :</b> Polarisation des atomes d'hydrogène après une application du champ magnétique .....	20
<b>Figure II.03 :</b> La fréquence de Larmor et l'état d'énergie des atomes d'hydrogène dans un champ magnétique .....	20
<b>Figure II.04 :</b> La courbes de relaxation T1 (polarisation) .....	21
<b>Figure II.05 :</b> L'angle d'inclinaison de magnétisation par 90° .....	22
<b>Figure II.06 :</b> Représentation schématique de l'application d'une radiofréquence B1 sur la magnétisation macroscopique .....	23
<b>Figure II.07 :</b> L'angle d'inclinaison de magnétisation par 180° .....	23
<b>Figure II.08 :</b> Les échos de spin d'amplitude décroissante suivent les impulsions B1 de 180° .....	24
<b>Figure II.09 :</b> Les séquences d'impulsions de CPMG, les courbes de polarisation (en sens de T1) et l'acquisition de train d'échos des spins .....	25
<b>Figure II.10 :</b> L'aimant permanent de l'outil MRIL produit un champ à gradient dont la grandeur diminue avec la distance radiale de l'outil .....	26
<b>Figure II.11 :</b> La zone d'investigation de l'outil de MRIL .....	26

<b>Figure II.12</b> : Cage de faraday : réservoir de calibration de MRIL .....	31
<b>Figure II.13</b> : Interface de programme InSite durant l'opération de l'enregistrement .....	32
<b>Figure II.14</b> : Formulaire englobe les informations collectées sur le client, le puits et sur celle chargée d'exécuter l'opération .....	33
<b>Figure II.15</b> : Interface de l'application permettant d'optimisation les paramètres de l'activation (TE, TW, NE) .....	33
<b>Figure II.16</b> : Log initial dans le domaine de temps (t) .....	34
<b>Figure II.17</b> : Log transformé du domaine de temps t au domaine fréquentielle T2 .....	34
<b>Figure II.18</b> : Log de distribution de T2 .....	35
<b>Figure II.19</b> : Les différents fluides identifiés par MRIL .....	35
<b>Figure II.20</b> : Les Cut-off des différents fluides dans le log de MRIL .....	36
<b>Figure II.21</b> : Modèle à double eau (Dual-Water Model), réponse de MRIL et modèle d'Archie .....	37
<b>Figure II.22</b> : Schéma des processus de MRIAN.....	38
<b>Figure II.23</b> : Log présente les résultats MRIL.....	40
<b>Figure II.24</b> : Log présente les résultats de MRIAN .....	41
<b>Figure II.25</b> : Log présente les résultats de TDA et MRIAN .....	42
<b>Figure III.01</b> : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud .....	46
<b>Figure III.02</b> : Log lithologique du champ de Hassi-Messaoud.....	48
<b>Figure IV.01</b> : Identification des données du log .....	59
<b>Figure IV.02</b> : Identification la zone d'argile dans le log.....	60
<b>Figure IV.03</b> : Identification la zone 1 dans le log.....	61
<b>Figure IV.04</b> : Identification la zone 2 dans le log.....	62
<b>Figure IV.05</b> : Identification de la zone 3 dans le log .....	63

## Liste des tableaux

<b>Tableau II.01</b> : Comparaison entre la diagraphie d'imagerie par résonnance magnétique et les diagraphies conventionnelles .....	29
<b>Tableau IV.01</b> : Rapport des Paramètres.....	58
<b>Tableau IV.02</b> : Les paramètres de l'activation utilisée. ....	59
<b>Tableau IV.03</b> : Les résultats de log de la première zone (avant TDA).....	64
<b>Tableau IV.04</b> : Les résultats de log de la première zone (après TDA) .....	64
<b>Tableau IV.05</b> : Les résultats de log de la deuxième zone (avant TDA). ....	65
<b>Tableau IV.06</b> : Les résultats de log de la deuxième zone (après TDA).....	65

## Liste des symboles et des abréviations

### Les abréviations

**API** : American Petroleum Institute (Unité de mesure des radiations gamma).

**BVI** : Bulk Volume Irreducible (Volume d'eau irréductible).

**CBVI**: Cut-off Bulk Volume Irreducible (Cut-off de volume d'eau irréductible).

**CBW** : Clay Bound Water (Volume d'eau liée à l'argile).

**CPMG** : Carr, Purcell, Meiboom et Gill.

**ENSP** : Entreprise National des Services aux Puits.

**FFI** : Free Fluid Index (Volume de fluide libre).

**HESP** : Halliburton Entreprise Service aux Puits.

**IRM** : Imagerie par Résonance Magnétique.

**MCBW** : MRIL Clay Bound Water (volume de l'eau liée à l'argile calculé par MRIL).

**MRIAN**: Magnetic Resonance Image Analysis.

**MRIL**: Magnetic Resonance Image Logging.

**MPERM** : MRIL Permeability (Perméabilité calculée par MRIL).

**MPHI** : MRIL Porosity Hydrogen Index (Porosité totale calculé par MRIL).

**NE** : Numbers of Echos (Nombre des échos).

**NMR**: Nuclear Magnetic Resonance.

**RA**: Running Average.

**RF** : Radio-Frequency.

**TDA** : Time Domaine Analysis (Analyse du domaine temporel).

**TE** : Time Echo (Temps inter-échos).

**TW**: Time Wait (Temps d'attente).

**GR** : Gamma-Ray.

**md** : milli-darcy.

**eV - KeV- MeV** : électro volt - kilo électro volt – Méga électro volt.

## Les symboles

$\Delta t_{\text{matrice}}$  : temps de transit de l'onde sonique dans la matrice.

$\Delta t_{\text{bulk}}$  : temps de transit de l'onde sonique dans la formation.

$\Delta t_{\text{fluide}}$  : temps de transit de l'onde sonique dans le fluide.

$\gamma$  : Rapport gyromagnétique.

$\theta$  : L'angle d'inclinaison de l'aimantation.

$\phi_D$  : Porosité de la formation calculée à partir des mesures des outils de diaggraphie de densité.

$\phi_{\Delta t}$  : Porosité de la formation calculée à partir des mesures des outils de diaggraphie de sonique.

$\rho_e$  : Densité d'électrons.

$\rho_{\text{bulk}}$  : Densité apparente réelle.

$\rho_{\text{matrice}}$  : Densité de la matrice.

$\rho_{\text{fluide}}$  : Densité de fluide.

$A$  : Le poids atomique ( $\rho_{\text{bulk}}/A$  est proportionnel au nombre d'atomes par centimètre cube de la substance).

$B_0$  : Amplitude du champ magnétique.

$B_1$  : L'amplitude du champ oscillant.

$f$  : Fréquence de Larmor.

$k_{\text{Coates}}$  : Perméabilité.

$R_t$  : true resistivity (résistivité de la zone vierge).

$T_1$  : temps de relaxation longitudinale.

$T_2$  : temps de relaxation transverse.

$V_p$  : volume des pores.

$V_s$  : volume occupé par les éléments solides.

$V_t$  : volume total de la roche.

$V_{\text{sh}}$  : volume d'argile.

$Z$  : Nombre atomique.

# Introduction

## Générale

## Introduction générale

Les fluides souterrains (Eau, Gaz et Pétrole) sont très précieux et ont une grande importance : Se trouvant à de profondeurs plus ou moins importantes, il est toujours nécessaire de forer pour les explorer et les exploiter.

Les hydrocarbures sont les substances les plus demandées dans le monde, de fait qu'elles jouent un rôle capital dans la disposition de l'énergie dans la vie quotidienne. Vu que les gisements des hydrocarbures sont situés en profondeurs, leurs localisations et mise en valeur sont le plus grand défi dans cette industrie ; les spécialistes doivent obtenir le maximum d'informations sur l'état et le comportement du gisement du point de vue structural, sédimentologique et pétro-physique afin de pouvoir réaliser un plan d'exploitation à long terme avec le minimum de coût.

La recherche et l'exploration des hydrocarbures nécessitent le développement des techniques qui servent, soit dans l'optimisation de la production par une bonne caractérisation du réservoir soit dans l'efficacité de l'opération.

De cet effet, les scientifiques cherchent toujours de nouvelles techniques d'exploration ou bien de développer les anciennes, pour arriver à une meilleure caractérisation des nouveaux réservoirs qui sera une assise de tous les travaux de modélisation et de production.

L'imagerie par résonance magnétique nucléaire est une technique qui a été introduite dans le domaine pétrolier par la société NUMAR au milieu des années 1990. Elle occupe actuellement un rôle très important dans l'industrie pétrolière. Ses apports interviennent dans les différentes opérations d'exploitation et d'exploration des hydrocarbures ; soit dans l'efficacité de l'opération, en réduisant les problèmes dans les forages, ou bien dans l'optimisation de la production par une bonne caractérisation et évaluation du réservoir.

C'est dans ce contexte que nous venons présenter ce travail organisé de la façon suivante :

Premièrement, nous entamons notre travail par des généralités sur les différentes méthodes conventionnelles de diaggraphie et de quelques notions utilisées dans le domaine.

Ensuite, nous expliquons la technique de l'imagerie magnétique et son principe de fonctionnement, aussi nous développons toutes les opérations performées pour obtenir le but recherché au titre d'évaluation de réservoir.

Puis, nous présentons la géologie du champ d'étude (champ de Hassi Messaoud).

Enfin, nous étudions et essayons d'interpréter un cas réel de puits du champ de Hassi Messaoud réalisé par Halliburton Entreprise Services aux Puits (HESP).

# Chapitre I

## Généralités Sur La Diagraphie

## Introduction

La mise en valeur d'un réservoir souterrain par les méthodes géologiques et géophysiques, nécessite l'étude de ces caractéristiques qui conditionnent son rendement potentiel, à savoir la porosité, la perméabilité, le taux de saturation, l'épaisseur et les différents fluides qu'il renferme (gaz, huile ou eau).

La diagraphe c'est une technique développée dans le cadre pétrolier pour une meilleur description de réservoir, les informations recueillies lors de cette opération (les logs) sont très précieuses pour l'interprétation géophysique et géologique des terrains.

Dans ce chapitre, nous allons exposer les différents outils de diagraphies conventionnelles les plus utilisées pour l'évaluation des paramètres pétro-physiques d'un réservoir tels que le Rayon gamma, neutron, sonique, ...etc. Leurs définitions, principes de fonctionnement et domaines d'application.

## I.1. Notions de base

### I.1.1. Puits

C'est un ouvrage de captage vertical, permettant l'exploitation d'un fluide contenu dans les pores ou dans les fissures d'une roche du sous-sol. (D. Chapelier, 1999)

### I.1.2. Réservoir

Un réservoir est une formation sédimentaire poreuse et perméable, Il est constitué de grès ou de carbonates, qui renferment des accumulations naturelles d'hydrocarbures. Il est limité par des roches imperméables (Argiles) (Achi. N, 2015).

### I.1.3. Fluide de forage

C'est un système de différents constituants liquides (eau, huile) et / ou gazeux (air, gaz naturel), contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, déblais, ciment...), injecté à l'intérieur de puits de forage (Darley et Gray, 1988).

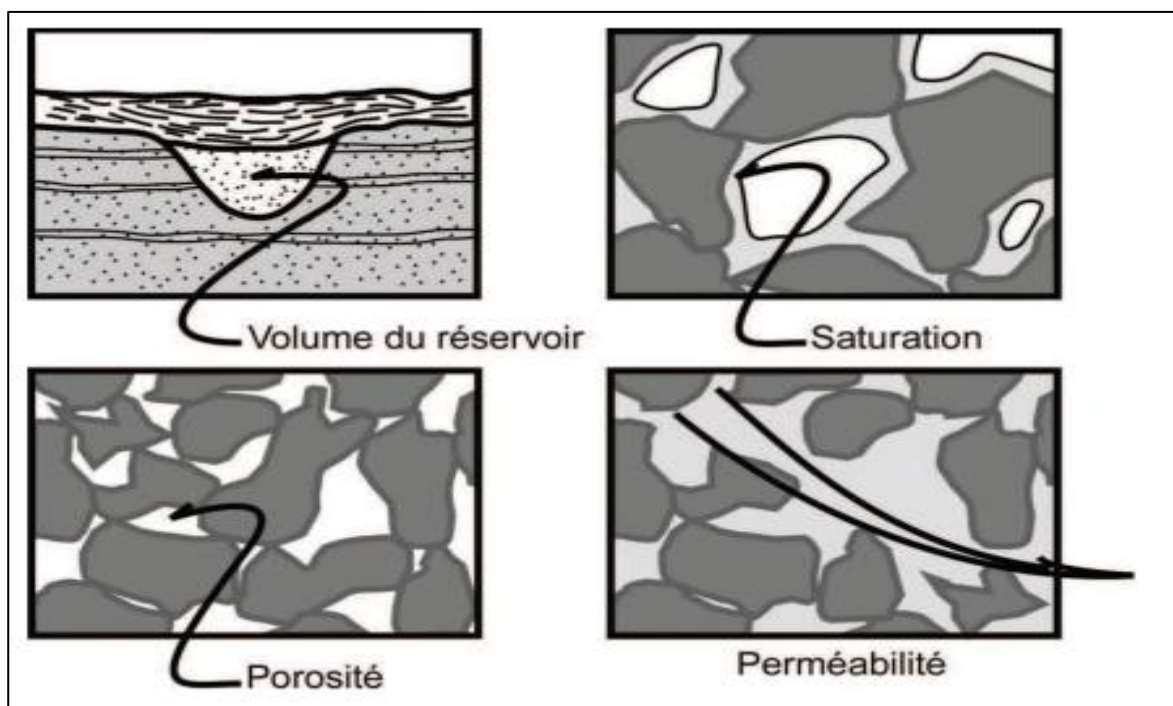
Le fluide de forage a le rôle d'assurer la remontée des déblais du fond de puits jusqu'à la surface ; refroidir et lubrifier les outils pour éviter leurs usures ; et plus essentiellement, joue un rôle déterminant dans la résolution du problème de stabilité des parois par sa densité et sa capacité pour former une barrière limitante. L'infiltration de ce

fluide à travers les parois crée une zone d'invasion appelée profile d'invasion. Le filtrat déplace une partie ou l'ensemble des fluides mobiles dans la formation (Khodja. M, 2008).

#### I.1.4. Caractéristiques pétro-physiques des réservoirs

Une roche sédimentaire est constituée de grains, d'une matrice et de pores qui contiennent les fluides. La matrice lie les grains entre eux. En absence de la matrice, la roche est meuble (Figure I.01) (ENSMP, IFP Training, 2006).

En diagraphie, le terme de matrice est utilisé pour désigner la partie solide de la roche, le volume poreux d'une roche est généralement très hétérogène.



**Figure I.01 : volume, porosité, saturation et perméabilité d'un réservoir**

(ZAHl. A. et AZZABI. A, 2013).

##### I.1.4.1. La porosité

La porosité d'une roche représente la fraction du volume non occupé par les éléments solides par rapport à son volume total. (Selley. R.C, 1998)

Cependant, il existe plusieurs types de porosité :

- **La porosité totale  $\emptyset_t$**  : est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche :

$$\emptyset_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \dots (\%) \dots\dots\dots 01$$

Avec :

- $V_p$  : volume des pores. ( $m^3$ )
  - $V_s$  : volume occupé par les éléments solides. ( $m^3$ )
  - $V_t$  : volume total de la roche. ( $m^3$ )
  - $\emptyset_t$  : porosité exprimée en pourcentage. (%)
- **La porosité effective  $\emptyset_{eff}$**  : Elle représente la porosité accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%, elle est dite :
    - Faible si  $\emptyset \leq 5\%$ .
    - Médiocre si  $5\% < \emptyset \leq 10\%$ .
    - Moyenne si  $10\% < \emptyset \leq 20\%$ .
    - Bonne si  $20\% < \emptyset \leq 30\%$ .
    - Excellente si  $\emptyset > 30\%$ .
  - **La porosité connectée  $\emptyset_{co}$**  : Elle représente les espaces vides interconnectés.
  - **La porosité potentielle  $\emptyset_{pot}$**  : Elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

#### I.1.4.2. La saturation

La saturation en fluide est une fraction des pores remplis de fluides. Autrement définie, c'est le rapport entre le volume occupé par ce fluide et le volume total du vide (Selley. R.C, 1998).

#### I.1.4.3. La perméabilité

Un milieu poreux permet l'écoulement des fluides si les pores sont reliés entre eux et si les pertes de charge ne sont pas trop élevées. La perméabilité représente la facilité avec laquelle un fluide de viscosité donnée traverse une formation. Elle est dite faible de 1 à 10 md, médiocre de 10 à 50 md, moyenne de 50 à 200 md, bonne de 200 à 500 md et excellente si supérieure à 500 md. La perméabilité des meilleurs réservoirs pétroliers est de l'ordre de quelques darcys (Selley. R.C, 1998).

### I.2. Diagraphie

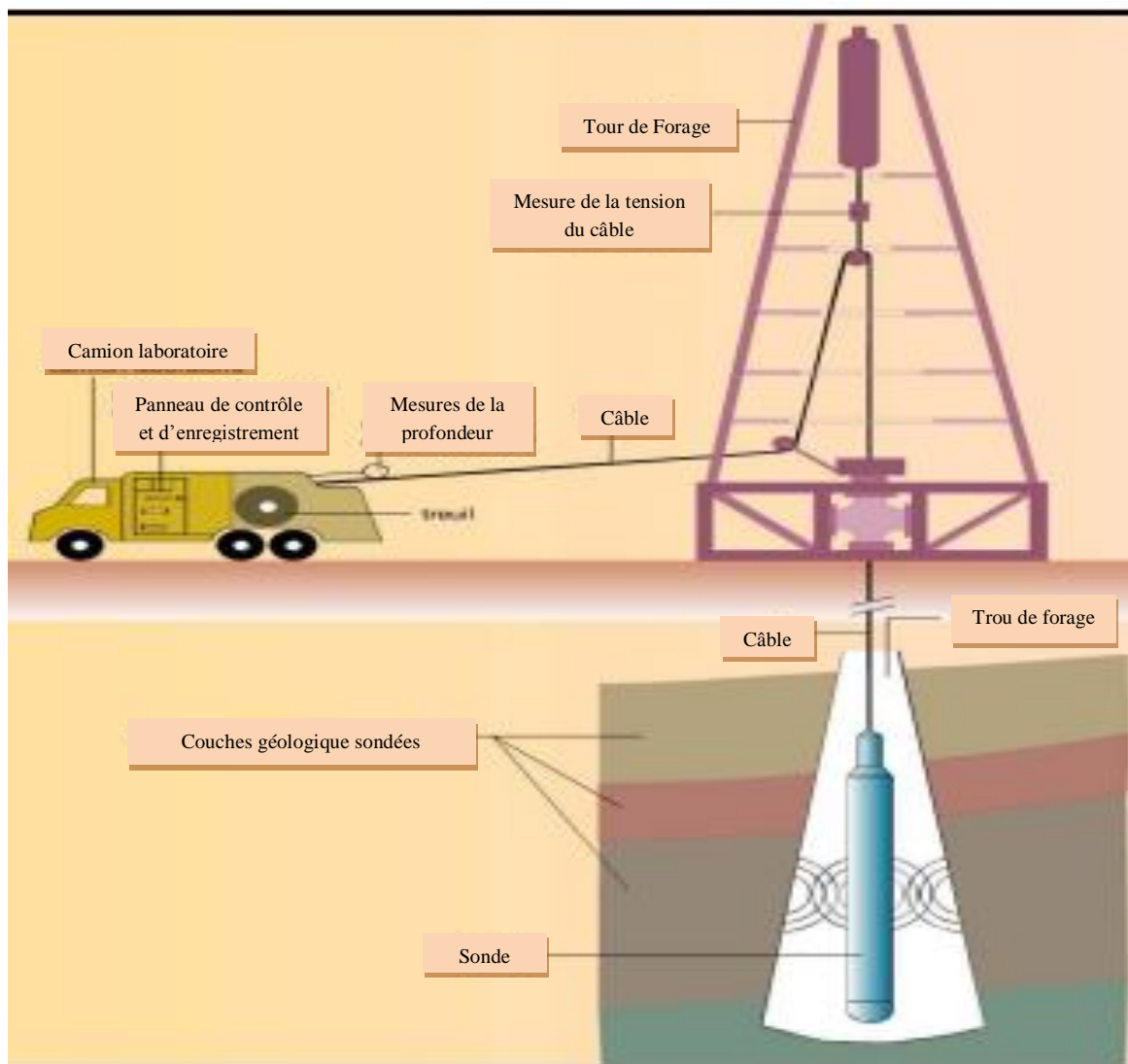
C'est un enregistrement continu des variations d'un paramètre donné en fonction de la profondeur.

Elle consiste à mesurer à l'aide de différentes sondes les caractéristiques des roches traversées lors d'un forage en fonction de la profondeur. D'une manière générale, on appelle

diagraphie tout enregistrement continu de variations d'un paramètre donné en fonction de la profondeur (D. Chapelier, 1999).

Il existe deux types de diagraphie : une diagraphie instantanée qui enregistre les caractéristiques de la formation pendant le forage ; tandis que l'autre type, diagraphie différée, détermine les caractéristiques de la formation après le forage. Ces diagraphies permettent de déterminer plusieurs paramètres pétro-physiques fondamentaux tels que la densité des roches, leur porosité, leur minéralogie, les types d'argile, la présence de fractures, la nature des éléments radioactifs naturels, la distribution des tailles de pores, la perméabilité... (D. Chapelier, 1999).

Les outils de mesures sont alors connectés à un câble électrique descendus dans le puits, la stabilité étant assurée par le fluide de forage (Figure I.02).



**Figure I.02 :** Appareil d'opération des diagraphies. (SOUILAH. O et MAKROUDI. A, 2016).

Dans les forages pétroliers, il existe plusieurs phénomènes qui affectent les mesures des outils de diagraphie, le plus distingué est le phénomène d'invasion.

### I.2.1. L'invasion

C'est le processus par lequel le filtrat de boue, et parfois la boue entière, pénètre dans une formation perméable. Le filtrat de boue déplace certains ou tous les fluides mobiles dans la formation, laissant une zone envahie (Shlumberger, Glossary, 2017).

### I.2.2. Zone envahie (Flushed Zone)

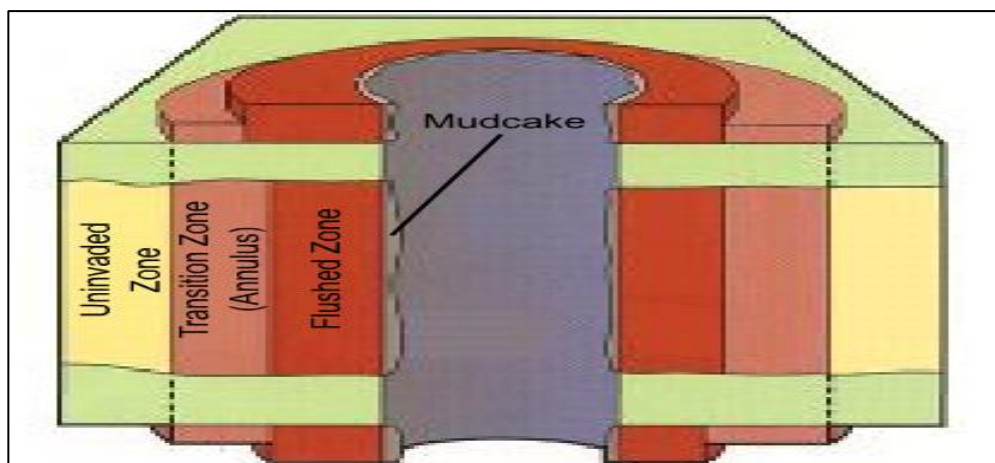
Le volume près de la paroi du trou de forage dans lequel certains ou tous les fluides mobiles ont été déplacés par le filtrat de la boue. Ce volume se compose de la zone lavée et de la zone de transition ou de l'espace annulaire. Dans les modèles simples, la zone envahie et la zone lavée sont considérées comme synonymes (Figure I.03) (Shlumberger, Glossary, 2017).

### I.2.3. Zone vierge (Uninvaded Zone)

C'est la partie de la formation qui n'a pas été affectée par l'invasion (Figure I.03). (Shlumberger, Glossary, 2017).

### I.2.4. Gâteau de boue (Mud-cake)

C'est le résidu déposé sur un milieu perméable lorsqu'une boue, telle qu'un fluide de forage, est forcée contre le milieu (parois du puits) sous une pression. La détermination des propriétés de gâteau de boue, tels que son épaisseur, sa dureté, sa rugosité et sa perméabilité sont importants parce que le gâteau qui se forme sur les zones perméables dans les parois de puits de forage peut provoquer des problèmes de forage et de production (Figure I.03) (Shlumberger, Glossary, 2017).



**Figure I.03 :** Les différentes zones d'investigation d'un outil de diagraphie (Halliburton, 2006).

### I.3. Méthodes conventionnelles de la diagraphie

Les digraphies conventionnelles sont les premières et les principales méthodes utilisées dans presque toute évaluation de formation. Ces méthodes sont :

- Diagraphie de gamma-ray ;
- Diagraphie de densité ;
- Diagraphie de neutron ;
- Diagraphie sonore ;
- Diagraphie de résistivité ;
- Diagraphie de diamètreur.

#### I.3.1. Diagraphie de gamma-ray (Gamma-ray logging)

C'est une méthode qui utilise les rayons Gamma naturel. Les outils de cette méthode fournissent des mesures de la quantité de rayonnement gamma naturel émis par une formation. Ces rayons gamma sont produits par la désintégration radioactive des éléments de potassium, d'uranium et de thorium, qui se produisent dans des quantités variables dans toutes les formations (Figure I.04) (O. SERRA, 1988).



**Figure I.04 :** Détecteur de scintillation d'un outil de mesure de gamma ray  
(Halliburton, 2006).

L'utilisation la plus fondamentale d'un outil de rayonnement gamma naturel est d'aider à déterminer la lithologie des formations géologiques.

La détermination précise de la lithologie n'est possible qu'en incorporant la mesure des rayons gamma avec d'autres mesures dépendantes des lithologies, telles que celles fournies par l'outil à neutrons et l'outil de diagraphie par densité (Halliburton, 2006).

Les principaux composants d'argile contiennent souvent de grandes quantités de Potassium, donc la réponse des rayons gamma peut être utilisée pour estimer le volume d'argile ( $V_{sh}$ ) d'une formation géologique.

On exploite la formule suivante pour calculer le volume d'argile :

$$V_{sh} = \frac{(GR_{lu} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \dots (\%) \dots\dots\dots 02$$

Avec :

$V_{sh}$  : Pourcentage de volume d'argile (%) ;

$GR_{lu}$  : Valeur de gamma ray lu sur le log (api) ;

$GR_{min}$  : Valeur de gamma ray correspond à 0% d'argile (api) ;

$GR_{max}$  : Valeur de gamma ray correspond à 100% d'argile (api).

L'enregistrement de rayons gamma est utilisé aussi comme moyen de corrélation des réponses logarithmiques d'un puits à l'autre, et de contrôle de profondeur entre les passes d'enregistrements dans le même puits afin que la structure géologique et le réglage stratigraphique d'une région ou d'un puits puissent être interprétés (Halliburton, 2006).

### I.3.2. Diagrapie de densité (Density logging)

C'est un outil qui enregistre la densité d'une formation le long du puits. L'outil est placé dans le mur du puits. Il est conçu pour mesurer la densité d'électrons et les propriétés d'absorption des rayons gamma d'une formation. Les rayons gamma sont continuellement émis à partir d'une source radioactive chimique dans l'outil et perdent d'énergie lorsqu'ils entrent en collision avec les électrons des atomes présents dans la formation, où les mesures de l'outil concernent ces pertes d'énergie. Ces rayons sont dispersés ou absorbés (par la perte d'énergie dans chaque collision) ; lorsqu'ils s'interagissent avec les électrons des atomes de la formation, ces diffusions sont proportionnelles à la densité électronique de la formation, tandis que l'absorption des rayons dépend du nombre atomique moyen de la formation (O. SERRA, 1988 ; Halliburton, 2006).

Après un certain nombre de collisions de ces rayons avec les électrons des atomes de la formation, et lorsque le niveau d'énergie d'un rayon gamma dispersé descend en dessous d'environ 100 KeV, il peut être absorbé par un électron. En raison de la diffusion et de l'absorption dans la formation, une large gamme de niveaux d'énergie des rayons gamma est émise et mesurée aux détecteurs de l'outil. (Halliburton, 2006)

En mesurant le nombre de rayons gamma détectés, il est possible de calculer la densité apparente de la formation par la formule suivante :

$$\rho_e = 2\rho_{\text{bulk}} \frac{Z}{A} \dots (\text{g/cm}^3) \dots\dots\dots 03$$

Avec :

$\rho_e$  : Densité d'électrons ( $\text{g/cm}^3$ ).

$\rho_{\text{bulk}}$  : Densité apparente réelle ( $\text{g/cm}^3$ ).

$A$  : Le poids atomique ( $\rho_{\text{bulk}}/A$  est proportionnel au nombre d'atomes par centimètre cube de la substance).

$Z$  : Nombre atomique.

Cette densité permet de calculer la porosité de la formation par la formule suivante :

$$\phi_D = \frac{\rho_{\text{matrice}} - \rho_{\text{bulk}}}{\rho_{\text{matrice}} - \rho_{\text{fluide}}} \dots (\%) \dots\dots\dots 04$$

Avec :

$\phi_D$  : La porosité de la formation (%) ;

$\rho_{\text{matrice}}$  : La densité de la matrice ( $\text{g/cm}^3$ ) ;

$\rho_{\text{bulk}}$  : La densité apparente réelle ( $\text{g/cm}^3$ ) ;

$\rho_{\text{fluide}}$  : La densité de fluide ( $\text{g/cm}^3$ ).

### I.3.3. Diagraphie de neutron (Neutron logging)

C'est un outil qui permet de mesurer la porosité de la formation, en mesurant la population des neutrons thermiques de la formation produite par une source radioactive ou un générateur électronique de neutrons (Figure I.05) (O. SERRA, 1988).



**Figure I.05** : émetteur de neutrons (Halliburton, 2006).

Le principe consiste à transmettre dans la formation des neutrons de grande vitesse (de 4 à 12 MeV), l'interaction de ces neutrons avec les atomes des éléments de la formation réduisent leur vitesse et donc perdent de l'énergie. Lorsque les neutrons sont ralentis à un niveau thermique, ils diffusent au hasard jusqu'à ce qu'ils soient finalement absorbés ou capturés par les noyaux présents (Halliburton, 2006).

La quantité d'énergie perdue par un neutron dans une collision dépend de l'angle de collision et de la masse relative du noyau frappé. Les noyaux lourds ont tendance à disperser les neutrons et à absorber seulement une petite fraction de leur énergie ; par contre la plus grande perte d'énergie est subite lors d'une collision avec un noyau de masse égale. L'hydrogène a environ la même masse qu'un neutron, donc c'est l'élément le plus efficace pour ralentir les neutrons rapides à un niveau thermique ; d'où seulement 18 collisions d'un neutron rapide avec l'hydrogène réduisent son énergie à un niveau de 0,025 eV. En revanche, la même énergie est perdue par plus de 1000 collisions de ce neutron avec un noyau lourd. (Halliburton, 2006)

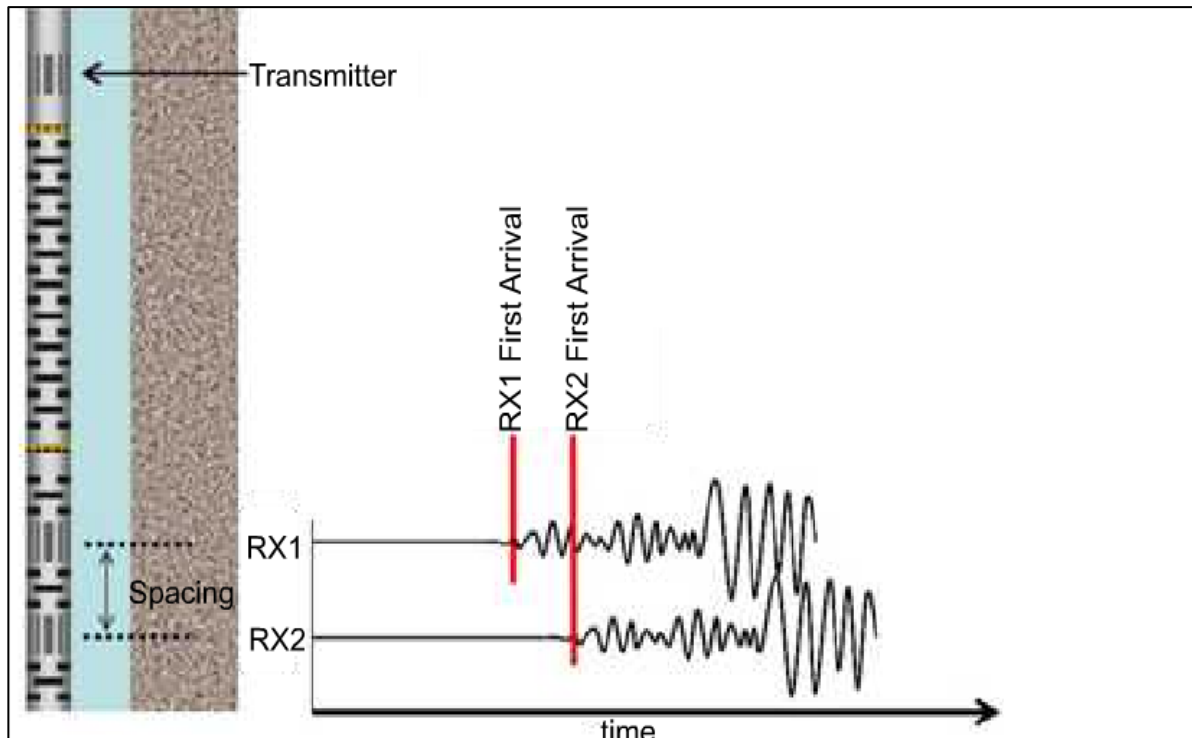
Une fois qu'un neutron est ralenti à un niveau thermique, il diffuse de façon aléatoire jusqu'à ce qu'il soit capturé par un noyau. Les détecteurs de l'outil mesurent l'abondance de neutrons à une distance donnée de la source pendant une seconde de temps (Halliburton, 2006).

#### **I.3.4. Diagraphie sonore (Sonic Logging)**

Les outils de porosité acoustique sont conçus pour mesurer les valeurs en temps réel de la vitesse de l'onde de compression rétractée de manière critique par la formation. Les émetteurs de ces outils génèrent une impulsion acoustique (sonique) qui se déplace à travers le trou de forage et la formation (Ellis. V et Singer. M, 2008).

Les ondes acoustiques traversant le trou de forage et la formation finissent par passer un ensemble de deux récepteurs qui servent exactement la fonction opposée de l'émetteur qui est la détection de l'énergie mécanique des ondes acoustiques de passage et les transforment en un signal électrique (Figure I.06) (Halliburton, 2006).

La vitesse de l'onde compresseur à travers une formation est en fonction des propriétés élastiques et de la densité apparente de cette formation (Halliburton, 2006).



**Figure I.06 :** L'outil de diagraphie acoustique. (Halliburton, 2006)

Contrairement aux estimations de la porosité des mesures de neutrons et de densité qui reflètent la porosité totale d'une formation, la porosité acoustique fournit une estimation de la porosité efficace. (Halliburton, 2006)

Avec une mesure de la différence du temps de transit de l'onde ( $\Delta t$ ) et des valeurs supposées ou expérimentales pour les paramètres de la matrice et des pores, la porosité peut être déterminée à partir de l'équation suivante :

$$\phi_{\Delta t} = \frac{\Delta t_{\text{matrice}} - \Delta t_{\text{bulk}}}{\Delta t_{\text{matrice}} - \Delta t_{\text{fluide}}} \dots (\%) \dots\dots\dots 05$$

Avec :

$\phi_{\Delta t}$ : Porosité sonique (porosité effective) (%) ;

$\Delta t_{\text{matrice}}$  : temps de transit de l'onde sonique dans la matrice (s) ;

$\Delta t_{\text{bulk}}$  : temps de transit de l'onde sonique dans la formation (s) ;

$\Delta t_{\text{fluide}}$  : temps de transit de l'onde sonique dans le fluide (s).

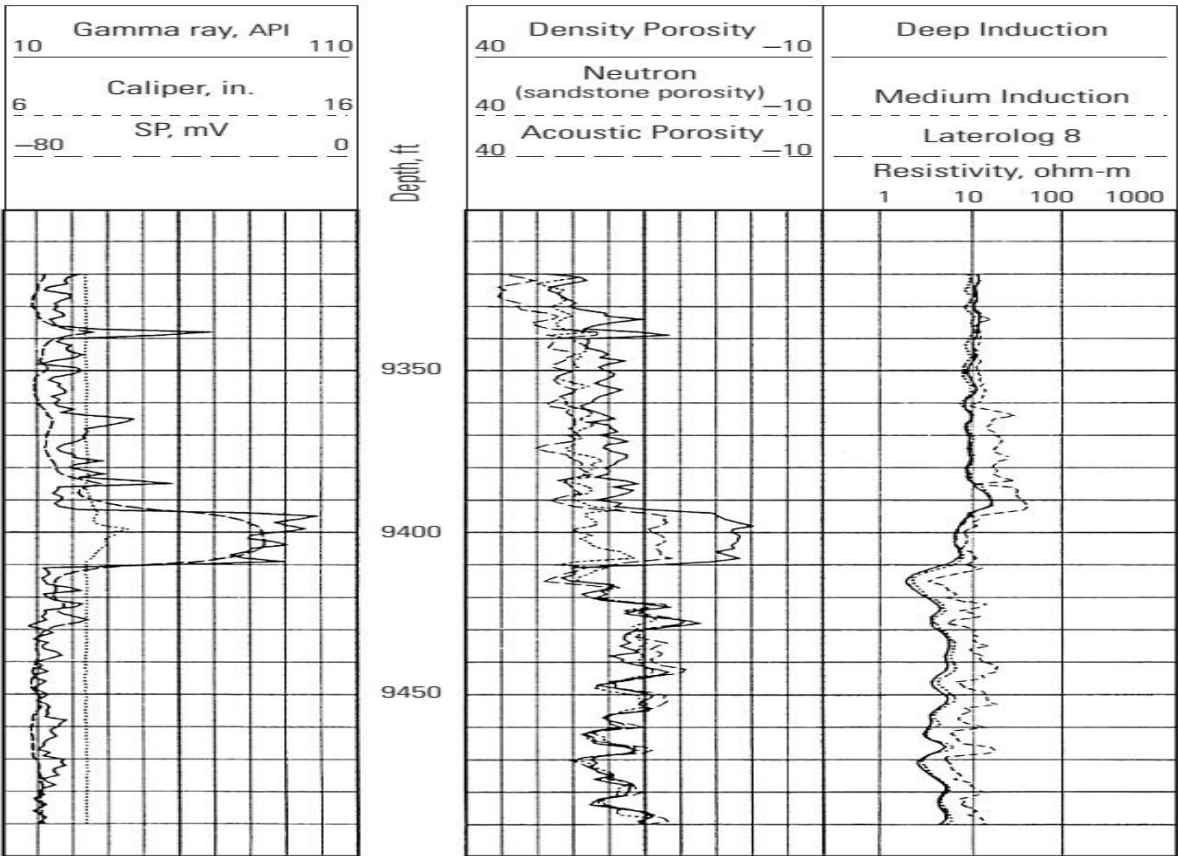


Figure I.07 : log acoustique (piste 3) (Ellis. V et Singer. M, 2008).

I.3.5. Diagraphie de résistivité (Resistivity logging)

C’est un procédé qui fonctionne en caractérisant la roche ou des sédiments dans un puits de forage en mesurant sa résistivité électrique (Ellis. V et Singer. M, 2008).

L’outil est placé à l’intérieur du puits, cet outil va transmettre un courant par des émetteurs ou un champ magnétique par une bobine électromagnétique. Le courant pénètre dans la formation. Un courant traduit en résistivité est alors reçu par des récepteurs (Halliburton, 2006).

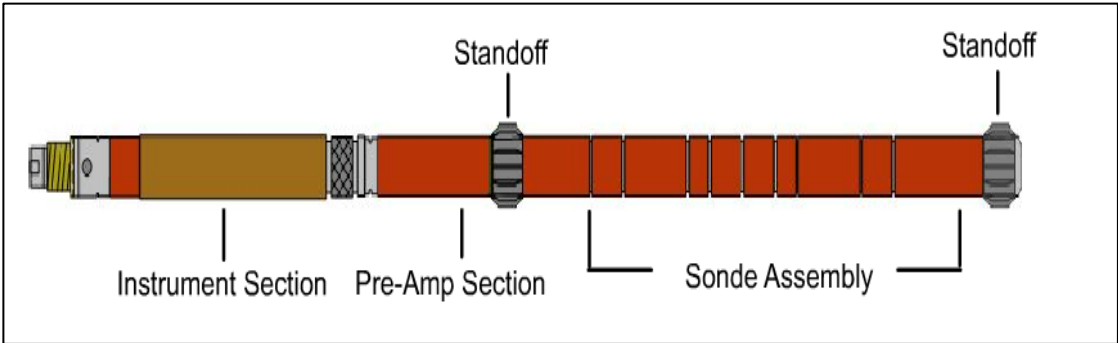


Figure I.08 : High Resolution Induction Tool (HRID) ; outil de mesure de résistivité par induction. (Halliburton, 2006).

Les outils de résistivité fournissent des mesures de la résistivité de la formation dans des multiples distances au voisinage de l'outil.

L'objectif principal de l'enregistrement de la résistivité est de déterminer une valeur de vraie résistivité ( $R_t$ ) d'une formation (la résistivité de la zone vierge). Cette propriété de formation peut être estimée à partir de la mesure de l'outil prise le plus loin du trou de forage, mais nécessite des corrections pour l'influence de ce trou, de la boue de forage et de la zone envahie (Halliburton, 2006).

Les multiples profondeurs d'investigation fournies par l'outil permettent à l'analyste du log de déterminer encore bien la profondeur de l'invasion des fluides, que la présence des fluides mobiles, et d'estimer qualitativement la perméabilité d'une formation. À cette fin, la digraphie de résistivité est l'une des technologies les plus importantes dans l'industrie du forage (Halliburton, 2006).

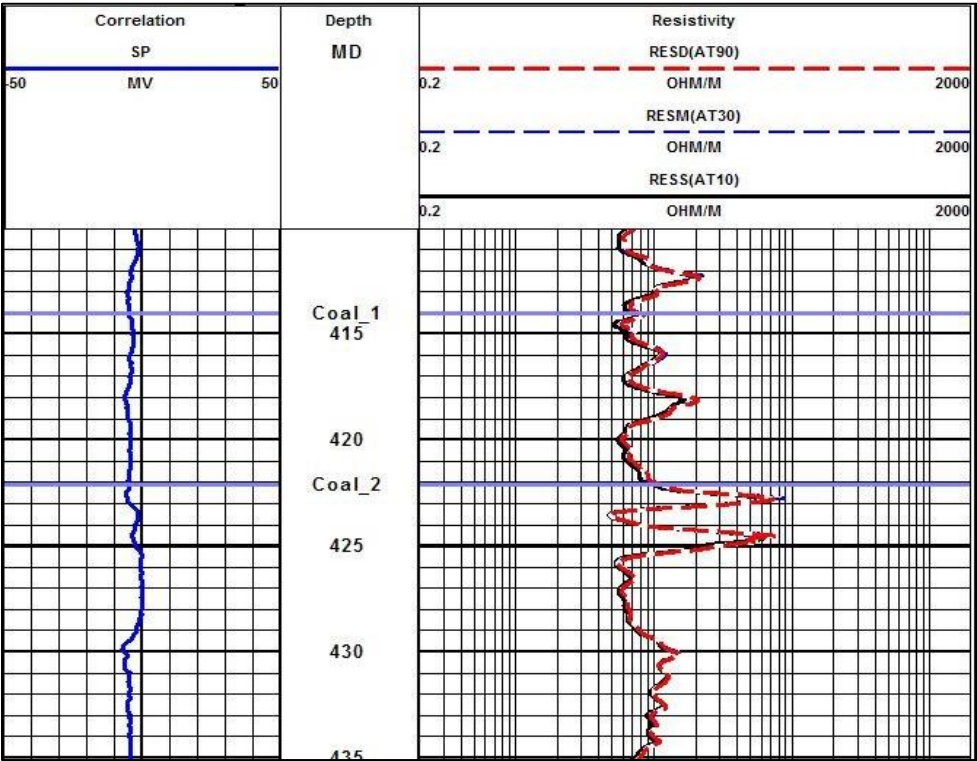


Figure I.09 : Un log de résistivité (à droite) et de potentielle spontanée (Halliburton, 2006).

I.3.6. Diagraphie de diamètreur (Caliper logging)

C'est un outil mécanique constitué de plus de trois bras, permettant de mesurer en continue la variation de la taille et de la forme du puits de forage (Shlumberger, Glossary, 2017).

## Conclusion

Les techniques conventionnelles de diagraphe de puits donnent une information maximale à un coût très minime, aidant les exploitants à prendre des décisions opérationnelles sur le puits. Ces techniques ont rapidement trouvé une large application et ont montré une fiabilité et un développement phénoménal de plus en plus dans l'industrie pétrolière. Par conséquent, aucun produit hydrocarbure ne peut être extrait sans l'intervention de ces logs.

# Chapitre II

## L'imagerie Par Résonance Magnétique

## Introduction

Les méthodes conventionnelles sont les prédominantes dans l'évaluation des formations le long d'un puits de forage. Cette prédominance est due aux performances prouvées dans la détermination de la porosité et de la portion de saturation des fluides dans la formation ; mais elles n'arrivent pas à donner une estimation méthodique de la perméabilité et ça a été la première raison pour que l'industrie pétrolière s'intéresse à la résonance magnétique nucléaire (NMR).

La résonance magnétique nucléaire a été inventée dans les années 1960, où les expériences ont montré une bonne corrélation de perméabilité suite à l'utilisation de cette technique. Son application dans l'industrie n'a pas vu la lumière qu'après les années 1990, où NUMAR a présenté son premier service de MRIL (log d'imagerie par résonance magnétique) et commence à avoir une large acceptation par l'industrie pétrolière.

Dès lors, de nombreuses applications ont évolués avec des améliorations significatives de l'outil. Actuellement, l'utilisateur peut extraire l'information, non seulement à propos la saturation des fluides dans la roche, mais aussi à propos la distribution des pores des différents types des roches.

### II.1. Définition de l'imagerie par résonance magnétique (IRM)

C'est une technologie qui permet de mesurer la résonance des protons de l'hydrogène d'une formation dans le but de déterminer certaines caractéristiques et paramètres de la formation (W. Larry, 2007).

### II.2. Principe de la méthode

Le principe consiste à mettre la formation sous un champ magnétique permanent inversement proportionnelle à la distance depuis le centre de l'outil vers la formation. Ce champ est produit par un aimant introduit à l'intérieur de l'outil. En conséquence, les protons d'hydrogène dans les fluides de formation se polarisent avec la même direction du champ magnétique et crée le phénomène de précession dû à l'effet de leur moment magnétique (spin). Une série d'impulsions d'énergies de radiofréquences synchronisées sous forme d'un champ magnétique oscillant est transmise à cette formation. Une antenne reçoit des signaux (échos) entre ces impulsions résultantes de la résonance des protons. Ces signaux sont enregistrés sous forme d'un diagramme dans le domaine de temps (t) et dans le domaine fréquentiel résultant à un temps de relaxation transverse ( $T_2$ ).

### II.2.1. Résonance magnétique nucléaire

Certains noyaux sont comparables à de petits aimants, qui soumis à un champ magnétique intense peuvent sous l'action d'un champ de radio fréquence (RF) convenable, absorber une certaine quantité d'énergie : c'est le phénomène de résonance. Il se traduit par le passage des noyaux d'un état énergétique favorable à un état énergétique défavorable (Maes. E, 2009).

### II.2.2. Les noyaux capables de fournir une résonance

- Les noyaux sensibles au champ magnétique externe qui possèdent un spin nucléaire  $I$  égal à  $\frac{1}{2}$  tel que le proton d'hydrogène  $^1\text{H}$  le carbone  $^{13}\text{C}$  le phosphore  $^{31}\text{P}$ ...etc (Hornak. P, 2004).
- Les noyaux à spin  $I$  supérieur à  $\frac{1}{2}$  tel que le deutérium  $^2\text{H}$  l'azote  $^{14}\text{N}$ , l'oxygène  $^{17}\text{O}$ ...etc (Hornak. P, 2004).

La résonance magnétique nucléaire s'intéresse au noyau possédant un spin nucléaire égal à  $\frac{1}{2}$  (Vosper. M et al, 2001), et plus précisément au noyau de l'atome d'hydrogène dans les mesures d'imagerie magnétique.

#### II.2.2.1. Pourquoi l'hydrogène ?

L'amplitude relative du signal des différents éléments chimiques dans la formation est déterminée par trois facteurs (Hornak. P, 2004). :

- La concentration de l'élément dans la formation ;
- L'abondance isotopique ;
- La sensibilité du nucléide spécifique.

Par rapport à tous les autres nucléides, l'hydrogène produit un signal extrêmement fort. Cela résulte de ces valeurs élevées pour chacun des trois facteurs contributifs (Sprawls. P, 1993).

Les protons dans les solides, tels que les os ou la matrice, ne produisent pas de signaux. Les signaux ne proviennent que de protons dans des molécules qui sont libres de se déplacer, comme dans un état liquide ou gazeux (Sprawls. P, 1993).

Les concentrations d'éléments dans les fluides sont prédominées par quatre éléments : l'hydrogène, le carbone, l'azote et l'oxygène qui constituent généralement au moins 99% de la masse des fluides (Vosper. M et al, 2001).

Les isotopes les plus abondants des quatre éléments sont l'hydrogène ( $^1\text{H}$ ), le carbone ( $^{12}\text{C}$ ), l'azote ( $^{14}\text{N}$ ) et l'oxygène ( $^{16}\text{O}$ ). Notez que le nombre massique d'hydrogène ( $^1\text{H}$ ) est impair alors que les nombres de masse des trois autres (respectivement 12, 14, 16) sont pairs. Par conséquent, l'hydrogène est le seul de ces quatre isotopes qui possèdent un solide noyau magnétique. Le noyau de l'atome d'hydrogène ( $^1\text{H}$ ) est un proton unique (Sprawls. P, 1993).

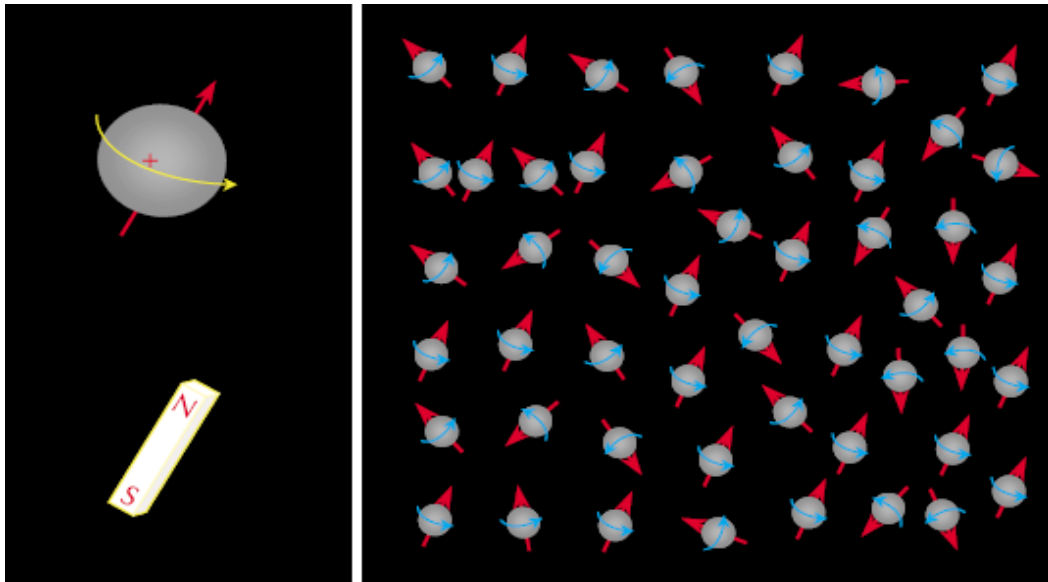
### II.2.3. Physique de l'IRM

On peut résumer le fonctionnement de l'IRM dans quatre étapes :

- Polarisation des noyaux ;
- Inclinaison de l'aimantation ;
- Détection des échos de spin ;
- Repolarisation des noyaux.

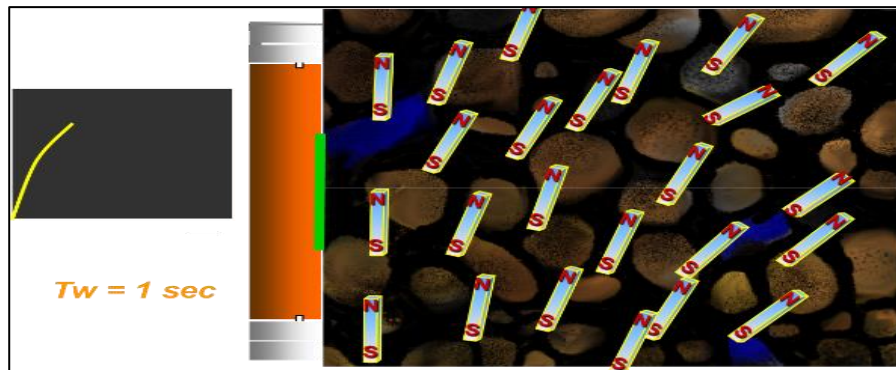
#### II.2.3.1. Polarisation des noyaux

Lorsque de nombreux atomes d'hydrogène sont présents dans la formation géologique et qu'aucun champ magnétique externe n'existe, l'axe de rotation nucléaire est aligné aléatoirement (Figure II.01) (R. George et al, 1999).



**Figure II.01 :** Les atomes d'hydrogène dans une formation non magnétisée  
(R. George et al, 1999).

Lorsque le champ magnétique externe est appliqué, le spin nucléaire tentera de s'aligner progressivement (Figure II.02).



**Figure II.02 :** Polarisation des atomes d'hydrogène après une application du champ magnétique (Halliburton, 2006).

L'axe de rotation nucléaire est aligné avec l'amplitude du champ magnétique  $B_0$ , le noyau de l'hydrogène se déroule autour de ce champ  $B_0$  à une fréquence de précession ( $f$ ), appelée fréquence de Larmor (R. George et al, 1999). Cette fréquence est donnée par la formule suivante :

$$f = \frac{\gamma}{2\pi} B_0 \dots (\text{Hz}) \dots \dots \dots 01$$

Avec :

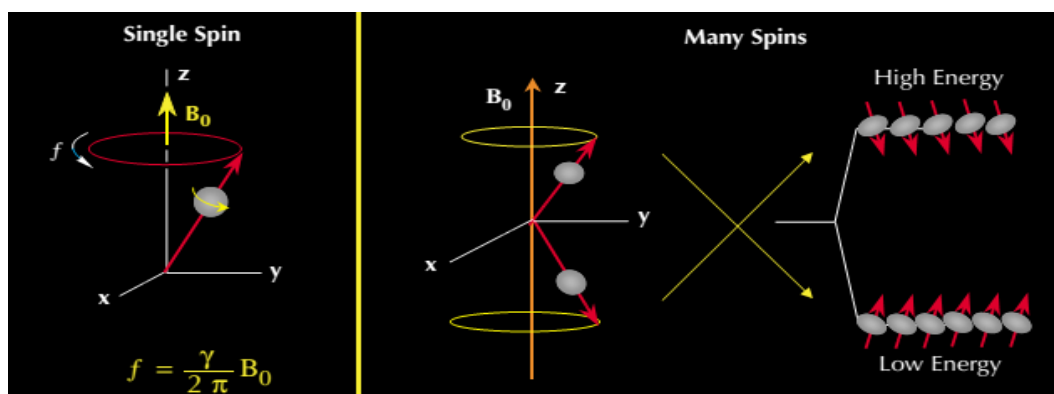
$\gamma$  : Rapport gyromagnétique ( $\text{rad.s}^{-1}.\text{T}^{-1}$ ) ;

$B_0$  : Amplitude du champ magnétique  $B_0$  (T) ;

$f$  : Fréquence de Larmor (Hz).

Lorsqu'un proton d'hydrogène est soumis à un champ magnétique externe, le proton est forcé dans l'un des deux états d'énergie (Figure II.03) :

- Parallèle à  $B_0$  : état à faible énergie (low energy) (état préféré).
- Antiparallèle à  $B_0$  : état de haute énergie (high energy).



**Figure II.03 :** La fréquence de Larmor et l'état d'énergie des atomes d'hydrogène dans un champ magnétique (R. George et al, 1999).

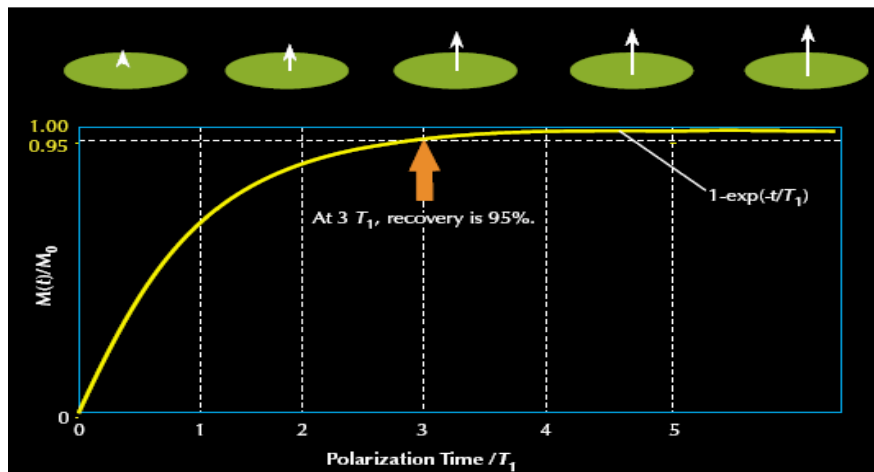
Après que les protons sont alignés avec le champ magnétique statique, on dit qu'ils sont polarisés, sachant que cette polarisation ne se produit pas immédiatement, mais se développe avec une constante de temps appelée temps de relaxation longitudinale  $T_1$  (R. George et autres, 1999).

Le temps de relaxation longitudinale  $T_1$  peut être déterminé à partir de la formule suivante :

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \dots (\text{A.m}^{-1}) \dots\dots\dots 02$$

Avec:

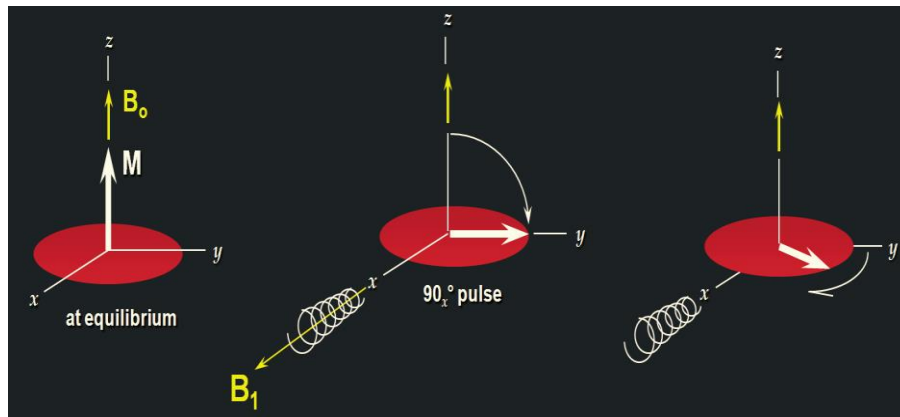
- $t$  : le temps auquel les protons sont exposés au champ  $B_0$  (s) ;
- $T_1$  : Le temps de relaxation longitudinale  $T_1$  (s) ;
- $M_0$  : l'aimantation finale et maximale dans un champ magnétique donné ( $\text{A.m}^{-1}$ ).
- $M_z$  : la magnitude de l'aimantation au temps  $t$ , lorsque la direction de  $B_0$  est prise le long de l'axe  $z$  ( $\text{A.m}^{-1}$ ).



**Figure II.04 :** La courbe de relaxation  $T_1$  (polarisation) (R.George et al, 1999).

### II.2.3.2. Inclinaison de l'aimantation

La deuxième étape de la mesure RMN consiste à incliner la magnétisation de la direction longitudinale vers le plan transversal. Ceci est réalisé en appliquant un champ magnétique oscillant ( $B_1$ ) perpendiculaire au champ magnétique ( $B_0$ ). La fréquence de  $B_1$  doit être égale à la fréquence Larmor des protons par rapport à  $B_0$  (Figure II.05) (R. George et al, 1999).



**Figure II.05 :** L'angle d'inclinaison de magnétisation par 90° (Halliburton, 2006).

L'angle par lequel l'aimantation est inclinée est donné par :

$$\theta = \gamma B_1 \tau \dots (\text{rad}) \dots\dots\dots 03$$

Où :

$\gamma$  : rapport gyromagnétique ( $\text{rad.s}^{-1}.\text{T}^{-1}$ ).

$\theta$  : L'angle d'inclinaison de l'aimantation (rad).

$\tau$  : le temps lequel le champ oscillant est exercés (s).

$B_1$  : L'amplitude du champ oscillant (T).

Lorsque le champ  $B_1$  est désactivé, la population des protons commence à se déphaser, ou à perdre la cohérence de phase et l'aimantation nette diminue (R. George et al, 1999).

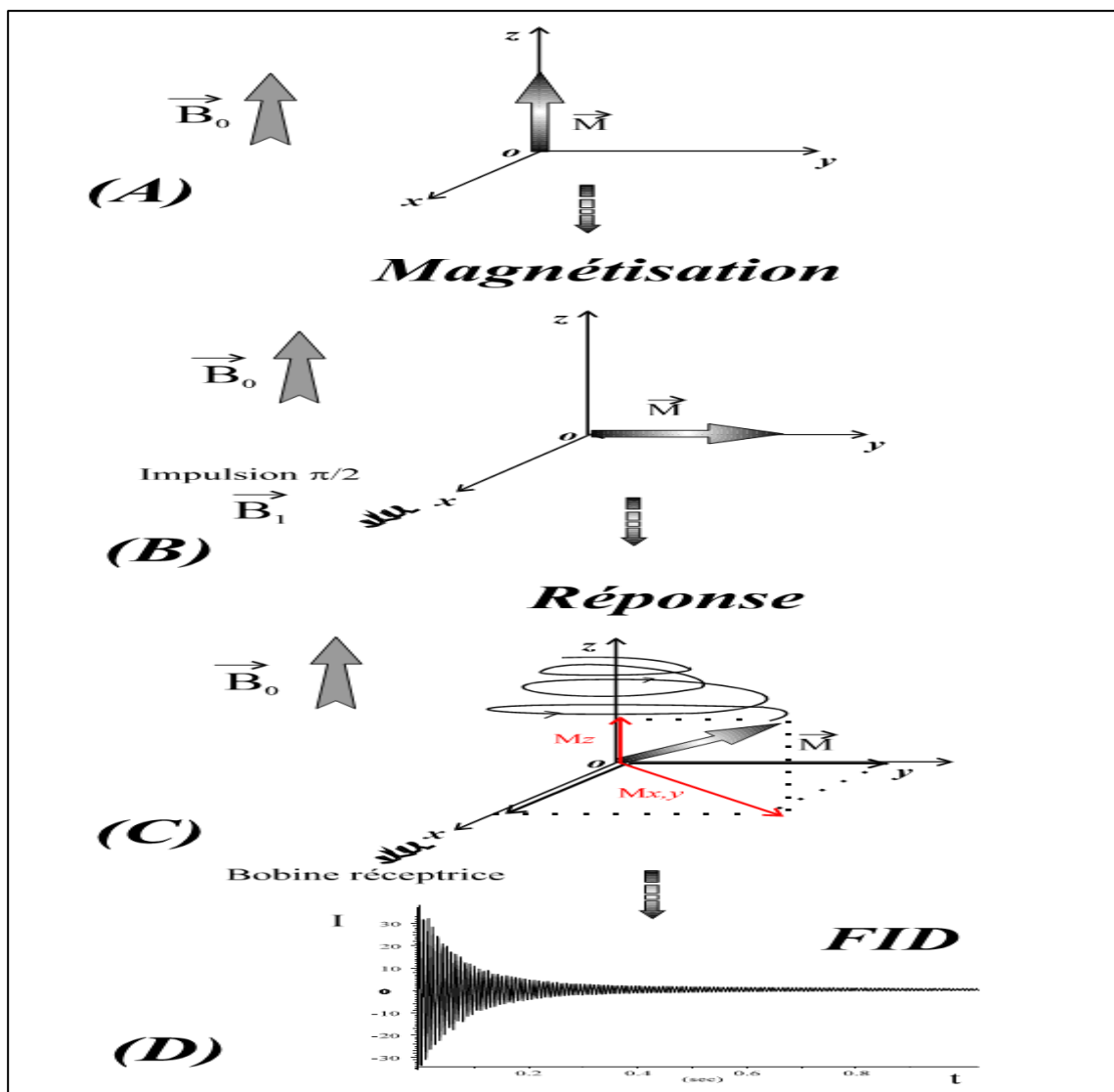
La perte de cohérence est causée par :

- Inhomogénéités dans le champ de  $B_0$  et la bande de  $B_1$ .
- Processus moléculaires qui se produisent dans le matériau mesuré. (Effets pétro-physiques).

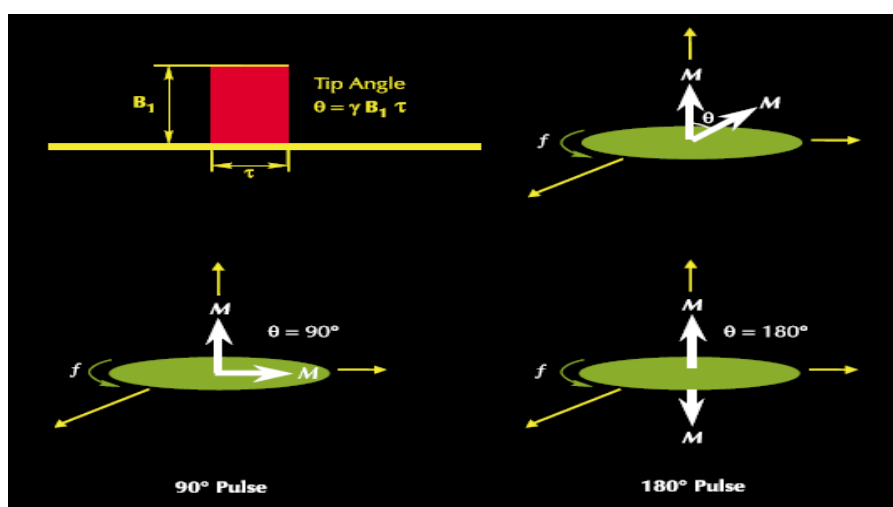
Une antenne qui mesure l'aimantation dans la direction transversale détectera un signal de décomposition (Figure II.06, 'D'). Cette décomposition est appelée précession libre (FID) et sa constante de temps ( $t_2$ ) est très courte (Maes. E, 2009).

### II.2.3.3. Re-phasage (Re-phasing)

Le déphasage de la population des protons est causé par l'inhomogénéité du champ magnétique statique  $B_0$  et la bande passante  $B_1$  est réversible, en appliquant une impulsion  $B_1$  de 180° degrés (Figure II.07) (Maes. E, 2009).



**Figure II.06 :** Représentation schématique de l'application d'une radiofréquence  $B_1$  sur la magnétisation macroscopique (Maes. E, 2009).



**Figure II.07 :** L'angle d'inclinaison de magnétisation par  $180^\circ$  (R. George et al, 1999).

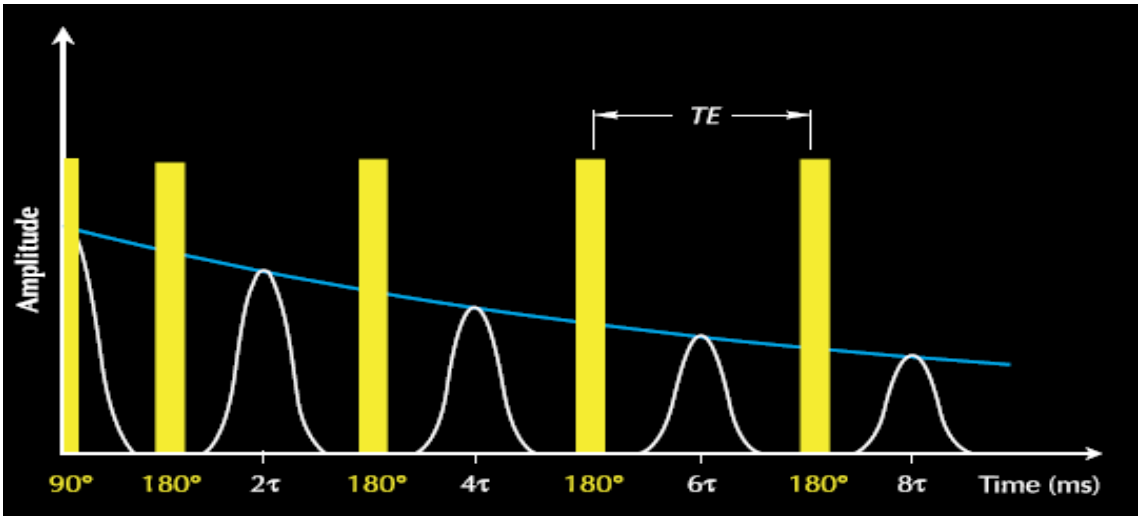
II.2.3.4. Détection des échos de spin

Cette impulsion induit de l'énergie tout en gardant les spins des atomes d'hydrogène dans le plan transversal. L'énergie permettra au vecteur rapide de devenir derrière le vecteur lent. Après un certain temps, ils produiront une amplitude de re-phasage maximale et un signal généré détectable dans l'antenne récepteur (R. George et al, 1999).

Après la première impulsion de 90°, des impulsions multiples de 180° appelées CPMG (Carr, Purcell, Meiboom et Gill) peuvent être appliquées à plusieurs reprises pour redéfinir les composants de magnétisation et générer une série d'échos de spin (R. George et al, 1999).

Les mesures de l'IRM n'enregistrent que le pic pour créer des courbes de tendance d'écho (Figure II.08).

- **CPMG** : Carr, Purcell, Meiboom et Gill sont les inventeurs de la séquence : impulsions de 90° et la série d'impulsions de 180° (R. George et al, 1999).



**Figure II.08** : Les échos de spin d'amplitude décroissante suivent les impulsions B<sub>1</sub> de 180° (R. George et al, 1999).

La constante de temps de la décroissance de l'aimantation transversale est appelée temps de relaxation transversale T<sub>2</sub> (R. George et al, 1999).

Le train d'écho de rotation de CPMG se décomposera en raison des interactions moléculaires et de la diffusion qui est un déphasage irréversible (R. George et al, 1999).

L'amplitude de l'aimantation est donnée par la formule suivante :

$$M_z(t) = M_0 e^{\frac{-t}{T_2}} \dots (A.m^{-1}) \dots\dots\dots 03$$

Avec :

$t$  : le temps auquel les protons sont exposés au champ  $B_0$  (s) ;

$T_2$  : temps de relaxation transverse (s) ;

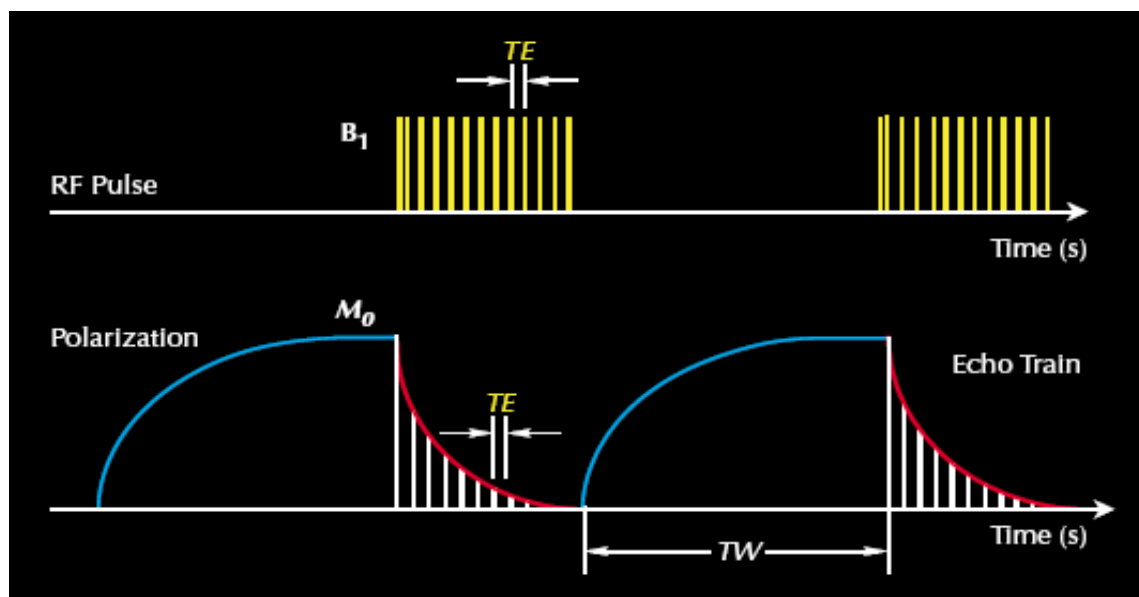
$M_0$  : l'aimantation finale et maximale dans un champ magnétique donné ( $A.m^{-1}$ ) ;

$M_z$  : la magnitude de l'aimantation au temps  $t$ , lorsque la direction de  $B_0$  est prise le long de l'axe  $z$  ( $A.m^{-1}$ ).

### II.2.3.5. Repolarisation des noyaux

A la fin d'une séquence CPMG, la désintégration de l'aimantation transversale est essentiellement complète, un nouveau re-phasage n'est pas possible (R. George et al, 1999).

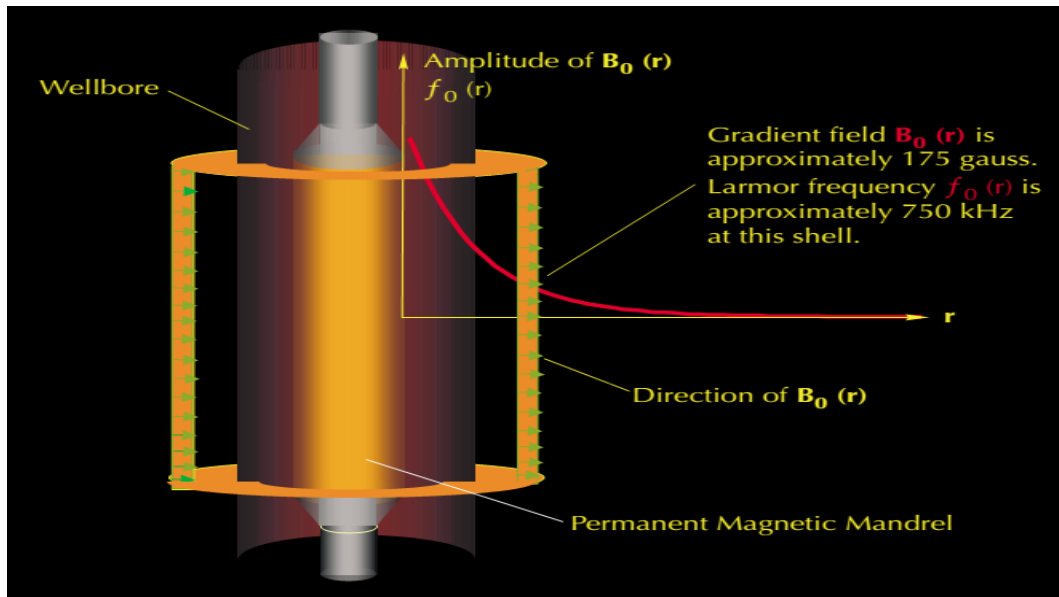
Pour commencer une nouvelle séquence CPMG, les protons doivent être polarisés à nouveau. Il faut donc attendre un temps ( $TW$ ) pour que les protons soient polarisés à nouveau (Figure II.09) (R. George et al, 1999).



**Figure II.09 :** Les séquences d'impulsions de CPMG, les courbes de polarisation (en sens de  $T_1$ ) et l'acquisition de train d'échos des spins (R. George et al, 1999).

### II.2.4. Profondeur d'enquête

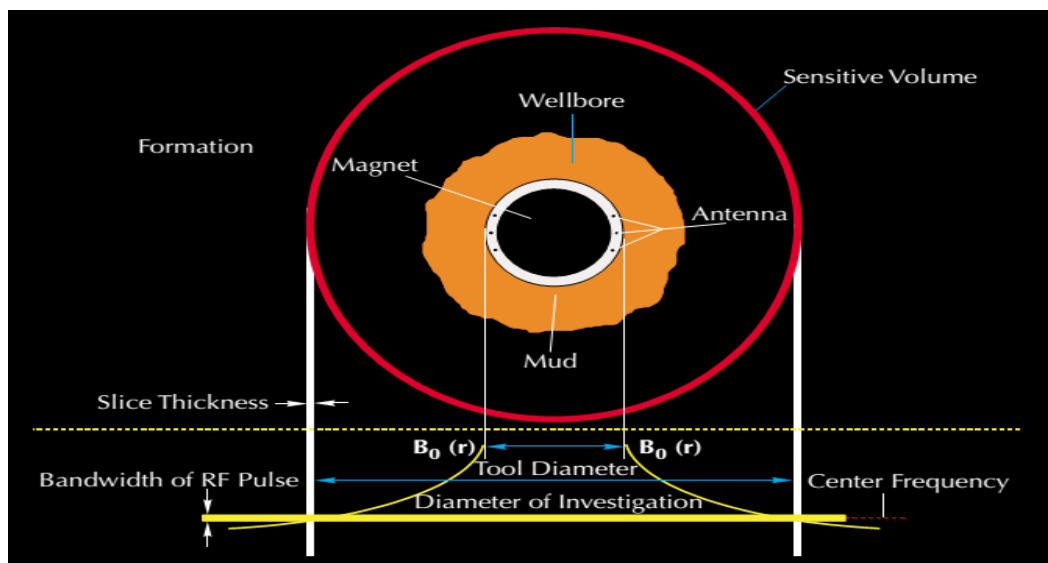
Le champ magnétique statique produit par l'aimant MRIL est un champ de gradient  $B_0(r)$  dont la grandeur est fonction de la distance radiale  $r$  de la surface de l'outil (Figure II.10) (R. George et al, 1999).



**Figure II.10 :** L'aimant permanent de l'outil MRIL produit un champ à gradient dont la grandeur diminue avec la distance radiale de l'outil (R. George et al, 1999).

Le gradient champ magnétique  $B_0$  de MRIL diminue à mesure que la distance de la surface de l'outil augmente. Puisque la fréquence de Larmor est proportionnelle à  $B_0$ , la fréquence Larmor des protons dans la formation diminuera aussi lorsque la distance de la surface de l'outil augmentera (Figure II.11) (R. George et al, 1999).

Théoriquement, la profondeur de l'enquête augmente avec la diminution de la fréquence  $B_1$ . En réalité, l'augmentation de la profondeur d'investigation nécessite une puissance  $B_1$  plus élevée pour faire basculer les protons à  $90^\circ$  et  $180^\circ$ . En outre, l'augmentation de la profondeur d'investigation diminue le rapport signal/bruit (R. George et al, 1999).



**Figure II.11 :** La zone d'investigation de l'outil de MRIL (R. George et al, 1999).

En raison du caractère radial des réponses de MRIL, l'outil doit être bien centralisé dans le puits de forage.

### II.3. Calcul de la perméabilité

L'estimation de la perméabilité est obtenue à partir des mesures du MRIL. De nombreuses formules sont utilisées pour déterminer la perméabilité. La plus couramment utilisée est l'équation de Coates-Timeur (R. George et al, 1999).

Selon l'équation de Coates-Timeur :

$$k_{Coates} = \left[ \frac{\emptyset}{C} \right]^4 \left[ \frac{FFI}{BVI} \right]^2 \dots (\text{darcy}) \dots \dots \dots 03$$

Avec :

**k<sub>Coates</sub>** : Perméabilité de Coates-Timeur (darcy) ;

**Ø** : La porosité Total (%) ;

**C** : Constant empirique dépend de la formation ;

**FFI** : L'index de fluide libre (Le fluide libre) (%) ;

**BVI** : L'eau irréductible (%).

### II.4. Les principaux paramètres contrôlant l'outil MRIL et l'interprétation du log

#### II.4.1. Temps d'attente (Time wait) TW

C'est le temps entre l'arrêt de mesure d'un train d'écho et le début de mesure du prochain train d'écho appelé aussi temps de polarisation (R. George et al, 1999).

#### II.4.2. Temps inter-échos (Time Echo ou Echo Spacing) TE

C'est le temps entre les impulsions de 180°. Cette fois, il est identique au temps entre les échos successifs (R. George et al, 1999).

#### II.4.3. Nombre des échos (Numbers of Echos) NE

C'est le nombre des échos dans un train d'écho (R. George et al, 1999).

#### II.4.4. Running average RA

Elle représente le nombre total de trains d'écho individuels nécessaires pour produire un train d'écho empilé et moyen (R. George et al, 1999).

#### **II.4.5. Cut-off**

Dans l'interprétation de MRI log le Cut-off est une valeur de  $T_2$  qui est empiriquement, liée aux propriétés capillaires du fluide dans une roche. Il sert à différencier différentes tailles de pores et à quantifier la quantité d'eau irréductible (R. George et al, 1999).

#### **II.4.6. Temps de relaxation transverse $T_2$**

Cette constante de temps caractérise la perte de cohérence de phase qui se produit entre les spins orientés selon un angle par rapport au champ magnétique principal, et qui est dû aux interactions entre les spins.  $T_2$  est liés avec succès à des propriétés pétro-physiques d'intérêt, telles que la taille des pores, la perméabilité de la formation (R. George et al, 1999).

### **II.5. Objectifs**

Le log d'imagerie par résonance magnétique sert à déterminer plusieurs paramètres de la formation le long de puits tel que :

- La porosité totale et effective ;
- L'eau capillaire ;
- La porosité des argiles ;
- La perméabilité.

#### **II.5.1. Avantages de l'IRM**

- Réduire le temps de traitement en combinant ces résultats avec ceux des méthodes conventionnelles ;
- Augmenter la vitesse d'enregistrement ;
- S'adapter avec tous les types de fluides de forage ;
- Les résultats ne sont pas affectés par la rugosité des puits.

#### **II.5.2. L'imagerie par résonance magnétique et les diagraphies conventionnelles**

Une comparaison entre la diagraphie d'imagerie par résonance magnétique et les diagraphies conventionnelles est résumée dans le tableau suivant :

Tableau II.01 : Comparaison entre la diagraphie d'imagerie par résonance magnétique et les diagraphies conventionnelles (BRGM, 2016)

Types de diagraphie différée	Données obtenues	Intérêts	Inconvénients
Neutron (NPHI)	-Teneur en hydrogène qui peut être reliée à la porosité totale dans le cas d'un aquifère. - Caractéristiques lithologiques.	-Intérêt majeur : Seule mesure directe de la porosité totale du réservoir. -Rapidité de la mesure.	-Inconvénient majeur : Utilisation d'une source radioactive d'où un risque d'abandon du puits en cas de perte de la source radioactive.
Densité (DPHI)	- Densité des formations qui marque par déduction leurs caractéristiques lithologiques. - Détermination de la Porosité.	- Compensation automatique des effets de paroi et du Mud-Cake. - Rapidité de la mesure.	-Inconvénient majeur : Utilisation d'une source radioactive d'où un risque d'abandon du puits en cas de perte de la source radioactive. - Mesure indirecte de la porosité.
Sonique	- Détermination de Porosité et lithologie. - Fracturation. - Perméabilité.	-Intérêts majeurs : Données obtenues et profondeur d'investigation importante (2,18 m pour un trou en 12"1/4). - Mesure rapide qui peut être couplée aux autres mesures Open-Hole. - Estimation de la perméabilité de fractures.	
Résonance Magnétique Nucleaire (RMN)	- Détermination de la porosité et de la perméabilité. - Estimation de la composition de la roche. - Détermination du type du fluide (eau, huile, gaz).	- Intérêt majeur : seule mesure in situ de la perméabilité matricielle. - Pas de diamètre maximal du puits car la mesure peut se faire excentrée.	- Inconvénient mineur : mesure 5 à 6 fois plus lente que les diagraphies Open-Hole classiques, mais raisonnable compte tenu d'un intervalle de mesure de 300 m (soit une durée de 1h30) - La mesure étant lente à acquérir, il est nécessaire de ne cibler que les horizons présentant un intérêt pour éviter de prolonger l'opération et donc augmenter son coût.
Résistivité	- Détermination de la résistivité de la formation. - Détermination du profil d'invasion. - Estimation de la porosité.	-Estimation de la résistivité in-situ -Localisation des zones potentiellement productrices en comparant résistivité proche (shallow) et résistivité lointaine (deep). -Possibilité de créer un profil d'invasion si la mesure est combinée avec mesure RMN.	- Pas d'estimation directe de la porosité.

## II.6. Les opérations du MRIL

### II.6.1. Pré-planification du travail

L'entreprise collecte toutes les informations disponibles sur le puits avant d'exécuter l'opération de diaggraphie (Figure II.12), dans le but d'assurer une sélection optimale des paramètres d'acquisitions (TW, TE, NE). Cette opération donnera des données fiables et précises, et l'information maximale possible dans n'importe quel réservoir donné et environnement de diaggraphie.

Généralement le Pré-planification du travail comprend trois étapes :

- Définir le besoin des mesures de RMN ;
- Collecter tous les paramètres disponibles sur le puits (diamètre, température, salinité...) et sur le réservoir ;
- Sélectionner l'outil approprié (il dépend du diamètre du puits) et le type d'acquisition (la résolution des données, la vitesse d'enregistrement...etc.).

### II.6.2. Activation

C'est l'ensemble des séquences de commande programmées qui contrôlent le procédé dont les outils MRIL polarisent les atomes d'hydrogène des formations et mesurent les propriétés de Résonance Magnétique Nucléaire (NMR) de ces atomes. Les activations peuvent contenir des séquences de CPMG simples ou multiples (R. George et al, 1999).

Selon les informations collectées par les taches précédentes, les paramètres suivants (NE, TW, TE, RA) sont choisis dans le but d'exécuter des simulations qui servent à optimiser ces paramètres selon l'objectif recherché.

La meilleure combinaison entre ces paramètres optimisés (NE, TW, TE, RA) représente l'activation qui sera programmée à l'unité de commande de l'outil (Figure II.13).

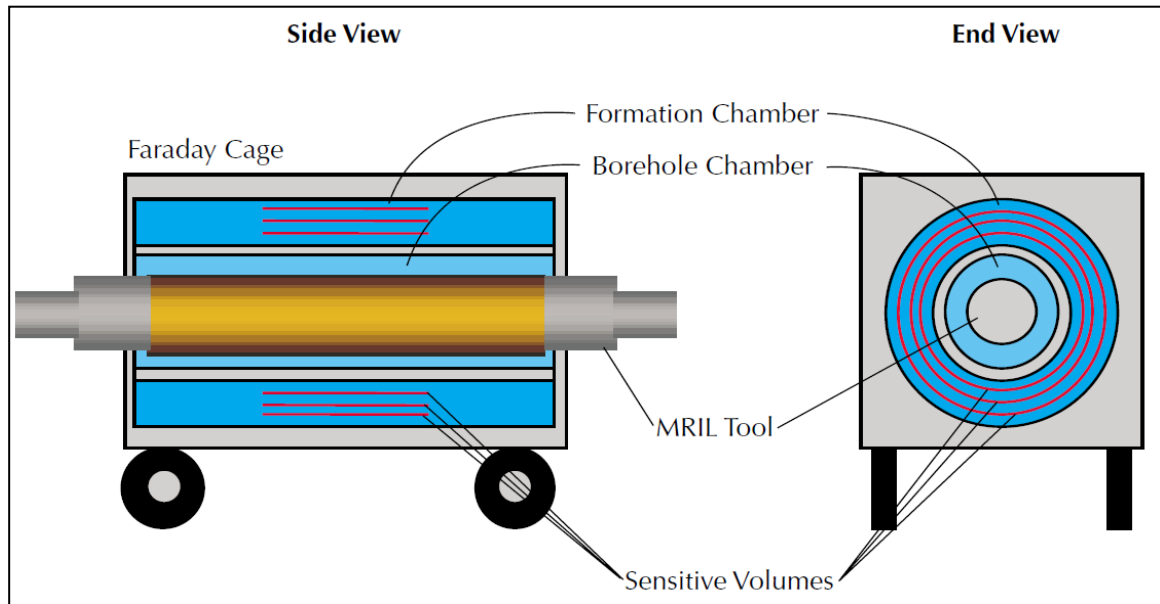
### II.6.3. Calibration

C'est une étape très importante qui permet de préparer et vérifier le fonctionnement de l'outil de travail avant de l'utiliser sur le chantier (Figure II.14).

### II.6.4. Enregistrement (Logging)

Après le choix et/ou le développement de l'activation, l'exécution de l'opération d'enregistrement est comme suit :

- Configuration de l'outil ;
- Placement de l'outil dans le trou de forage et tester sa fonctionnalité ;
- Placement de l'outil sur la zone d'intérêt et performer les corrélations nécessaires ;
- Lancement de l'outil et commencer la diaggraphie.



**Figure II.12 :** Cage de faraday : réservoir de calibration de MRIL (R. George et al, 1999).

### II.6.5. La série d'enregistrements après lancement de l'outil

La séquence d'enregistrement est exécutée après la préparation et le réglage de l'outil d'où les procédures de la séquence sont comme suit :

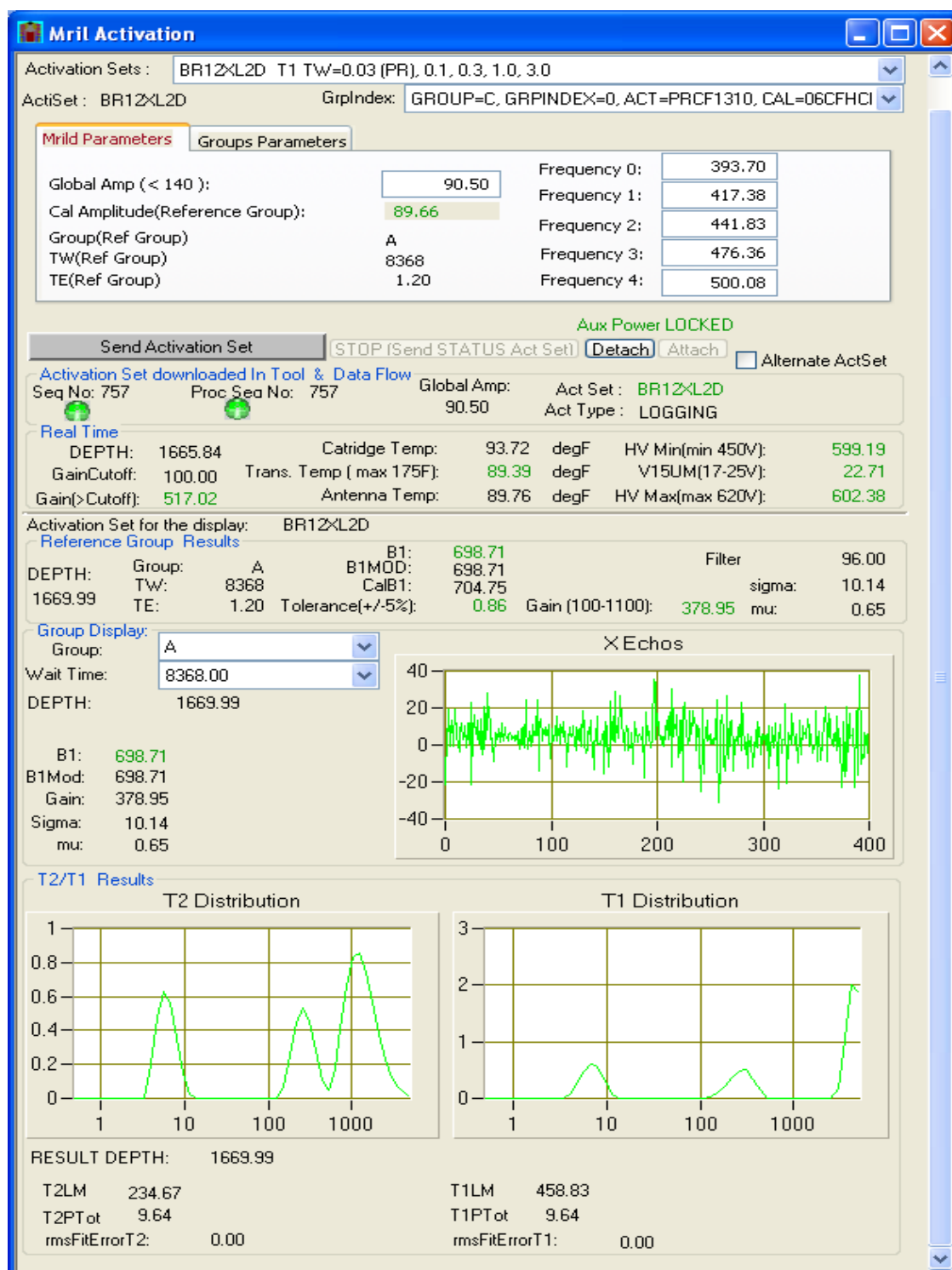
- Allumer le champ magnétique sur la formation ;
- Attendre la polarisation des protons d'hydrogène de la formation par un temps d'attente (TW) ;
- Stopper le champ magnétique et compter le temps d'attente (TW) ;
- Enregistrer les signaux (échos) durant le temps d'attente (TW) avec temps inter-échos (TE) et running average (RA) définie ;
- Répéter la séquence le long de la zone ou la profondeur d'intérêt (Automatisé).

Pour appliquer les différents enregistrements des outils de diaggraphie et l'interprétation des logs, on utilise logiciel InSite.

- **InSite**

C'est un logiciel de géosciences développé par la société HALLIBURTON pour l'interprétation géologique des diaggraphies. C'est un outil qui permet une exploitation

différente et optimisée des informations contenues dans les logs diagrammiques. Il est doté d'une structure permettant ainsi d'utiliser plusieurs applications de traitement. Sa base de données constitue une banque de données où sont stockés tous les résultats des puits interprétés.



**Figure II.13 :** Interface de programme InSite durant l'opération de l'enregistrement  
 (Halliburton, 2011)

**HALLIBURTON** (Jun 21, 2007)

**Customer Information**

Company: \_\_\_\_\_  
 Street Address: \_\_\_\_\_  
 City: \_\_\_\_\_ Zip: \_\_\_\_\_  
 State/Province: \_\_\_\_\_ Country: \_\_\_\_\_  
 Client contact (1): \_\_\_\_\_ phone: \_\_\_\_\_  
 e-mail: \_\_\_\_\_  
 Client contact (2): \_\_\_\_\_ phone: \_\_\_\_\_  
 e-mail: \_\_\_\_\_  
 HES Contact: \_\_\_\_\_ phone: \_\_\_\_\_  
 e-mail: \_\_\_\_\_  
 Location: \_\_\_\_\_  
 Lead Out Date - Equip: \_\_\_\_\_  
 Lead Out Date - Crew: \_\_\_\_\_  
 Lead Out Point: \_\_\_\_\_  
 Rig & Phone: \_\_\_\_\_

**Well Information**

Wellname: **WELL1**  
 Field: **FIELD**  
 State/Prov: **SOMEWHERE**  
 Country: **ANYWHERE**  
 Total Depth: **3500** [m]  
 Casing Depth: **3400** [m]  
 Casing Size: **7** [inch]  
 Casing ID: **6.12**  
 Bit Type: **Standard**  
 Bit Size: **6** [inch]  
 Est. Hole Size: **6.2** [inch]  
 Build Up Angle: \_\_\_\_\_  
 BHT: **100** [IC]  
 BHP: **2000** [psi]  
 Mud Type: **WBM**  
 Mud Weight: **1.2** [lb/gal]  
 Mud Salinity: **500** [ppm]  
 Mud Filtrate available: ☒  
 Barehole Gain: **\$NOM?**

**Logging Instructions per Interval**

Interval	top	bottom	Activation	Logging Speed & Time
(1)	3450	3490	DTW3	\$NOM?
(2)				\$NOM?
(3)				\$NOM?
(4)				\$NOM?

**MRIL Equipment**

Tool Type: **MRIL-Prime (47/F)**  
 Downhole Tension Sub: ☐  
 Wear Sleeve / FE: **5 1/4"**  
 Stand Off Size: **xxxx**  
 Switch Operation: **xxxx**  
 Primary Service Provider: **Halliburton**

**Other Services**

Special Instructions / Comments / Remarks: \_\_\_\_\_

**Data transmission**

AFE Center: **Other**  
 AFE Analyst: **Other**  
 phone: \_\_\_\_\_  
 home: \_\_\_\_\_  
 mobile / pager: \_\_\_\_\_  
 e-mail: \_\_\_\_\_  
 Data Processing: \_\_\_\_\_  
 Satellite Required: ☒  
 Open hole data: **Other**  
 Contact person: \_\_\_\_\_  
 Phone: \_\_\_\_\_  
 e-mail: \_\_\_\_\_  
 \$ Field Printer: ☒  
 \$ Real Time Plot: ☒  
 \$ Final Plot: **MRIL**  
 \$ Field Taper: ☒  
 \$ Results Taper: ☒  
 Job designed by: **Other**  
 Name: \_\_\_\_\_  
 phone: \_\_\_\_\_  
 mobile / pager: \_\_\_\_\_  
 fax: \_\_\_\_\_  
 e-mail: \_\_\_\_\_  
 Special Instructions / Comments / Remarks: \_\_\_\_\_

**Owner** **ryztem**  
**Date** **1-Jan-00**  
**Company** **WELL1**  
**Brief Description** **Eraser all field and reset pull-down menu**

**save scenario**

**Figure II.12 :** Formulaire englobant les informations collectées sur le client, le puits et sur celle chargée d'exécuter l'opération (Halliburton, 2007).

**HALLIBURTON** (Jun 21, 2007)

**Oil Company**  
 Well: **WELL1**  
 Reservoir Properties

Formation Temperature: **100** [IC]  
 Formation Pressure: **2,000** [psi]  
 Measured Depth: **3,500** [m]  
 Effective porosity: **10** [%]  
 Net to Gross Ratio: **100** [%]  
 Reservoir Type: **poro / 1 m D**  
 Restricted Diffusion: D / Da: **1** [X]  
 Invaded Zone HC saturation: **50** [X]  
 Invariant (amount): **0** [X]  
 Gas Density: **0.30** [g/cc]  
 Oil Viscosity: **100** [cP]  
 Water Salinity: **500** [ppm]  
 Thin Lamination Thickness: **100** [inch]  
 Reservoir Fluids: ☒ Oil ☐ Gas ☒ Water  
 Mud type: **WBM**  
 Mud Resistivity: **\$NOM?** **12** [Ohm.m]

**NMR Activation Set Details**

Group	TW (s)	TE (ms)	Neocha	min RA	sFrac (KHz)	Ring diameter (inch)
A	12.208	4.8	100	16	635	H: 11.67, Na: 6.00
B	1.000	4.8	100	16	635	11.67, 6.00
C	0.020	0.6	10	8	760	10.67, 5.49

**Estimated Fluid Properties**

	T1 (ms)	D (10 <sup>-5</sup> cm <sup>2</sup> /s)	A-group T2 (ms)	B-group T2 (ms)
Oil	1502	1.63	89.1	89.1
Water	103	8.71	15.1	15.1
WBM	103	8.71	15.1	15.1
Bulk Water	21770	8.71	18	18

**Depth of investigation & Vertical Resolution Related Results**

	Ring diameter Magnetic Grad	D.O.I	Average	High Side	Low Side	Suggested RA
H	11.67	20.12	2.74			\$NOM?
Na	6.00	147.99	2.26			\$NOM?

**Polarization Curves**

Activation Type: **Single TE, Dual TW**  
 Activation Set Selected: **DTW3**  
 Desired Vertical Resolution: **10** [m]  
 SETOR Vertical Resolution: **\$NOM?** (m) **\$NOM?**

**Differential Spectra**

T2 volume (ms) (p.u.)

	Oil	Water	WBM
Oil	89.1	2.6	
Water	15.1		
WBM	15.1		

**Counter Coefficient** **10**

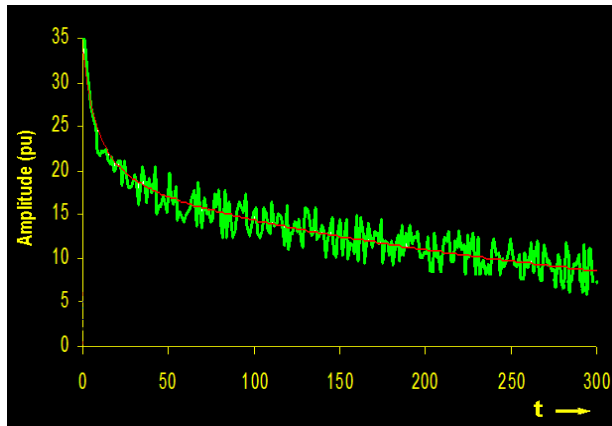
**Owner** **ryztem**  
**Date** **01-Jan-00**  
**Company** **WELL1**  
**Brief Description** **Eraser all field and reset pull-down menu**

**restore scenario**

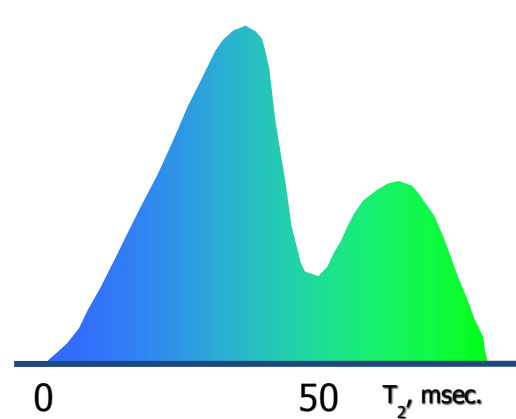
**Figure II.13 :** Interface de l'application permettant d'optimiser les paramètres de l'activation (TE, TW, NE) (Halliburton, 2007).

## II.7. Interprétation

Le log initial est obtenu dans le domaine de temps ( $t$ ) (Figure II.16), puis transformés au domaine fréquentiel de temps de relaxation transverse  $T_2$  (Figure II.17).



**Figure II.16 :** Log initial dans le domaine de temps ( $t$ ) (Halliburton, 2014).



**Figure II.17 :** Log transformé du domaine de temps  $t$  au domaine fréquentielle  $T_2$  (Halliburton, 2014).

L'interprétation du log de MRIL commence après cette étape, elle comprend deux phases principales :

### II.7.1. La première phase : Analyse du domaine temporel (TDA)

Les données de MRIL peuvent être analysées indépendamment ou en combinaison avec des logs conventionnels. Lorsque les données de MRIL sont traitées de manière indépendante, elles peuvent fournir des informations sur la porosité et la perméabilité de la formation, ainsi que des informations sur les familles de l'eau (capillaire, libre...). L'analyse du domaine temporel (TDA) fonctionne selon le principe avec lequel les différents fluides ont des temps de relaxation transverse  $T_2$  différents. La technique TDA est très différente des autres techniques disponibles car elle utilise uniquement les données de MRIL (Figure II.18) dans le processus d'interprétation et aucune donnée conventionnelle n'est nécessaire dans le traitement ; mais son interprétation se limite sur la zone envahie en raison de la profondeur d'investigation des mesures de MRIL (R. George et al, 1999).

Le MRIL identifie trois types de fluides (selon la figure II.19) :

- **L'eau liée à l'argile.** (CBW)
- **L'eau irréductible :** présente l'eau retenue par pression capillaire. (BVI)
- **Les Fluide libre :** présente le fluide circulant dans la formation. (FFI)

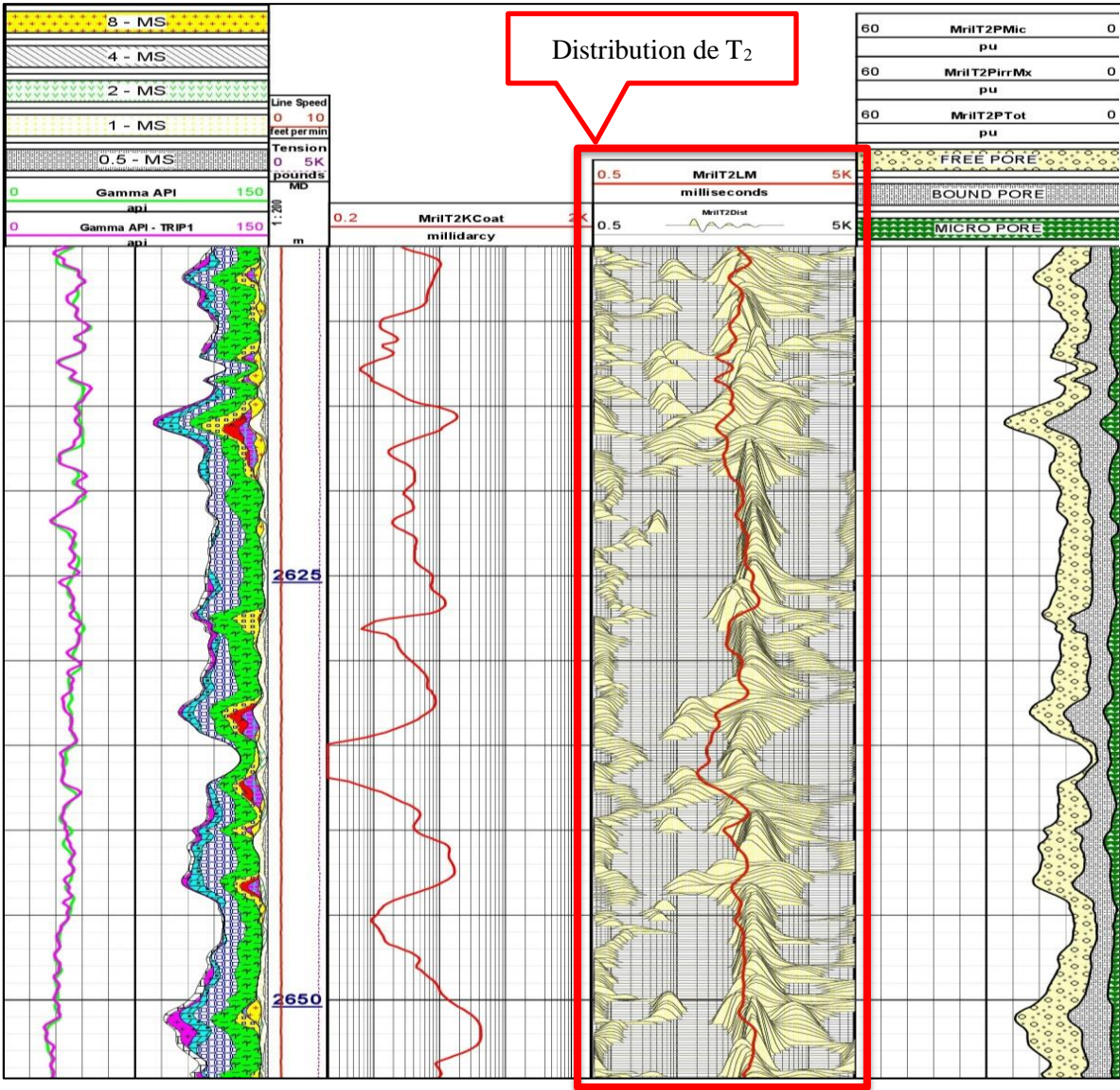


Figure II.18 : Log de distribution de T<sub>2</sub> (Halliburton, 2014).

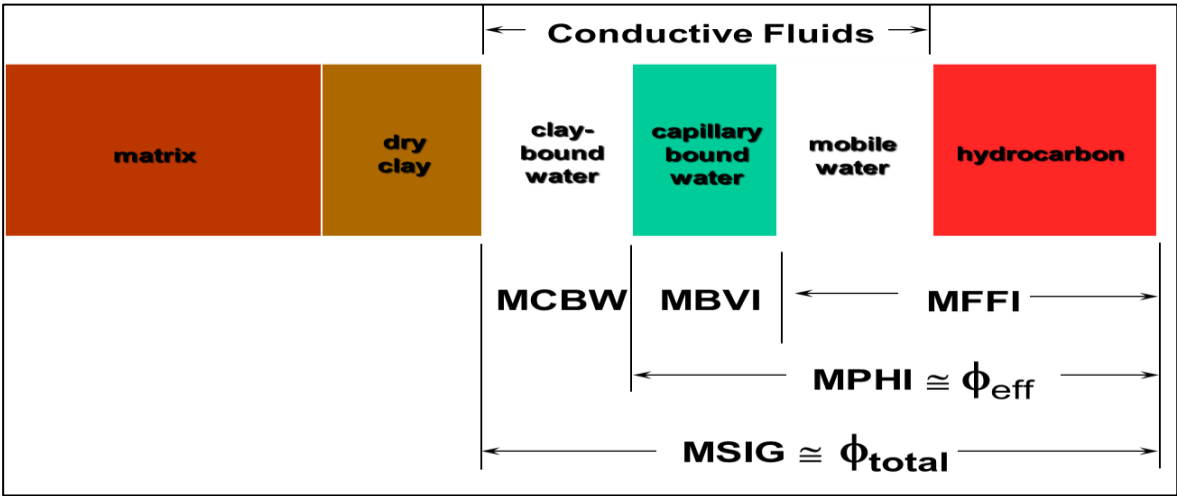
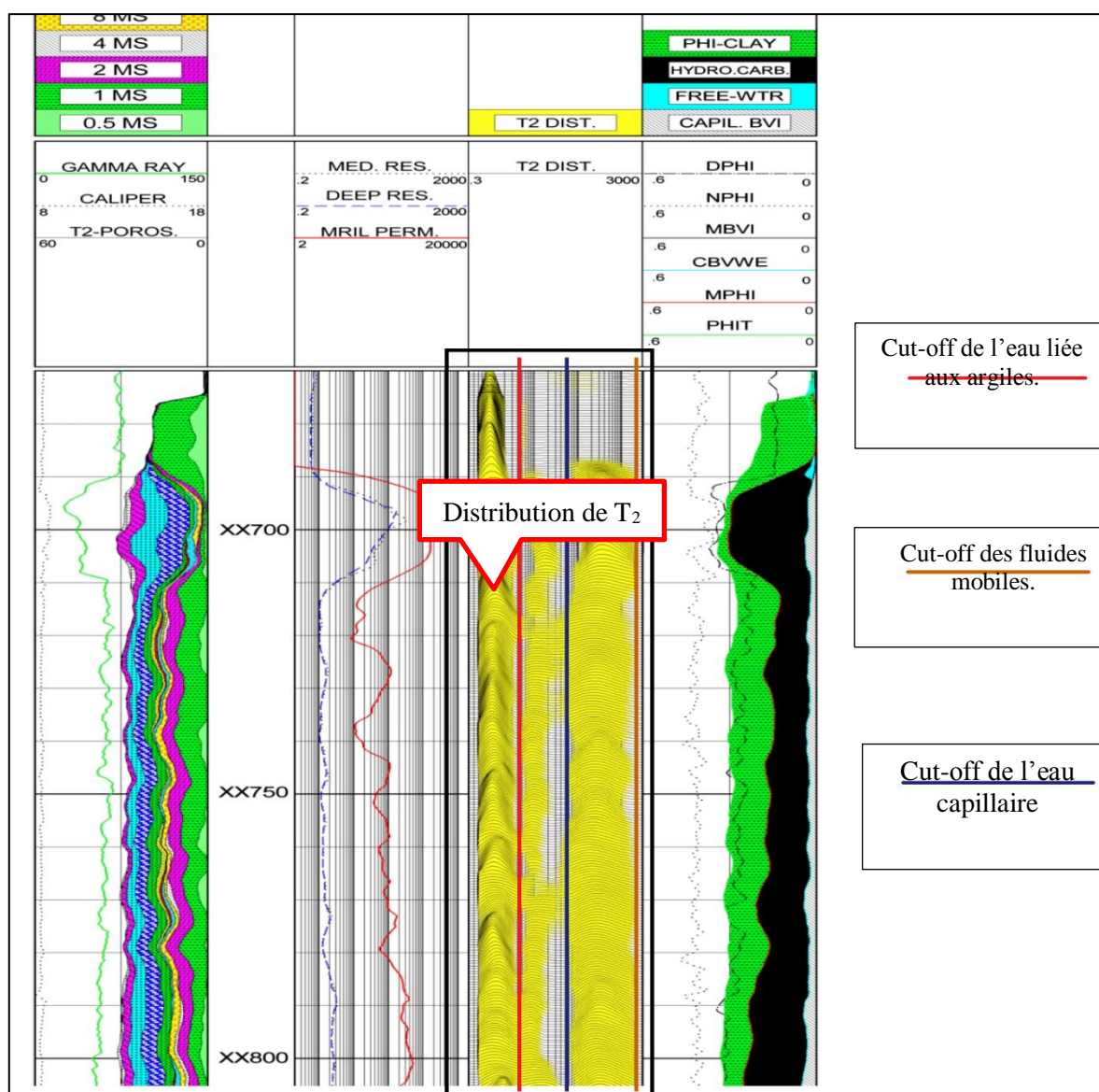


Figure II.19 : Les différents fluides identifiés par MRIL (Haliburton, 2014).

Généralement l'enregistrement (logging) ne se fait pas seulement sur la zone d'intérêt mais se fait aussi nécessairement sur une zone d'argile dans le même puits. Cette particularité est très importante dans le TDA car elle permet de déterminer le cut-off de l'eau liée aux argiles et l'utiliser pour différencier la partie de ces eaux dans la zone d'intérêt.

Le cut-off de l'eau liée à l'argile est déterminé dans la zone argileuse. De la même manière celui de l'eau irréductible (CBVI) et des fluides mobiles sont déterminés à partir du log de distribution de  $T_2$  dans le réservoir (Figure II.20).

Une fois les cut-off sont déterminés, il est possible de déduire les différentes porosités (porosité des argiles, de l'eau capillaire et des fluides mobiles) et donc la porosité totale.

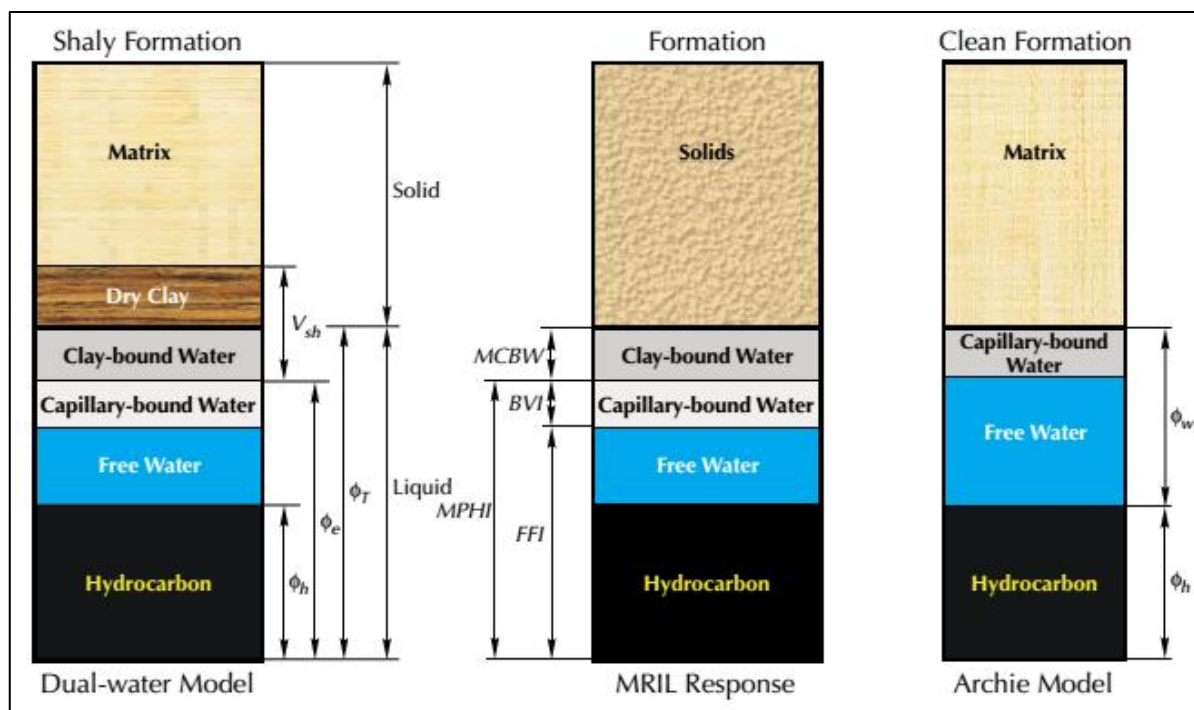


**Figure II.20 :** Les Cut-off des différents fluides dans le log de MRIL (Halliburton, 2014).

### II.7.2. La deuxième phase : Analyse du log d'imagerie par résonance magnétique (MRIAN : magnetic resonance image analysis)

L'analyse des données MRIL seules, telle que l'analyse du domaine temporel fournit une interprétation de la zone envahie en raison de la profondeur d'investigation des mesures de MRIL. Si les données MRIL sont combinées avec d'autres logs conventionnels, l'analyse donc peut fournir encore plus d'informations sur le réservoir. Par exemple, une combinaison des données MRIL et de la résistivité profonde donne une analyse complète des fluides dans la zone vierge. MRIAN est l'un des modèles d'interprétation qui utilise cette combinaison des logs (R. George et al, 1999).

MRIAN est un modèle conçu pour utiliser des logs classiques en combinaison avec la porosité MRIL, et le volume en vrac d'eau irréductible pour évaluer la saturation en eau (sous réserve de contraintes basées sur le contenu irréductible du MRIL) dans la formation non perturbée et le potentiel de production d'eau. Un modèle de résistivité à double eau est appliqué à la porosité totale, à la saturation en eau liée à l'argile et aux courbes d'entrée de résistivité de la formation réelle en combinaison avec des paramètres de résistivité de l'eau de formation (R. George et al, 1999).

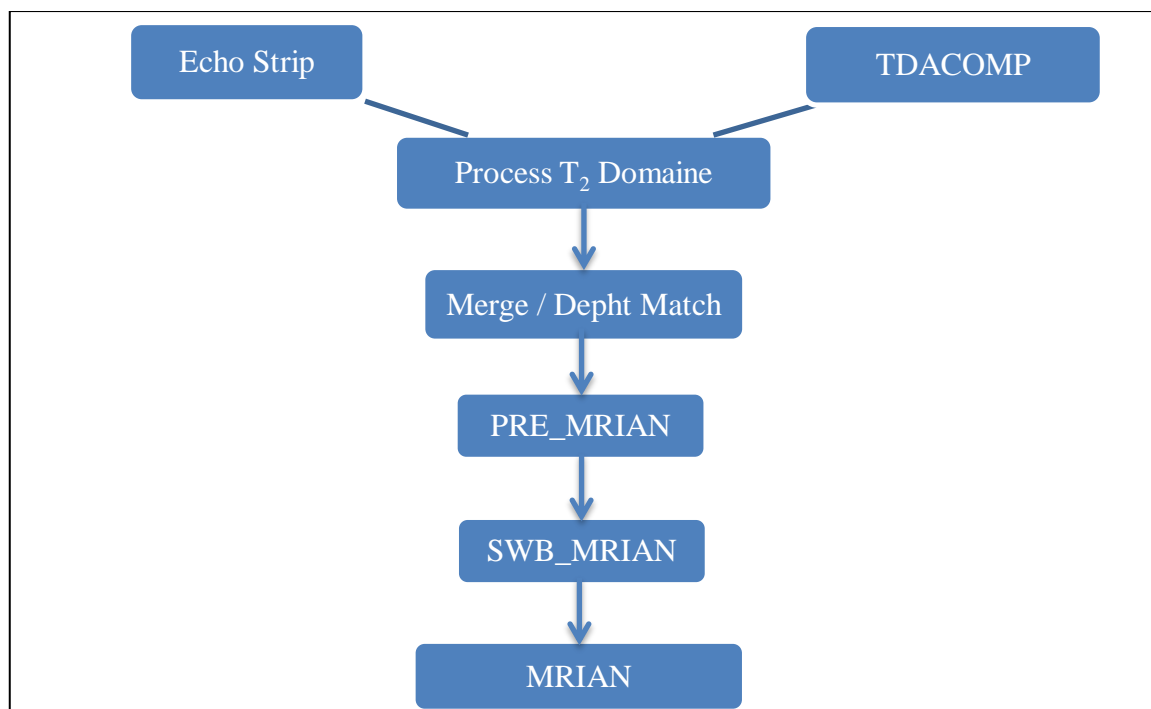


**Figure II.21 :** Modèle à double eau (Dual-Water Model), réponse de MRIL et modèle d'Archie (R. George et al, 1999).

Le modèle MRIAN ne suppose ni ne dépend de la nature des hydrocarbures présents dans la formation dans la plupart des cas. Cependant, une option spéciale est disponible pour les formations visqueuses à huile (plus de quelques centaines de centipoises) pour affiner l'estimation du volume d'eau irréductible et des réserves d'hydrocarbures. Lorsque cette option est sélectionnée, des données MRIL supplémentaires acquises avec un temps inter-échos long (TE égale à 3,6ms ou plus), une activation temps d'attente longue (TW) doivent être disponibles pour effectuer une évaluation indépendante du volume d'eau mobile en comparaison avec l'interprétation de résistivité. En outre, l'option d'huile lourde (visqueuse) calcule un indice d'hydrogène de formation apparente par comparaison de la porosité MRIL à la porosité totale conventionnelle qui peut être utilisée pour estimer la viscosité in situ des huiles dont la viscosité dépasse ~ 500 centipoises (Halliburton, 2002).

Les résultats de base de MRIAN incluent des porosités totales et efficaces, des volumes d'eau (totale et effective, immobile et fluide libre), des saturations d'eau totales et efficaces (une saturation de l'eau liée à l'argile et une perméabilité). MRIAN produit également plusieurs sorties que l'analyste du log peut utiliser pour juger de la qualité des résultats (Halliburton, 2002).

Le MRIAN est précédé par deux modèles qui lui fournissent les données nécessaires dans ces calculs selon le schéma des processus suivant (Figure II.22) :



**Figure II.22 :** Schéma des processus de MRIAN (Halliburton, 2002).

### II.7.2.1. PRE-MRIAN

PRE\_MRIAN est un modèle de préparation de données pour la chaîne de produits MRIAN. La principale fonction du modèle est la détermination de la porosité totale (Halliburton, 2002).

Les résultats de base de PRE\_MRIAN comprennent :

- La porosité totale.
- La température de formation.
- Les propriétés de l'eau de la formation et du filtrat de la boue, dans les conditions de la formation.
- Les porosités de la combinaison de neutron-densité et de neutron-sonique.
- La résistivité apparente de l'eau de formation.
- La saturation apparente de l'eau liée à l'argile à partir des données de MRIL.
- Une série de courbes utilisées par le modèle SWB\_MRIAN pour estimer la saturation en eau liée à l'argile pour le produit répondant MRIAN.

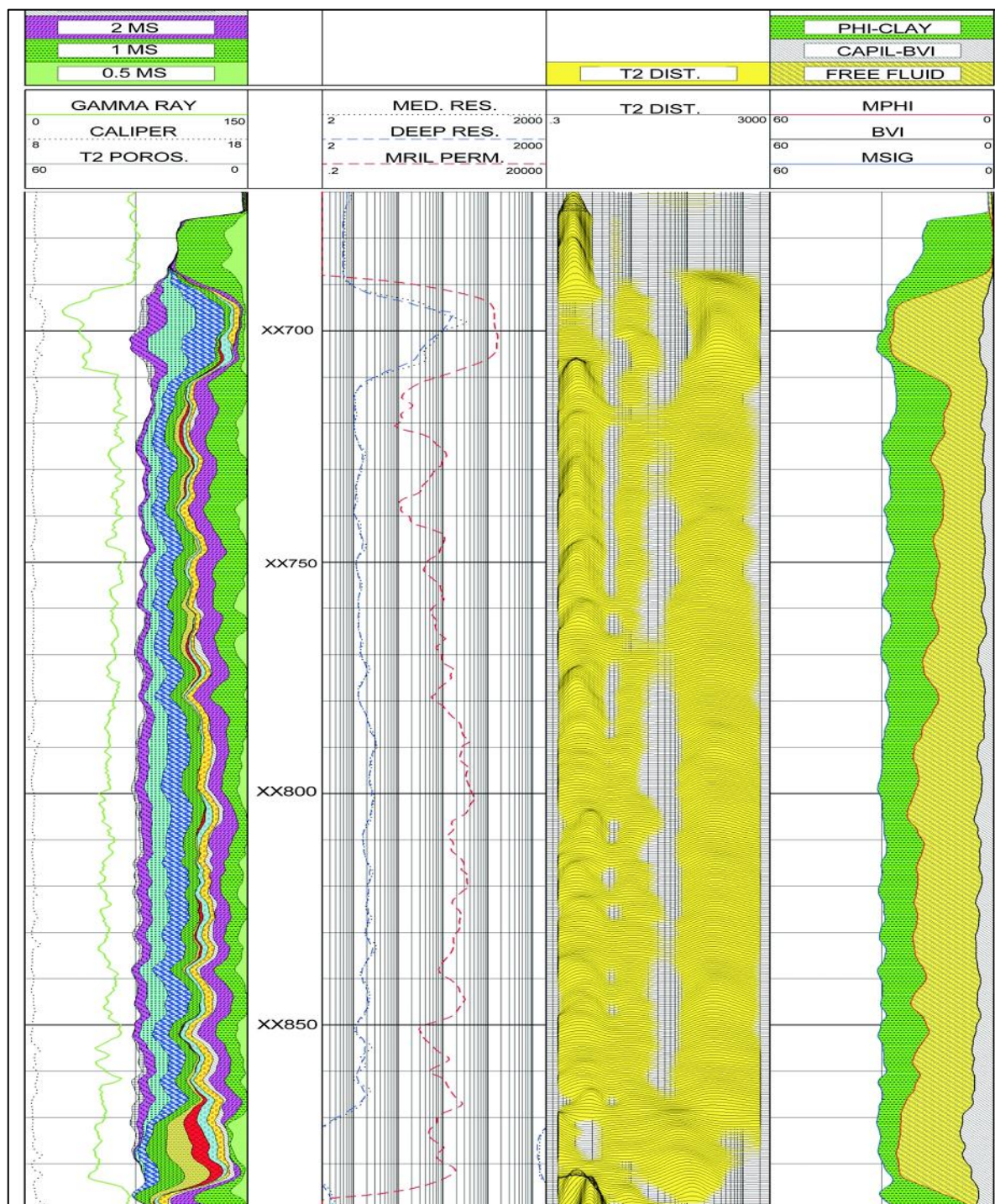
### II.7.2.2. SWB-MRIAN

La principale fonction du modèle est de déterminer la saturation en eau (SWB) pour le modèle MRIAN. Le modèle est utilisé pour calibrer une variété d'indicateurs d'eau liés à l'argile, qui peuvent être calculés en moyenne avec un filtre de médian de Hodges-Lehman pour déterminer la meilleure estimation statistique de SWB. Continuellement, l'analyste du log peut choisir un indicateur spécifique pour représenter SWB sur la base de zone par zone (Halliburton, 2002).

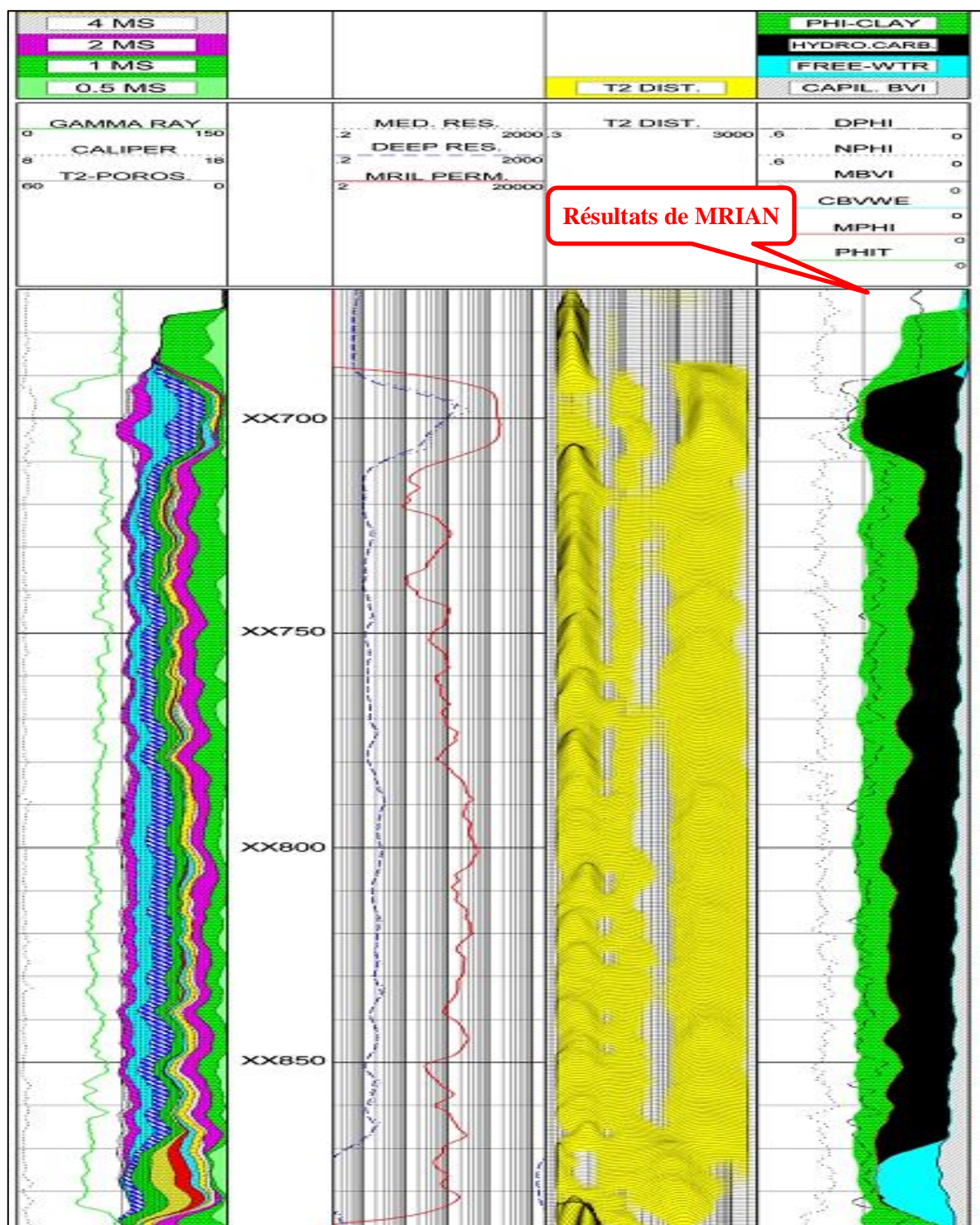
Les résultats de base de SWB\_MRIAN incluent :

- Des saturations d'eau (SWB) liées à l'argile calibrée à partir des indicateurs individuels,
- Des valeurs SWB maximales et minimales,
- Un calcul de la porosité apparente de l'eau liée à l'argile de la résistivité et le rapport de la porosité de l'eau liée à l'argile à la porosité totale.
- SWB\_MRIAN produit également quelques sorties que l'analyste de log peut utiliser pour résoudre la qualité des résultats et des choix de paramètres.

Le log ci-dessous affiche bien les produits du site à partir du log de la porosité totale. La piste 1 contient une courbe de corrélation gamma classique et des données de polarisation  $T_2$ . La piste 2 affiche le MPERM calculé à partir du modèle de perméabilité de Coates. La piste 3 affiche la distribution  $T_2$  à partir de la distribution  $T_2$  totalement polarisée et partiellement polarisée. La piste 4 contient volume de liée à l'argile (MCBW), porosité totale (MPHI) et volume de l'eau irréductible (BVI).

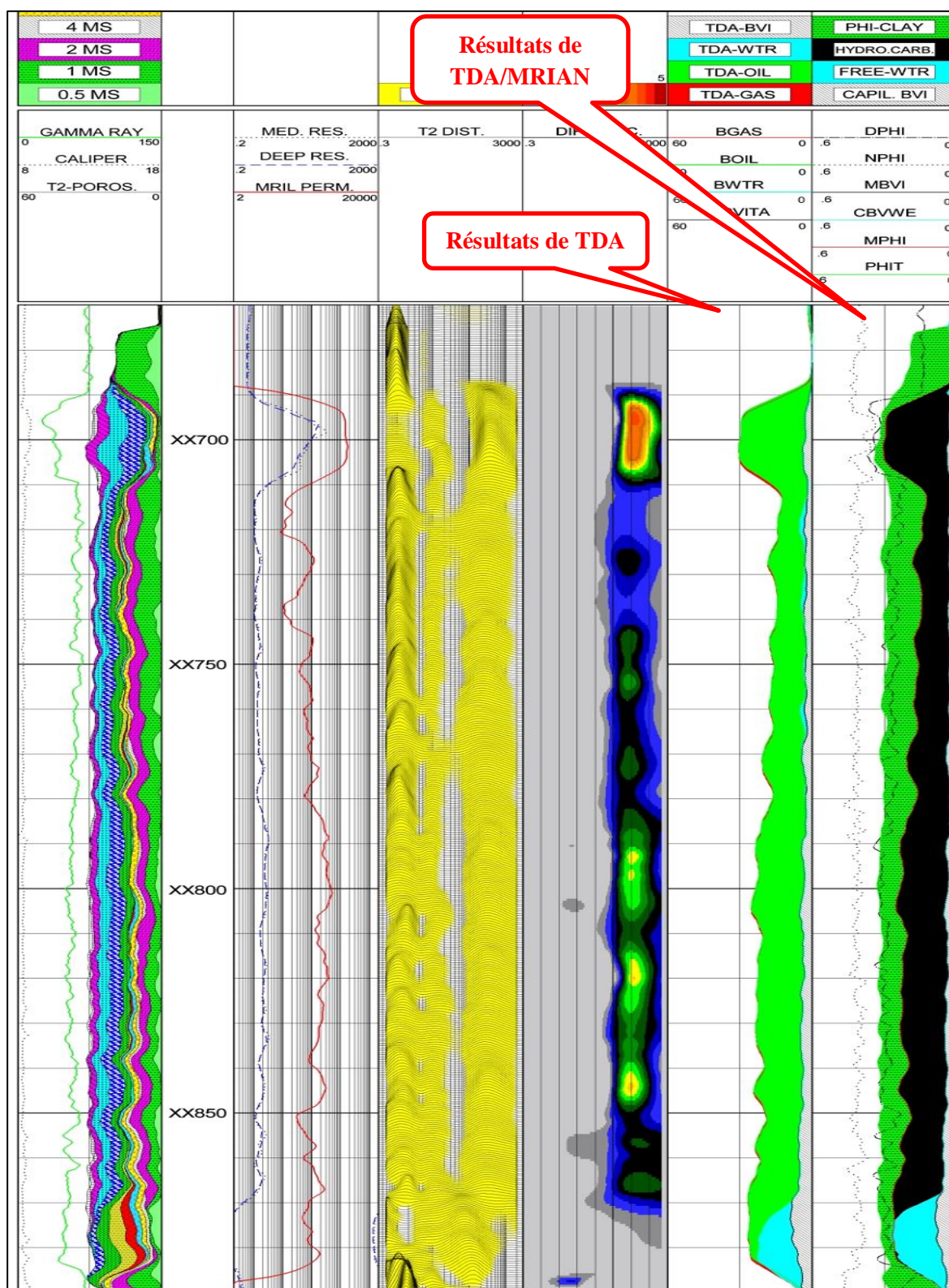


Dans ce puits (Figure II.24) du Golfe du Mexique, aux États-Unis (ainsi que dans la figure II.23), l'analyse conventionnelle d'Archie  $S_w$  a indiqué que la zone de xx710 à xx870 était humide. Cependant, l'analyse de MRIAN a suggéré que la zone était à l'état d'eau irrédurable (Piste 4) et avait une perméabilité suffisante (Piste 2) pour produire les hydrocarbures mobiles.



**Figure II.24 :** Log présente les résultats de MRIAN d'un puits de Mexique (R. George et al, 1999).

Les résultats de TDA et TDA/MRIAN (pistes 5 et 6, respectivement dans la figure II.25) correspondent bien à ce puits de pétrole foré à la boue à base d'huile. Ce puits est le même que celui représenté sur les figures II.23 et II.24.



**Figure II.25 :** Log présente les résultats de TDA et MRIAN d'un puits de Mexique (R. George et al, 1999).

## Conclusion

Les mesures de résonance magnétique d'un milieu poreux permettent de déterminer les paramètres nécessaires pour évaluer la perméabilité et la porosité du milieu et le type de fluide présent dans les pores.

En conséquence, l'application de cette technologie dans l'exploration et l'évaluation des réservoirs est devenue plus importante dans ces dernières années grâce aux progrès réalisés dans l'acquisition et le traitement des données, d'où son développement extensif et rapide dans les domaines pétroliers.

# Chapitre III

## Présentation Géologique Du Champ D'étude

## Introduction

La Géologie du Sahara se caractérise par la complexité des structures géologiques, se traduisant par une longue histoire géologique. Cette complexité structurale favorise un milieu favorable pour la formation de ressources naturelles diversifiées. Celles-ci sont représentées notamment par les hydrocarbures, les ressources minières et les ressources en eau.

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue de plus de 50 % de la production algérienne. Il représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. Il est sous forme d'un vaste anticlinal, situé dans la partie centrale du Sahara Algérienne. Il a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958.

### III.1. Présentation du champ

#### III.1.1. Situation géographique

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud Est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km<sup>2</sup>. Avec une surface imprégnée d'environ 1600 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma (Figure III.01) (A. Bencheikh et M. Mersout, 2016). Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

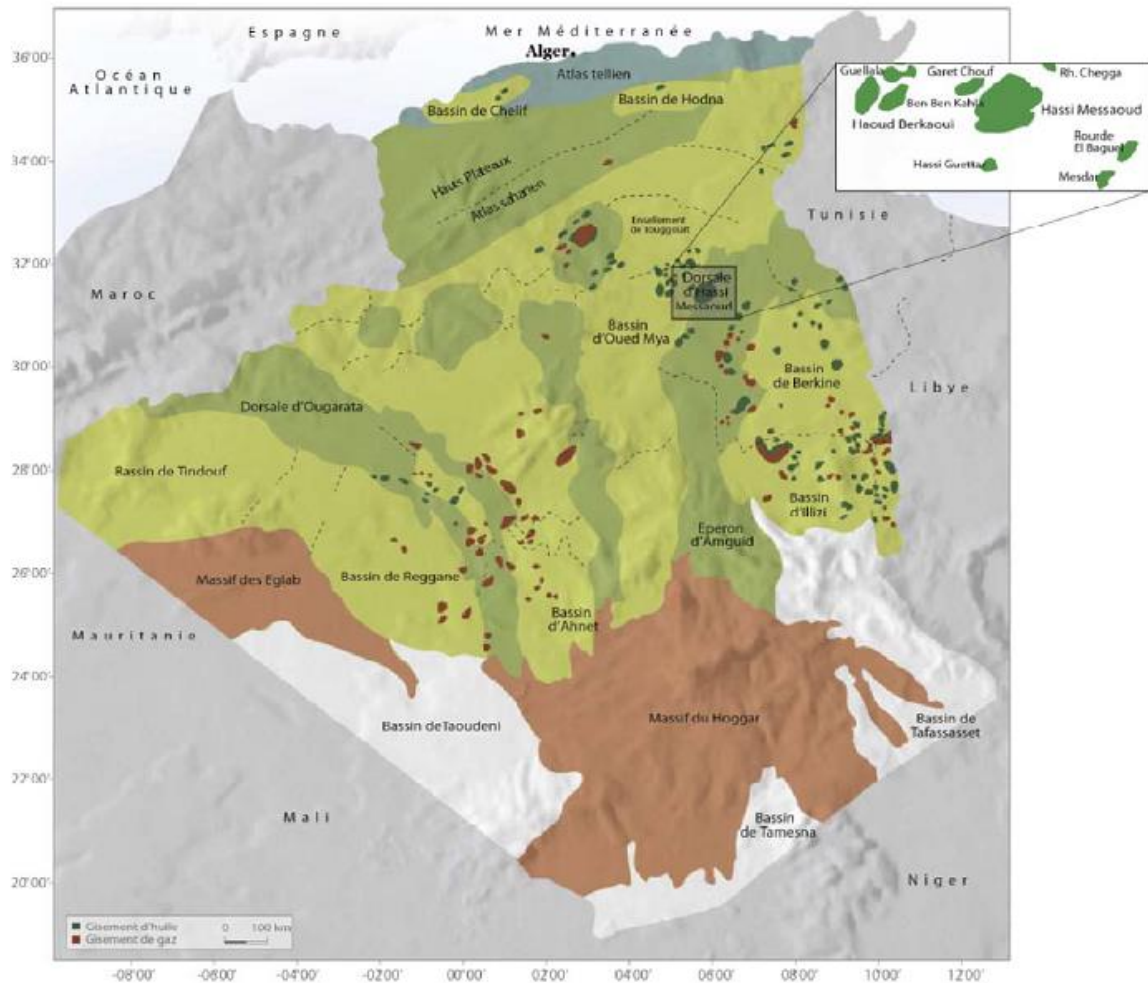
X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.

#### III.1.2. Cadre géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Il est limité :

- Au Nord, par les structures de Djemâa- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.
- Au Sud, par le haut fond d'Amguid.



**Figure III.01 :** La carte géologique du champ de Hassi-Messaoud (BENESSAM. H, 2016).

### III.1.3. Aspect structural et tectonique du champ

Le champ de Hassi Massoud se trouve sur la partie Nord de la zone haute El Biod-Hassi Messaoud formée par une suite de Horsts et Grabens limités par des failles allant généralement dans une direction subméridienne (Aliev et Ali, 1971).

Les dimensions de cette structure atteignent approximativement (45x54) Km avec une superficie imprégnée d'huile de 1143Km<sup>2</sup>, et une zone de transition d'environ 400 Km<sup>2</sup> (Aliev et Ali, 1971).

La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400m et 3600m. La cote absolue de l'interface huile-eau est estimée 3380m (Aliev et Ali, 1971).

Deux failles principales traversent le gisement dans sa partie centrale contrôlant une zone d'effondrement et une troisième a soulevé un bloc sur son flanc Ouest (Aliev et Ali, 1971).

Ces failles traversent toutes les couches Cambriennes et atteignent parfois le Crétacé inférieur-supérieur ou ne dépassent guère la discordance Hercynienne (Aliev et Ali, 1971).

Vers le haut de la structure, l'amplitude s'adoucit progressivement et elle diminue de valeur, puis s'étend complètement à partir des séries Jurassiques (Aliev et Ali, 1971).

#### **III.1.4. Contexte géologique du champ**

Le gisement fait partie du bassin Paléozoïque, sur la remontée structurale du paléozoïque vers le NW, dans un secteur où l'érosion hercynienne atteint le Frasnien. La série comprise entre le Trias et le Siégénien est représentée par des argiles noires à passées carbonatées appartenant au Dévonien supérieur (Frasnien), Dévonien moyen et Emsien. Cette série, régionalement tronquée sous la discordance Hercynienne, présente des épaisseurs variant de 80m à 250m. Le Trias Argileux Gréseux Inférieure (TAGI) est fortement réduit par l'érosion hercynienne (20 à 30m), alors que son épaisseur atteint et dépasse parfois la centaine de mètres à environ 30 à 40Km à l'Est, sur l'axe Ourhoud-El Borma (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

La structure globale du gisement est un horst de 2Km de large, limité par des failles majeures d'orientation NE-SO, affecté par des failles secondaires parallèles à la faille principale. Les deux culminations sont séparées par un ensellement (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

### **III.2. Stratigraphie du champ**

Une grande partie de la série stratigraphique est absente sur la dorsale de Hassi Messaoud. Ce sont des dépôts du Paléozoïque qui reposent sur un socle granitique. Ces dépôts ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien (Figure III.02) (BENESSAM. H, 2016).

#### **III.2.1. Aperçu litho-stratigraphique**

Le gisement est constitué d'une épaisse série sédimentaire (6000m d'épaisseur en allant du paléozoïque à l'actuel), le tout repose sur un socle granitique précambrien mais il n'a jamais été atteint par les forages (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016). La série formée de :

<i>Prévision Géologique de Forage</i>				
ERE	ETAGE		PROF (m)	LITHOLOGIE
Cénozoïque	Moi-pliocène		222	Sable, Marns et Argile
Mésozoïque	CRETACE	Sénonien	Carbonaté	Calcaire Anhydrite beige, Sel
			Anhydritique	
			Salifère	
		TURONIEN	814,3	Calcaire
			891,4	
			1135,52	
			1240,8	
		ALBIEN	1279,26	Grés et Argile
		APTIEN		Dolomie.
	JURASSIQUE	MALM		Alternance: Sable fin a grossier, Grés fin a très fin, Argile sableuse (traces de Pyrite).
			1628	
			1883,3	
		DOGGER		Argile, Alternances des grés et d'argile.
		LIAS		Argile, Marne et grés.
	TRIASS	S4 Sel		Argile + pass de grés.
		ARGILEUX		Anhydrite et Argile
Paléozoïque	DEVONIEN	FRASNIEN		Argile dolomitique
		GIVETIEN		Anhydrite compacte
		EIFELIEN-EMCIEN		Dolomie graveleuse
		SIFGENIEN		Sel massif + Passées d'argile et d'anhydrite
		SIEGENIEN		Argile Silteuse
	TRIASS	S4 Sel		Sel a passées d'Argile
	JURASSIQUE	ARGILEUX		Argile plastique
	CRETACE	Carbonaté		Argile Silteuse
	PALÉOZOÏQUE	TAGI		Argilo-greseux
	PALÉOZOÏQUE	FRASNIEN		Argile très Silteuse
	PALÉOZOÏQUE	GIVETIEN		Argile silte + Grés fin
	PALÉOZOÏQUE	EIFELIEN-EMCIEN		Grés très fin et Argile
	PALÉOZOÏQUE	SIFGENIEN		Grés a Grés Quartzite
	PALÉOZOÏQUE	SIEGENIEN		Grés a Grés Quartzite
	PALÉOZOÏQUE	NIVEAU C		Grés moyen a grossier
	PALÉOZOÏQUE	NIVEAU D		a ciment argileux
	PALÉOZOÏQUE	NIVEAU E, F, G		
	PALÉOZOÏQUE	GEDINIEN		
	PALÉOZOÏQUE	TD (Top Depht)		
	PALÉOZOÏQUE	Top Silurien reservoir M2		Grés moyen

Figure III.02 : Log lithologique du champ de Hassi-Messaoud (Hallibuton, 2004).

### III.2.1.1. Le Paléozoïque

Les termes inférieurs (Cambrien et Ordovicien) de cette série n'ont jamais été atteints et les termes supérieurs (Permien et Carbonifère) sont absents.

#### **III.2.1.1.1. Le Silurien**

La période géologique correspondant à ce système est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine et argileuse en milieu marin ; son épaisseur moyenne est de 600m ; ce sont essentiellement des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

#### **III.2.1.1.2. Le Dévonien**

##### **A) Le Siegenien**

Leur épaisseur est d'environ de 77m, cette formation est composée d'alternance de grès, moyens à grossier parfois fins, et des argiles grise, avec du silt gris.

##### **B) Emesien**

Caractérisé par une argile grise à gris-foncé silteuse tendre avec des passées de siltstones gris-clairs.

##### **C) Eifelien**

Se compose de grès gris à gris-blanc, fin à très fin, argilo-carbonaté avec intercalations d'argiles gris-foncés à noires silteuse.

##### **D) Givetien**

Il est composé de grès fins, d'argile noire et gris claire, silteuse et de minces passées de calcaires argileux. Son épaisseur est de 53m.

##### **E) Frasnien**

Son épaisseur est 85m. il est formé d'argile gris-noire et gris-claire, micacée, très silteuse, avec de minces passées de calcaires gris-clairs et blanchâtres et de la pyrite.

#### **III.2.2.2. Le Mésozoïque**

##### **III.2.2.2.1. Trias**

##### **A) Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI)**

Son épaisseur moyenne est de 12m. Il est composé de grès blancs à gris beige et brun rouge, fin à moyen, parfois grossier dur à ciment siliceux à silico-argileux et des intercalations d'argile grise et gris-verdâtre.

**B) Trias carbonate**

Son épaisseur est de 100m, Constitué d'argile rouge parfois verte, silteuse, légèrement dolomitique avec intercalations de grés gris-blanc à brun, fin à moyen silico-argileux et de calcaire blanc argileux.

**C) Trias argileux**

Son épaisseur moyenne est de 40m. il est constitué d'argiles plastique verdâtres très compactes vers le haut passant à des siltstones.

**D) Trias argileux S4**

Son épaisseur moyenne est de 45m, Caractérisé par un sel blanc translucide et des passées d'argiles brun-rouges batteuses.

**III.2.2.2. Jurassique****A) Lias argileux**

Son épaisseur est environ de 40m, présenté par une alternance d'argile silteuse tendre à indurée localement et du sel légèrement argileux.

**B) Lias S3**

Son épaisseur moyenne est de 120m, Composé de sel translucide avec intercalations d'anhydrites et d'argiles brun-rouges, grises, salifères et tendres.

**C) Lias S1+S2**

Son épaisseur moyenne est de 200m, formé de sel translucide avec intercalations d'anhydrites blanches et d'argiles brun-rouges, grises, salifères et tendres.

**D) Horizon B**

D'épaisseur moyenne de 35m, formé de dolomie calcaire microcristalline moyennement et d'argile brun-rouge tendres à indurées.

**E) Lias H**

D'épaisseur moyenne de 20m, il est formé d'argiles, indurées légèrement salifère, anhydrite blanche rarement translucide et du sel.

**F) Lias anhydritique**

D'épaisseur de 200m, Composé d'alternances d'anhydrite blanche, massive, dure, argile grise à gris-verte et marron, dolomitique, pâteuse parfois carbonatée et Sel blanc translucide.

**G) Dogger lagunaire**

Son épaisseur moyenne est de 165m, formé d'argile brun-rouge, verte parfois gris-verte souvent plastique avec passées d'anhydrites blanches, de dolomies dures et de calcaires gris.

**H) Dogger argileux**

Son épaisseur moyenne est de 110m. Il est formé d'argile brun-rouge, plastique légèrement carbonatée avec fines passées de grés bruns, fins friables. Présence d'anhydrite blanche.

**I) Malm**

Son épaisseur moyenne est de 250m, représenté par une alternance : argile dolomitique tendre à indurée ; calcaire gris-blanc argileux ; marne grise tendre à pâteuse ; passées de grés gris-blanc, siliceux à silico-argileux.

**III.2.2.2.3. Crétacé****A) Neocomien**

Leur épaisseur moyenne est de 250m, Il est constitué d'argile gris-verte et brun-rouge tendre à pâteuse et passées de grés gris-blancs et beiges, fins, friables à moyennement durs. Présence de calcaire gris-beige tendre.

**B) Barremein**

Leur épaisseur moyenne est de 340m, Il est formé de grés gris-blanc, gris-vert et blanc, fin à très fin, friable avec intercalations d'argiles sableuse brun-rouges tendres à indurées. Présence de pyrite et de lignite.

**C) Aptien**

Son épaisseur moyenne est de 39m, Il est composé de calcaire blanc microcristallin à cristallin, dur et argileux avec passées de dolomie beige. Présence d'argile verte dolomitique.

**D) Albien**

Leur épaisseur moyenne est de 100m, Alternance de grés gris-blanc, gris-vert et beige, très fin à moyen, localement carbonaté et d'argile versicolore, silto-sableuse, carbonatée avec passées de sel blanc translucide.

**E) Cénomaniien**

Avec une épaisseur moyenne de 240m, représenté par une alternance de : Argile gris-verte et brun-rouge, plastique légèrement dolomitique et salifère ; Sel blanc incolore, avec passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

**F) Turonien**

Son épaisseur moyenne est de 65m, Constitué de calcaire microcristallin à cristallin moyennement dur et de calcaire gris argileux tendre.

**G) Sénonien salifère**

D'épaisseur moyenne de 160m, il est composé de sel translucide, massif, avec intercalations d'argile brun-rouge et gris-verte, et d'un banc d'anhydrite blanc pulvérulente avec fines passées de dolomie gris-beige.

**H) Sénonien anhydrite (lagunaire)**

Son épaisseur moyenne est de 270m. Il est formé d'anhydrite blanche et grise, cristalline dure et de calcaire blanc microcristallin dur localement argileux.

**I) Sénonien carbonaté**

Son épaisseur moyenne est de 150m, Il est constitué de calcaire blanchâtre rose, beige dolomie jaunâtre et de gypse blanc compact.

**III.2.2.3. Le Cénozoïque****III.2.2.3.1. Mio-pliocène**

Avec une épaisseur moyenne de 220m, représenté par de sable translucide à jaunâtre, localement rougeâtre, fin à grossier avec intercalations d'argile brun-rouge et gris beige.

**III.3. Les réservoirs**

Les principaux réservoirs sont le TAGI et le Siégénien. Le TAGI est un réservoir secondaire tandis que le Siégénien constitue le réservoir principal (A. Bencheikh et M. Mersout, 2016).

**III.3.1. Le Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI)**

Constitué de grés blanc à gris-beige fin à moyen, à ciment siliceux, sa puissance décroît régionalement du SE vers le NW (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

**III.3.2. Le Siégénien**

Les niveaux réservoirs du Siégénien sont constitués d'intervalles métriques de grés généralement fins à moyens issus d'un milieu marin peu profond (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

### III.3.2.1. Le découpage litho-stratigraphique

Ce découpage est basé uniquement sur la nature lithologique au sein de la même unité sédimentaire à l'échelle locale.

**Niveau "C"** : C'est un ensemble des niveaux gréseux séparés par des bancs d'argiles, son épaisseur est de l'ordre de 45m.

**Niveau "D"** : Correspond à deux bancs de grés séparés par un banc d'argile, dont son épaisseur est de l'ordre de 12m, Il constitue avec le niveau "C" le réservoir principal.

**Niveau "E"** : Composé de deux bancs de grés séparés par un banc d'argile.

**Niveau "F"** : Constitué de deux bancs de grés (F1 - F2-4), séparés par un banc d'argile.

**Niveau "G"** : Constitué d'un seul banc de grés.

L'ensembles des niveaux E, F, G présentent une épaisseur d'ordre de 20m.

## III.4. Migration et piégeage des hydrocarbures

### III.4.1. Roches mères

Les roches mères des hydrocarbures du bassin sont le Silurien Argileux et le Dévonien Supérieure (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

#### III.4.1.1. Silurien Inférieur

Il est présent dans tout le bassin à l'exception des bordures Ouest et Nord. Il est subdivisé en trois parties : la partie basale (fortement radioactive est très épaisse au Sud-Est et au Nord-Ouest et fortement réduite au niveau du môle d'Ahara) ; la partie intermédiaire (moins radioactive) et la partie supérieure (plus ou moins Silteuse et peu radioactive). Seules les parties basale et intermédiaire peuvent être considérées comme des roches mères effectives au réservoir Dévonien (Siégenien et Gédinien) (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

#### III.4.1.2. Dévonien Supérieur

Contrôlé par l'érosion hercynienne, se limite au tiers Sud-Est du bassin, et caractérisé par de grandes variations d'épaisseurs dans le Sud (100m) et le centre (550m). Le Dévonien Supérieur est subdivisé en deux parties : la partie Inférieure fortement radioactive qui correspond à la zone radioactive du Frasnien ; la partie Supérieure moins radioactive qui correspond aux argiles radioactives du Frasnien-Faménien (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

### III.4.2. Roche Réservoir

Les principaux réservoirs sont le TAGI et le Siégenien. Le TAGI est un réservoir secondaire tandis que le Siégenien constitue le réservoir principal. Il est représenté par une épaisse série argilo-gréseuse d'environ 250m d'origine marine. Les nombreux niveaux réservoirs localement discontinus sont regroupés en ensemble C, D, E, F et G d'extension plus régionale (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

- **Niveau C** : ensemble des niveaux gréseux séparés par des bancs d'argiles. Son épaisseur est de l'ordre de 45m.
- **Niveau D** : Correspond à deux bancs de grés (D1 et D2) séparés par un banc d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 12m, et constitue avec le niveau ''C'' le réservoir principal.
- **Niveau E** : Composé de deux bancs de grés (E1 et E2-4) séparés par un banc d'argile.
- **Niveau F** : Constitué de deux bancs de grés (F1 -F2-4), séparés par un banc d'argile.
- **Niveau G** : Constitué d'un seul banc de grés. D'après les résultats de l'analyse quantitative des diagraphies des gisements du champ, les meilleurs niveaux réservoir du Siégenien correspondent dans l'ordre d'intérêt aux niveaux D et C.

### III.4.3. Roches couvertures

La série salifère représente une bonne couverture régionale. Ainsi que les séries, du Trias, il existe des couvertures intermédiaires efficaces comme le Trias Argileux et le Trias Carbonaté (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

### III.4.4. Pièges

La nature des pièges associés aux réservoirs dans le bassin est de type structural avec des systèmes en horsts et des failles bordières, qui ont un rôle majeur dans le piégeage des hydrocarbures (Bencheikh. A et Mersout. M, 2016).

## III.5. Présentation de l'entreprise

Créée en Juillet 1999, HESP dénommée : HALLIBURTON ENTREPRISE DE SERVICES AUX PUITS, a démarré ses activités le 1er Janvier 2000.

Halliburton Entreprise Service Aux Puits (HESP), est une entreprise de prestation de services, dans laquelle l'entreprise nationale des services aux puits (ENSP) détient 51% des actions, et 49% pour Halliburton. Elle a pour principale activité, la réalisation d'opérations de diagraphies (Logging) dans les puits pétroliers en cours de forage et en production, aussi bien verticaux qu'horizontaux.

Ces diagraphies sont des enregistrements de mesures de résistivité électrique, nucléaire et acoustique. Le traitement informatique de ces informations servira à l'étude et à l'évaluation des réservoirs.

Cette entreprise réalise aussi des opérations de perforation, et d'autres opérations essentielles dans la construction et la maintenance des puits.

Elle est présentée dans quatre districts : Base principale à Hassi Messaoud, bases satellite à Hassi R'mel, Ourhoud, et In Amenas.

## **Conclusion**

Les principales discordances de la plate-forme saharienne sont associées aux collisions continentales. Ces grandes discordances séparent la série dans une super-séquence paléozoïque, suivie d'une super-séquence mésozoïque, qui est couverte à son tour par une mince super-séquence tertiaire.

Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves présents dans le TAGI et le Siégenien et d'environ 250m d'épaisseur est considéré parmi les plus grands gisements du monde. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias.

# Chapitre IV

## Etude Du Cas

## Introduction

Une application directe de la technique d'imagerie par résonance magnétique dans un puits pétrolier est menée pour aborder les apports de celle-ci en question de rentabilité de la phase exploration.

L'étude de diagraphie est réalisée sur un puits situant dans le champ de Hassi-Messaoud et pour des raisons de confidentialité l'entreprise nous a interdit de publier toutes information concernant le client ou le puits en question.

L'enregistrement d'imagerie par résonance magnétique est pris d'un rapport réalisé par Halliburton Entreprise Service Aux Puits (HESP). Des amendements ont été ajoutés dans cette études avec des interprétations ajoutées en référant aux données de **InSite-Imager** réalisé par HESP au niveau d'un puits de diamètre 6 inches.

Deux diagraphies sont effectuées avec le MRIL : Gamma-Ray (GR) et Caliper.

### IV.1. L'enregistrement du log :

L'intervalle de puits prévu pour l'étude est de 3763m à 3326m mais les images de l'MRIL n'ont pas été enregistrées sur la totalité de cet intervalle. Les intervalles enregistrés s'étendent respectivement de 3763m à 3713m, de 3761m à 3700m, de 3725m à 3472m, 3367m à 3325m et de 3367m à 3326m.

Donc, le long de l'intervalle 3472m–3325m, l'outil s'est arrêté. L'intervalle d'étude est donc réduit à deux segments : 3763m–3473m (Annexe 1) et de 3367m – 3325m (Annexe 2).

Un enregistrement répété sur un intervalle de 40m compris entre 3325m et 3365m est effectuée dans le but d'assurer le bon fonctionnement de l'outil par la répétition des mesures sur le même intervalle (3325m à 3365m) (Annexe 2).

Les paramètres et les différentes informations sur le puits et quelques inputs de l'outils sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV.01 : Rapport des Paramètres.

Source de paramètre	Mnémonique	Description	Valeur	Unité
Partagé par le client	<b>BS</b>	Diamètre de l'outils (Bit Size)	<b>6</b>	<b>in</b>
Partagé par le client	<b>MDBS</b>	Base de la boue de forage (Mud Base)	<b>Huile</b>	
Partagé par le client	<b>MDWT</b>	Poid de fluide de forage (Borehole Fluid Weight)	<b>1.18</b>	<b>g/cc</b>
Partagé par le client	<b>WAGT</b>	Agent de mesure de poid (Weighting Agent)	<b>Naturelle</b>	
Partagé par le client	<b>BSAL</b>	Salinité de puits (Borehole Salinity)	<b>0</b>	<b>ppm</b>
Partagé par le client	<b>FSAL</b>	Salinité de la formation NaCl (Formation Salinity NaCl)	<b>0</b>	<b>ppm</b>
Partagé par le client	<b>WPHS</b>	Salinité de la boue de forage (OBM Water Phase Salinity NaCl)	<b>0</b>	<b>ppm</b>
Partagé par le client	<b>OFOW</b>	La fraction de la base d'Huile de huile/Eau (Base Oil Fraction from Oil/Water Ratio)	<b>9</b>	
Partagé par le client	<b>OBMT</b>	Type de la base de la boue de forage (Oil Based Mud Type)	<b>Diesel</b>	
Partagé par le client	<b>ST</b>	Température de la surface (Surface Temperature)	<b>23.9</b>	<b>degC</b>
Partagé par le client	<b>LD</b>	Profondeur totale du puits (Total Well Depth)	<b>3760</b>	<b>M</b>
Partagé par le client	<b>BHT</b>	Température de base de puits (Bottom Hole Temperature)	<b>93.3</b>	<b>degC</b>
Partagé par le client	<b>AZTM</b>	Outils de l'accélération de la haute résolution Z (High Res Z Accelerometer Master Tool)	<b>D4TG</b>	
Rwa/Crossplot	<b>XPOK</b>	Utiliser le model d'intersection des graphes (Process Crossplot)	<b>Oui</b>	
Rwa/Crossplot	<b>FCHO</b>	Sélectionner la source de F (facteur de formation) (Selecte Source of F)	<b>Automatique</b>	
Rwa/Crossplot	<b>AFAC</b>	Facteur d'Archie A	<b>0.62</b>	
Rwa/Crossplot	<b>MFAC</b>	Facteur d'Archie M	<b>2.15</b>	
Rwa/Crossplot	<b>RMFR</b>	Rmf de Référence (Resistivity du filtrat de la boue) (Rmf Source)	<b>0.1</b>	<b>ohm.m</b>
Rwa/Crossplot	<b>TMFR</b>	Température de Rmf de référence (Rmf Ref Temp)	<b>23.89</b>	<b>degC</b>
Rwa/Crossplot	<b>RWA</b>	Résistivité de l'eau d formation (Resistivity of Formation Water)	<b>0.01</b>	<b>ohm.m</b>
D4TG	<b>GROK</b>	Processer Gamma-Ray (Process Gamma Ray)	<b>Oui</b>	
D4TG	<b>GRSO</b>	Arret de mesure de Gamma Ray (Gamma Tool Standoff)	<b>0</b>	<b>In</b>
D4TG	<b>TPOS</b>	Position de l'outils de Gamma Ray (Tool Position for Gamma Ray Tools)	<b>Excentré</b>	
MRIL-PrimeSlim	<b>TMPC</b>	Type de correction de la température de la formation (Mril Formation Temperature Correction Type)	<b>Cartridge Temp</b>	

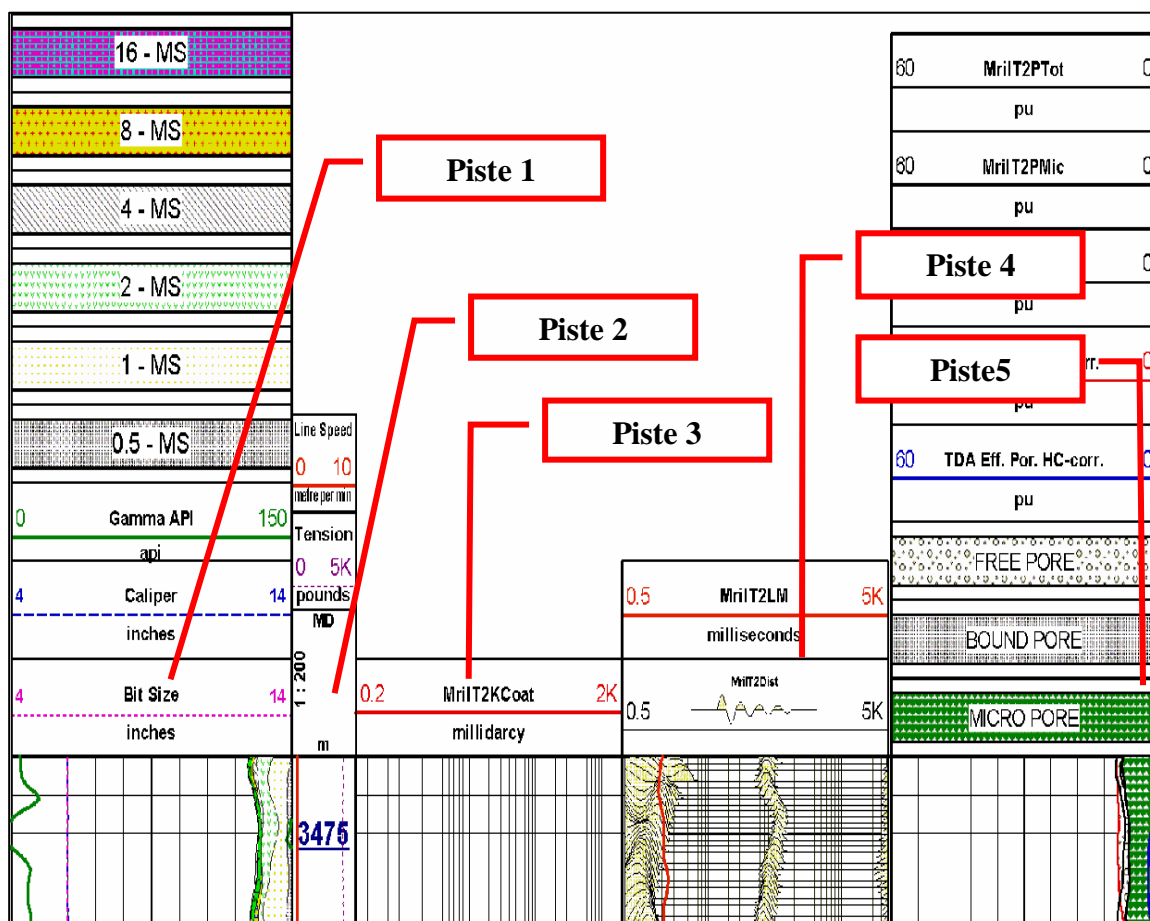
L'activation utilisée dans ce log est Dual-Time-Wait (DTW3) dont les inputs de cette activation sont indiqués dans le tableau suivant :

**Tableau IV.02 :** Les paramètres de l'activation utilisée.

Groupe	Temps d'attente TW (s)	Temps inter-échos TE (ms)	Nombre des échos NE	Running average RA	Fréquence (KHz)
A	12,208	4.8	100	16	635
B	20	4.8	100	16	635
C	0.02	0.6	10	8	760

## IV.2. Présentation du log :

Le log comporte cinq pistes d'où chaque piste englobe un ou plusieurs paramètres présentés sur une échelle de 1/200. On définit chaque piste comme suite (Figure IV.01) :



**Figure IV.01 :** Identification des données du log.

- **La piste n°1 :** affiche la courbe Gamma-Ray (GR) en vert, Caliper bleu ombragé à partir de la taille du bit rose. On présente également 13 courbes de porosité brutes de MRIL à l'échelle de 30 à 0%. L'ombrage entre ces courbes de porosité présente les temps  $T_2$  correspondants associés à cette courbe de porosité. Le temps de relaxation  $T_2$  varie de 0,5 à

2048 ms. La variation de la valeur de porosité à différents temps de relaxation  $T_2$  dépend du type de fluide et de la taille des pores.

- **La piste n°2** : est la piste de profondeur affichant la profondeur en mètres et la vitesse d'enregistrement en mètres/min.
- **La piste n°3** : montre la courbe de perméabilité calculé par le model de Timur-Coates et présentée en rouge solide sur un échelle logarithmique de 0,2 à 2000 milli-darcy.
- **La piste n°4** : affiche les spectres  $T_2$  bruts à partir des données acquises avec l'activation utilisée (Dual-TW). L'échelle logarithmique latérale présente le temps de relaxation  $T_2$  à l'échelle 0,5 à 5000 millisecondes.
- **La piste n°5** : Affiche la courbe de : la porosité totale de MrilT2 en Noir, la microporosité de mrilT2 en noir, la porosité totale par le model TDA en rouge et la porosité effective par le model TDA en bleu. La piste affiche aussi les résultats de TDA (pores libre, pore capillaire, micro pores). L'échelle décimale latérale présente le pourcentage de la porosité et de types de fluides de 0 à 60.

#### IV.2.1. Localisation des zones d'intérêts

Une zone d'argile et trois zones intéressantes sont localisées sur le log à partir des résultats de gamma ray et de la perméabilité. Les intervalles de ces zones sont comme suite :

**La zone d'argile** : identifiée sur l'intervalle de 3473m a 3483m (Figure IV.02).

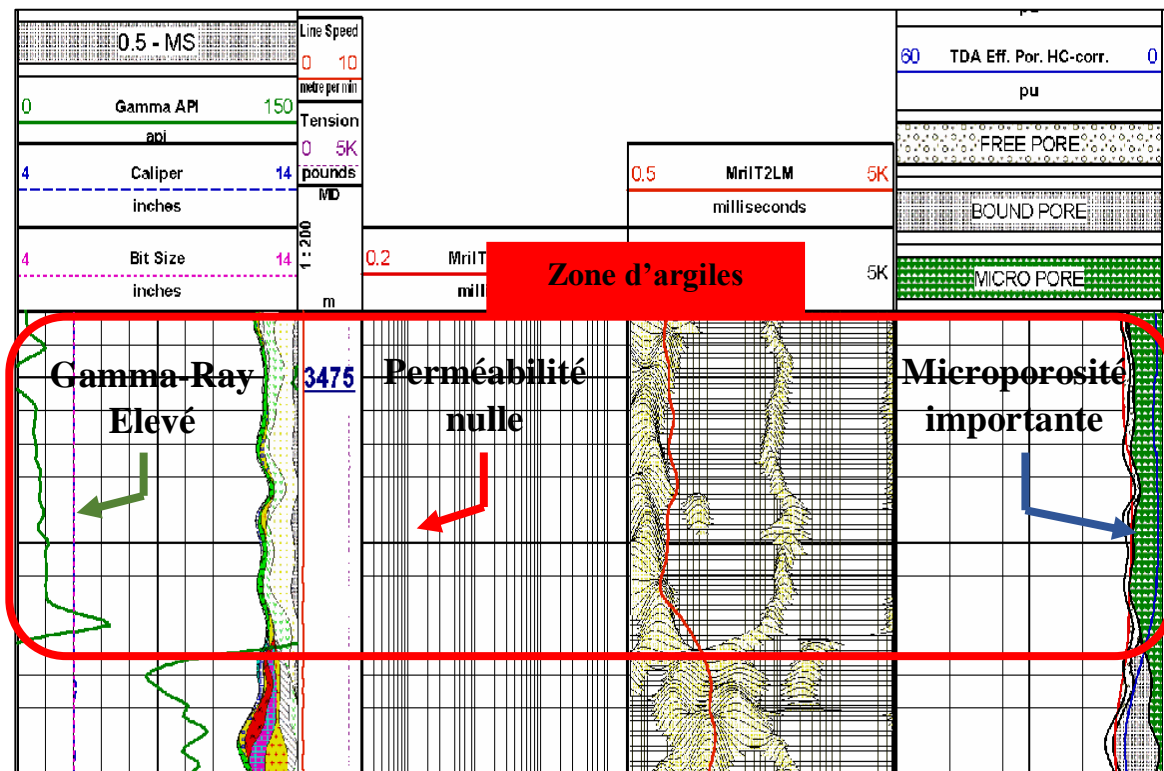
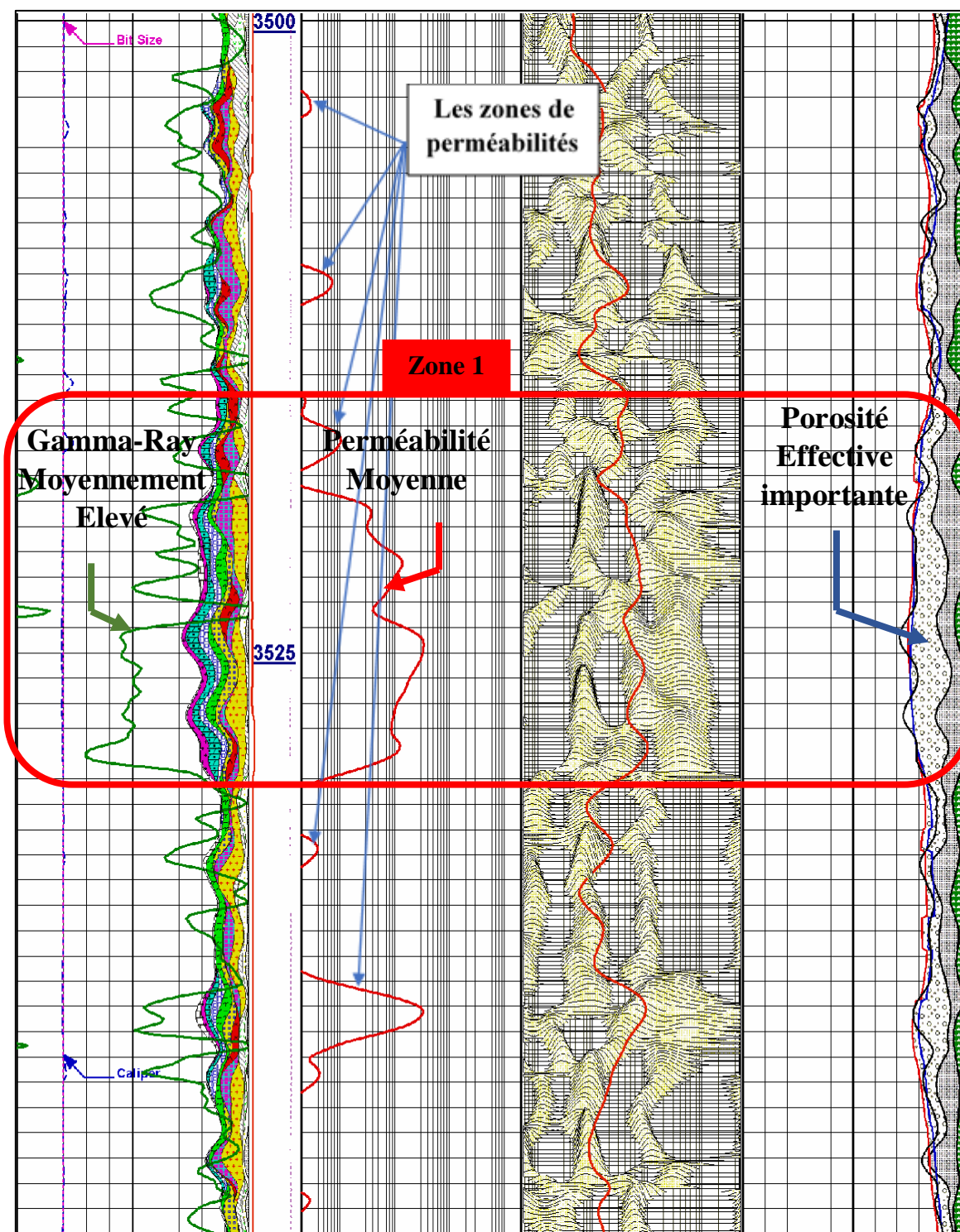


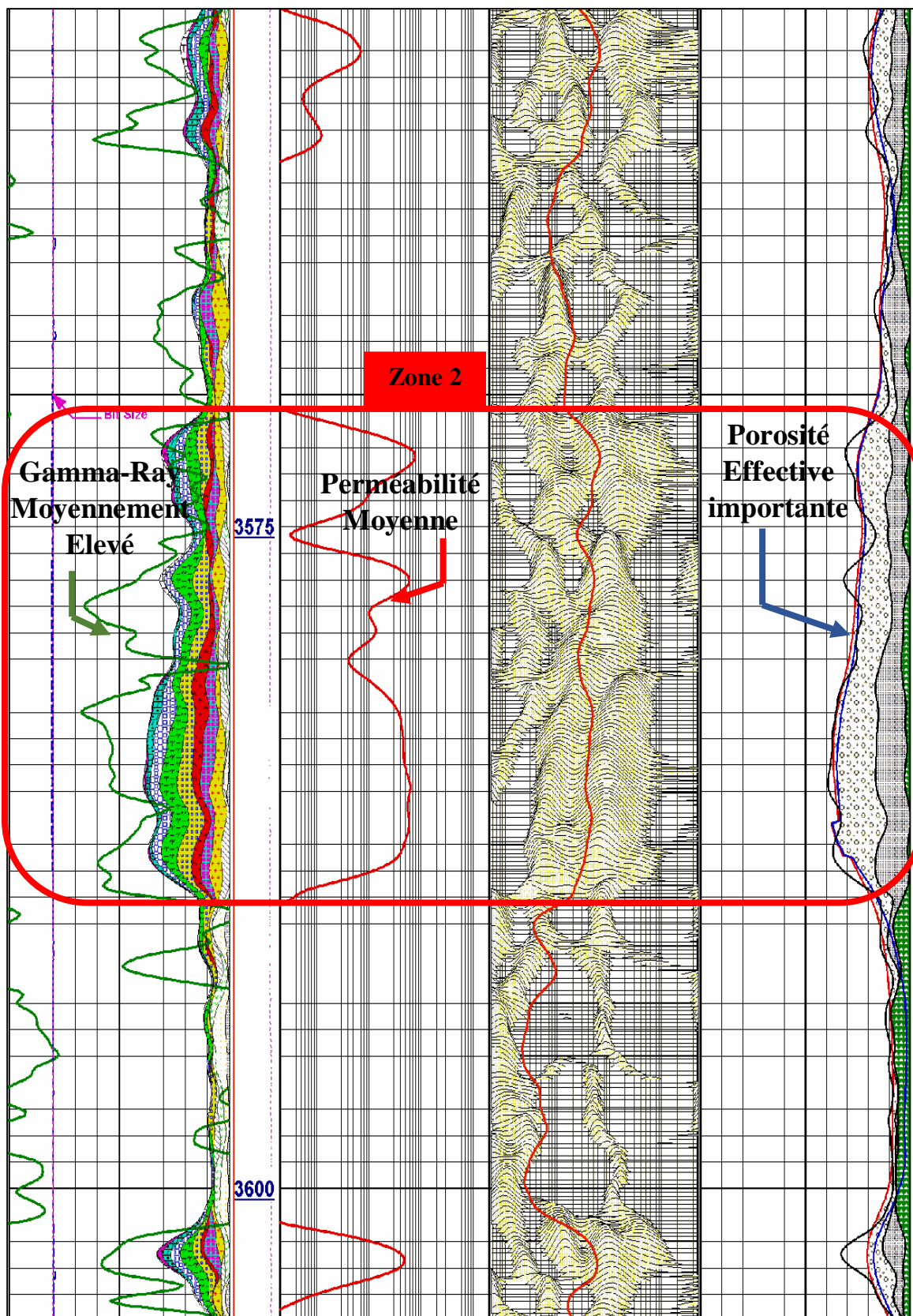
Figure IV.02 : Identification la zone d'argile dans le log.

**Zone 1** : comprise entre 3515m et 3530m, avec une valeur de Gamma-Ray (GR) qui varie entre 45api et 120api, et une perméabilité qui varie entre 4md et 35md (Figure IV.03).



**Figure IV.03** : Identification la zone 1 dans le log.

**Zone 2** : comprise entre 3570,5m et 3589,5m, avec une valeur de Gamma-Ray varie entre 50api et 135api, et une perméabilité comprise entre 0,6md et 80md (Figure IV.04).



**Figure IV.04 :** Identification la zone 2 dans le log.

**Zone 3 :** Elle est comprise entre 3726m et 3758m, avec une valeur moyenne du Gamma-Ray à 62api (Figure IV.05).

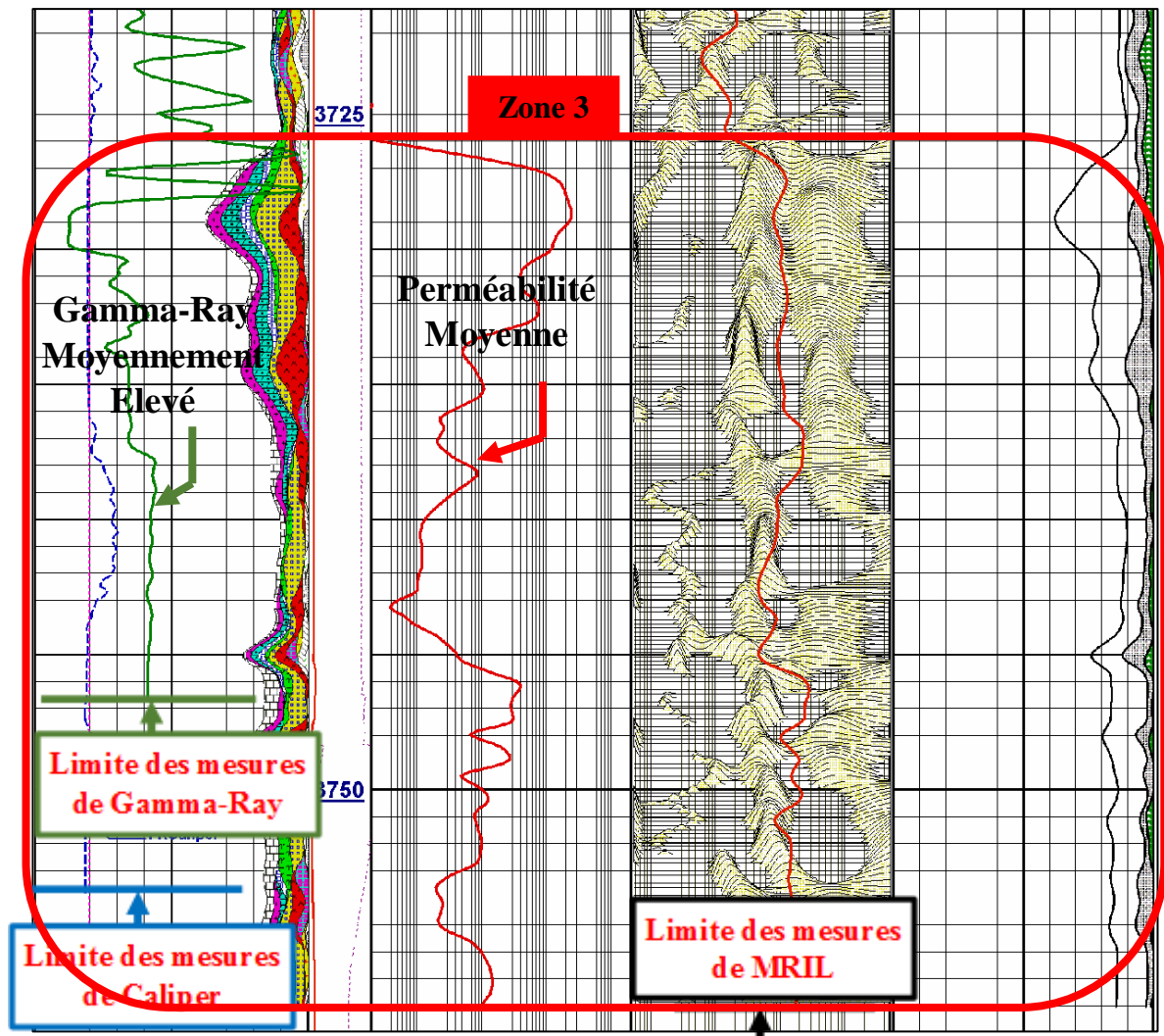


Figure IV.05 : Identification de la zone 3 dans le log.

### IV.3. Analyse du log

L'objectif géologique de la réalisation de ce log est d'étudier la porosité et la perméabilité de la formation (demande de client). Pour atteindre cet objectif, on utilise un seul modèle d'analyse, qui est le modèle Time-Domain-Analysis (TDA), basé sur l'analyse de la distribution de temps de relaxation transverse  $T_2$ .

Dans ce log, l'intervalle analysé par ce modèle est compris entre 3473m et 3717m.

### IV.4. Lecture du log

Sur la totalité de l'intervalle enregistré (Annexe 01), on remarque des zones de perméabilités importantes identifiées précédemment comme : zone d'intérêt 1 ; zone d'intérêt 2 et zone d'intérêt 3. Le reste des intervalles ont des perméabilités relativement nulles.

Notre étude se focalise seulement sur les zones d'intérêts 1 et 2. La zone 3 n'a pas été prise en considération lors de l'interprétation, car le model TDA n'a pas été exécuté sur la totalité de la zone.

La distribution de  $T_2$  de ces zones dans la piste 4, qui est plus importante sur la droite de l'échelle logarithmique (à proximité de 5000 milliseconde) met en évidence deux pics illustrant la présence d'eau irréductible et du fluide libre.

Après l'identification de Cut-off de l'eau liée à l'argile, l'eau irréductible et le fluide libre, les résultats de TDA sont présentés dans la piste 5 dévoilant la porosité totale et la porosité effective.

L'ajustement des Cut-off des différents fluides via le model TDA nous a permis de corriger la porosité calculée et représentée dans la piste 5 en vert la porosité d'eau liée aux argiles, en gris la porosité d'eau irréductible, en blanc le fluide libre, en rouge la porosité totale et en bleu la porosité effective.

Les résultats du log de la première et la deuxième zone avant et après exécution du modèle TDA sont résumées dans les tableaux suivants :

**Tableau IV.03 :** Les résultats de log de la première zone (avant TDA).

Paramètre	Gamma Ray (api)	T <sub>2</sub> Cut-off (ms)			Porosité Total (%)	Porosité de l'eau irréductible (%)	Porosité de l'eau liée aux argiles (%)
		CBW	BVI	FFI			
	GR				<i>MrilT2PTot</i>	<i>MrilT2PirrMx</i>	<i>MrilT2PMic</i>
Minimum	50	0.5	3	33	7,6	2,5	0
Maximum	135	3	33	1000	17,2	7,6	2,5
Moyenne	92,5				12,4	5	1,25

**Tableau IV.04 :** Les résultats de log de la première zone (après TDA).

Paramètre	Porosité Total TDA (%)	Porosité Effective TDA (%)	Perméabilité (Milli-darcy)	Lithologie
	<i>TDA Total. Por. HC-corr.</i>	<i>TDA Eff. Por. HC-corr.</i>	<i>MrilT2KCoates</i>	Grès Moyen a Grossier a ciment argileux
Minimum	8,9	7,6	4	
Maximum	15,3	14	35	
Moyenne	12,1	10,8	17,5	

**Tableau IV.05 :** Les résultats de log de la deuxième zone (avant TDA).

Paramètre	Gamma Ray (api)	T <sub>2</sub> Cut-off (ms)			Porosité Total (%)	Porosité de l'eau capillaires (%)	Porosité de l'eau liée aux argiles (%)
		CBW	BVI	FFI			
	GR				<i>MriIT2PTot</i>	<i>MriIT2PirrMx</i>	<i>MriIT2PMic</i>
Minimum	45	0,5	3	33	6,3	1,2	0
Maximum	120	3	33	1000	24	9	2,5
Moyenne	82,5				15	5,6	1,25

**Tableau IV.06 :** Les résultats de log de la deuxième zone (après TDA).

Paramètre	Porosité Total TDA (%)	Porosité Effective TDA (%)	Perméabilité (Milli-darcy)	Lithologie
	<i>TDA Total. Por. HC-corr.</i>	<i>TDA Eff. Por. HC-corr.</i>	<i>MriIT2KCoates</i>	
Minimum	10,2	7,6	0,6	Grès Moyen a Grossier a ciment argileux
Maximum	21,5	21,5	80	
Moyenne	15,8	14,5	40,3	

## IV.5. Interprétation des résultats

La perméabilité mesurée est de l'ordre de 4-35md dans la zone 1, et de l'ordre de 0,6-80md dans la zone 2. La porosité totale mesuré par MRIL varie entre 17,2% et 7,6% dans la zone 1, et entre 6,3% et 24% dans la zone 2.

D'après les Cut-off par default et la distribution de T<sub>2</sub> dans ces zones, on remarque une portion importante de fluide libre et une faible quantité de l'eau irréductible (capillaire et liée aux argiles) dans ces zones.

Les radiations gamma moyennement faible lues dans ces parties montrent une faible présence des argiles dans la structure lithologique de ces zones.

A partir de ces résultats, on peut constater que les zone 1 et 2 peuvent être une formation réservoir.

Le log lithologique de puits confirme les précédents résultats sur la porosité et la perméabilité de ces zones. Il montre dans la zone 1 une formation de grès moyen à grossier,

a ciment argileux, d'âge Siégenien (Dévonien inférieur) de niveau D qui est un ensemble de niveaux gréseux, séparés par des bancs d'argiles. Cette formation est caractérisée par une porosité moyenne, une perméabilité moyenne et une radiation gamma faible. Dans notre cas, l'élévation de radiation est peut-être due à la présence du ciment argileux dans les grès.

Dans la zone 2, le log lithologique montrent une formation de grès moyen à grossier, a ciment argileux, d'âge Gédénien (Dévonien inférieur) qui est un ensemble de niveaux gréseux, séparés par des bancs d'argiles. Cette formation est caractérisée par une porosité moyenne, une perméabilité moyenne et une radiation gamma faible. Dans notre cas l'élévation de radiation est peut-être due à la présence du ciment argileux dans les grès.

Les résultats de Time-Domain-Analysis (TDA) montrent que le MRIL a surestimé la porosité totale dans quelques points de mesures (Tableau IV.03 et IV.05). Après corrections des Cut-off et élimination d'effet du filtrat de boue de forage par le model TDA, on remarque une diminution de portion de fluide libre (Tableau IV.04 et IV.06). Les effets de filtrat de boue de forage viennent des boues à base d'huile.

## Conclusion

A travers cette étude, nous avons évalué une interprétation du réservoir Dévonien du champ de Hassi Messaoud. Ceci a été réalisé par la diagraphies de la résonance magnétique nucléaire. Les résultats de l'évaluation quantitative des paramètres pétro-physiques et qualitative sur la lithologie du ce réservoir montrent une perméabilité moyenne et une porosité effective moyenne, avec une portion importante des fluides libre. Ces résultats montrent un réservoir contenant probablement d'eau ou d'un système pétrolier.

Pour une identification du système du réservoir, autres modèles d'analyse doivent être exécutées avec celle utilisée dans notre cas (Time-Domain-Analysis).

# Conclusion

## Générale

## Conclusion générale

Etant un pays qui base la quasi intégralité de son économie sur les hydrocarbures, nous sommes dans l'obligation de cerner cette richesse de tous les côtés, de mettre des plans d'action qui permettent la durabilité de son exploitation afin de satisfaire les besoins du pays en matières premières mais surtout subvenir aux besoins de l'économie nationale en termes de budgets.

Plusieurs techniques sont utilisées pour la caractérisation, l'analyse et l'évaluation des réservoirs ; chacune d'elles offre une multitude d'avantages mais malheureusement plusieurs inconvénients sont remarquables : les contraintes du rendement, l'efficacité, les frais d'acquisition de la technologie et les coûts d'utilisation.

Parmi les techniques d'exploration utilisées dans ce domaine, la résonance magnétique nucléaire que nous avons abordée lors de la réalisation de notre mémoire, son principe opératoire qui se base sur l'étude du phénomène de la résonance des protons d'hydrogène résidant dans la formation au but de déterminer certains paramètres de réservoir.

Cette technique permet d'accéder à une large gamme de paramètres à l'image de : porosité, perméabilité, viscosité ...etc. Permettant une rapide et efficace accession aux données, un meilleur traitement des informations et ainsi une judicieuse évaluation des réservoirs.

Notre cas pratique est porté sur le champ de Hassi Messaoud où nous avons évalué une interprétation des réservoirs Dévonien de ce champ. A travers cette étude, nous avons entamé une évaluation quantitative et qualitative de ces réservoirs par la diaggraphie de la résonance magnétique nucléaire qui nous a montré une perméabilité et une porosité effective moyenne de ces réservoirs avec une proportion élevée des fluides libres, ce qui signifie une éventuelle présence d'eau seulement ou d'un système pétrolier dans le réservoir.

Dans cette perspective, nous avons déduit que la diaggraphie par résonance magnétique nucléaire peut évaluer un réservoir avec une très bonne fiabilité et cela revient au principe d'évaluation qui dépend directement de comportement moléculaire des fluides du réservoir, vu qu'elle s'intéresse à la présence de l'hydrogène dans le réservoir parce qu'il est l'élément commun entre tous les fluides.

# Références Bibliographiques

## Références bibliographiques

- Aliev, & Ali. (1971). *Structure géologique et perspective en pétrole et gaz de l'Atlas Algerien, Rapport*. Algérie: SONATRACH.
- BEN ABDELKRIM , M. (2015). *Interprétation Géodynamique des Configurations Sismiques marqueurs événementiels aux applications des Systèmes pétroliers dans le Bassin de Berkine Est, (Plate-forme Saharienne, Algérie), Thèse*. Algérie: Université de Constantine.
- BOUCHER, M. (Juin 2017). *Estimation des propriétés hydrodynamiques des aquifères par Résonance Magnétique des Protons dans différents contextes géologiques, de l'échantillon à l'échelle hydrogéologique, Thèse*. Paris-France: Université d'ORLEANS.
- D, C. (s.d.). *DIAGRAPHIE PETROLIER, Livre*. France: Université de Lausanne.
- Darwin, V., & Julian, M. (2007). *Well Logging For Earth Scientists (Second Edition), Livre*. Netherlands: Springer.
- David , A., Steve, C., Bob, F., & And Others. (1997). *How to Use Borehole Nuclear agnetic Resonance, Article*. Shlumberger.
- David, A., Charles, F., & and Others. (2000). *Trends in NMR Logging, Article*.
- Emmanuel, M. (2009). *LA RESONANCE MAGNETIQUE NUCLEARE, Livre*. Université de Lille.
- Faleh Almahdawi, H., Ahmed , Z.-Y., & Nagham , J. (2014). *Apparent Viscosity Direct from Marsh Funnel Test, Article*. Baghdad-Iraq: Petroleum Engineering Department – College of Engineering- University of Baghdad-Iraq.
- FRED K, G., LALITHA, V., TAREK , M., PHILIP, M., & DENISE, E. (Jul.2013 ). *Estimations of nuclear magnetic resonance measurement distributions. United States Brevet n° US 20130179083A1*.
- George, J., & Kishore, K. (2001). *Fluid Rock Characterization and Interactions in NMR Well Logging, Article*. Huston, Texas - USA: Rice University.

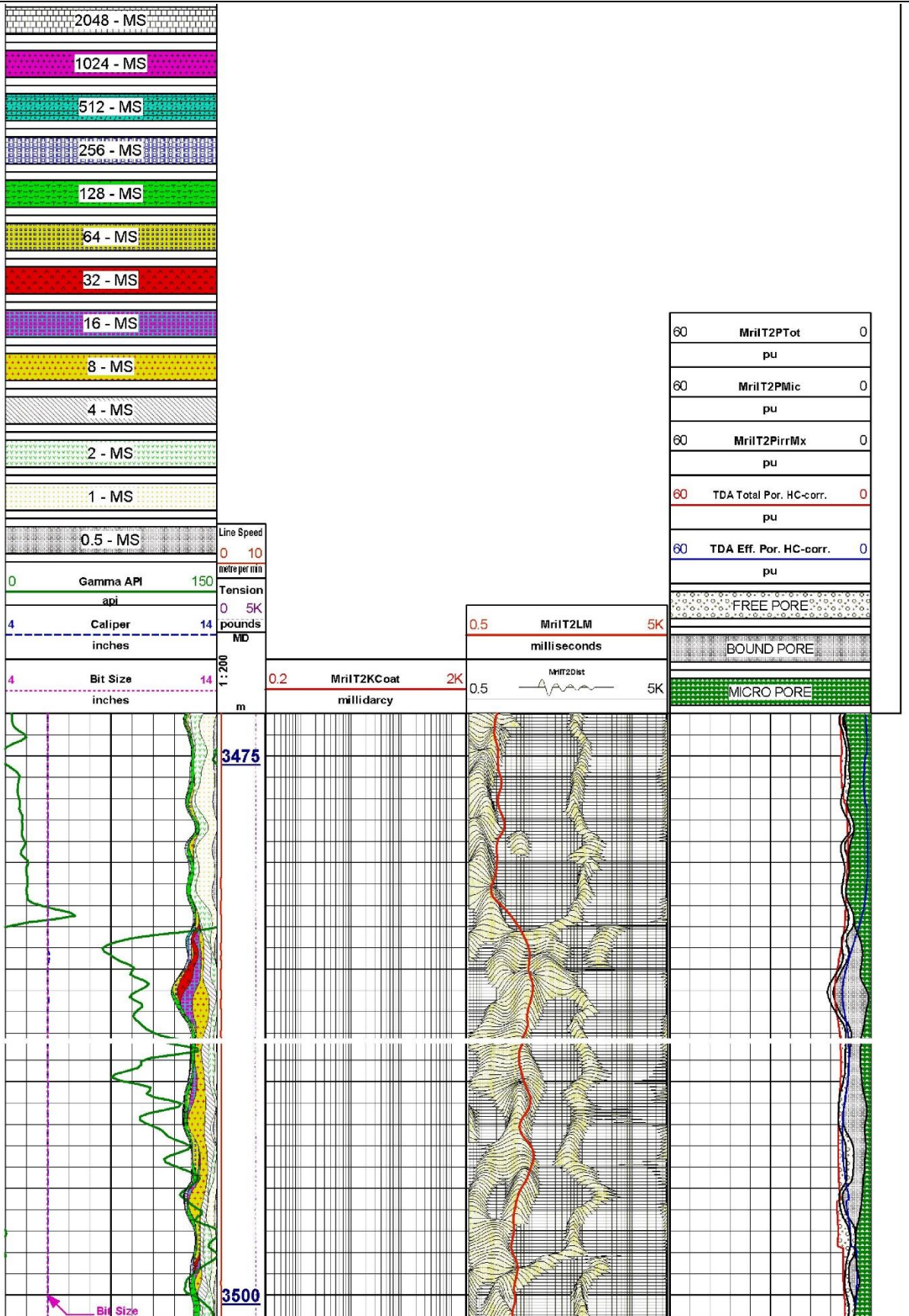
- GHIAT, A., & SEDRATI, N. (2016). *Etude géologique et sédimentologique et pétrophysique de réservoir Emsien de bassin de l'Ahnnet, Thèse*. OURGLA - Algérie: Université Kasdi Merbah - OURGLA.
- Goodoff, L. R. (1975). *Analysis of gravity data from the Cortaro Basin area, Pima County, Arizona, Rapport*. Arizona-USA: University of Arizona.
- Hadj Abass, A. (2011). *Les bourbiers des forages pétroliers et des unités de production : Impact sur l'environnement et technique de traitement, Thèse*. Algérie: Université de Kasdi Merbah Ouargla.
- Hamza, B. (Juin 2016). *Caractérisation et modélisation du réservoir cambro-ordovicien de la zone 23 du champ de hassi messaoud, Thèse*. Tlemcen-Algérie: Université ABOU BEKR BELKAID-Tlemcen.
- Jon, G., & Richard, S. (2004). *Petroleum Geoscience, Livre*. USA: Blackwell Science Ltd.
- Josiane , A., & NJIWA, Y. (Octobre 2007). *Reconstruction d'images de résonance magnétique à partir de l'espace k partiel, Thèse*. Lyon-France: L'institut National des Sciences Appliquées de Lyon.
- K., J., D, J., & G, A. (2002). *Nuclear Magnetic Resonance Petrophysical and Logging Applications, Livre*. USA: Elsevier Science.
- Luis, P., Maged, F., & Julio, A. (2004). Evaluating the shaly sand oil reservoirs of tordello field, argentina, using magnetic resonance logs, Rapport. Cancun, Mexico: AAGP international Conference.
- Lyés , B. (2013). *Identification par RMN des saturations et de la dynamique des hydrocarbures dans des roches pétrolières, Thèse*. Paris: Ecole Polytechnique ParisTech.
- Med Islam, K., & Abdennacer, N. (2016). *Apport de l'imagerie dans le domaine pétrolier, Thèse*. Ouargla-Algérie: Université Kasdi Merbah.
- Mersout, M. D., & Benchikh, A. A. (2016). *Caractérisation du réservoir siégenien dans le champ de Bir Berkin Nord (Sud-est Algérien), Thèse*. Ourgla - Algérie: Université Kasdi Merbah.

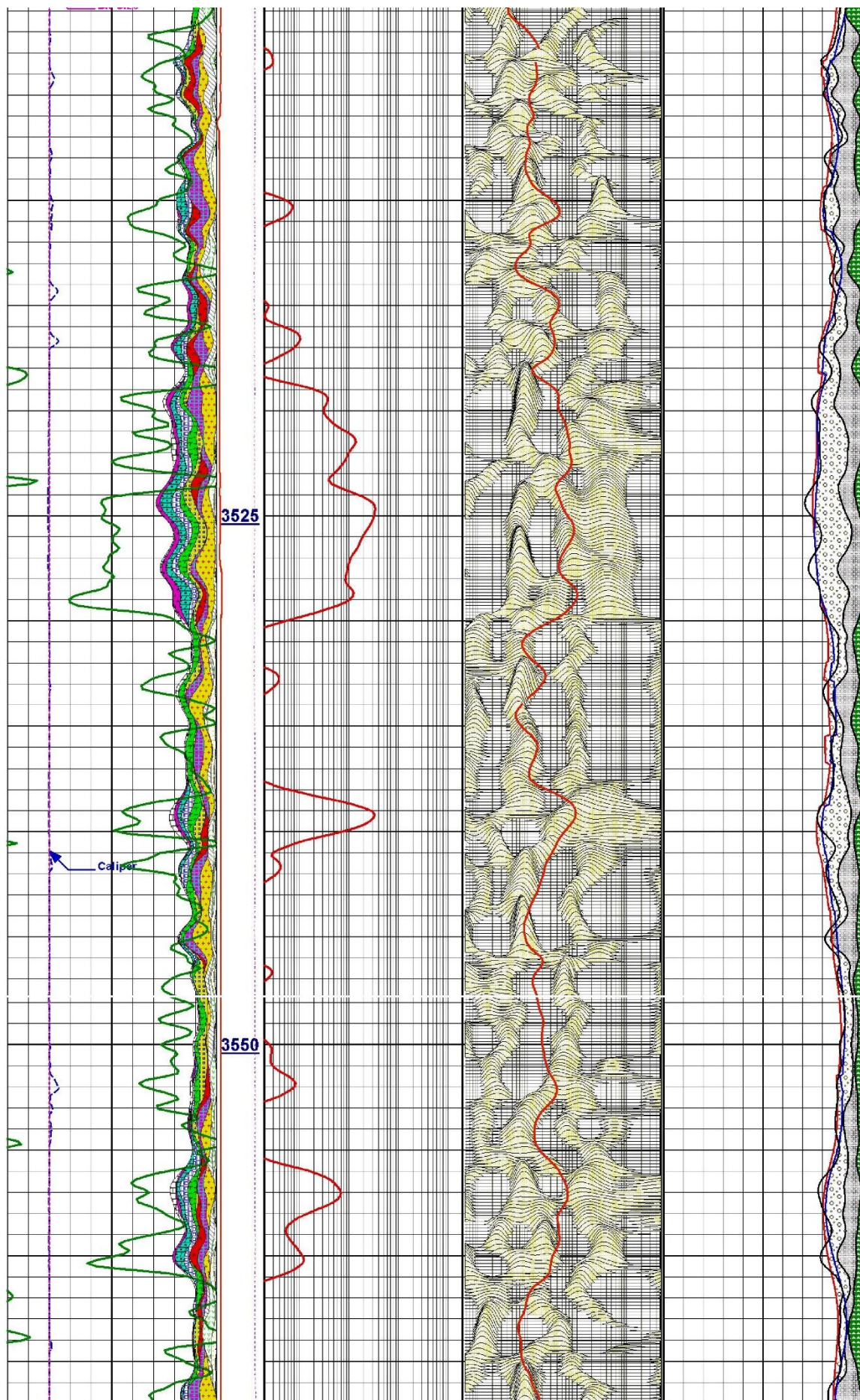
- Michael, M. (July 2005). *Carbonate permeability. United States Brevet n° US20050148080A1.*
- Mohamed, K. (2008). *Les fluides de forage : etude des performances et considerations environnementales, Thèse.* Toulouse - France: Institut nationale Polytechnique de TOULOUSE.
- Nitesh , K., James, J., & Lorne, A. (2000). NMR T1 And T2 Relaxation in Oil Based Mud Filtrates at Reservoir Temperatures, Rapport. *SPE/AAGP* (p. SPE 62852). California: Society of Petroleum Engineering, Texas Tech University.
- Oberto, S. (1988). *Fundamental Of Well-Log Interpretation (The aquisition of logging data), Livre.* Netherlands: Elsevier Science.
- Pedro Antonio, R., Benito Eduardo, S., Hyung Tae, K., & Gabor, H. (November 2006). *Viscosity determination from logarithmic mean ratio of relaxation times. United States Brevet n° US2008272773A1.*
- Roger , G., Jacques , D., & Guillaume , G. (s.d.). *Diagraphie électrostatique.* Paris-France: Université Pierre et Marie Curie (Paris 6).
- S, C., F, B., O, G., & O, A. (2016). *Recomandations sur l'acquisition de données sur l'aquifère carbonaté du lusitanien traversé a l'occasion des forages géothermiques au dogger (bassin de Paris), Rapport.* BRGM.
- S.F, C., USMAN, A., & G.R, C. (1989). *Permeability Estimation : The Various Sources and their interrolationships, Rapport.* San-Antonio: Shlumberger Well Services.
- SOUILAH, O., & Abderrahmane, M. (Mai 2016). *Apport des diagraphies à la reconnaissance géologique du réservoir cambrien (Ra) dans le secteur Nord-Ouest du champ de Hassi Massaoud, Thèse.* OUARGLA-ALGERIE: Université Kasdi Merbah.
- Stefan, E., & Edward, C. (2002). *Log interpretation in horizontal wells, Livre.* University of Leicester.
- Usman, A., S.F, C., & G.R, C. (1991). *Permeability Estimation : The Various Sources and Their interrelationships, Rapport.* SPE Schlumberger Well Services.

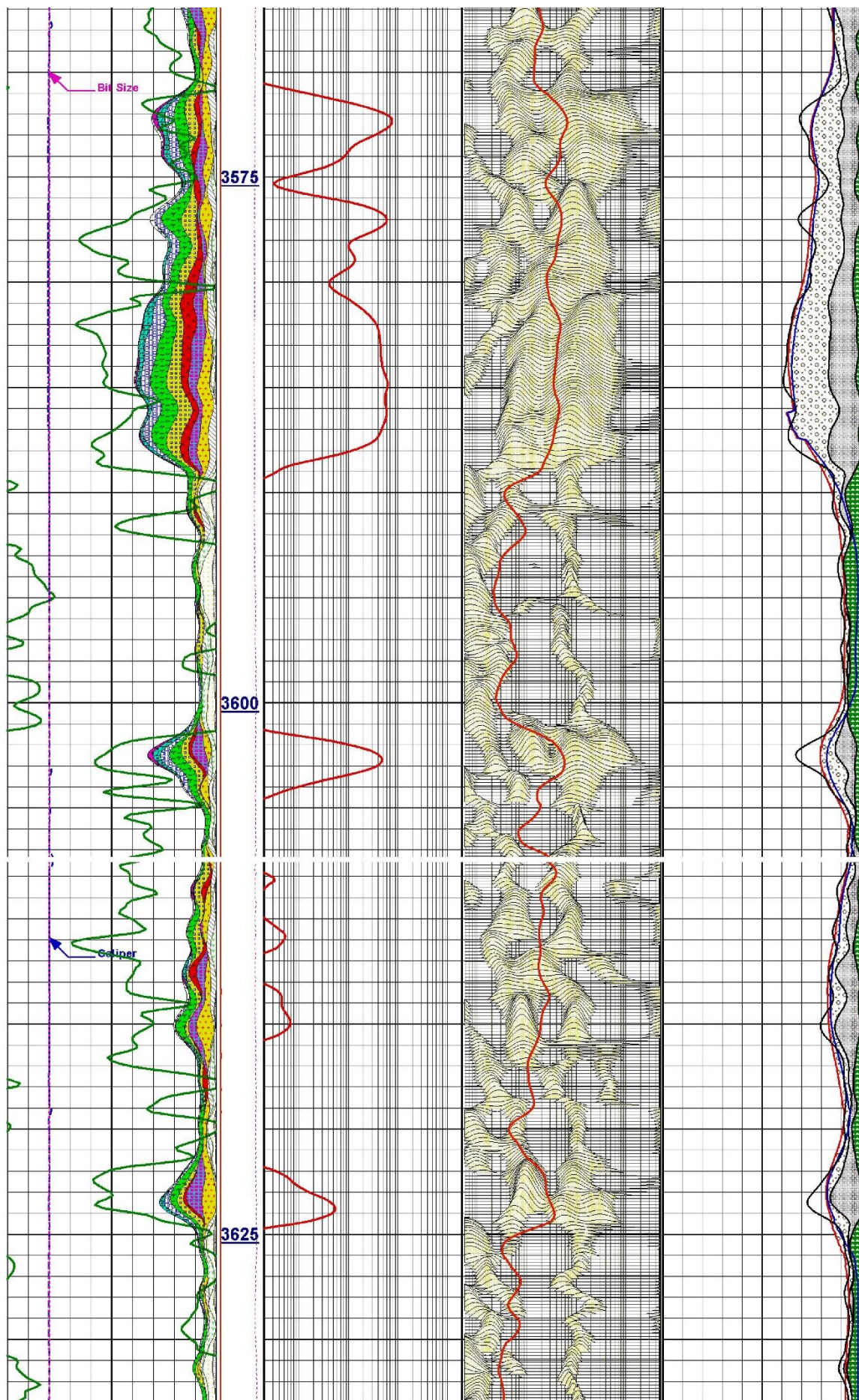
- ZAH, A., & ABDELLATIF, A. (2013). *Interprétation et Analyse des Paramètres Pétrophysiques a partir des Diagraphies Différées du réservoir dévonien F6 du champ de TFT (bassin d'ILLIZI), Thèse.* Ouargla-Algérie: Université Kasdi Merbah.
- ZERROUKI ALI, A. (2015). *Contribution a la caractérisation des resèvoires fissurés du champ de Hassi Messaoud par calssement flou, réseaux de neurones artificiels et magnétisme des roches, Thèse.* Boumerdes-Algérie: Université M'hamed Bougara.

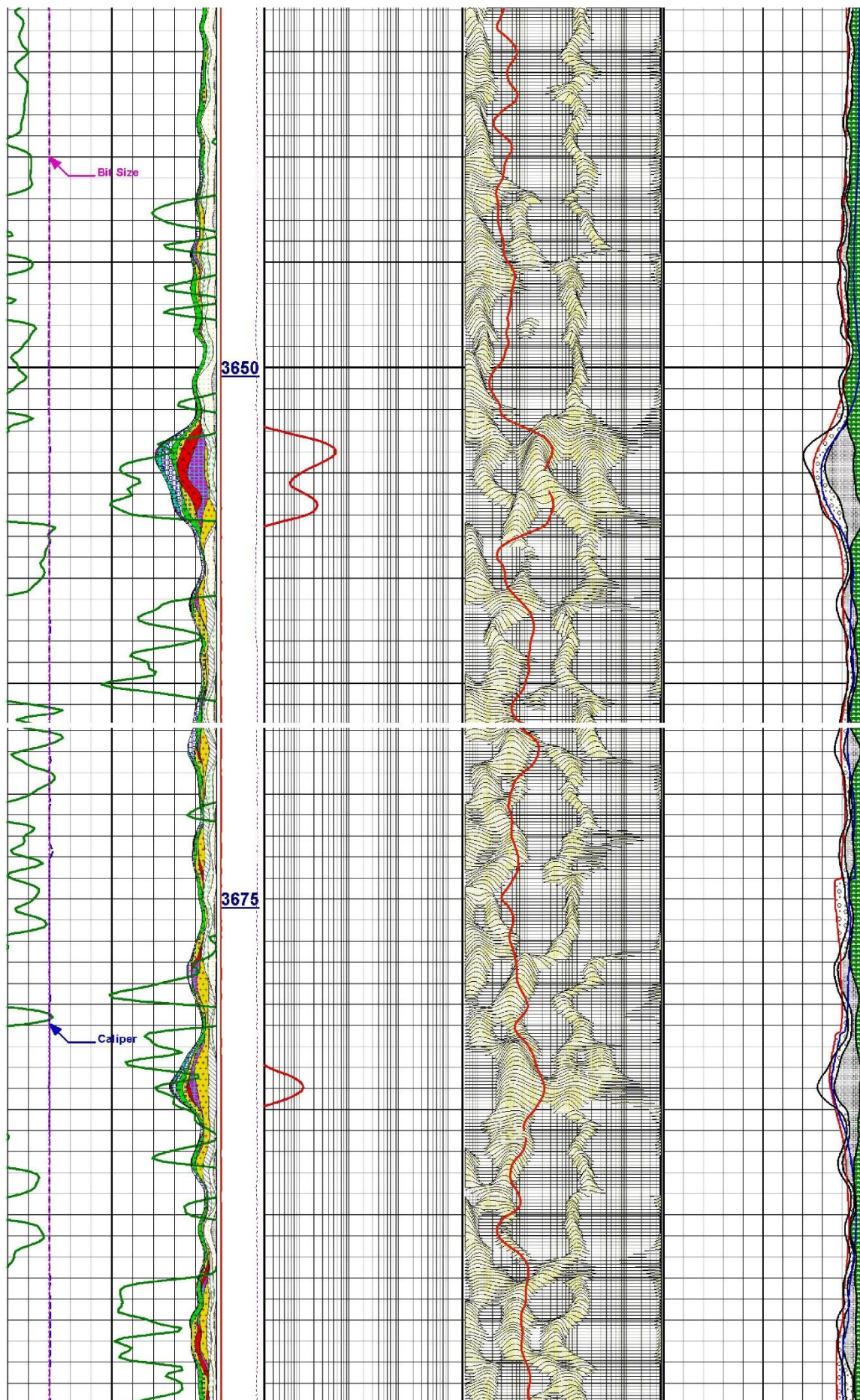
# Annexes

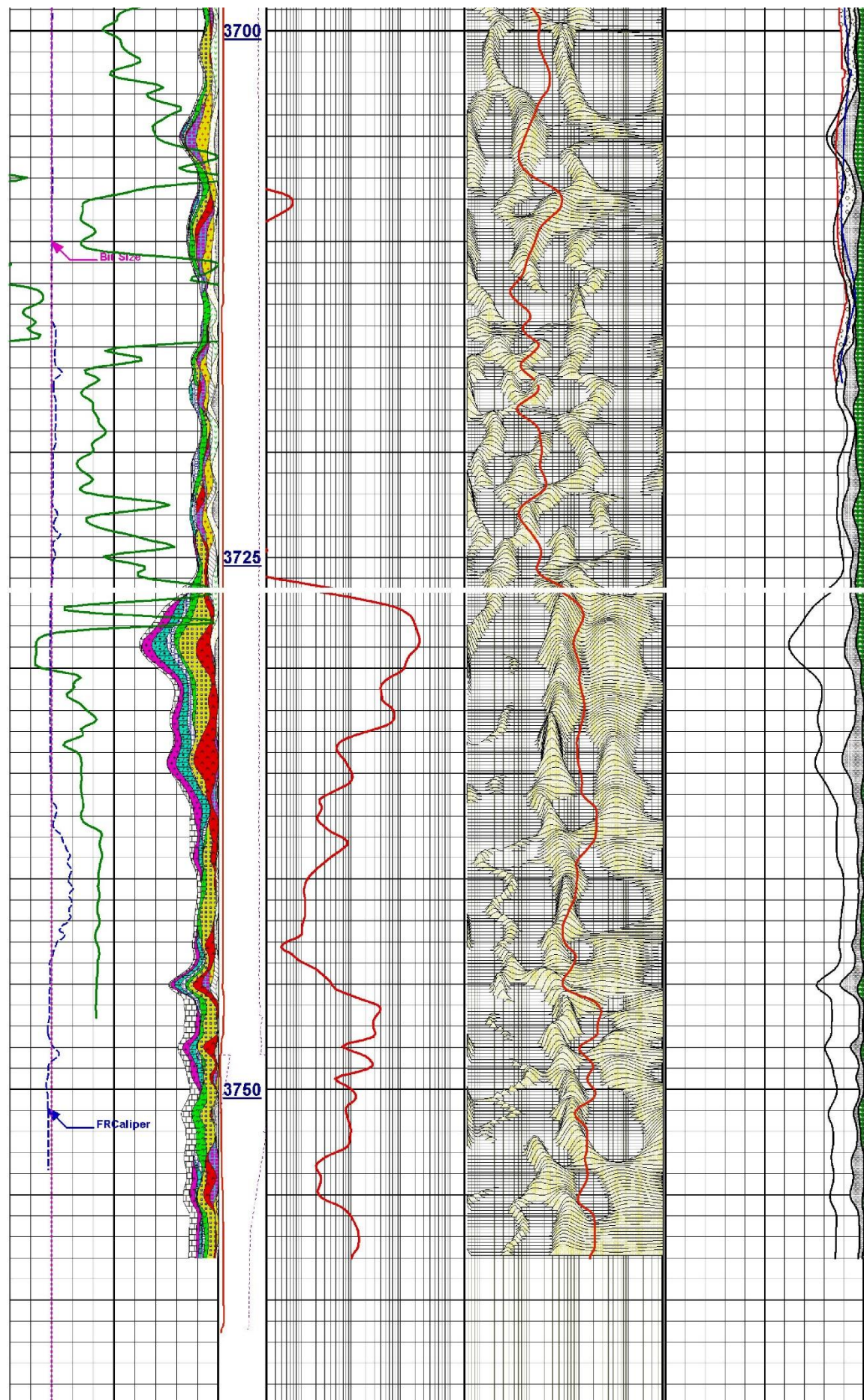
Annexe 1 : Log de la passe principale de 3763m à 3473m





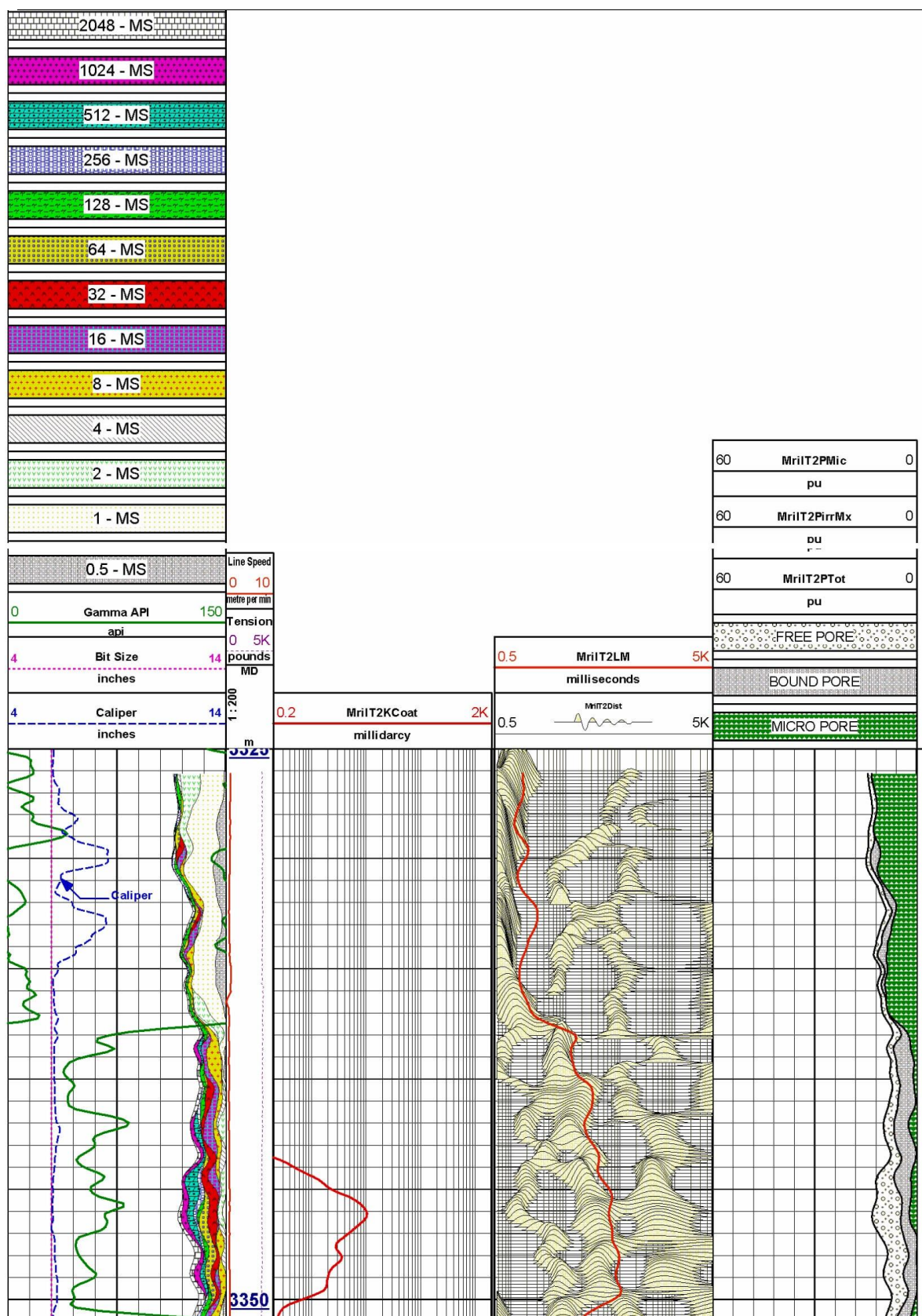


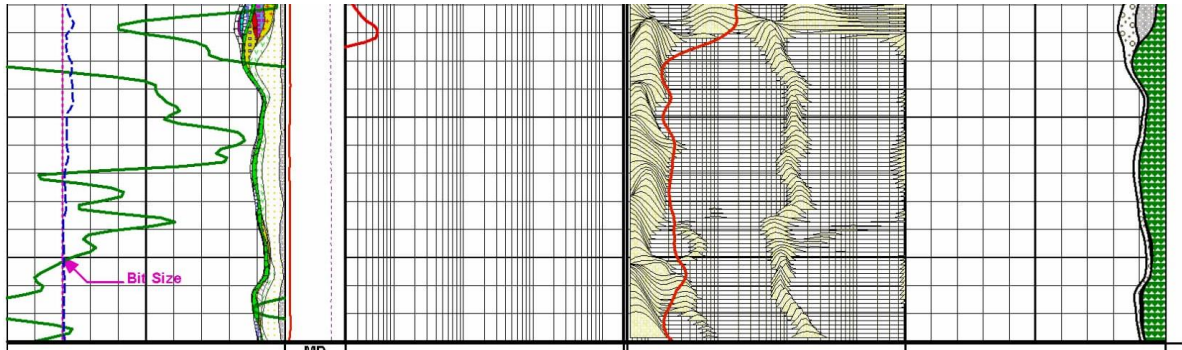




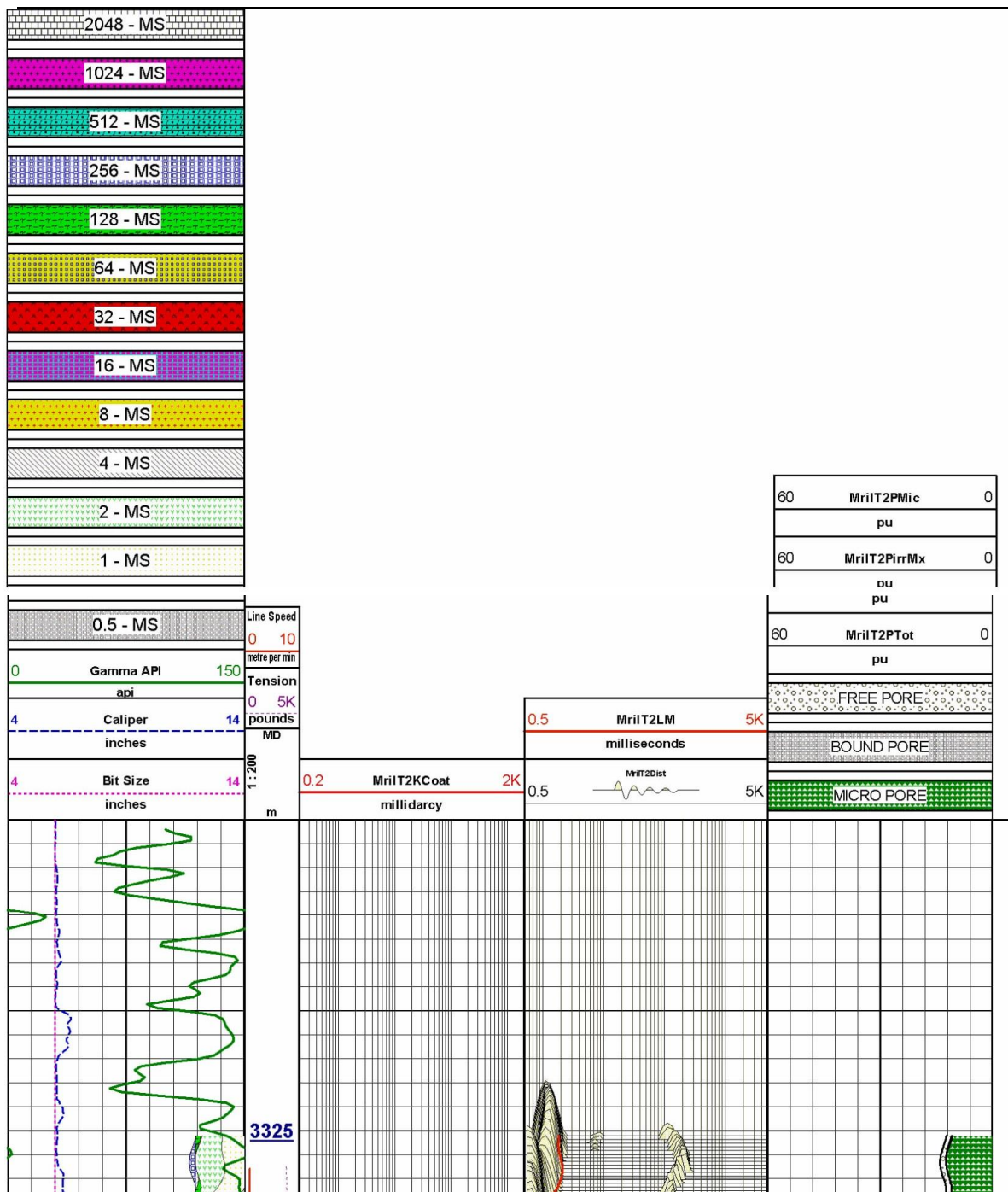
## Annexe 2 : Log de la section Répété.

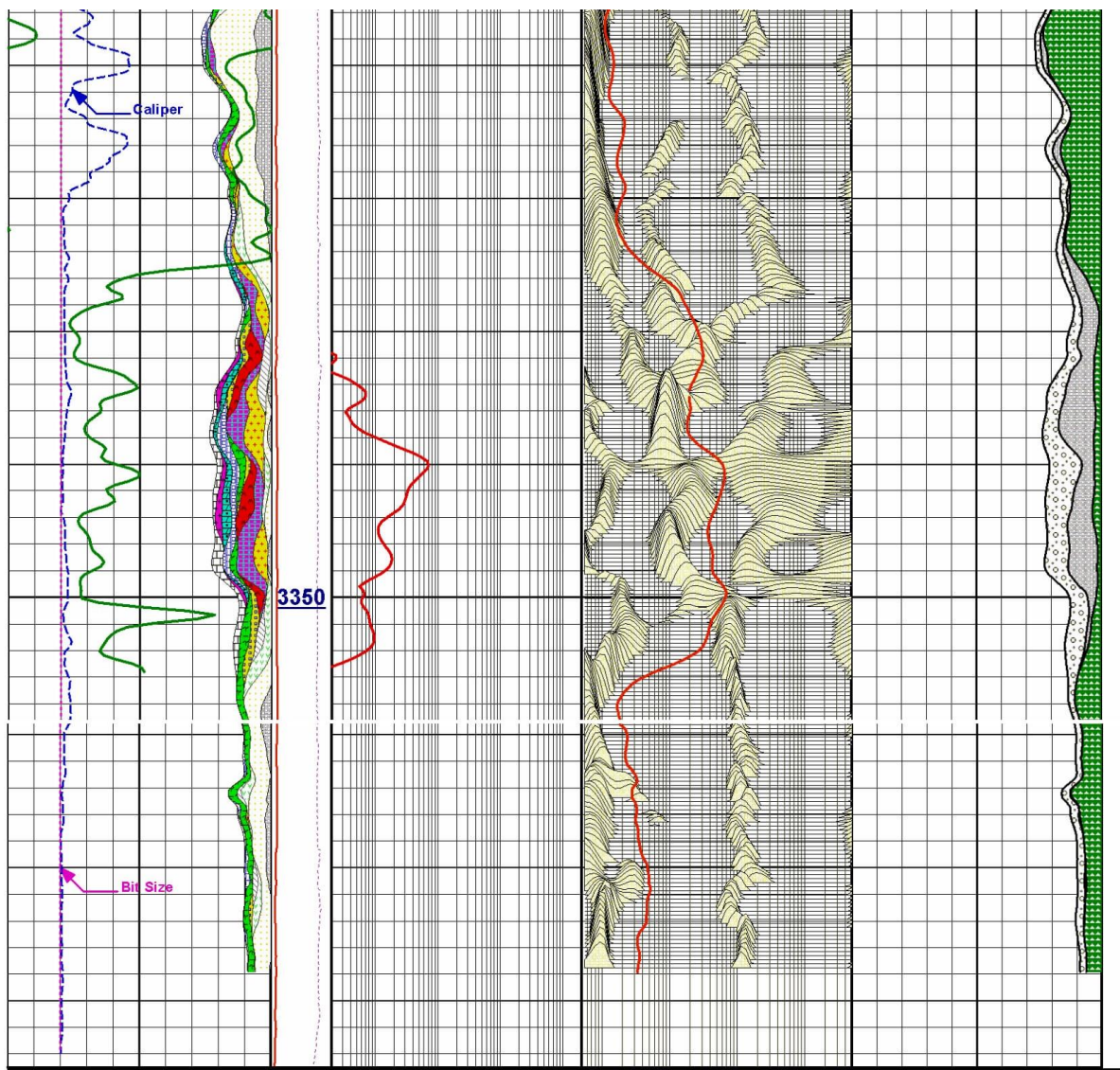
### Log de la passe principale de 3363m a 3325m





### Log la passe de répétition de 3363m a 3325m





## Résumé

L'économie algérienne se base essentiellement sur les rendements pétroliers, pour cela notre pays cherche toujours de trouver de nouvelles accumulations pétrolières.

Le but principal de cette étude est de connaître les bases de la technique d'imagerie par résonance magnétique et d'analyser les paramètres pétro-physique d'un réservoir acquis par cette technique.

La réalisation de cette analyse est basée sur l'obtention des enregistrements de diagraphie par résonance magnétique complétée de diagraphies conventionnelles survenue dans un puits dans le champ de Hassi Messaoud. Après l'obtention de ces enregistrements mesurés par l'outil "Magnetic-resonance-image-logging" (MRIL). Les données obtenues sont traitées avec le logiciel InSite pour construire des logs prêts à l'interprétation.

**Mots clés :** *imagerie par résonance magnétique, résonance magnétique nucléaire, paramètres pétro-physique, diagraphies conventionnelles, réservoir, InSite, log.*

## Abstract

The Algerian economy is essentially based on oil revenues, for which our country is always looking for new oil accumulations.

The main objective of this study is to know the basics of the magnetic resonance imaging technique and to analyze the petrophysical parameters of a reservoir acquired by this technique.

The realization of this analysis is based on obtaining magnetic resonance logging logs associated with conventional logs carried out in a well in the field of Hassi-Messaoud. After obtaining these logs measured by the "Magnetic-resonance-image-logging" (MRIL) tool. The datas obtained are processed with the InSite software to create logs ready for interpretation.

**Key words:** *magnetic resonance imaging, nuclear magnetic resonance, petrophysical parameters, conventional logs, reservoir, InSite, log.*