

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Apport des diagraphies à la reconnaissance
géologique du réservoir cambrien (Ra) dans le
secteur Nord-Ouest du champ de Hassi Massaoud**

Soutenu publiquement par :

Mr. SOUILAH Omar

Mr. MAKROUDI Abderrahmane

Soutenu Le : 29/05 /2016

Devant le jury :

Président :	Mr. CHERIF Amine	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur:	Mr. ZADDOURI Aziez	M. C. A Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. GUERRADI Hocine	M. A. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciement

*Au terme de ce travail,
Nous tenons à remercier Allah pour le
Courage et la patience qu'il nous donné afin de
Mener ce projet a terme. Nous remercions vivement notre encadreur*

Mr. Zaddouri Aziez

*Nous tenons également à remercier :
Tous nos enseignants du département de géologie,
Tout le personnel du service surveillance géologique (DP), surtout le chef
Service Mr djaafer et les ingénieurs : Mr Othman, Mr mabrouk, H,
Mr mostapha, Mr toufik, Mr eddine, Mr ahmed
Nos remerciements s'adressent aussi aux membres du jury, qui ont accepté d'examiner
notre mémoire de fin d'étude, et qui ont manifesté un intérêt pour notre travail.*

Ainsi que

*Tous les enseignants du Département de Géologie à l'université
Kasdi merbah d'Ouargla pour leur contribution notre formation
Et leur disponibilité à orienter les étudiants.
Enfin nous remercions toute personne ayant contribué de près de loin à la
réalisation de ce travail.*



Dédicaces



Je dédie ce modeste travail de mémoire à:

- ✚ Ma mère et mon père pour m'avoir soutenu tout au long ma vie.
 - ✚ Grand ma mère.
 - ✚ Mes frères : ABDE ALKADER, ABDE ARRHMANE, IBRAHIM, AHMED et ma sœur marieme.
 - ✚ Les fils de mon frère : Mohamed, chyma, najéia.
 - ✚ Tous mes amis spécialement Younes, Omar, Mohammed.
 - ✚ La famille souilah.
- 

souilah omar



Dédicace

En cet honorable lieu, d'un simple geste tracé par écrit, mais qui jaillie du profond sentiment de reconnaissance, permettez-moi de citer les noms comme un mémorandum pour ceux qui ont une place particulière:

A L'âme de mon père

A ma très chère mère

A mes très chers frères et sœurs.

A tous mes cousins sans exception.

A toute ma famille.

A mon collaborateur de mémoire souilah omar

A la promotion 2 master géologie pétrolier 2015/2016.

A tous mes amis sans exception.

A tous ; je dédie cet ouvrage, qui est le sens de mes études supérieurs, tel un présent du cœur, en priant ALLAH tout puissant à le mettre au service de notre nation et du bien de l'humanité, et qu'il sera une lumière sur mon parcours professionnel.

Makroudi abderrahmane

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

Figure 01: situation géographique de la région de Hassi Messaoud.

Figure 02 : situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

Figure 03 : le contexte géologique de gisement du champ de Hassi Messaoud.

Figure 04 : log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messaoud.

Figure 05 : les principaux évènements tectoniques affectant la plate -forme saharienne.

Chapitre II

Figure 06 : découpage des drains de réservoirs Ra.

Figure 07 : plan de position du secteur d'étude de champ (HMD).

Figure 08 : carte en isobathes au toit du D4 secteur nord-ouest de HMD.

Figure 09 : carte en isobathes au toit du R2ab secteur nord-ouest de HMD.

Figure 10 : carte en iso pâque du drain D2.

Figure 11: carte en iso pâque du drain ID.

Figure 12 : carte en isoperméabilité du réservoir Ra du drain D2.

Figure 13 : la carte en isoporosité du réservoir Ra du drain D2.

Chapitre III

Figure 14 : appareille opération des diagraphies.

Figure 15 : schéma présente la classification diagraphique.

Figure 16 : schémas de principe de la sonde gamma ray.

Figure 17 : les macros dispositifs (dual laterolog) DLL.

Figure 18 : le micro dispositifs (micro spherically focused log) MSFL.

Figure 19 : schémas de principe de la sonde neutron.

Figure 20 : comportements des neutrons dans les formations.

Figure 21: schéma présente les effets de densité.

Figure 22 : schéma de l'outil de densité.

Figure 23 : principe de l'outil sonic a 2 recepteurs.

Figure 24 : schéma d'outil ECS.

Chapitre IV

Figure 25 : localisation des puits.

Figure 26 : log composite de puits OMJ 763.

Figure 27 : résultats de l'interprétation de log diagraphie du puits OMJ 763.

Figure 28 : diagramme de potassium en fonction du thorium du puits OMJ 763.

Figure 29 : diagramme de la densité totale RHOB en fonction de la porosité neutron POR de puits OMJ 763.

Figure 30 : log compose de puits OMJ22.

Figure 31 : diagramme de potassium en fonction du thorium de puits OMJ 22.

Figure 32 : diagramme de la densité totale RHOB en fonction de la porosité neutron POR de puits OMJ 22.

Figure 33 : log compose de puits OMJ323.

Figure 34 : diagramme de potassium en fonction du thorium de puits OMJ323.

Figure 35 : diagramme de la densité totale RHOB en fonction de la porosité neutron POR de puits OMJ323.

Figure 36 : log compose de puits OMK243.

Figure 37 : diagramme de potassium en fonction du thorium de puits OMK243.

Figure 38 : diagramme de la densité totale RHOB en fonction de la porosité neutron POR de puits OMK243.

Figure 39 : log compose de puits OMJ301.

Figure 40 : diagramme de potassium en fonction du thorium de puits OMJ301.

Figure 41: diagramme de la densité totale RHOB en fonction de la porosité neutron POR de puits OMJ301.

Figure 42 : diagramme fer-silicium.

Figure 43 : diagramme calcium-silicium.

Figure 44 : corrélation du puits.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau.n°01:Coordonnées plate-formeOMJ763.

Tableau.n°02 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Tableau.n°03: Coordonnées plate-forme de puits OMJ22.

Tableau.n°04 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Tableau.n°05 : Coordonnées de la plate-forme de puits OMJ323.

Tableau.n°06 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Tableau.n°07 : Coordonnées de la plate-forme de puits OMK243.

Tableau.n°08 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Tableau.n°9 : Coordonnées plate-forme de puits OMK301

Tableau.n°10 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Tableau.n°11: Corrélation diagraphique entre des puits.

SOMMAIRE

SOMMAIRE

SOMMAIRE	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction générale	01
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD	
I-1 Situation géographique	02
I.2 Situation géologique	03
I.3 Historique de recherche	04
I.4 Stratigraphie du champ	05
I.5 Aspect structural et tectonique	10
CHAPITRE II: ETUDE DE RESERVOIRS	
II.1 Etude des réservoirs	13
II.1.1 Description de réservoir	13
II 1.2 La matrice	13
II.1.3 Les différents types d'argile	14
II.1.4 Les fluides	14
II.1.5 Les facies	14
II.1.6 La lithologie	14
II.1.7 Les paramètres pétrophysiques du réservoir	15
II.1.7.1 La porosité	15
II.1.7.2 La perméabilité	15
II.1.7.3 La saturation	15
II.2 Caractérisation des réservoirs	16
II.2.1 Le réservoir Ra	16
II.2.2 Localisation du secteur d'étude	18
II.2.3 La structure du réservoir Ra	19
II.2.3.1 La carte isobathe du Ra	19
II.2.3.2 La carte isopaque du Ra (D2 –ID).	21
II.3 Interprétation des données pétrophysique du réservoir Ra du drain D2 (HMD)	23
II.3.1 Carte en isoperméabilité	23
II.3.2 Carte en isoporosité	24
CHAPITRE III: APERÇU SUR LA DIAGRAPHIE	
III.1 Introduction	25
III.2 Diagraphie différée	25
III.3 Classification des diagraphies	27
III.4 Les différentes diagraphies utilisées	27
III.4.1 Diagraphies radioactives naturelles (Gamma Ray (GR))	27
III.4.2 Diagraphie de spectrométrie	28
III.4.3 Diagraphies électriques (Diagraphies de Résistivité)	29
IV.4.4 Diagraphies Neutron (Indice d'Hydrogène)	31
III.4.5 Diagraphie gamma-gamma ou (de densité)	32
III.4.6 Diagraphies acoustiques (Sonde sonic)	34

SOMMAIRE

III.4.7 Diagraphies ECS	36
CHAPITRE IV: L'APPLICATION DES OUTILS DIAGRAPHIQUES SUR DES FORAGES PETROLIERE	
IV L'Application des outils diagraphies sur la reconnaissance géologique de réservoir pétrolière Ra	38
IV.1 Application de diagraphie sur le puits OMJ 763	40
IV.1.1 Situation géographique	40
IV.1.2 Programme de diagraphies	40
IV.1.3 Aspect réservoir	40
IV.1.4 Les diagraphies enregistrées	41
IV.5.5 Interprétation des logs diagraphique	42
IV.1.6 Détermination de la lithologie de puits OMJ 763	45
IV.2 Application de diagraphie sur le puits OMJ22.	47
IV.2.1 Situation géographique	47
IV.2.2 Programme de diagraphies	47
IV.2.3 Aspect réservoir	47
IV.2.4 Diagraphies enregistrées	48
IV.2.5 Interprétation des logs diagraphique	49
IV.2.6 Détermination de la lithologie de puits OMJ22	50
IV.3 Application de diagraphie sur le puits OMJ323	52
IV.3.1 Situation géographique	52
IV.3.2 Programme de diagraphies	52
IV.3.3 Aspect réservoir	52
IV.3.4 Diagraphies enregistrées	53
IV.3.5 Interprétation des logs diagraphique	54
IV.3.6 Détermination de la lithologie de puits OMJ323	55
IV.4 Application de diagraphie sur le puits OMK243	57
IV.4.1 Situation géographique	57
IV.4.2 Programme de diagraphies	57
IV.4.3 Aspect réservoir	57
IV.4.4 Diagraphies enregistrées	58
IV.4.5 Interprétation des logs diagraphique OMK243	59
IV.4.6 Détermination de la lithologie OMK 243	60
IV.5 application de diagraphie sur le puits OMJ301	62
IV.5.1 Situation géographique	62
IV.5.2 Programme de diagraphies	62
IV.5.3 Aspect réservoir	62
IV.5.4 Diagraphies enregistrées	63
IV.5.5 Interprétation des logs diagraphique	64
IV.5.6 Détermination de la lithologie OMJ301	65
IV.5.7 Déterminé le type de matrice à partir d'outil ECS	67
IV.6 Corrélation diagraphique entre des puits	68
Conclusion générale	70
Annexe	
Bibliographie	

LISTE DES ABBREVIATIONS

HMD : hassi messaoud
DP/DH : division production /sonatrach
Ra : réservoirs anisométriques
Ri : réservoirs isométriques
K : perméabilité
S : saturation
D : densité
GR : Gamma Ray
API : American petroleum institue.
IFP : institute France pétrolière
Am-Be: American beronoume
NGS: Natural Gamma ray Spectrometry
DLL : dual laterolog
MSFL: micro spherically focused log
FDC: formation density compensated
LDT: litho density tool
Zt: altitude total.
ZS: altitude sol.
ECS: elemental capture spectroscopy.
TVD : totale vertical depth
Vsh : Volume d'argile
R_w :résistivité de l'eau de formation.
φ: porosité
R_{xo} : Résistivité de la formation de la zone lavée.
R_t : Résistivité de la formation de la zone vierge.
S_w: la saturation en eau dans de formation.
ρ_b : valeur lue en face l'intervalle considéré.
ρ_f : densité du filtrat de boue.
ρ_{ma} : densité de la matrice.
TD : total depth.
Δ_{t_{lue}} : valeur lue en face de l'intervalle considère
Δ_{t_f} : valeur du temps de parcours dans le filtrat de boue
Δ_{t_{ma}} : valeur du temps de parcours dans la matrice.

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale:

Le gisement de Hassid Messaoud est le plus grand gisement d'hydrocarbure en Algérie et l'un des plus grands du monde en raison de sa richesse et de sa production des huiles légères. Il appartient à la province la plus grande et la plus riche en Algérie appelée province triasique.

Il se trouve sur la partie extrême Nord la zone haute El-Biod-Hassi-Messaoud formée par une suite d'horsts et grabens limités par des failles allant dans une direction subméridienne. Après la découverte de ce champ géant, des efforts ont été multipliés à travers différentes études jusqu'à ce que cette province soit devenue la plus étudiée et la plus connue en Algérie.

Le champ de Hassi Messaoud apparaît comme un vaste dôme anticlinal avec une superficie de 4200 km². Les dépôts du Cambrien constituent les réservoirs Ra, Ri, R2 et R3 de Hassi Messaoud liés aux grès quartzitiques fissurés, érodés sous la discordance hercynienne et de couverture assurée par un épais dépôt du trias.

Ce réservoir gréseux est caractérisé par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétro-physiques entraînant la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre.

L'étendue du champ de Hassi Messaoud implique une variabilité de la production dans ses différentes parties. Ceci est nettement attesté par l'histoire de la production cumulée à ce jour.

Dans notre travail on se base sur les apports des diagraphies sur la reconnaissance géologique du réservoir Cambrien (Ra) dans le secteur Nord-Ouest du champ de Hassi Massoud (HMD).

Avant d'arriver à cet objectif, une étude de caractérisation s'impose. Le réservoir Ra est retenu pour cette présente étude, dont le plan est détaillé de la manière suivante :

- Généralité sur le champ de Hassi Messaoud.
- Etude du réservoir cambrien (Ra).
- Aperçu sur la diagraphie.
- L'application des outils diagraphiques sur des forages pétroliers.

CHAPITRE I

I- SITUATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOU:

I-1 Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud fait partie de la wilaya d'Ouargla, il se situe à 650 km au Sud-Est de capital Alger et à environ 350 km de la frontière Algéro-tunisienne (Fig.01).

Sa localisation en coordonnées LAMBERT et GEOGRAPHIQUE est la suivante :

X = 790.000 – 840.000 Est et X = 31°32'49,72 – 31°53'36,12" Est.

Y = 110.000 – 150.000 Nord et Y = 5°45'9,84" - 6°17'36,34" Nord.

La ville de Hassi Messaoud est limitée au Nord par Touggourt et Djamaa, et au Sud par Gassi-Touil, et l'Ouest par Ouargla, et l'Est par Elbarma.

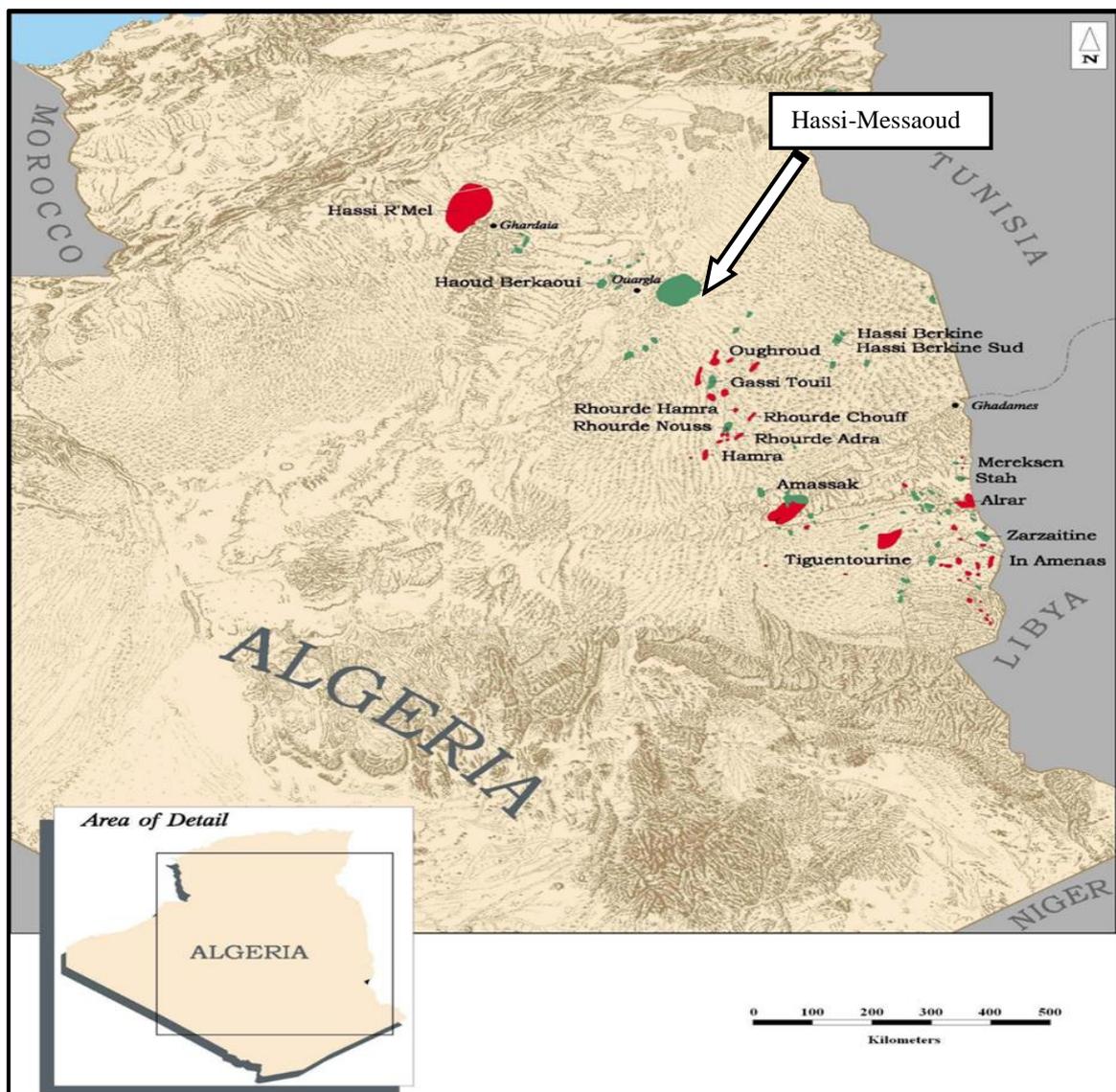


Fig.n°01: Situation géographique de la région de Hassi Messaoud, (d'après Larousse (2004)).

I.2 Situation géologique:

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique (fig.02).

Il est limité du point de vue structure géologique par les structures suivantes :

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

Du point de vue gisement il est limité par (fig.03) :

- les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui), au Nord-Ouest.
- les gisements d'El Gassi, Zotti et Al Agreb, au Sud-Ouest.
- les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar, au Sud-Est.

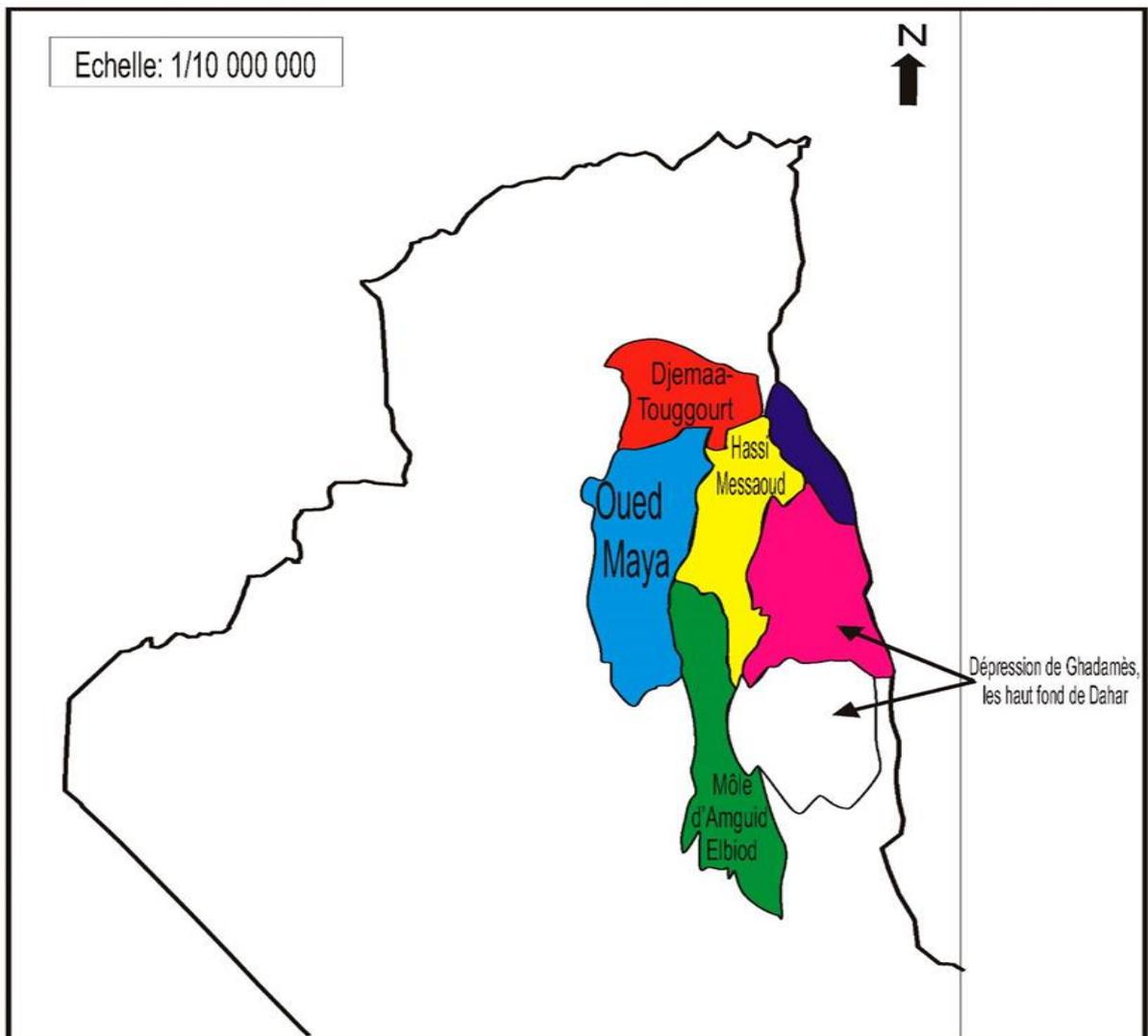


Fig.n°02: situation géologique du champ de Hassi Messaoud (Document Sonatrach).

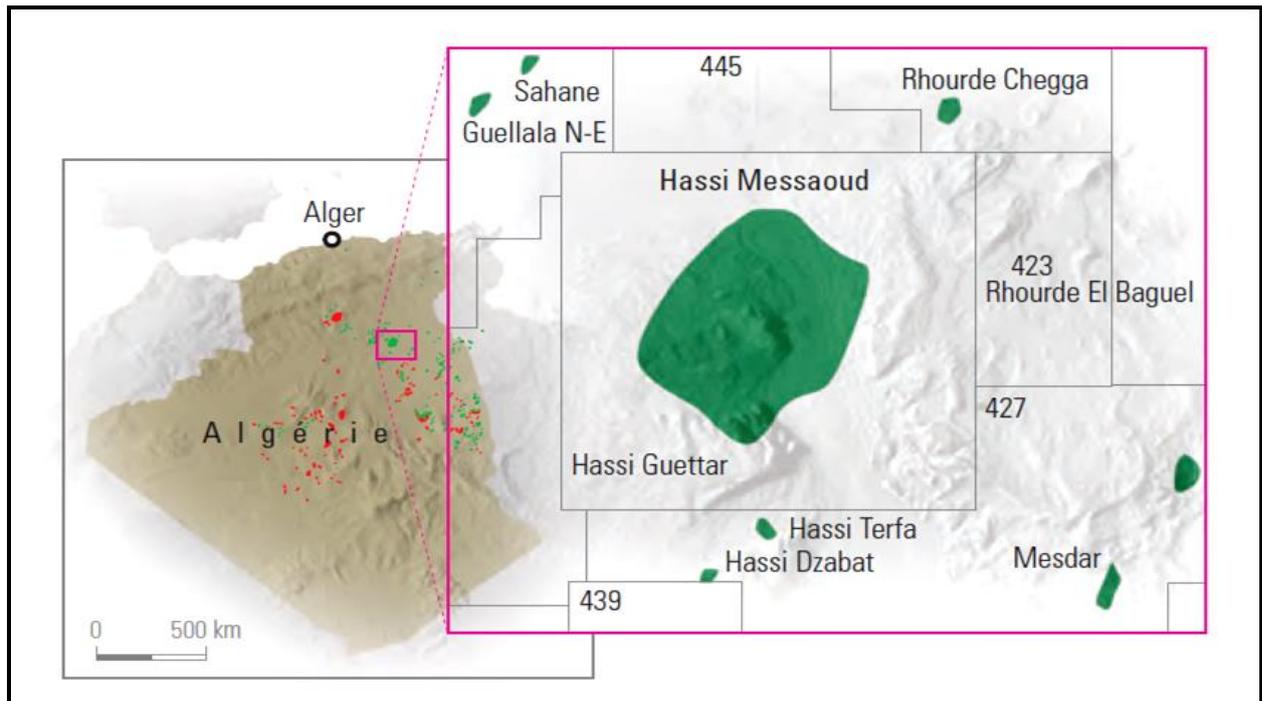


Fig.n°03: Le Contexte géologique de gisement du champ de Hassi Messaoud (Document Sonatrach).

I.3 Historique de recherche :

Le 16 janvier 1956 la SN.REPAL a amorcé le premier forage MD1 implanté à la suite d'une campagne de sismique réfraction, non loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a mis en évidence dans les grés du Cambrien à la profondeur 3338 m une importante accumulation d'huile.

En mai 1957, le forage OM1 foré dans la concession Nord du champ de Hassi-Messaoud à 7 Km au NNW de MD1 par la compagnie française des pétroles (CFP (A)) confirmait la présence d'un grand gisement d'huile dans les grés Cambrien.

Actuellement, le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière.

I.4 Stratigraphie du champ :

Pour étudier la géologie de la zone de "Hassi-Messaoud", nous étendrons le champ d'investigation à tout le Bas Sahara, en raison de l'ampleur des phénomènes géologiques, stratigraphiques et tectoniques, caractérisant la région.

La région de "Hassi-Messaoud", fait partie du bas du Sahara, qui se présente comme une cuvette synclinale, il est caractérisé par un remplissage sédimentaire plus ou moins circulaire ayant un diamètre de 600 Km, les profondeurs les plus importantes se trouvent au "Nord" dans la fosse "Sud saharienne".

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète (Fig04).

De la base au sommet on distingue :

I.4.1 Socle :

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

I.4.2 Infracambrien :

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

I.4.3 Paléozoïque :

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance; c'est la discordance panafricaine.

I.4.3.1 Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silstones argileux, micacés.

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

- **Lithozone R3** : Son épaisseur moyenne est de 370 m.

Il se compose de grés feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grés ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100m.

Il se compose de grés moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125m.

Il se compose de grés à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- **Lithozone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42m.

Il se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

I.4.3.2 Ordovicien : On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

- **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs quartzites fins isométriques.

- **Argiles d'El-Gassi** : son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins.

Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- **Grés d'EL Atchane** : son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

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

- **Quartzites de Hamra** : son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

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

I.4.4 Mésozoïque : il subdivise comme suite:

I.4.4.1 Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure .C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère laguno-marin, accompagnée par des coulées éruptives. Il est subdivisé en:

- **Trias éruptif** : Son épaisseur varie entre 0 et 92 mètres.

Localement on rencontre des coulées éruptives interstratifiées avec des grès du Trias, cela semble indiquer la présence de plusieurs épanchements de coulées venant s'intercaler dans les faciès détritiques ces coulées ont souvent eu lieu dans les vallées hercyniennes.

- **Trias argilo-gréseux** : Son épaisseur moyenne est de 35 mètres.

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques :

- Les grès supérieurs

- Les grès inférieurs

- **Trias argileux** : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres.

Il est constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses intercalés de banc de sel de couleur brun-rouge.

- **Trias salifère** : Son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitique.

I.4.4.2 Le Jurassique : Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

- **Le Lias** : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

- **Le Dogger** : Son épaisseur moyenne est de 320 m.

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- **Le Malm** : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

I.4.4.3 Le Crétacé : Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Le Néocomien** : Son épaisseur est de 185 mètres.

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Le Barrémien** : Son épaisseur moyenne est de 277 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **L'Aptien** : Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux .La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique.

- **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

- **Le Cénomanién** : Son épaisseur moyenne est de 148 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- **Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 230 mètres.

A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite .

I.4.5 LE CENOZOIQUE : Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

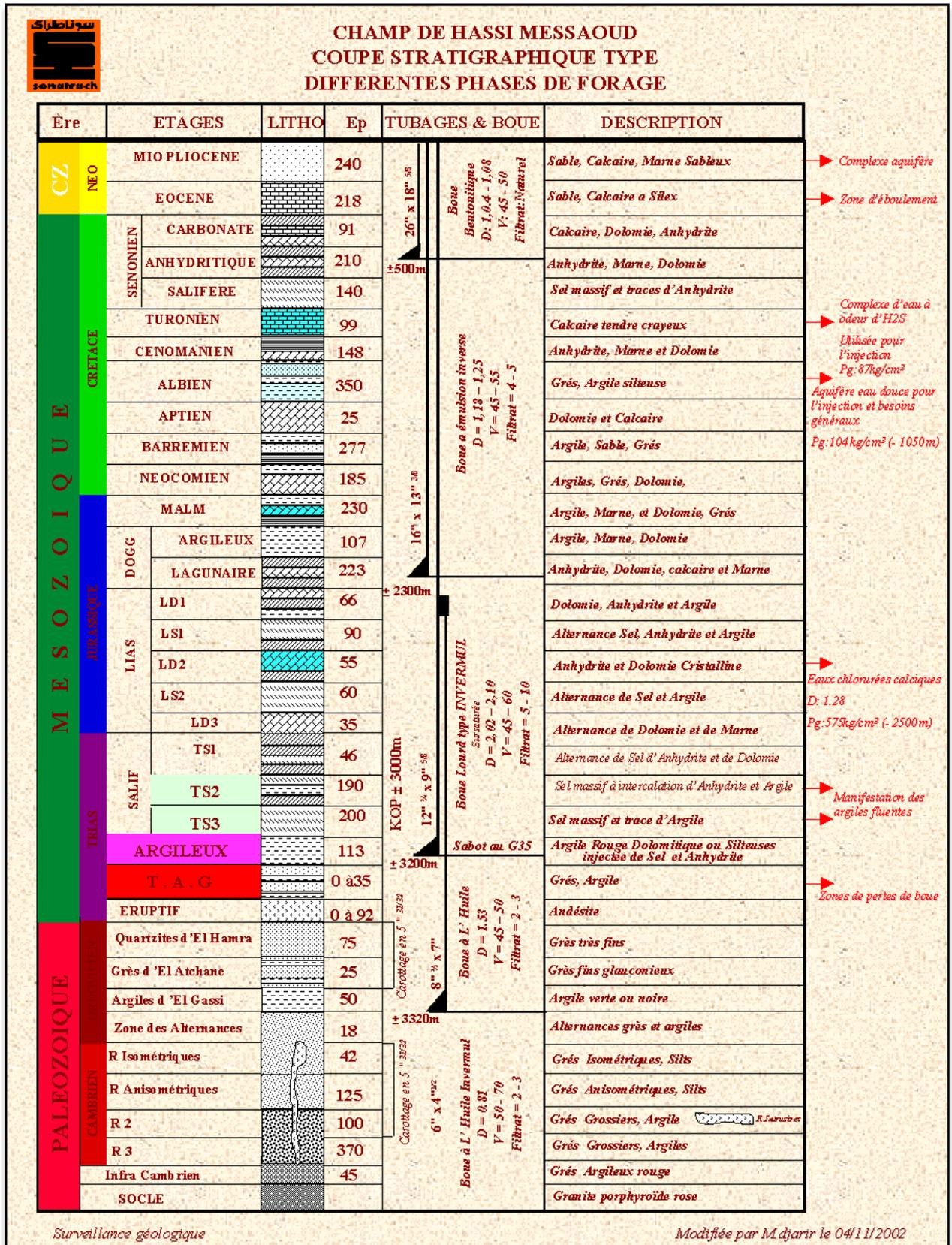


Fig.n°04: Log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messaoud (D'après SCHLUMBERGER-SH 2007).

I.5 Aspect structural et tectonique :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale NE-SW. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types (Fig05) :

- Les failles de directions subméridiennes N.NE - S.SW ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction NW-SE, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

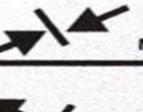
ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE		NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
	NEOGENE	MIOCENE			
CENOZOIQUE	PALEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
		EOCENE	TERTIAIRE ----- ALPIN MOYEN EOCENE N.160		
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPIN PRECOCE)	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90	
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE
		VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE		 N.O.40
	DEVONNIEN	Superieur	PHASE FRANSIEN NE	 NW-SE	
		Moyen			
		Inferieur			
	SILURIEN	PHASE CALEDONNIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
	ORDOVICIEN				
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINE TARDIVE				 E.W

Fig.n°05 : les principaux évènements tectoniques affectant la plate -forme saharienne (d'après BOUDJAMA et BEICIP, modifié par B KADI 1992).

I.5.1 Structuration du champ de Hassi-Messaoud :

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

I.5.1.1 Structuration anté-Triasique :

- **Phase panafricaine :**

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due à une collision continentale entre le craton Ouest africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertrand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions Nord-Est – Sud-Ouest, Nord-Ouest – Sud-Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de pédiplanation appelée surface infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

Des mouvements distensifs de directions Nord-Ouest–Sud-Est interviennent au Cambro-ordovicien ; qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normales (Nord-Est Sud-Ouest) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

- **Phase Eo-Calédonienne précoce ou phase Anté-trémadocienne :**

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grès isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

Une structure Tardi-Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord-Est – Sud-Ouest et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

- **Phase calédonienne :**

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur.

- **Phase hercynienne :**

Nord-Est-Sud-Ouest accompagnée du jeu de failles de mêmes orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord-Ouest – Sud-Est, c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs. Elle est datée de 225 à 250 millions d'années.

I.5.1.2 Structuration Post-triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950 - 3050 m). Ces déformations s'accompagnent d'un basculement vers le Nord-Ouest d'environ 200 m entre la partie Sud-Est et Nord-Ouest, ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture Nord-Sud est beaucoup plus importante que la fermeture Ouest-Est pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression Nord-Nord-Ouest – Sud-Sud-Est. (Beicip/Franlab 1979).

- **Phase autrichienne :**

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est-Ouest, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué.

Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé. Son influence conduit à un jeu de failles de décrochement dextre le long des failles anciennes NE-SW, dont l'importance de ces déplacements se manifeste au niveau de la fracturation ainsi les fissures vides qui facilitent le drainage des fluides.

- **Phase Atlasique :**

C'est une phase dont la compression est de direction Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

I.5.1.3 Structuration actuelle :

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement Nord-Sud, elle a subi un faible réajustement épirogénique. Cette dernière à un allongement général Nord-Est – Sud-Ouest, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres. (Beicip/Franlab).

CHAPITRE II

**Etude du réservoir
cambrien (Ra)**

II.1 Etude des réservoirs:

L'étude des séries réservoirs à partir des diagraphies différées, a pour objectifs essentiels:

- la localisation des réservoirs.
- la caractérisation du contenu, c'est à dire la détermination de la nature des fluides imprégnant les réservoirs (nature des hydrocarbures gaz, huile), ainsi que la salinité des eaux de formations.
- Le calcul des réserves en place et déplaçables, c'est à dire la détermination de l'épaisseur, calcul des caractéristiques pétrophysiques apparentes et réelles de chaque réservoir par exploitation des données de pendagemetrie, tel que la porosité, le calcul de la saturation en eau, calcul des hauteurs utiles et notion du cut-off.
- La détermination de la lithologie, nature précise des minéraux majeurs ainsi que leur pourcentage, et l'argilosité et mode de distribution des argiles.

Pour obtenir cet ensemble d'information, il faut disposer du jeu de diagraphie différée le plus complet possible.

II.1.1 Caractérisation du 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).on distingue deux types des réservoirs :

- Réservoirs gréseux
- Réservoirs carbonatés

❖ **Réservoirs gréseux** : La roche réservoir est formée de grains de quartz silice (SiO_2), si les grains sont libres, il s'agit de sable, si les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grés. Selon la cimentation, on définit plusieurs types de grés ; grés sableux, grés argileux, grés carbonatés...etc.

Il s'agit de la matrice et des fluides qui y circulent.

II 1.2 La matrice:

Elle rassemble des éléments sédimentaires solides, constituant la roche (grains et ciment) et On distingue trois types de matrices:

- **Matrice propre**: qui ne renferme pas d'argiles et de silts.
- **Matrice simple**: qui renferme les mêmes minéraux (grains et ciment).

- **Matrice complexe:** qui renferme les grains de composition minéralogique différente, ou le ciment est de nature différente.

➤ **Ciments :**

- ❖ Silice secondaire : Elle se présente essentiellement sous genre d'un

Ciment de nourrissage des grains de quartz. Elle est très répandue dans le Ra que dans le R2.

- ❖ Argiles : Très répandues dans les niveaux inférieurs du Cambrien, le ciment argileux est représenté d'une part par une fraction détritique, qui semble être composée en grande partie par l'illite et d'autre part, par une fraction authigène qui est la Kaolinite.

II.1.3 Les différents types d'argile:

Les argiles sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux, aluminosilicate et hydrates. Celles-là contiennent des pourcentages variables de silts et de carbonates on distingue trois types d'argiles :

- Les argiles laminées : celles-ci correspondent aux argiles déposées en lits fins entre deux couches de réservoir.
- Les argiles dispersées: occupant partiellement les pores, soit en les enduisant soit en les adhérant
- Les argiles structurales : ou totales qui se présentent sous forme de grains ou de nodules, occupant la même place que les grains de la matrice.

II.1.4 Les fluides :

L'arrangement des éléments solides laisse subsister des espaces vides, qui sont occupés par les fluides. Ces fluides peuvent être du gaz de l'huile ou de l'eau, leur pourcentage dans la formation dépend de celui des pores donc de la porosité.

Ces fluides sont de mauvais conducteurs de courant, d'où l'importance de connaître la résistivité de la roche, car elle permet de déterminer le pourcentage de cette eau dans la roche, et connaissant la porosité, on détermine le pourcentage d'hydrocarbures dans les pores.

II.1.5 La lithologie :

La détermination de la lithologie est le fondement de toute étude, une connaissance préalable des principaux composants de la roche aidera à la restitution de la lithologie.

II.1.6 Les facies :

Il désigne des roches sédimentaires présentant le même aspect, la faune et la flore quoique différentes en âge, ne faisant que refléter les conditions physico-chimiques identiques sous lesquelles elles se sont déposées.

II. 1.7 Les paramètres pétrophysiques du réservoir :

Pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, la qualité de réservoir des niveaux productifs doit être déterminée, en se basant sur des paramètres pétrophysique (porosité, perméabilité, épaisseur utile, saturation...), mesurés à partir des échantillons (plugs) prélevés des carottes, soit par l'application des différentes techniques de diagraphe.

Pour rappel quelques définitions sont à prendre en considération: la porosité, la perméabilité ainsi que les méthodes de mesures.

II.1.7.1 La porosité:

La porosité (Φ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

A côté de cette porosité totale ou brute, on définit la porosité utile ($\Phi\mu$), c'est-à-dire la porosité correspondant aux vides reliés entre eux ou volume des vides susceptibles d'être occupé par des fluides.

II.1.7.2 La perméabilité:

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser.

Il existe plusieurs types de perméabilité :

- K absolue : mesurée lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores.
- K effective : lorsque deux fluides sont présents dans les pores ($K_e < K_a$).
- K relative : c'est le rapport entre K_e et K_a .

II.1.7.3 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.

II.2 Description du réservoir :

A Hassi Messaoud, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuse du trias.

II.2.1 Le réservoir Ra:

Son épaisseur est de l'ordre de 125m, Il est constitué de grès quartziques, anisométriques, moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux, tels que décrits et définis par l'IFP (Institut français du pétrole) après une étude détaillée, ces grès correspondent à un milieu de dépôt fluvial.

Toujours d'après cette étude, le réservoir Cambrien est constitué d'un empilement d'unités lithologiques élémentaires en forme de gouttières "centimétriques" à "décimétriques" se caractérisant chacune par des propriétés lithologiques bien déterminées.

L'extension des corps gréseux perméables est limitée à la centaine de mètres, tandis que les silts, minces mais imperméables, ne dépassent pas quelques dizaines de mètres. Il en découle une variabilité extrême des caractéristiques pétrophysiques et une absence de leur corrélation d'un puits à un autre. Ce qui traduit l'hétérogénéité latérale du réservoir. Ces unités lithologiques se caractérisent par :

- Une épaisseur centimétrique à décimétrique.
- Une granulométrie et une argilosité différentes.
- Des stratifications obliques séparées par des discontinuités ou quelque fois par des passées de silts qui dépassant rarement 20 cm d'épaisseur, constituent néanmoins des niveaux imperméables et Par conséquent des écrans aux communications verticales. On distingue en cinq drains (D4, D3, D2, ID, D1):
 - **D1** : il est caractérisé par des grès grossiers à stratification oblique arquée. Sa base est souvent micro-conglomératique, avec absence de tagillite.
 - **ID** : c'est un niveau plus mince ou s'intercalent des niveaux silteux avec la présence locale de tagillite, il marque le passage de grès grossiers entre les drains D1 et D2.
 - **D2** : il est caractérisé par des grès grossiers bien ordonnées .La stratification oblique à tabulaire.
 - **D3**:dans ce drain se développe une granulométrie plus fine. On remarque la présence de grès fin à passage silteux.
 - **D4**:ce sont des grès à stratification oblique. L'importante variation d'épaisseur totale de ce drain peut laisser supposer l'existence de variation de faciès non négligeable.

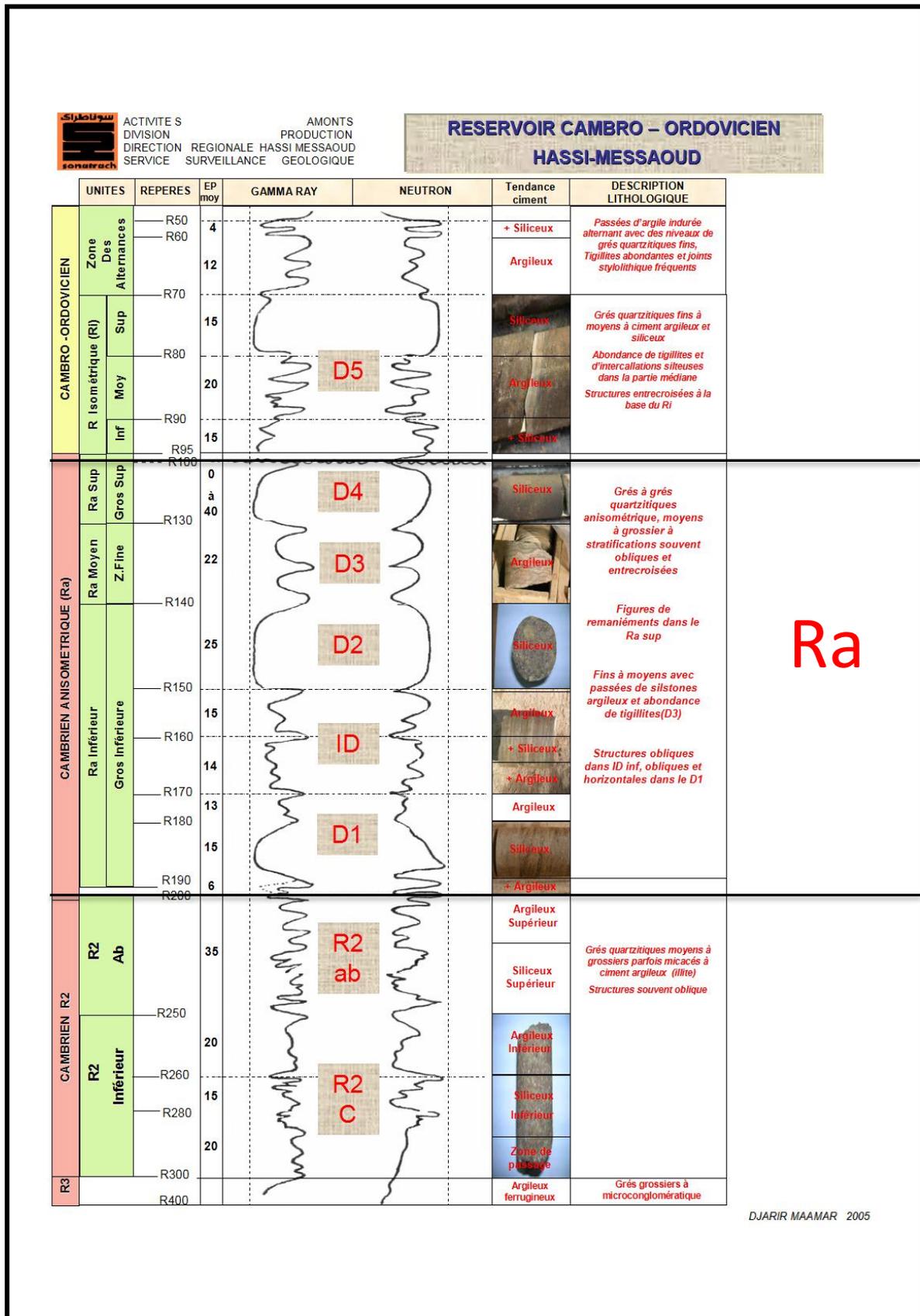


Fig.n°06: Découpage des drains de réservoirs Ra

II.2.2 Localisation du secteur d'étude:

Le secteur d'étude est situé dans la partie NW du champ de Hassi Messaoud (fig. 07).

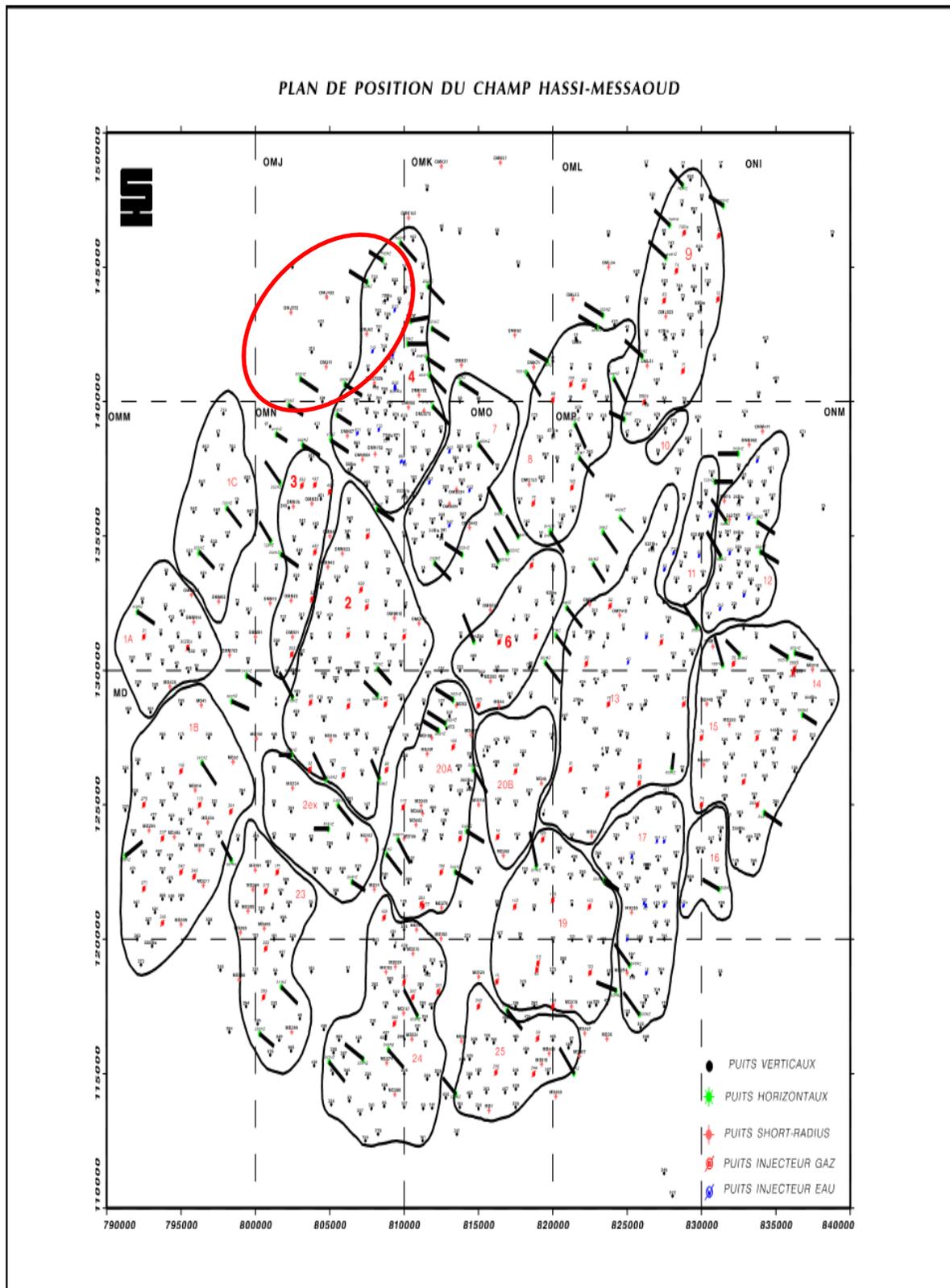


Fig.n°07 :Plan de position du secteur d'étude de champ (HMD).

II.2.3 La structure du réservoir Ra:

Notre réservoir Ra d’après la carte montre l’existence de complexe de trois failles majeurs de direction NO-SE et les deux autres de NN-E.

II.2.3.1 La carte isobathe du Ra: correspond au toit du drain D4 ou mur du D5 et toit R2ab.

Ces cartes nous donnent en réalité un aperçu représentatif de la géométrie du réservoir Ra.

• **La carte isobathe du toit D4 secteur nord-ouest de HMD:**

On remarque dans cette carte (Fig.n°08) la structure du D4 est plus haute dans la partie Sud-Est environ la cote -3100 m et diminue vers le Nord-Ouest (Structure plus bas) vers la cote -3260 m.

Cette carte est très complexe, la variation de structure de secteur étude à partir du cote, indique il Ya existe de la vallée résultat de érosion plus ou moins érodé.

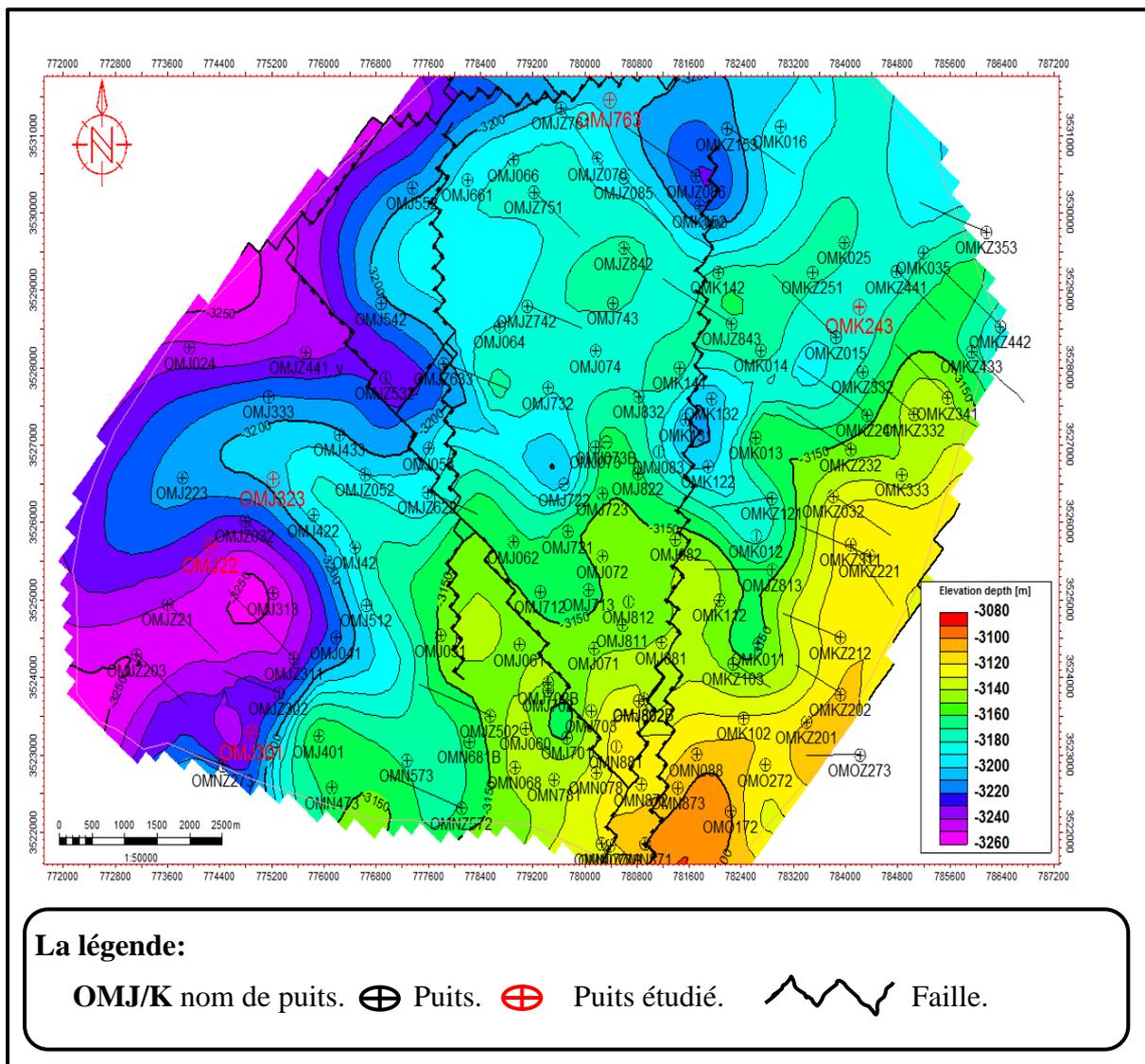


Fig.n°08 : Carte en isobathes au toit du D4 secteur nord-ouest de HMD

• **La carte isobathe du toit R2ab secteur nord-ouest de HMD: (Fig.09)**

Cette Carte qui Montre la structure le mur Ra ou toit R2ab, est plus haut dans la partie Est environ la cote -3170m et diminue vers le nord-ouest structure plus bas vers la cote -3440m.

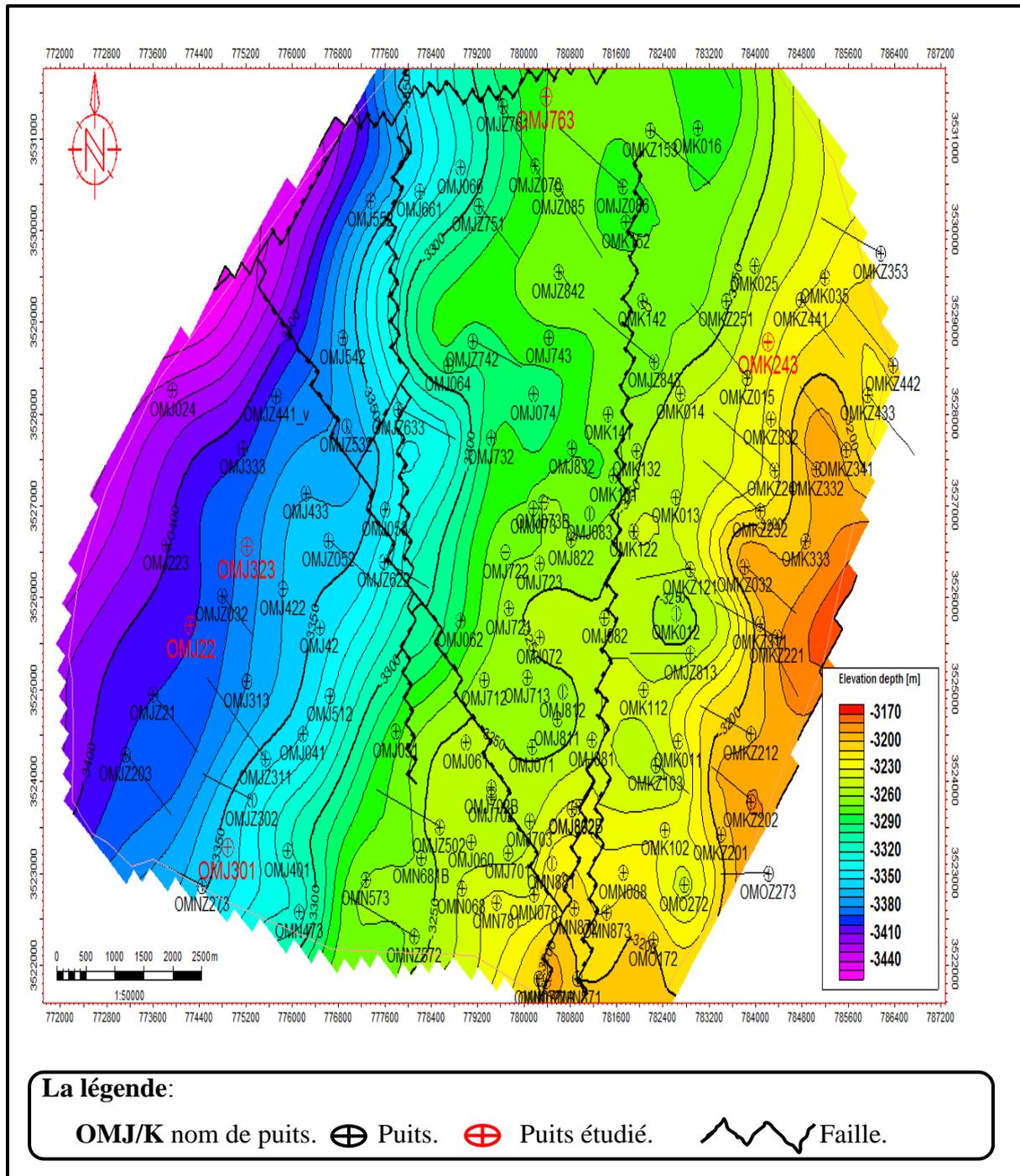


Fig.n°09 : Carte en isobathes au toit du R2ab secteur nord-ouest de HMD

II.2.3.2 La carte isopâque: du réservoir Ra dans le secteur d'étude en choisi quelque drain majorité de puits étudié (D2, ID).

- **La carte isopâque du D2** : cette carte montre l'épaisseur réel du D2, qui ce varié généralement entre 26 et 20 m dans le secteur d'étude, on remarque aussi une amélioration d'épaisseur au niveau du puits OMJZ311 et OMJ302 de 36 m, par contre de 18 m dans quelque puits de secteur (Fig.10).

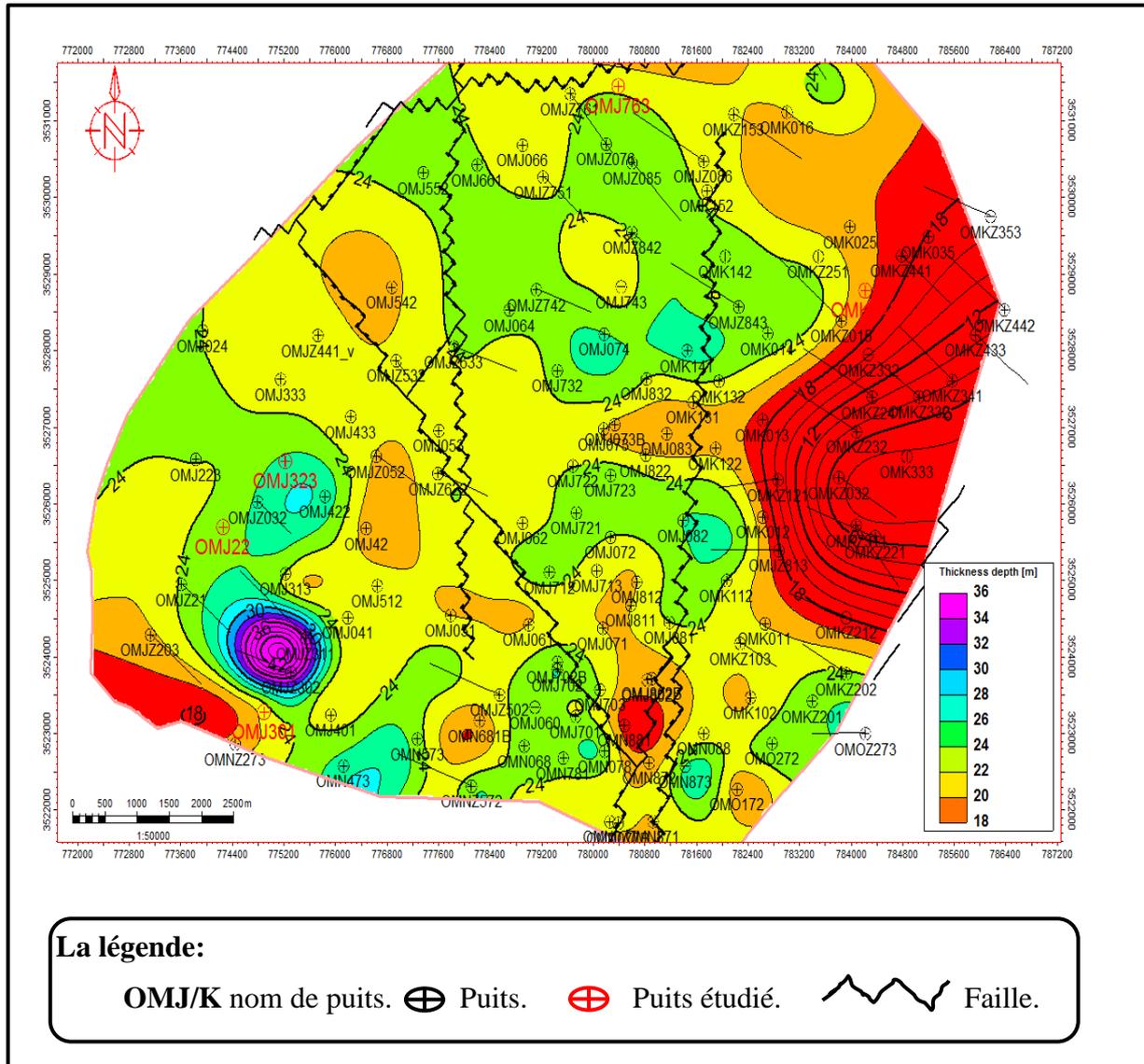


Fig.n°10: Carte en isopâque du drain D2

- **La carte isopâque de l'ID:** cette carte montre l'épaisseur réelle de l'ID, varié généralement entre 30 et 24 m, dans le secteur d'étude (Fig.11).

L'épaisseur diminue dans la partie EST dans le secteur d'étude 14m dans quelque puits OMKZ24.

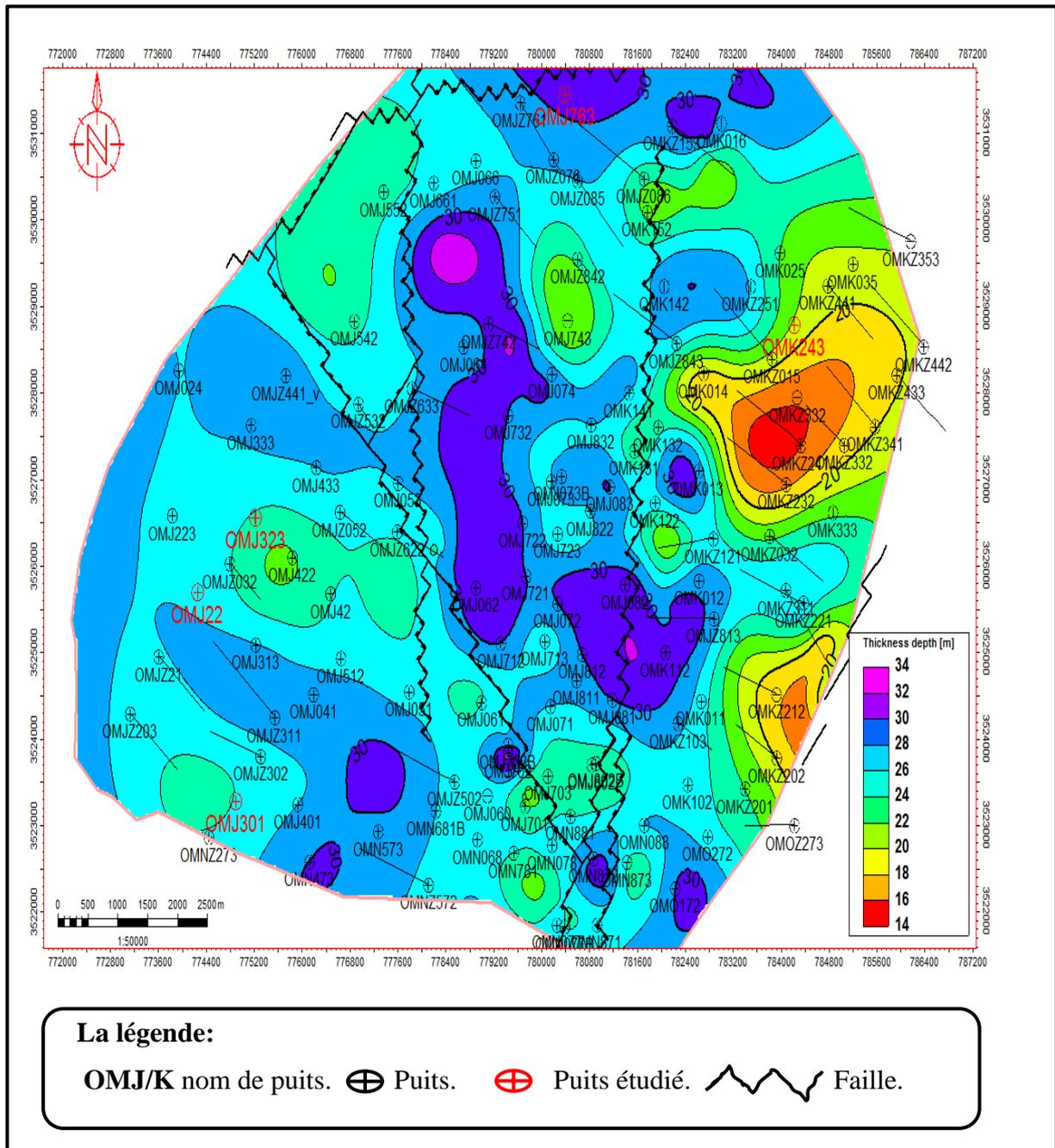


Fig.n°11 :Carte en isopâque du drain ID

II.3 Interprétation des données pétrophysique du réservoir Ra du drain D2 (HMD):

II.3.1 Carte en isoperméabilité:

La carte en iso perméabilités montre que la majeure partie du secteur est caractérisée par des bonnes perméabilités entre (16-100 mD), et très faible valeurs de perméabilité sont localisées autour de puits OMJZ441 et OMN 872(0.16mD) (Fig.12).

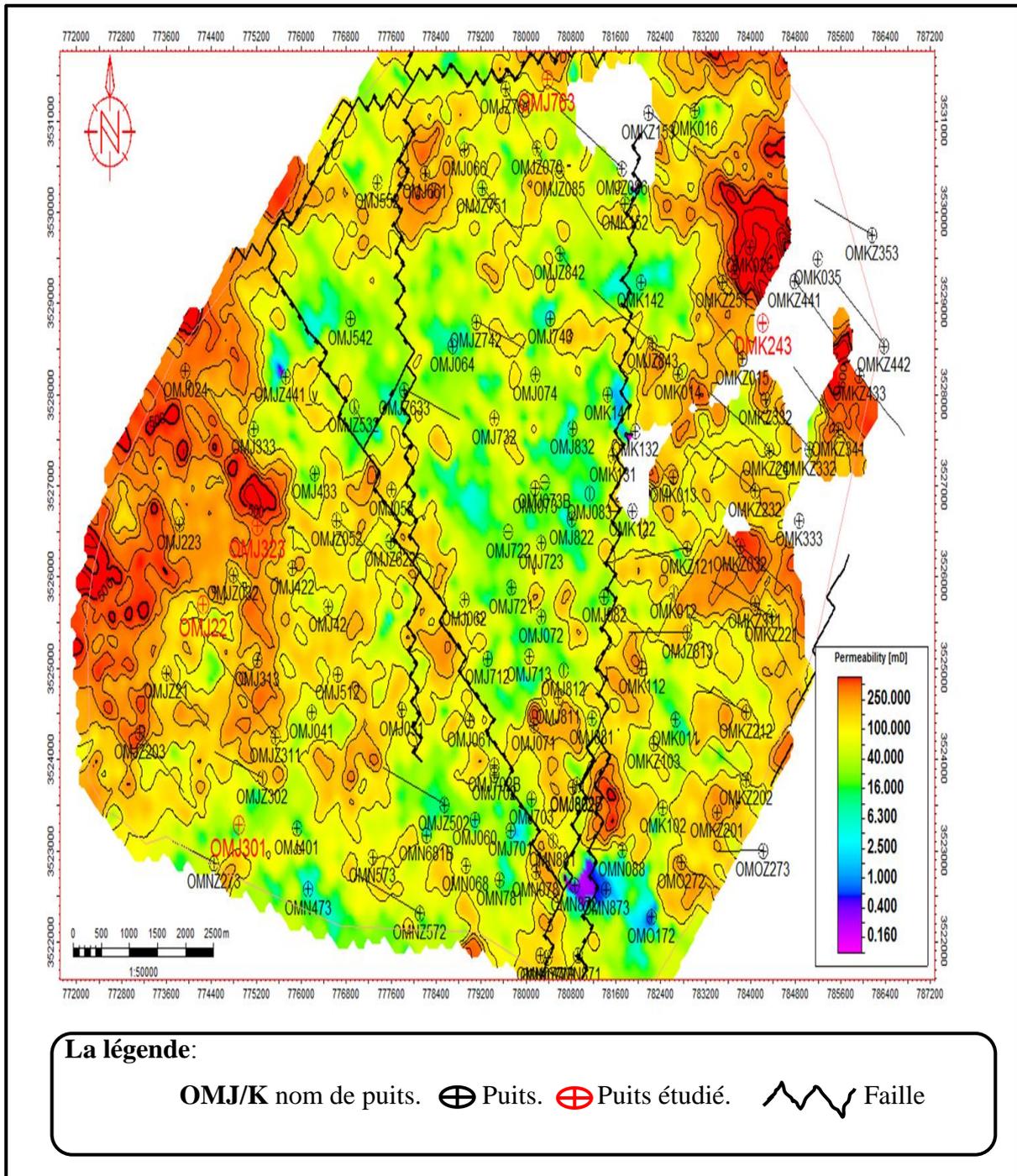


Fig.n°12 :Carte en isoperméabilité du réservoir Ra du drain D2

II.3.2 Carte en isoporosité:

La carte en isoporosité dans la structure étudiée du drain D2, qui montre la majorité de la partie est caractérisée par une moyenne de porosité variant entre (8 à 10%). et très bonne de quelques parties de puits OMJ 24 (14%) (Fig.13).

Dans la carte la couleur grise indique l'absence des données de porosité.

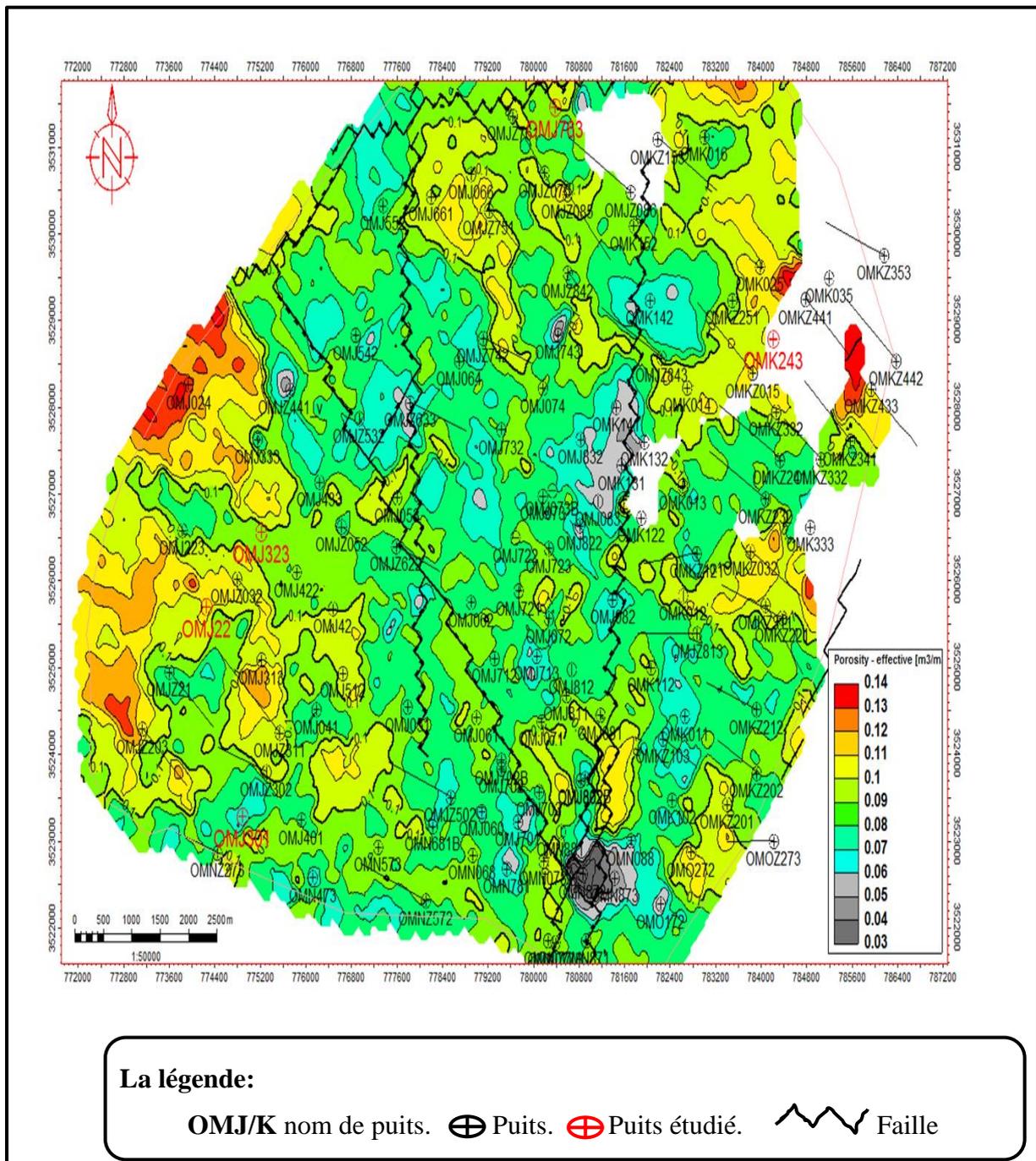


Fig.n°13 :La carte en isoporosité du réservoir Ra du drain D2

CHAPITRE III

Aperçu sur la diagraphie

III.1 Introduction :

Lorsque l'on a découvert un réservoir potentiel souterrain par les méthodes de surface, géologiques et géophysiques, il faut étudier ses qualités qui conditionnent ses rendements potentiels, à savoir la porosité, la perméabilité, le taux de saturation, l'épaisseur et les différents fluides qu'il renferme (gaz, huile ou eau).

La première approche consiste à faire des forages, Lorsqu'il s'agit des forages à but hydrogéologique ils sont le plus souvent carottés, par contre en prospection pétrolière il s'agit en général de forages destructifs.

Dans ce chapitre, on va jeter un coup d'œil sur les différents outils de diagraphies Conventionnelles la plus utilisés pour l'évaluation des paramètres pétrophysiques d'un réservoir Tels que le Rayon gamma, neutron, Sonique, ...etc. ses définitions, ses principes de fonctionnement et leurs applications.

Pour la confirmation des données géologique, on utilise de la diagraphie de fin de trou dans zones de Hassi Messaoud, un jeu de diagraphie est souvent utilisé, soit :

- Les digraphies nucléaires (naturelles et provoquées)
- Les diagraphies de résistivité (micro et macro dispositif)
- Les diagraphies soniques

III.2 Diagraphie différée:

La diagraphie différée est l'enregistrement des paramètres physiques des formations traversées par le forage ou des fluides qui renferment, des outils, ou sondes, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer (fig.14).

Pour autant que l'on sache relier les paramètres mesurés et leurs variations aux propriétés physiques et/ou chimiques des formations géologiques et des fluides contenus dans ces formations, on dispose d'un instrument sans égal pour étudier les roches et leur contenu éventuel. Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès géophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies. Le "faciès géophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec les mêmes outils, dans le même trou. Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique.

Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

Les diagraphies sont exécutées par des sociétés de service ;

En Algerier: Schlumberger , Halliburton, Hesp, Western Atlas.. Baker...

➤ **But de diagraphie:**

L'utilisation des diagraphies dans notre étude consiste essentiellement à:

- Déterminer le pourcentage d'argile à partir du GR.
- Évaluer la porosité des formations à partir de la combinaison des outils Sonique, Neutron et Densité.
- La localisation des réservoirs les plus favorables à l'accumulation économique d'hydrocarbure.
- La nature et composition des solides et des fluides traversés par le sondage.

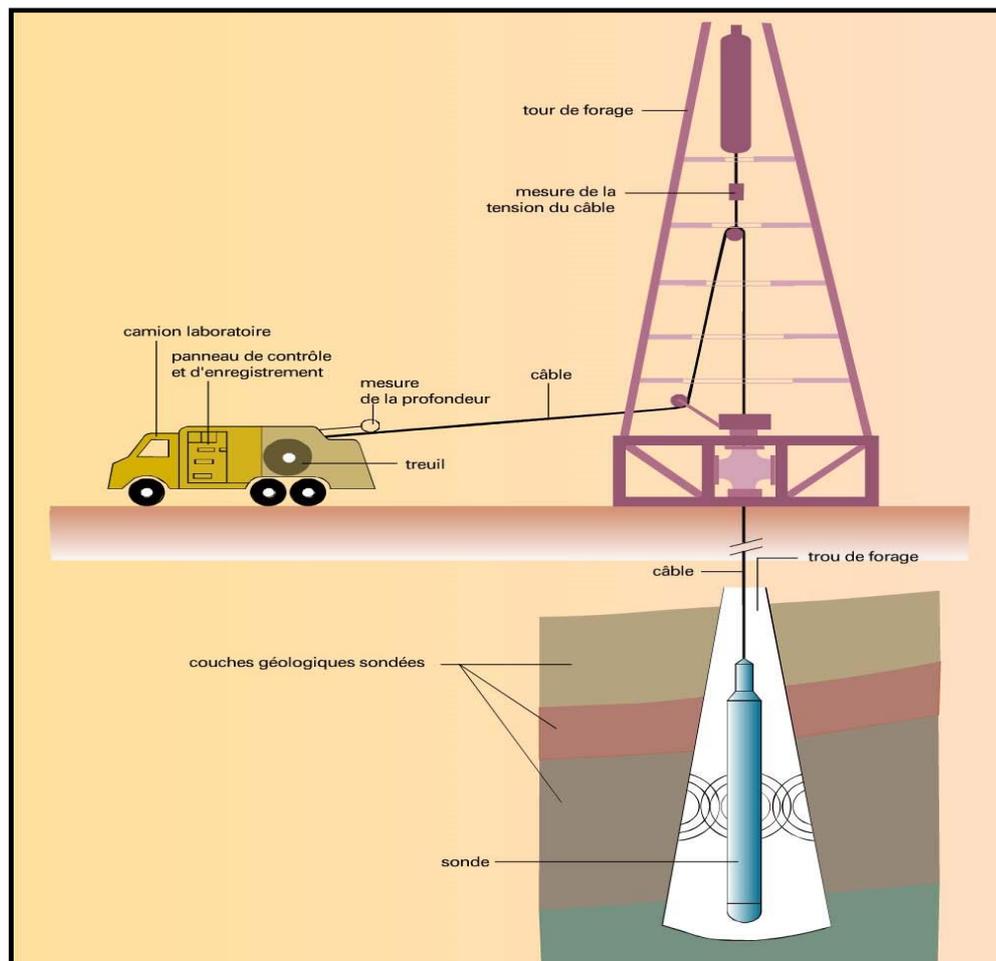


Fig.n°14: appareillage opération des diagraphies

III.3 Classification des diagraphies :

Il y'a 03 type de diagraphie (Fig.15) :

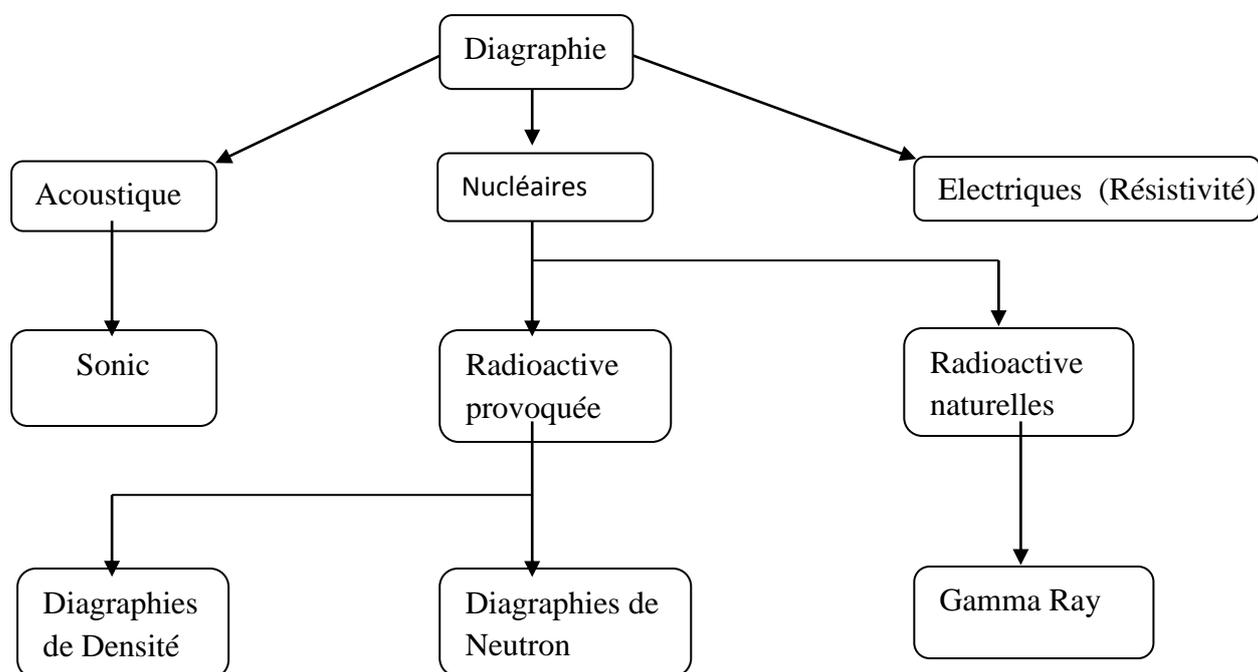


Fig.n°15 : schéma présente la classification diagraphique.

III.4 Les différentes diagraphies utilisées:

III.4.1 Diagraphies radioactives naturelles (Gamma Ray (GR)) :

C'est le log nucléaire le plus simple, c'est un enregistrement de la radioactivité naturelle des roches. Elle résulte de la présence de 03 éléments: l'uranium, le thorium et le potassium.

➤ Principe:

On mesure le rayonnement gamma naturel à l'aide de détecteurs appropriés: compteur de Geiger, chambre à ionisation, compteur à scintillation, ce dernier étant préférable par son rendement, ses dimensions (10 cm contre 90 cm), et la meilleure définition verticale des couches qu'il permet. Donc la sonde GR contient un détecteur à scintillation à iode de sodium, elle permet l'enregistrement de l'intensité globale de la radioactivité des rayons gamma naturels des trois éléments radioactifs K, U et Th, mais pas celle des sels de potasse (Fig.16).

La réponse de l'outil est décrite dans l'équation suivante:

$$GR = (\rho V / \rho b) \cdot A.$$

- GR: radioactivité globale mesurée et elle est exprimée en unité API (American petroleum institute).
- ρV : densité du minéral ou de l'élément radioactif dans la formation.
- ρb : densité globale de la formation

- A: facteur de proportionnalité correspond à l'activité γ du minéral ou de l'élément radioactif.

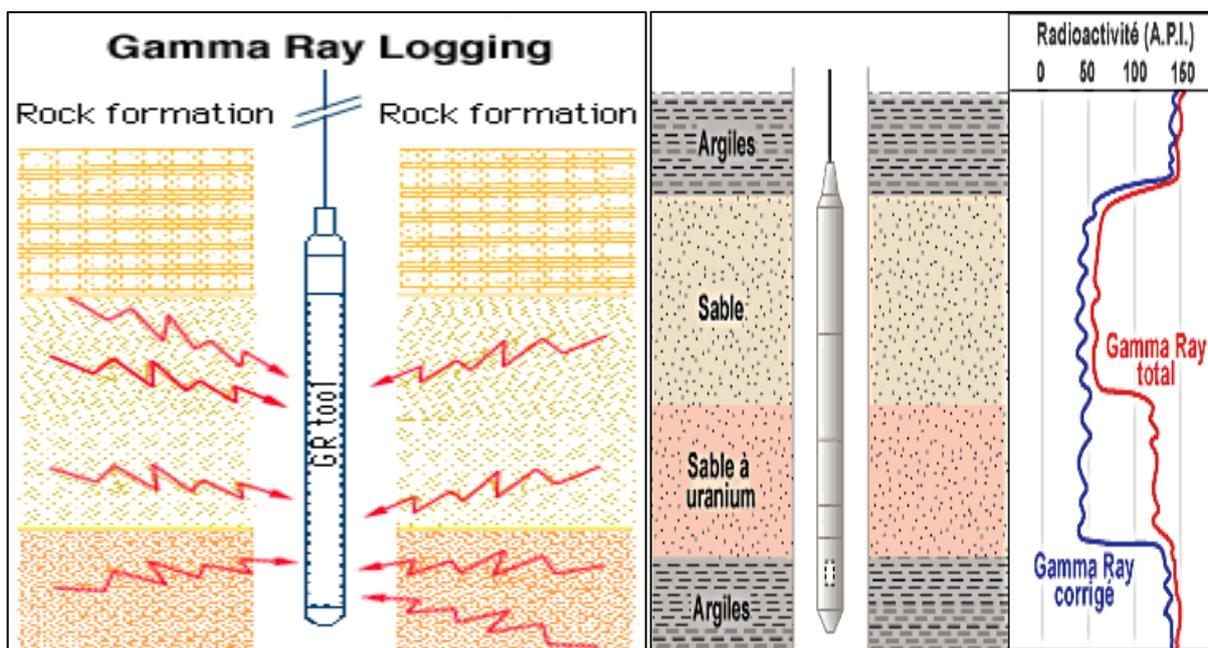


Fig.n°16 : Schémas de principe de la sonde gamma ray.

➤ Principe d'interprétation:

On admet très souvent que la radioactivité d'une formation traduit son argilo-site et on admet alors que la relation suivante permet de calculer le pourcentage d'argile.

$$V_{sh} = [(GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})] \cdot 100$$

Avec: V_{sh} ; volume d'argile en (%).

➤ Applications:

- Délimitation des couches réservoirs
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Corrélation de puits à puits.
- la détermination de la lithologie.
- l'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs (qui est considéré comme substratum).
- les applications sédimentologies.
- Délimitation des couches perméable de celle imperméable.

III.4.2 Diagraphie de spectrométrie:

Dans les diagraphies de Gamma-ray, on enregistre la radioactivité totale sachant qu'elle est due à la présence des 3 éléments radioactifs contenu dans la formation sédimentaire K,U et le

TH , plus des éléments lourds. L'examen du spectre d'énergie de ces éléments fait apparaître qu'ils sont caractérisés par leurs énergies, K(1.46 mev), TH(2.62 mev) et U(1.76 mev).

Théoriquement l'enregistrement de ces trois fenêtres correspond au spectre d'énergie γ totale qui permet de déterminer la part du rayonnement totale revenant à chacun des éléments radioactifs.

➤ **La sonde utilisée**

La sonde NGS « Natural Gamma ray Spectrometry » est actuellement la plus utilisée, elle permet l'enregistrement, en plus des énergies spécifiques des pics caractéristiques, les concentrations des éléments TH+K et K+TH+U la première est notée CGR (API) par contre la seconde est notée SGR et elle est exprimée en API

Les facteurs influençant sont essentiellement les teneurs en K, U et TH.

➤ **Application**

- La spectrométrie de rayon gamma-naturel permet la détermination de la minéralogie.
- Détermination de la lithologie
- Etude de la diagenèse
- Définition des milieux de dépôt

III.4.3 Diagraphies électriques (Diagraphies de Résistivité):

➤ **Principe :**

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et la nature des fluides contenus. Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et enregistrant la différence du potentiel (D.D.P) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement. C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis.

Cette outil permet par différentes combinaisons et connexions des bobines l'enregistrement de cinq courbes de résistivité à différent rayon d'investigation. Il s'agit de RT10", RT20", RT30", RT60" et RT90".

On peut les subdivisés en deux familles : la macro dispositifs et les micros dispositifs.

- **La macro dispositifs (dual laterolog) DLL :**

La sonde comprend une électrode centrale d'envoi de courant A_0 et quatre paires d'électrodes de focalisation classées symétriquement par rapport A_0 (Fig.17).

Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t , et l'enregistrement simultanée de deux courbes de résistivité, il s'agit de :

- R lld : ayant une investigation profonde.
- R lls : ayant une investigation moyenne.
- **Les micros dispositifs (micro spherically focused log) MSFL :**

Le dispositif comprend une électrode centrale d'envoi de courant et quatre paires d'électrodes disposées symétriquement (Fig.18).

Le courant d'émission est focalisé sphériquement dans un espace faible.

Permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{x0} . (MSFL).

Les courbes de résistivités sont en échelle logarithmique avec une sensibilité variant de 0,2 à 2000 ohm.m.

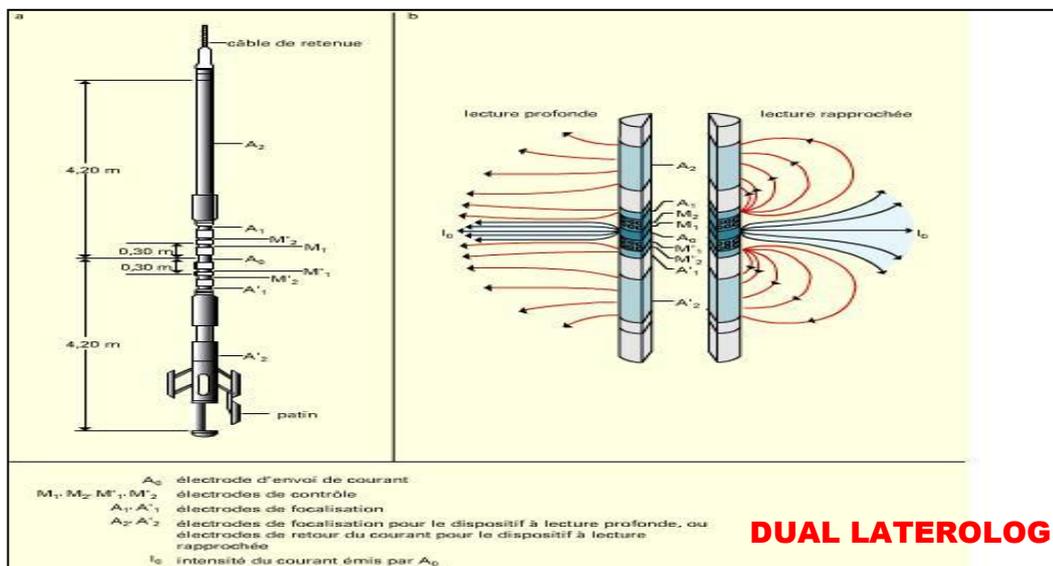


Fig.n°17: Les macros dispositifs (dual laterolog) DLL

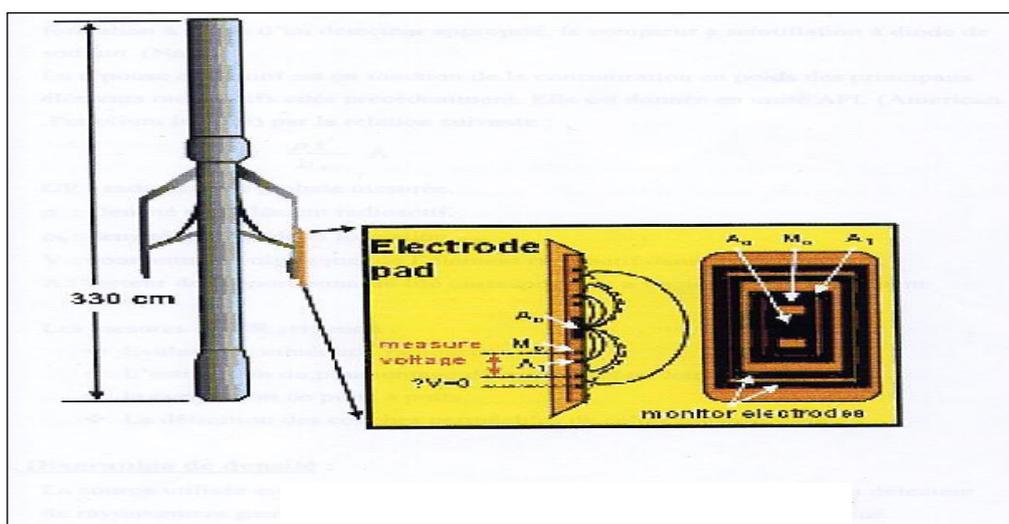


Fig.n°18:Le micro dispositifs (micro spherically focused log) MSFL

➤ **Application des diagraphies de résistivité :**

- La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- Le pourcentage des fluides dans la roche (porosité).
- Donner la nature des fluides.
- Estimation du diamètre d'invasion.

III.4.4 Diagraphies Neutron (Indice d'Hydrogène) :

Lorsque l'on soumet une formation à un bombardement de neutrons rapides, plusieurs types d'interactions neutrons noyaux peuvent prendre naissance. L'évaluation qualitative de ces phénomènes peut renseigner sur le contenu atomique de la formation (Fig.19).

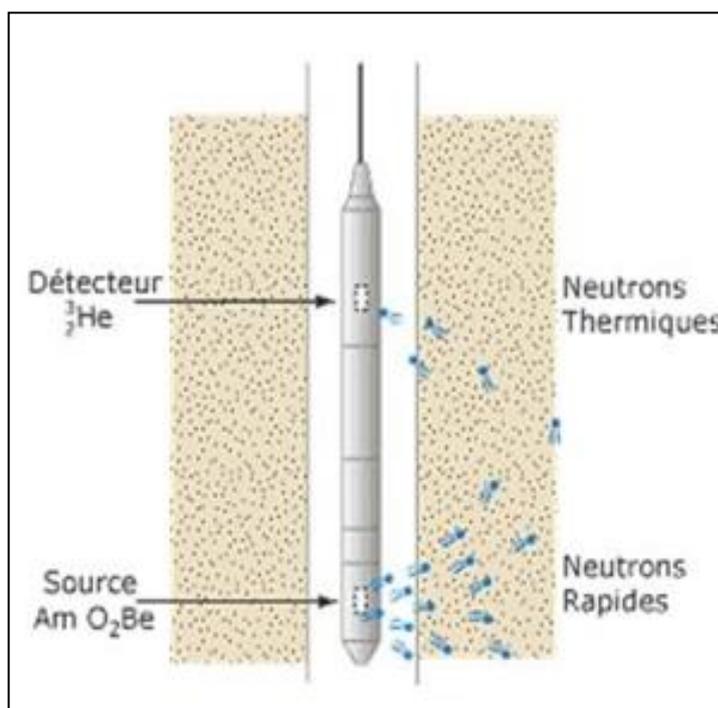


Fig.n°19: Schémas de principe de la sonde neutron.

➤ **Principe:**

Une source émet des neutrons rapides (vitesse initiale > 10000 Km/s) et dont l'énergie initiale est comprise entre 4 et 6 MeV. Ces neutrons ont un pouvoir de pénétration élevé qui leur permet d'entrer en collision avec les noyaux atomiques de la formation. Au fur et à mesure de leur pénétration, ils perdent progressivement de leurs énergies suivant deux phases (Fig20):

❖ **Phase de ralentissement :** Les neutrons sont plus ou moins ralentis selon leurs angles d'incidence et selon que leur masse se rapproche ou non de celle des noyaux rencontrés. Les collisions avec les noyaux d'hydrogène ont un effet prépondérant puisque la masse de ces noyaux est sensiblement la même que celle des neutrons. Ainsi ralentis, les neutrons

atteignent l'état thermique dans lequel leur énergie vaut 0.025 eV et leur vitesse 2500 m/s. Si le détecteur compte les neutrons ainsi ralentis on parle alors de log Neutron-Neutron.

❖ **Phase de capture :**

Lorsque l'énergie devient inférieure à 0,025 ev les neutrons thermiques sont finalement capturés par les noyaux de certains éléments. Les noyaux de chlore sont les plus efficaces pour capturer les neutrons thermiques. Cette capture s'accompagne d'émission de rayons gammas. On parle alors de log Neutron-Gamma.

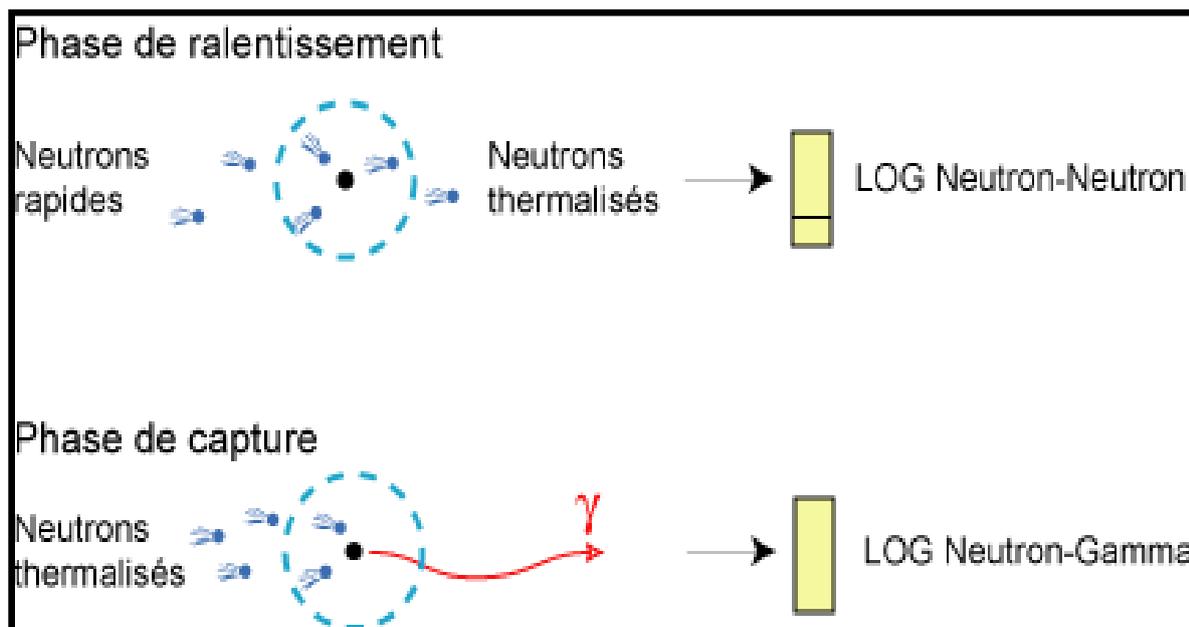


Fig.n°20: Comportements des neutrons dans les formations

➤ **Applications:** La mesure de l'indice d'hydrogène neutron va être utilisée pour:

- la mesure de la porosité.
- La différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.

III.4.5 Diagraphie gamma-gamma ou (de densité):

➤ **Principe:** Les diagraphies de cette nature sont toutes basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif. On bombarde la formation par un faisceau de rayons gamma d'énergie constante (0,1 à 1 MeV). Ces photons gammas entrent en collision avec les électrons de la matière. A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation peut se faire de trois façons : Effet photoélectrique, effet Compton, effet de production de pair (Fig.21).

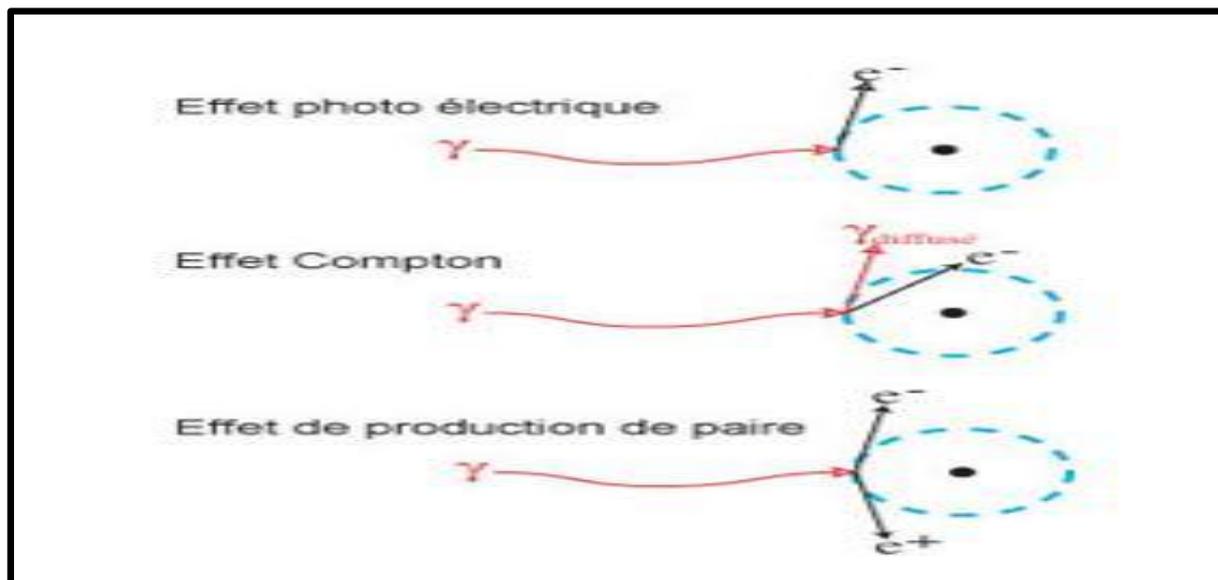


Fig. n°21: Schéma présente les effets de densité.

❖ **outils:** Les premiers outils possédaient un seul détecteur «FDL» les plus récents possèdent deux détecteurs dits compensés, citons (Fig.22):

- **la sonde FDC: (formation density compensated):** c'est un dispositif à deux détecteurs des différents espacements. il permet l'enregistrement de la courbe de densité globale de la formation notée ρ_b et la courbe de correction de densité notée $\Delta \rho$. Cette sonde réduit certains effets de sondage tels que les effets de cavité et du mud-cake.
- **la sonde LDT (litho density tool):** c'est une amélioration de FDC, elle permet en plus de la mesure de la densité globale de la formation, l'enregistrement de la courbe d'absorption photoélectrique (P_{ef}) de la roche.

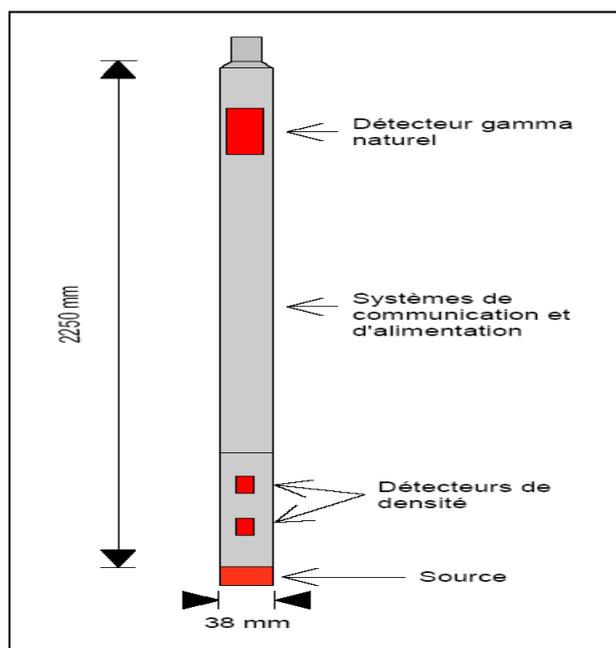


Fig.n°22: Schéma de l'outil de densité.

➤ **Principe d'interprétation:**

L'enregistrement de cette diaggraphie permet de déterminer la porosité densité ΦD par la lecture sur le log de la densité globale « ρ_b » (g/cm³) et en utilisant la relation suivante:

$$\Phi D = [(\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_{mf} - \rho_{ma})] \times 100$$

ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_{mf} : densité du fluide de forage.

➤ **Applications:**

- la mesure de densité permet une interprétation des profils sismiques à l'aplomb des sondages.
- elle permet le calcul de la porosité.
- l'identification rapide des fluides présents dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz-huile, gaz-eau et huile-eau.

III.4.6 Diagraphies acoustiques (Sonde sonic) :

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil de diaggraphie.

La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées. La propagation d'ondes acoustiques dépend en effet des propriétés élastiques des formations composant le sous-sol.

Le paramètre mesuré est la vitesse de propagation des ondes P.

Dans la pratique, le sonique log mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, d'ondes longitudinales envoyées dans la formation.

➤ **Principe l'outil sonic :**

Il consiste à la mesure du temps mis par l'onde longitudinale pour parcourir la distance entre les émetteurs et les récepteurs. Les impulsions sonores sont produites par chacun des émetteurs, et les temps d'arrivés sont enregistrés.

Le temps de transit Δt est l'écart entre les temps d'arrivés, il dépend de la nature lithologique de la roche, la porosité et le type de fluide contenu dans les pores.

L'unité de Δt est microseconde par foot ($\mu s/ft$).

Réalisation de la mesure: On utilise un oscillateur à magnétostriction pour convertir l'énergie électrique en vibrations. C'est un élément qui oscille par contraction et extension quand il est soumis à un champ magnétique de courte durée. Ce dispositif est utilisé comme transmetteur d'ondes élastiques de courte durée, de fréquence et d'amplitude constantes.

2 récepteurs R1 et R2 placés à 3' avec une distance de 1' entre eux permettent la mesure du temps de transit qui correspond à Δt .

La première version de l'outil acoustique comprenait un transmetteur et un récepteur. La mesure était très influencée par les conditions de trou à cause notamment de la rugosité des parois (caves).

La version avec 2 récepteurs permettait d'enregistrer la différence de temps d'arrivée de l'onde (Δt) entre les récepteurs R1 et R2 distants de 1ft.

Les avantages sont évidents car les corrections pour la boue si l'outil est bien centré dans le trou ne sont plus nécessaires. La compensation est automatique même en face de caves (Fig23).

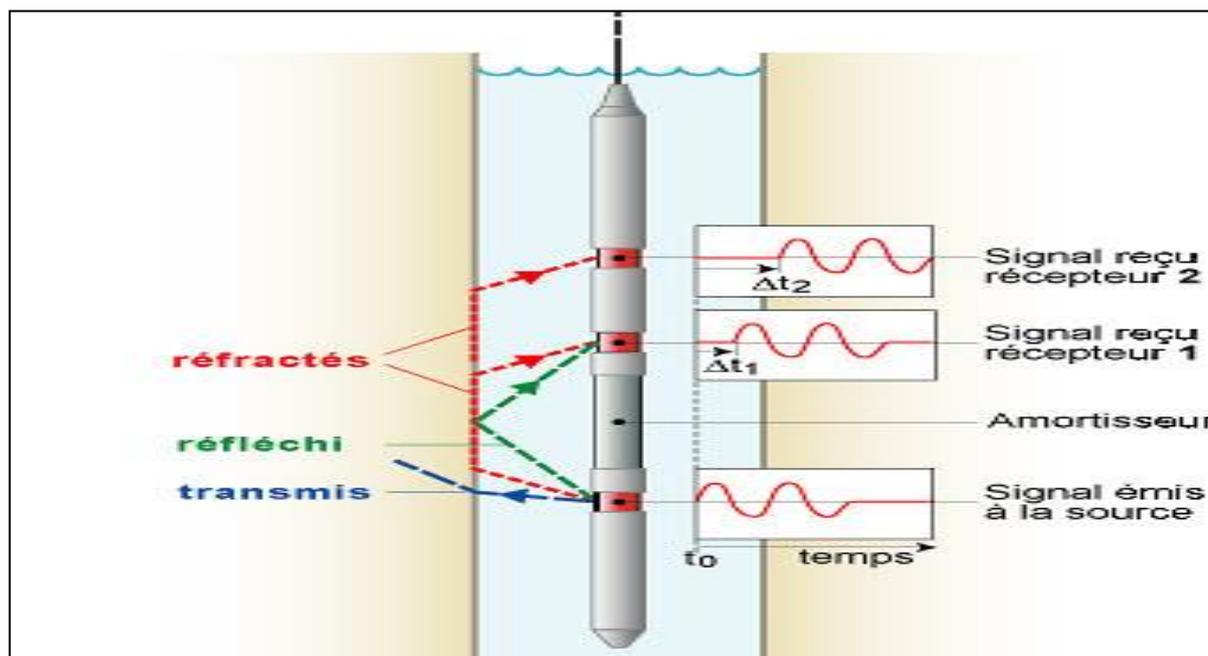


Fig.n°23: Principe de l'outil sonique a 2 recepteurs.

➤ Principe d'interprétation:

En 1956, on a proposé une relation empirique, basée sur de nombreux essais en laboratoire, sur des formations propres. Elle permet de passer directement du temps de parcours Δt à la porosité:

$$\Phi_s = [(\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})] \times 100$$

Δt_{lu} : le temps enregistré.

Δt_{ma} : le temps dans la matrice.

Δt_f : le temps de propagation dans le fluide de forage.

Dans les formations peu compactées, la relation de Wyllie donne des valeurs de porosité trop fortes. De ce fait, dans ce type de formations, elle n'est plus applicable directement. On est obligé d'introduire un facteur correctif:

$$\Phi_s = \Phi_s - V_{sh} (\Phi_s)_{sh}$$

$$\text{Ou: } (\Phi_s)_{sh} = [(\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})] \times 100.$$

Avec:

Δt_{sh} : le temps de parcours du milieu argileux le plus proche du réservoir.

➤ **Application :**

Les principales applications de la diagraphie sonique sont:

- Détermination de la porosité des réservoirs.
- Détermination de la porosité secondaire Φ_2 .
- Elle peut-être aussi utilisée pour la détermination de l'épaisseur des bancs.

III.4.7 Diagraphies ECS:

Cette sonde utilise une source standard Am-Be et un cristal détecteur BGO 3"x 4" mis dans un vase Dewar permettant une utilisation durant 5 heures à une température de 175°C. Son diamètre étant de 5 pouces elle ne peut être descendue que dans des trous d'un diamètre d'au moins 6 pouces. Elle peut être enregistrée à une vitesse de 1800 pieds/heure (540m/h).

Les données chimiques comprennent les éléments suivants : Si, A, Fe, Ca, Mg, Na, K, P, Ti, Mn et Gr, exprimés sous forme d'oxydes, ainsi que S, Th, U, Gd, B et les volumes totales des volatiles H₂O⁺ et H₂O⁻ perdus par ignition (LOI).

Les données minéralogiques comprennent 26 minéraux parmi lesquels : quartz, albite, anorthite, orthose, muscovite, biotite, kaolinite, illite, smectite, chlorite, glauconite, calcite, dolomite, sidérite, andésite, magnésite, aragonite, gypse, anhydrite, hématite, barytine et opale.

➤ **Principe:**

Lors d'un bombardement d'une formation avec des neutrons, plusieurs types d'interactions neutrons-noyaux atomiques peuvent apparaître.

Ces interactions dépendent de l'énergie des neutrons au moment de leur collision avec les noyaux des atomes laquelle varie en fonction du temps.

Les différents types d'interaction:

✓ Interaction avec des neutrons rapides

- Diffusion inélastique

- Réaction nucléaire

- Radioactivation

✓ Diffusion élastique

- Phase de ralentissement

- Phase de diffusion

- Phase d'absorption

➤ l'outil ECS émet des neutrons d'énergie supérieure 50keV provenant d'une source chimique Am Be, les neutrons entre en collision avec les atomes de la formation (absorption des neutrons thermique) cette absorption s'accompagne par l'émission d'un rayonnement gamma qui sera capté (enregistré) par un détecteur BGO (fig24).

➤ **Application :**

- Estimé volume d'argile.
- Estimé volume de matrice.
- Composition chimique de chaque formation traversée.

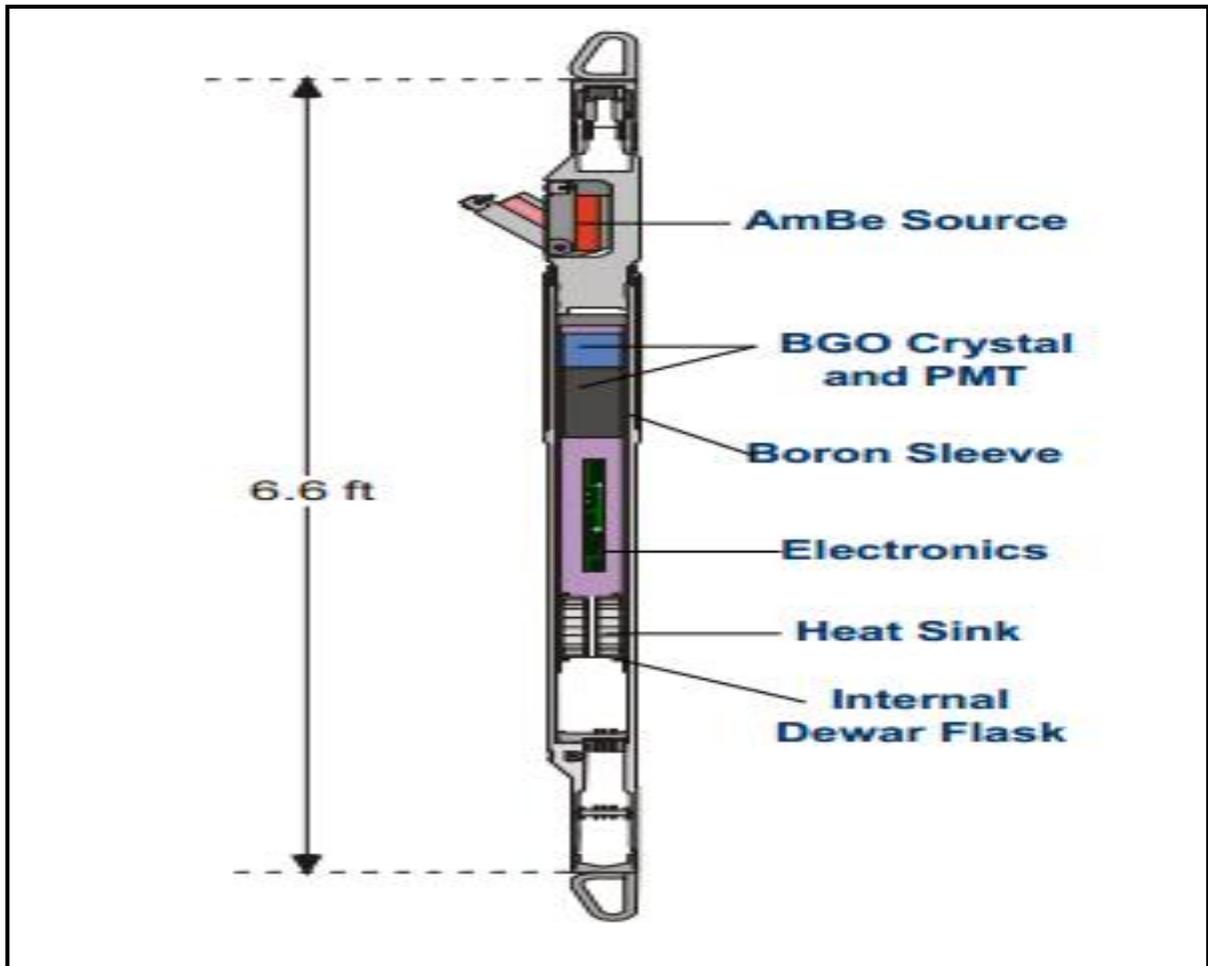


Fig.n°24: Schéma d'outil ECS

CHAPITRE IV

L'application des outils diagraphiques sur des forages pétroliers

L'application des outils diagraphiques sur des forages pétroliers:

Dans notre travail en appliqué Les différents outils des diagraphies différenciés utilisés (gamma ray, sonic, densité, neutron, résistivité...) pour la confirmation des données géologiques. Représente les particularités géologiques (sédimentation, tectonique, et stratigraphie), et les particularités pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) du réservoir (Ra) de Hassi Messaoud.

Pour appliquer les différents enregistrements des outils de diagraphie à partir cinq puits (OMJ : 323, 763, 22, 301, OMK243) (fig25). En utilise logiciel **TECHLOG**.

Tech log Interactive Suite 2011.1: est un logiciel de géosciences pour l'interprétation géologique des diagraphies conçu par la société TECHSIA et développé après par la société **SCHLUMBERGER**. C'est un outil qui permet une exploitation différenciée et optimisée des informations contenues dans les enregistrements diagraphiques.

Il est doté d'une structure permettant ainsi d'utiliser plusieurs applications de traitement appelées couramment "modules", ces derniers sont reliés entre eux, et constituent ainsi une chaîne de traitement de manière à avoir les données d'un module comme résultats du précédent.

Sa base de données constitue une banque de données où sont stockés tous les résultats des puits interprétés.

Le logiciel Techlog comporte plusieurs outils de mesure et d'interprétation qui sont :

(Carotte, Diagraphie, Géologie, Forage, Réservoir, Géophysique).

• Carte position des puits:

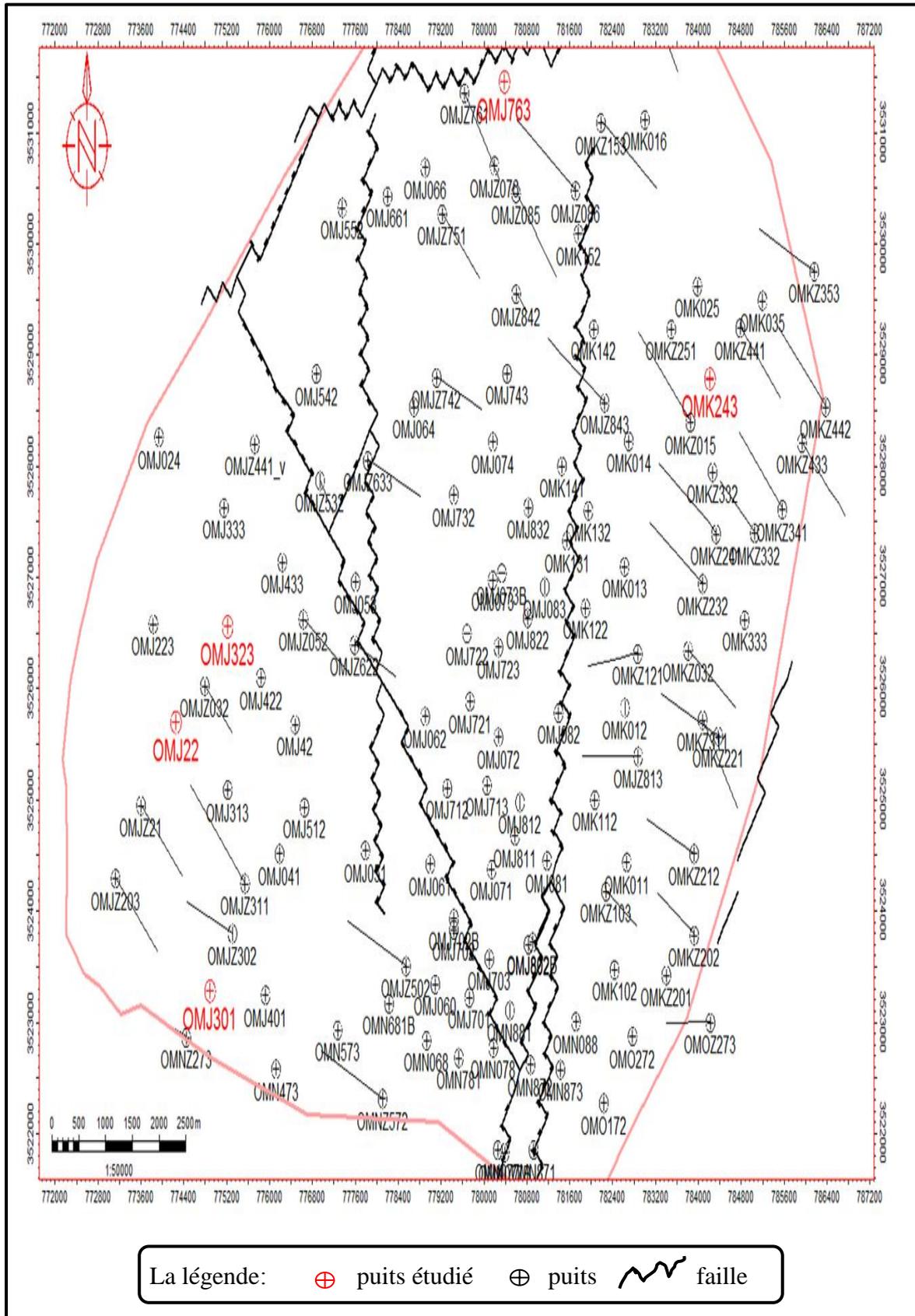


Fig.n°25:Localisation des puits étudié

IV.1 Application de diagraphie sur le puits OMJ 763:

Le puits **OMJ763**, puits producteur d'huile, s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud aux limites de l'upside Nord. Il est situé dans la partie Hors zones au Nord de la zone 4, pour objectif l'exploitation du réservoir cambrien.

IV.1.1 Situation géographique :

Les coordonnées de la plate-forme du puits sont les suivantes :

Coordonnées	UTM	Zs (m)	Zt (m)
X	780 384.01	166.343 m	176 m
Y	3 531 464.936		

Tableau.n°01:Coordonnées plate-formeOMJ763

IV.1.2 Programme de diagraphies:

Du toit du réservoir Ra (3359 m TVD jusqu'au 3464 m TVD).

Open Hole: GR/ Neutron/ Densité/ Sonic / Résistivité.

IV.1.3 Aspect réservoir :

Le puits **OMJ763** est un puits vertical, proposé selon le programme de développement prévisionnel du champ de Hassi Messaoud, le puits se situe au Nord-Ouest du puits OMJZ86.

IV.1.4 Les diagaphies enregistrées (fig.26):

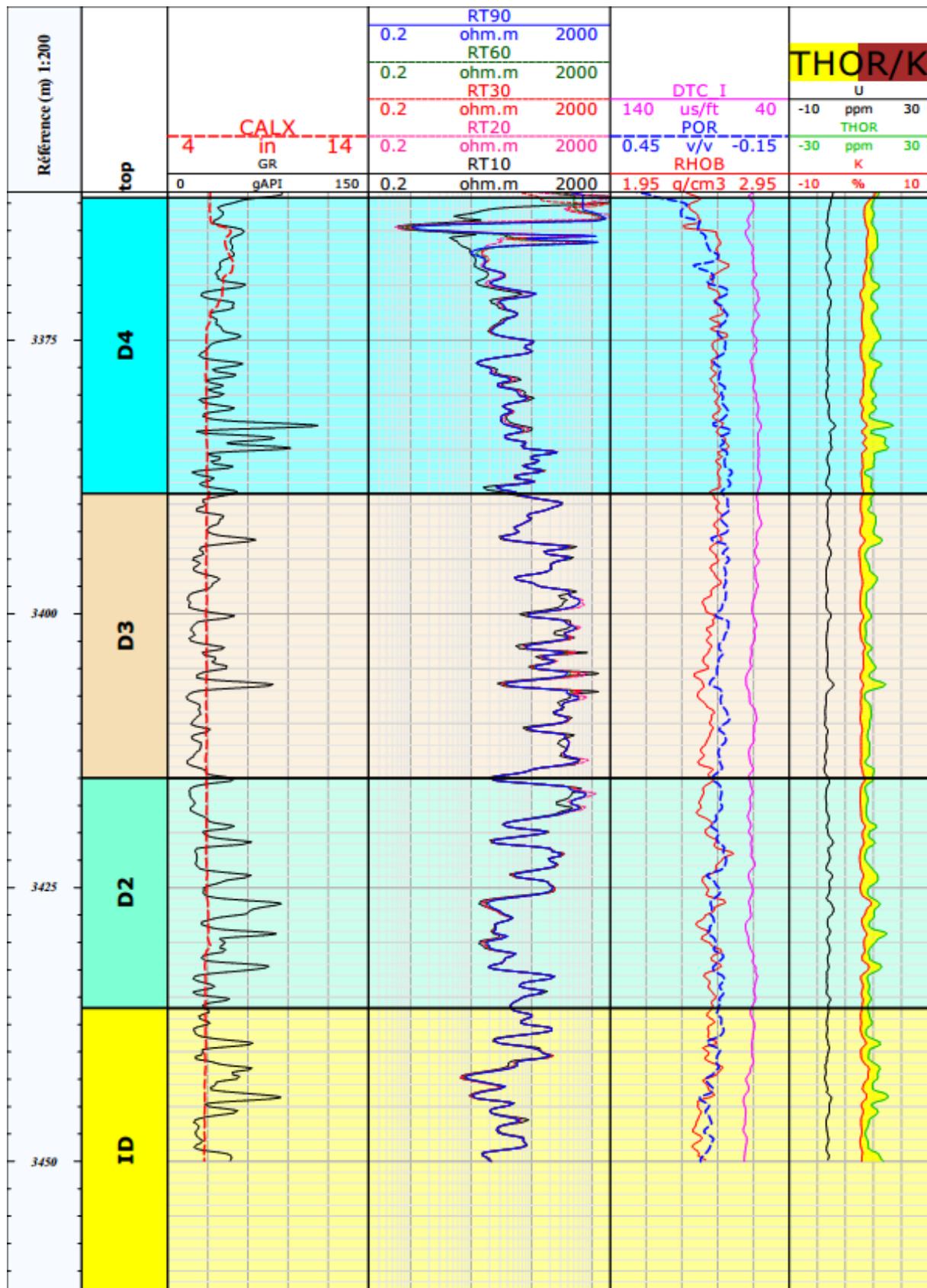


Fig.n°26:log composite de Puits OMJ 763

IV.1.5 Interprétation des logs diagraphique:

D'après les données géologiques et les analyses des carottes qui ont été fait sur le puits OMJ763, ont montrés que notre réservoir est de nature gréseuse.

Pour mieux connaitre les caractéristiques de ces formations gréseuses et que ce qu'elles contiennent comme fluide ou autre constituant, on utilise les diagaphies suivantes (gamma ray, densité, neutron, caliper, sonic, résistivité) :

•Log de gamma ray :

La sonde gamma ray est sensible aux terrains argileux ou l'on a des fortes valeurs de signal malgré la présence de tubage :

✓ Détermination du volume d'argile Vsh :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagaphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre (sans argile), ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques.

A partir de log gamma ray on obtient le volume d'argile:

Cette valeur a été calculée suivant la loi :
$$V_{sh} = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \times 100$$

GR lue: valeur de GR lue en face de l'intervalle considéré.

GRmin : La valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GRmax : La valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Réservoir	GR _{max} (API).	GR _{min} (API).	GR lue (API).	Vsh moy(%)
Cambrien Ra	111	14	36	22,68

Tableau.n°02 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Donc la Teneur en argile moyenne dans les formations propres (grés) :

Puits OMJ763 : Vsh moy = 22 ,68%. À profondeur 3397 ,06 m.

• Log de densité :

A partir de log de densité on peut déterminer les valeurs de densité des formations traversées, dans notre cas la valeur de la densité est comprise entre 2,34 à 2,63 g/cm³, qui correspond à la densité des grés.

• Détermination de la porosité :

La porosité peut être déterminée à l'aide des données des diagaphies de ; neutron, densité, et sonique.

En effet, en considérant les formations propres nous pouvons exprimer la porosité selon le type de diagaphie.

✓ **Porosité Densité :**

A partir de log de Densité on obtient la valeur de porosité densité dans les formations propres. Jusque à profondeur 3413,61m.

Puits OMJ 763: $\phi_d = 13,33\%$, ρ_{ma} (grés) = 2.65g/cm^3 , ρ_f (eau) = 1g/cm^3 , $\rho_b = 2,43\text{g/cm}^3$

Cette porosité a été calculée suivant la loi:
$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Où ρ_b : valeur lue en face l'intervalle considéré.

ρ_f : densité du filtrat de boue.

ρ_{ma} : densité de la matrice.

✓ **Porosité sonic :**

A partir de log de sonic on obtient la valeur de porosité Sonique dans les formations propres (grés).

Cette porosité a été calculée suivant la loi de Raymer, Hunt & Gartner :

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Où Δt_{lue} : valeur lue en face de l'intervalle considère.

Δt_f : valeur du temps de parcours dans le filtrat de boue.

Δt_{ma} : valeur du temps de parcours dans la matrice.

Puits OMJ 763 : $\phi_s = 4,60\%$ Δt_{ma} (grés) = 55.5 Δt_f (eau) = 189 $\Delta t_{lue} = 61,65$

• **Détermination la saturation:**

A partir de log de résistivité on obtient la valeur de saturation en eau dans la formation propre.

Cette saturation a été calculée à la loi d'Archie suivant:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi R_t}}$$

Où R_w :résistivité de l'eau de formation.

ϕ : porosité neutron ou porosité densité (ϕ_e, ϕ_d).

R_t :résistivité de formation ($R_t 90$).

Puits OMJ763: $S_w = 1,57\%$, $R_w = 0,016\text{ ohm.m}$ (à HMD, T 110°), $\phi_d = 13,33\%$
 $R_t = 486,15\text{ ohm.m}$

Les résultats de calcul de volume d'argile et la porosité et de saturation en eau sont montés dans la figure de puits OMJ763 (Fig.27) :

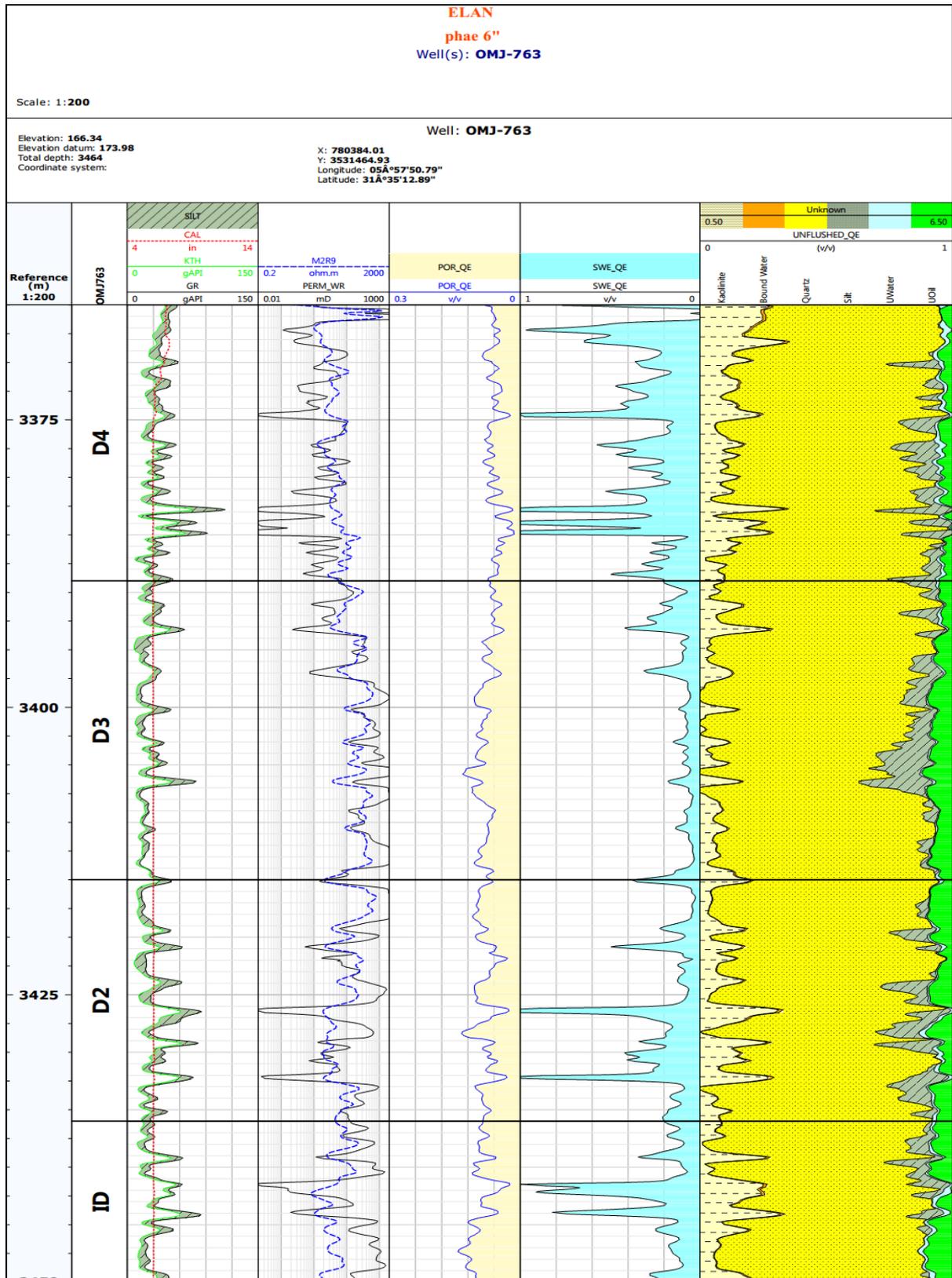


Fig.n°27 Resultats de l' interpretation de log diagraphie

IV.1.6 Détermination de la lithologie de puits OMJ 763:

A. Type d'argile

Pour déterminé le type d'argile on utilise le diagramme THOR/ POTA :

•Cross plot (THOR vs POTA).

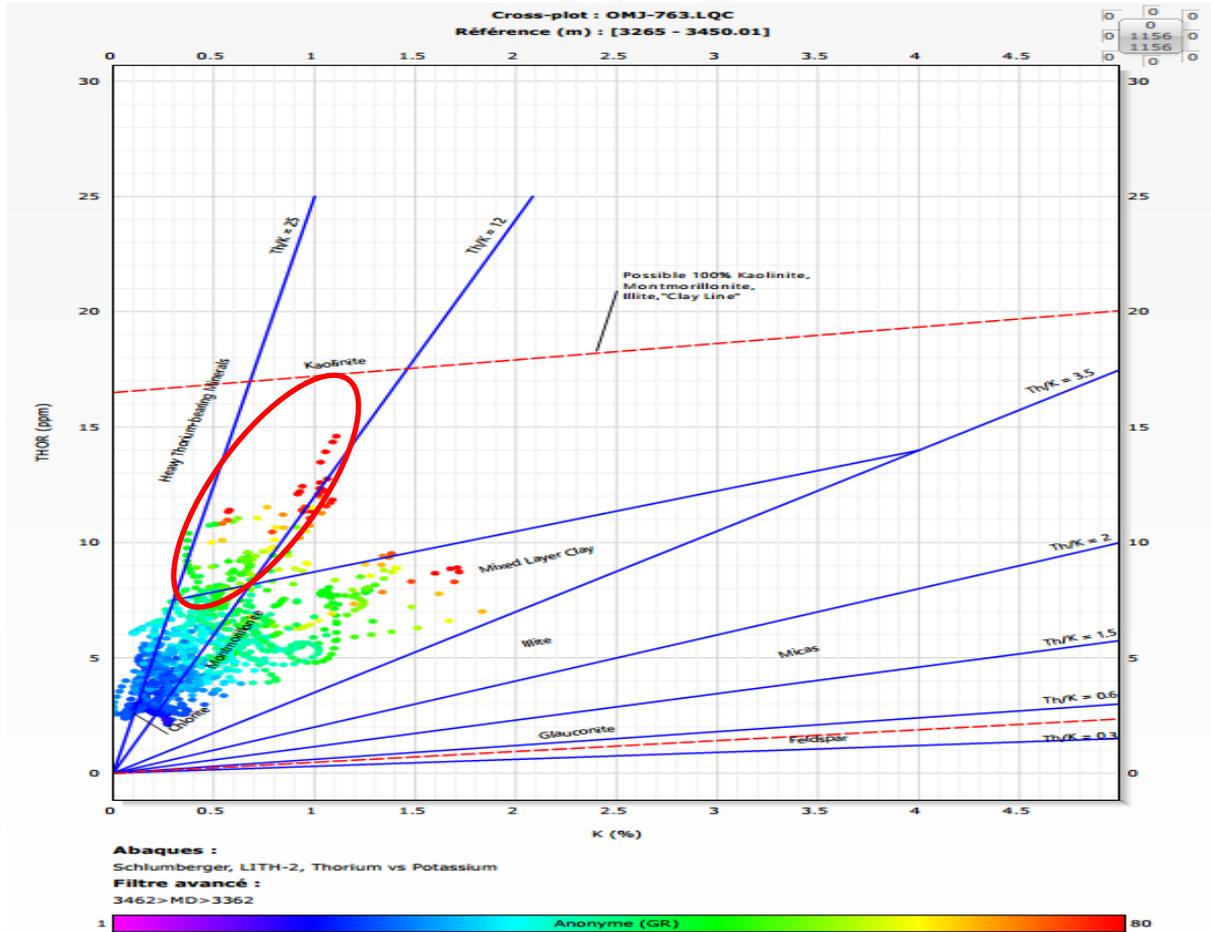


Fig.n°28 :Diagramme de potassium - thorium

Pour identifier les minéraux argileux, le Diagramme (Fig.28) de potassium en fonction du thorium peut faire la distinction entre différents types d'agiles tel que l'illite, kaolinite, glauconite, montmorillonite ...etc.

La représentation des données montre un nuage de points bien concentrés dans la zone kaolinite et rapports TH/K égale 12, cette valeur très élevés ce présence des minéraux lourd riche en thorium.

B. Nature de la matrice:

Pour détermine la nature de la matrice on utilise le diagramme RHOB/POR.

• Cross plot (RHOB vs POR).

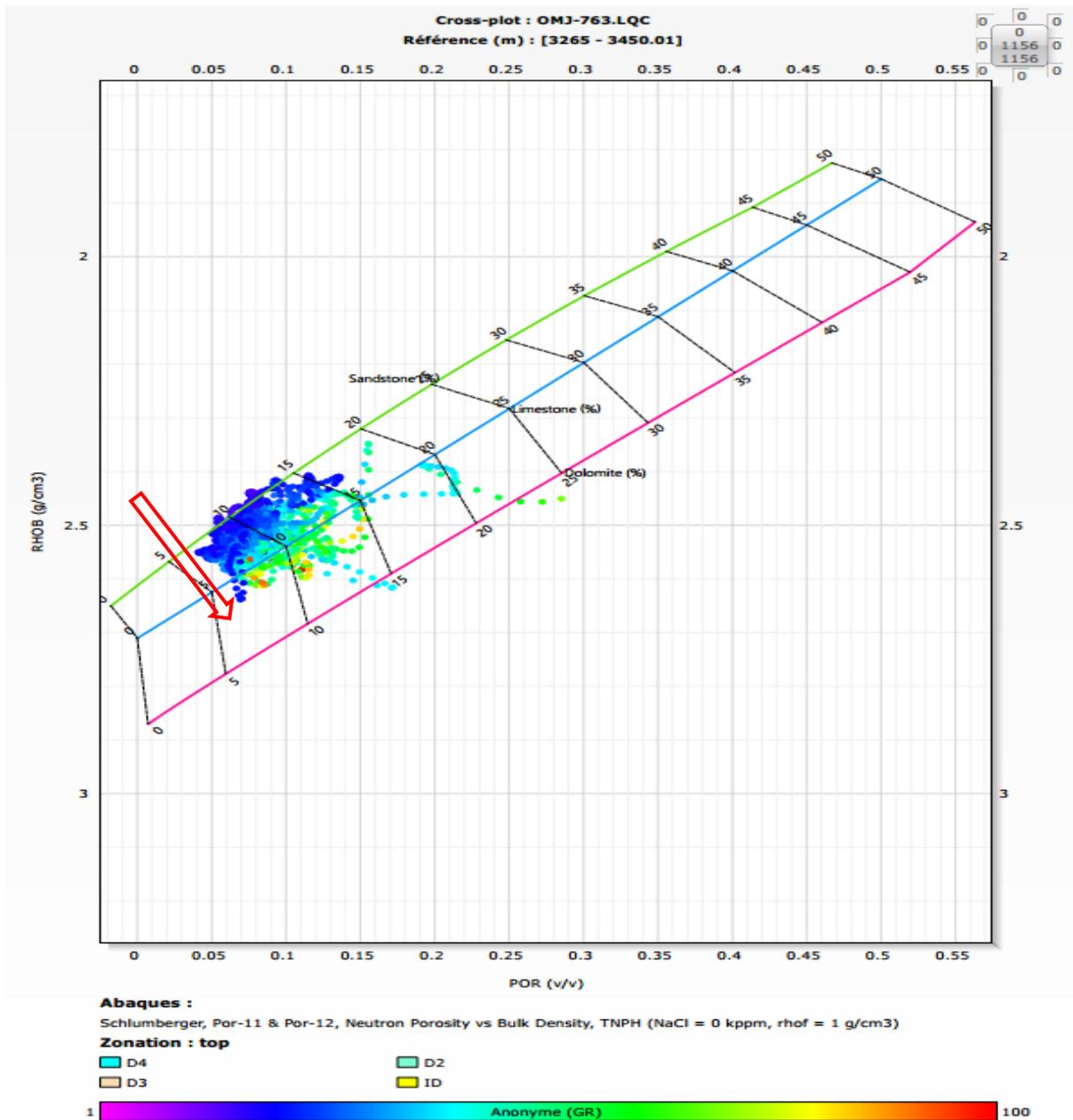


Fig.n°29: Diagramme de la densité totale RHOB et porosité neutron POR.

Du diagramme (fig.29) de la densité RHOB en fonction de la porosité POR, Les trois lignes correspondent à la variation conjointe des deux paramètres reportés RHOB et POR pour la lithologie indiquée (Grés, calcaire et dolomie).

Le nuage de points est tombe bien sur la ligne des grés, mais une tendance à se déplacer vers la ligne calcaire, avec un augment de la densité (RHOB).

Dans ce cas le type de matrice: grés argileux.

IV.2 Application de diagraphie sur le puits: OMJ22.

Le puits **OMJ22** est un puits vertical producteur huile qui s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud, il se situe dans la hors zone Ouest de la zone 4 et au Nord de la zone 3.

IV.2.1 Situation géographique:

Les coordonnées de la plate-forme du puits sont les suivantes :

Coordonnées	UTM	Zs (m)	Zt (m)
x	774 253.491	137.266	148
y	3 525 708.489		

Tableau.n°03: Coordonnées plate-forme de puits OMJ22

IV.2.2 Programme de diagraphies:

Sonic - GR - cal (GR - 30m au-dessus du 7")

Densité - neutron – GR.

Résistivité – GR.

Outil de minéralogie.

IV.2.3 Aspect réservoir:

Le puits OMJ22 est un puits vertical producteur d'huile, proposé selon le programme de Développement du champ de Hassi Messaoud en général, et du secteur des OMJ en particulier.

Le puits OMJ22 est situé au Nord-Ouest du puits OMJZ311 et au Sud-Ouest du puits OMJZ32.

Le puits OMJ22 pourrait servir dans le futur comme injecteur de gaz selon les résultats obtenus Ceci pour maintenir les puits du secteur en pression.

IV.2.4 Diagaphies enregistrées (fig.30):

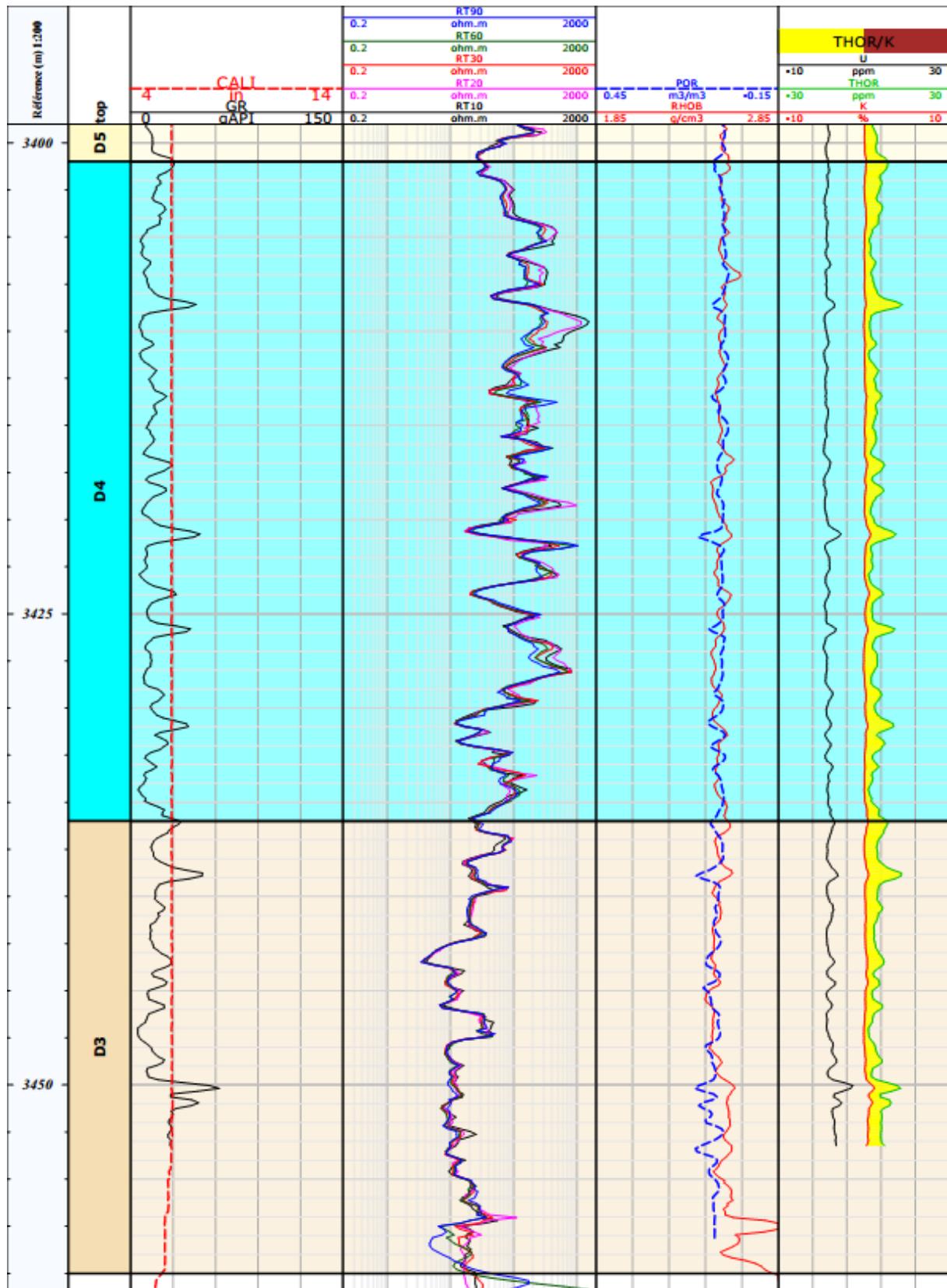


Fig.n°30: Log compose de puits OMJ22

IV.2.5 Interprétation des logs diagraphique:

•Log de gamma ray :

La sonde gamma ray est sensible aux terrains argileux ou l'on a des fortes valeurs de signal malgré la présence de tubage.

✓ Détermination du volume d'argile V_{sh} :

A partir de log gamma ray on obtient le volume d'argile:

Cette valeur a été calculée suivant la loi :
$$V_{sh} = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \times 100$$

GR lue: valeur de GR lue en face de l'intervalle considéré.

GR_{min} : La valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GR_{max} : La valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Réservoir	GR _{max} (API).	GR _{min} (API).	GR lue(API).	V _{sh} moy(%)
Cambrien Ra	62,52	5	29,53	42.64

Tableau.n°04 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Donc la Teneur en argile moyenne dans les formations propres (grés) :

Puits OMJ22 : V_{sh} moy = 42.64%. À profondeur 3435 ,85 m.

• Log de densité :

A partir de log de densité on peut déterminer les valeurs de densité des formations traversées, dans notre cas la valeur de la densité est comprise entre 2,48 à 2,58 g/cm³ qui correspond à la densité des grés.

• Porosité Densité :

A partir de log de Densité on obtient la valeur de porosité densité dans les formations propres, de profondeur 3447,36 m.

Puits OMJ 22: $\phi_d = 10,30\%$, ρ_{ma} (grés) = 2.65g/cm³, ρ_f (eau) = 1g/cm³, $\rho_b = 2,48$ g/cm³

Cette porosité a été calculée suivant la loi :
$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Où ρ_b : valeur lue en face l'intervalle considéré.

ρ_f : densité du filtrat de boue.

ρ_{ma} : densité de la matrice.

• Détermination la saturation:

A partir de log de résistivité on obtient la valeur de saturation en eau dans la formation propre.

Cette saturation a été calculée à la loi d'Archie suivant:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi R_t}}$$

Où R_w :résistivité de l'eau de formation.

ϕ : porosité neutron ou porosité densité (ϕ_e, ϕ_d).

R_t :résistivité de formation.

Puits OMJ22: $S_w=16,98\%$, $RW=0,016$ ohm.m (à HMD, T 110°), $\phi_d= 10,30\%$, $R_t=50,39$ ohm.m.

IV.2.6 Détermination de la lithologie de puits OMJ22:

A. Type d'argile.

Pour déterminé le type d'argile on utilise le diagramme THOR/ POTA :

•Cross plot (THOR vs POTA).

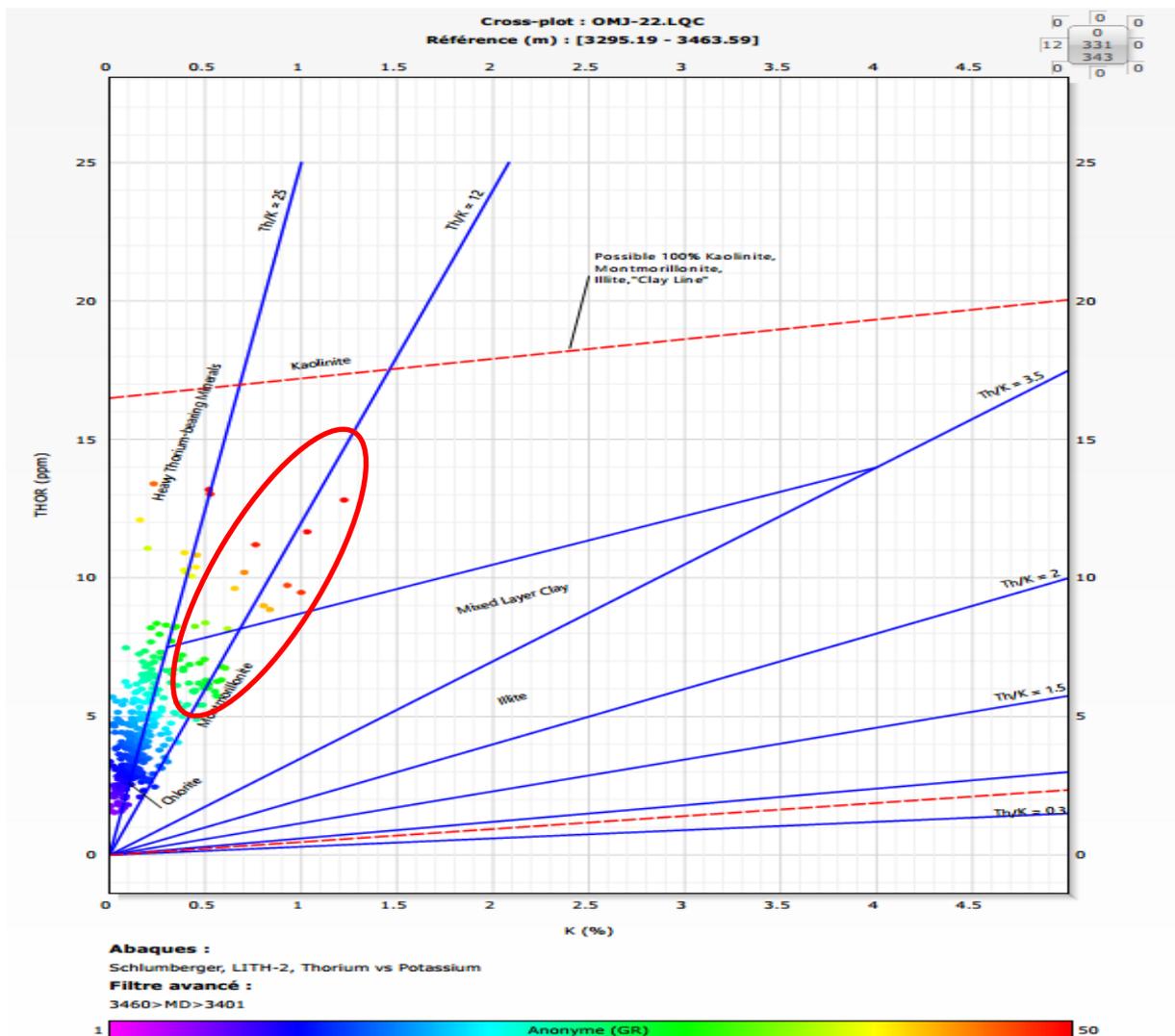


Fig.n°31 : Diagramme de potassium - thorium.

Pour identifier les minéraux argileux, le Diagramme (fig.31) de potassium en fonction du thorium peut faire la distinction entre différents types d'argiles telles que l'illite, kaolinite, glauconite, montmorillonite ...etc.

La représentation des données montre un nuage de points bien concentrés dans la zone kaolinite et tendance sur la zone montmorillonite, entre les deux rapports THOR/K égale 12 à 3, 5 à partir de l'échelle gamma ray.

B. Nature de la matrice:

Pour détermine la nature de la matrice on utilise le diagramme RHOB/POR.

- **Cross plot (RHOB vs POR).**

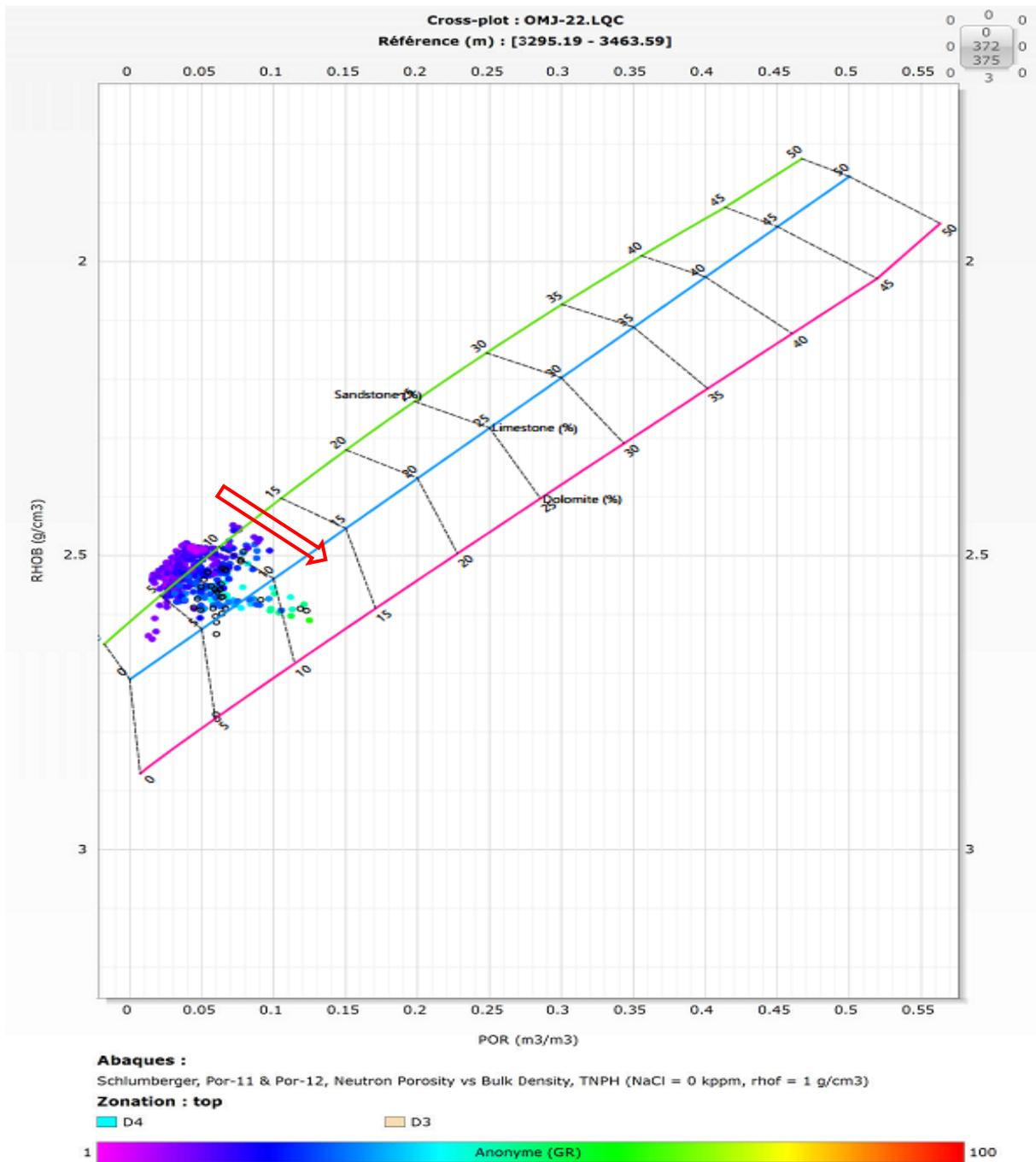


Fig.32: Diagramme de la densité totale RHOB - porosité neutron POR.

Le diagramme (fig.32) de la densité RHOB en fonction de la porosité POR, Les trois lignes correspondent à la variation conjointe des deux paramètres reportés RHOB et ROP pour la lithologie indiquée (Grés, calcaire et dolomie).

Le nuage de points est décrit comme des grés argileux. Il tombe bien sur la ligne des grés, mais avec une tendance à se déplacer vers la ligne calcaire, et la densité augment ver la direction des flèches.

IV.3 Application de diagraphie sur le puits OMJ323:

Le puits OMJ323 est un puits vertical producteur huile qui s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud, il se situe dans la Hors Zone Ouest de la zone 4.

IV.3.1 Situation géographique:

Les coordonnées de la plate-forme du puits sont les suivantes :

Coordonnées	UTM	Zs (m)	Zt (m)
X	775 219.011	149.302	157
Y	3 526 567.999		

Tableau.n°05 : Coordonnées de la plate-forme de puits OMJ323

IV.3.2 Programme de diagraphies:

Sonic p & s - GR - CAL (GR - 30m au-dessus du 7")

Densité - Neutron – GR

Résistivité – GR.

Outil de minéralogie

IV.3.3 Aspect réservoir : Le puits OMJ323 est un puits vertical producteur d'huile, proposé selon le plan de développement du champ de Hassi Messaoud.

IV.3.4 Diagaphies enregistrées (fig33):

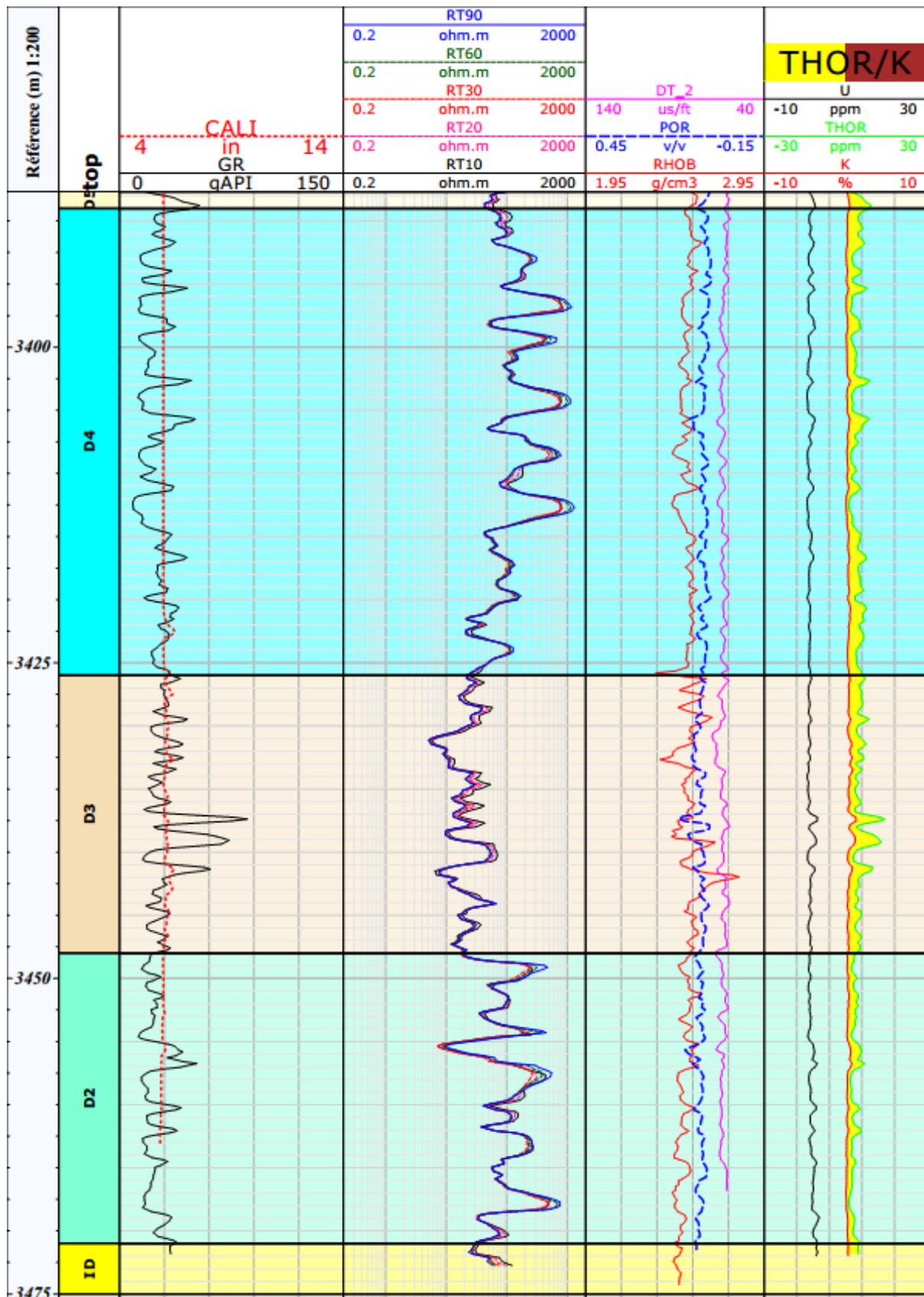


Fig.n°33 :Log compose de puits OMJ323

IV.3.5 Interprétation des logs diagraphique:

- **Détermination du volume d'argile V_{sh} :**

A partir de log gamma ray on obtient le volume d'argile

Cette valeur a été calculée suivant la loi :
$$V_{sh} = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \times 100$$

GR_{lue}: valeur de GR lue en face de l'intervalle considéré.

GR_{min} : La valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GR_{max} : La valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

réservoir	GR _{max} (API).	GR _{min} (API).	GR lue (API).	V _{sh} moy(%)
Cambrien Ra	85,53	8,87	33,30	31,88

Tableau.n°06 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Donc la Teneur en argile moyenne dans les formations propres (grés) :

Puits OMJ323 : V_{sh} moy = 31,88%. À profondeur 3415,05 m.

- **Log de densité :**

A partir de log de densité on peut déterminer les valeurs de densité des formations traversées, dans notre cas la valeur de la densité est comprise entre 2,34 à 2,80 g/cm³

- **Porosité Densité :**

A partir de log de Densité on obtient la valeur de porosité densité dans les formations propres (grés) jusque à profondeur 3412,38

OMJ323: $\phi_d = 13,33\%$ ρ_{ma} (grés) = 2.65 g/cm³ ρ_f (eau) = 1 g/cm³ $\rho_b = 2,43$ g/cm³

Cette porosité a été calculée suivant la loi

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

Où ρ_b : valeur lue en face l'intervalle considéré

ρ_f : densité du filtrat de boue

ρ_{ma} : densité de la matrice

- **Porosité sonic :** A partir de log de sonic on obtient la valeur de porosité Sonique dans les formations propres (grés).

Cette porosité a été calculée suivant la loi de Raymer, Hunt & Gartner :

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Où Δt_{lue} : valeur lue en face de l'intervalle considère

Δt_f : valeur du temps de parcours dans le filtrat de boue

Δt_{ma} : valeur du temps de parcours dans la matrice

OMJ 323 : $\phi_s = 7,95\%$, $\Delta t_{ma}(\text{grés}) = 55,5$, $\Delta t_f(\text{eau}) = 189$, $\Delta t_{lue} = 66,11$

• **Détermination la saturation:**

A partir de log de résistivité on obtient la valeur de saturation en eau dans la formation propre.

Cette saturation a été calculée à la loi d'Archie suivant:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi R_t}}$$

Où R_w :résistivité de l'eau de formation.

ϕ : porosité neutron ou porosité densité (ϕ_e, ϕ_d).

R_t :résistivité de formation.

Puits OMJ22: $S_w = 1,01\%$, $R_w = 0,016 \text{ ohm.m}$ (à HMD, T 110°), $\phi_d = 13,33\%$, $R_t = 1176,54 \text{ ohm.m}$.

IV.3.6 Détermination de la lithologie de puitsOMJ323:

A. Type d'argile:

Pour déterminé le type d'argile on utilise le diagramme cross plots:

• **Cross plot (THOR vs POTA)**

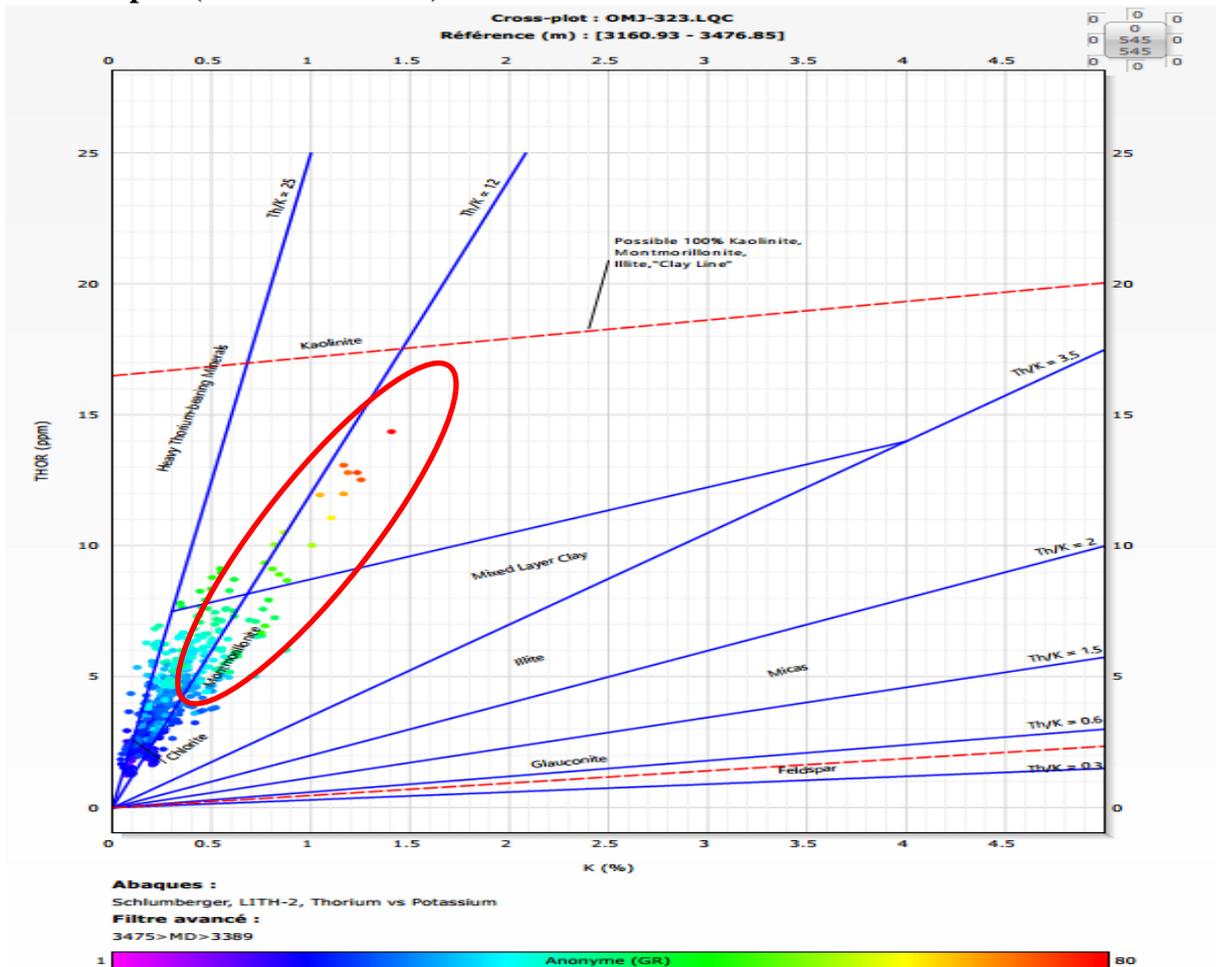


Fig.n°34: Diagramme de potassium - thorium

Pour identifier les minéraux argileux, le diagramme (Fig.34) de potassium en fonction du thorium peut faire la distinction entre différents types d'argiles tel que l'illite, kaolinite, glauconite, montmorillonite ...etc.

La représentation des données montre un nuage de points bien concentrés dans la zone montmorillonite de rapports TH/K égale 3.5.

B. Nature de la matrice.

Pour déterminer la nature de la matrice on utilise le diagramme RHOB/POR.

• **Cross plot (RHOB vs POR).**

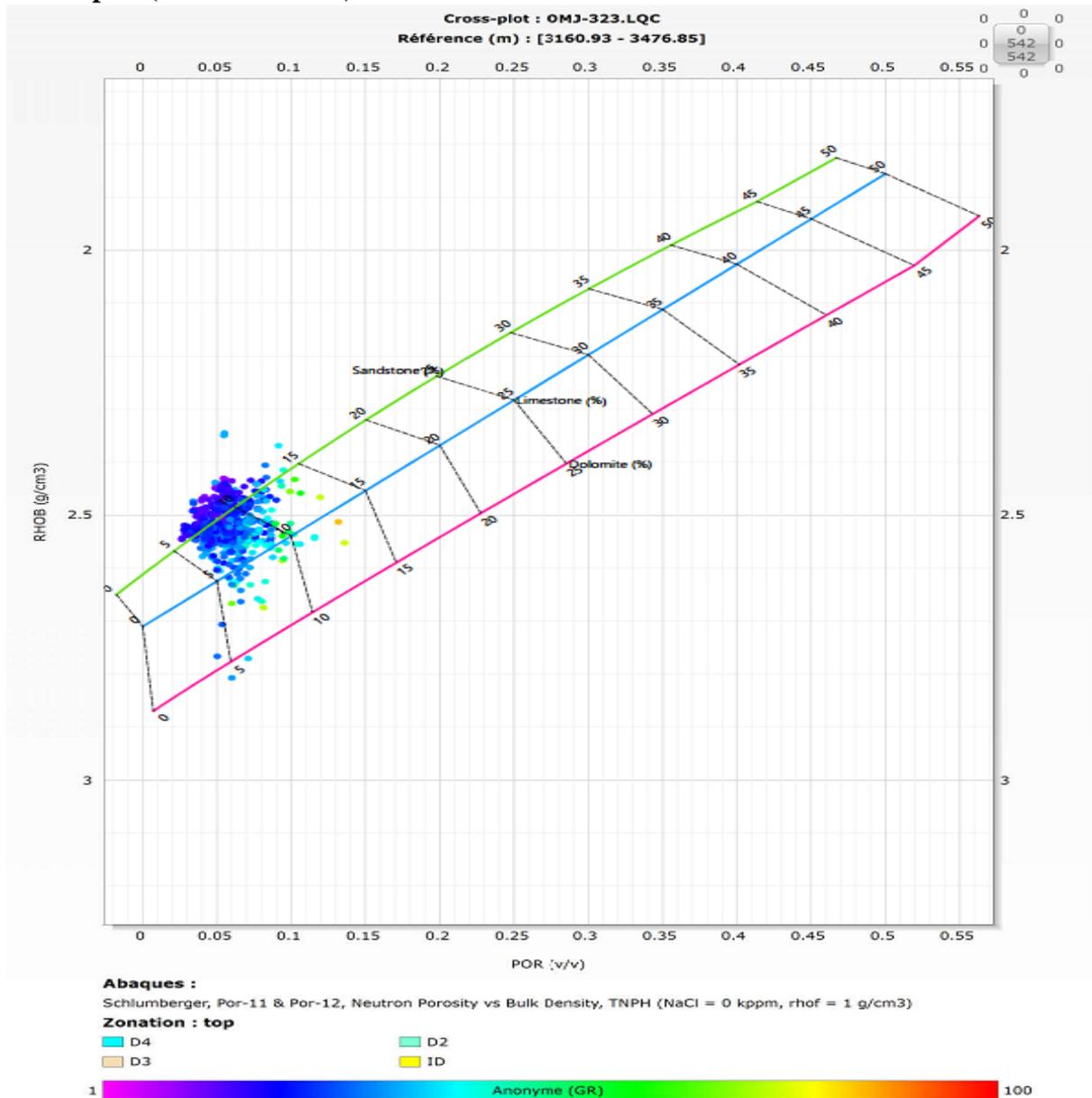


Fig.n°35: Diagramme de la densité totale RHOB - porosité neutron POR.

Le diagramme (fig.35) de la densité RHOB en fonction de la porosité POR, Les trois lignes correspondent à la variation conjointe des deux paramètres reportés RHOB et POR pour la lithologie indiquée (Grés, calcaire et dolomie).

Le nuage de points est décrit comme des grés propres. Il tombe bien sur la ligne des grés, mais avec une tendance sur ligne de calcaire.

IV.4 Application de diagraphie sur le puits OMK243:

Le puits OMK243, puits vertical producteur d'huile, s'inscrit dans le cadre du développement

Du gisement de Hassi Messaoud. Il est situé dans la partie Hors zones au Nord-Est de la zone 4, dont les puits de référence sont OMK25, OMKZ15 et OMKZ441 (voir plan de position), ayant pour objectif l'exploitation du réservoir cambrien.

IV.4.1 Situation géographique:

Les coordonnées de la plate-forme du puits sont les suivantes :

Coordonnées	UTM	Zs (m)	Zt (m)
X	784 216.023	167.547 m	178 m
Y	3 528 795.962		

Tableau.n°07 : Coordonnées plate-forme de puits OMK 342

IV.4.2 Programme de diagraphies :

Sonic - GR - CAL (GR - 30m au-dessus du 7").

Densité - neutron – GR.

Résistivité – GR.

Outil de Minéralogie.

IV.4.3 Aspect réservoir :

Le puits OMK 243 est un puits vertical producteur d'huile, proposé selon le programme de développement du champ de Hassi Messaoud. Il est situé au Nord Est de la zone 4, entre le puits OMK25 et OMKZ15.

IV.5.4 Diagaphies enregistrées (fig.36):

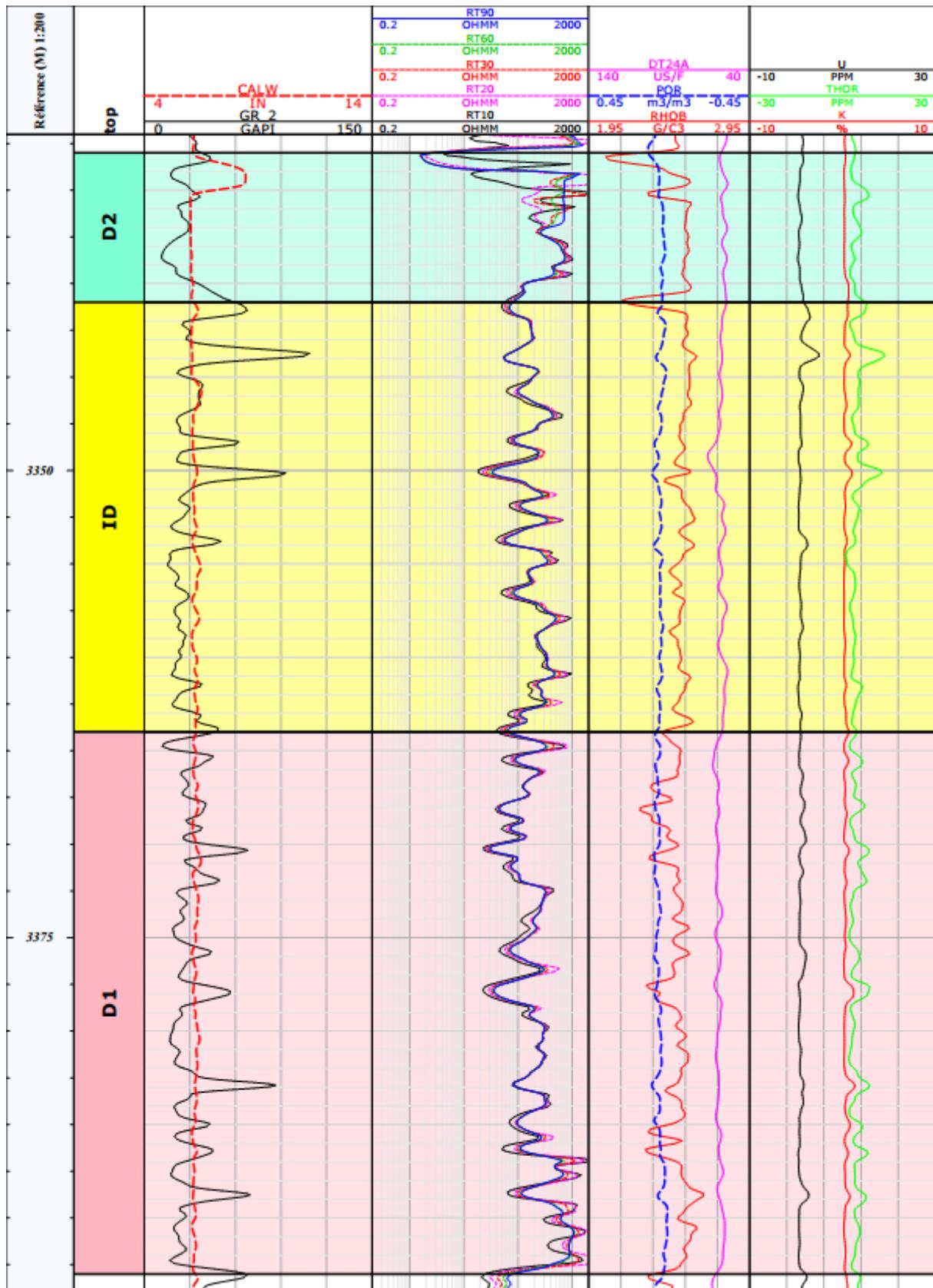


Fig.n°36: Log compose de puits OMK243

IV4.5 Interprétation des logs diaggraphiqueOMK243:

- **Log de gamma ray** : Déterminé du volume d'argile V_{sh}

A partir de log gamma ray on obtient le volume d'argile:

Cette valeur a été calculée suivant la loi :
$$V_{sh} = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \times 100$$

GR lue: valeur de GR lue en face de l'intervalle considéré.

GRmin : La valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GRmax : La valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Réservoir	GR _{max} (API).	GR _{min} (API).	GR lue (API).	V _{sh} moy(%)
Cambrien Ra	110	11,33	41,87	30,95

Tableau.n°08 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Donc la Teneur en argile moyenne dans les formations propres (grés) :

OMJ243 : V_{sh} moy = 30.95%. À profondeur 3340 ,31m.

- **Log de densité** :

A partir de log de densité on peut déterminer les valeurs de densité des formations traversées, dans notre cas la valeur de la densité est comprise entre 2,05 à 2,66 g/cm³.

- **Porosité Densité** :

A partir de log de densité on obtient la valeur de porosité densité dans les formations propres (grés). Jusque à profondeur 3357,82 m.

puits OMk 243: $\phi_d = 8,48\%$, ρ_{ma} (grés) = 2.65 g/cm³, ρ_f (eau) = 1 g/cm³, $\rho_b = 2,51$ g/cm³

Cette porosité a été calculée suivant la loi
$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Où ρ_b : valeur lue en face l'intervalle considéré.

ρ_f : densité du filtrat de boue

ρ_{ma} : densité de la matrice

- **Porosité sonic** : A partir de log de sonic on obtient la valeur de porosité Sonique dans les formations propres (grés)

OMK 243 : $\phi_s = 0,49\%$ (négligeable) Δt_{ma} (grés) = 55.5 Δt_f (eau) = 189 $\Delta t_{lue} = 56,16$

Cette porosité a été calculée suivant la loi de Raymer, Hunt & Gartner :

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Où Δt_{lue} : valeur lue en face de l'intervalle considère.

Δt_f : valeur du temps de parcours dans le filtrat de boue.

Δt_{ma} : valeur du temps de parcours dans la matrice.

• **Détermination la saturation:**

A partir de log de résistivité on obtient la valeur de saturation en eau dans la formation propre.

Cette saturation a été calculée à la loi d'Archie suivant:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi R_t}}$$

Où R_w :résistivité de l'eau de formation.

ϕ : porosité neutron ou porosité densité (ϕ_e, ϕ_d).

R_t :résistivité de formation.

Puits OMK243: $S_w=0,039 \%$, $RW=0,016 \text{ ohm.m}$ (à HMD, T 110°), $\phi_d= 8,48\%$, $R_t=482,63 \text{ ohm.m}$.

IV.4.6 Détermination de la lithologie OMK 243.

A. Type d'argile:

Pour détermine le type d'argile on utilise le cross plots.

• **Cross plot (THOR vs POTA).**

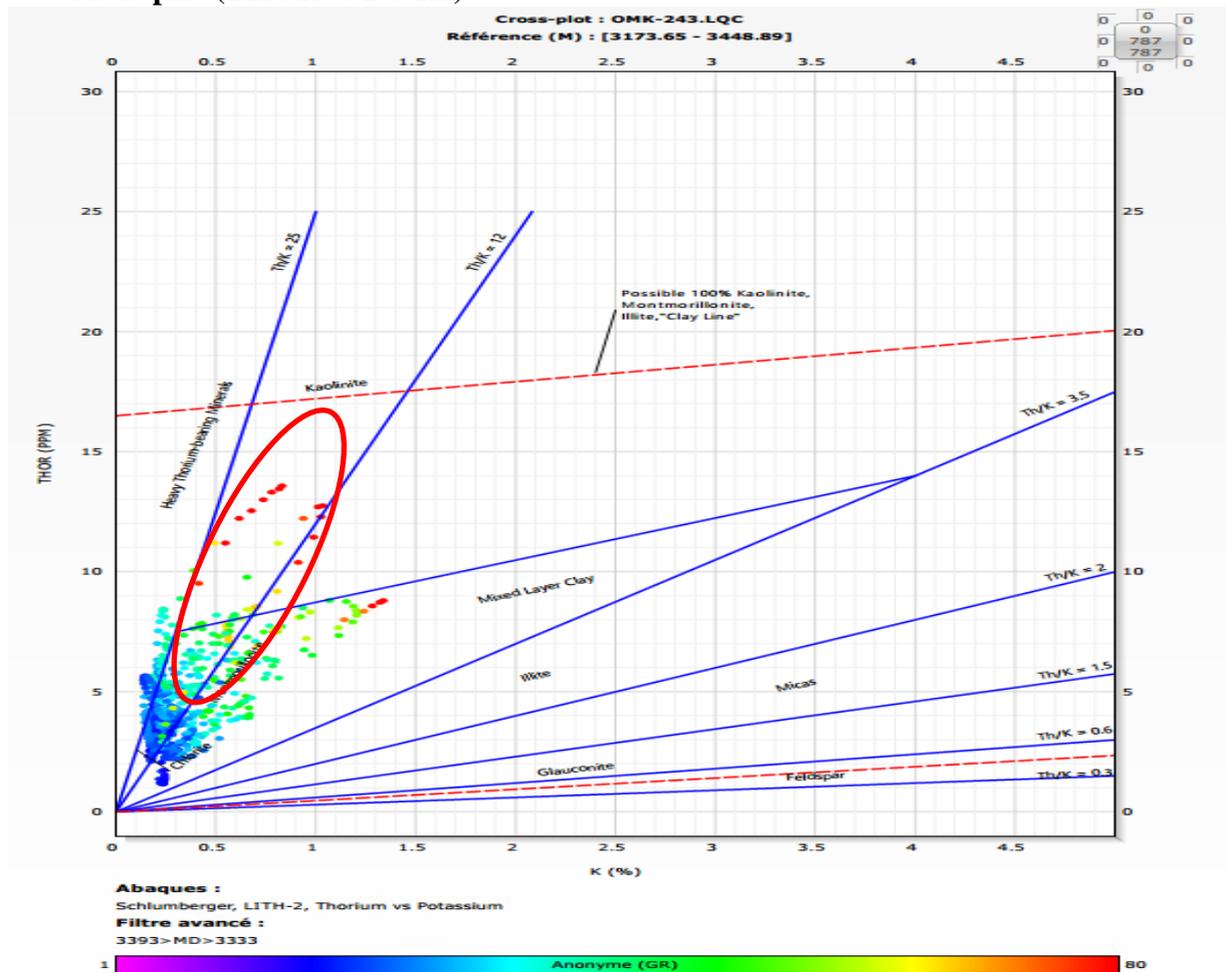


Fig.n°37: Diagramme de potassium en fonction du thorium

Le diagramme (fig.37) de potassium en fonction du thorium peut faire la distinction entre différents types d'agiles.

La représentation des données montre un nuage de points bien concentrés dans la zone kaolinite de rapports TH/K égale 12, cette valeur élevée ce présence des minéraux lourd riche en thorium.

B. Nature de la matrice

Pour détermine la nature de la matrice on utilise le diagramme RHOB/POR.

- Cross plot (RHOB vs POR).

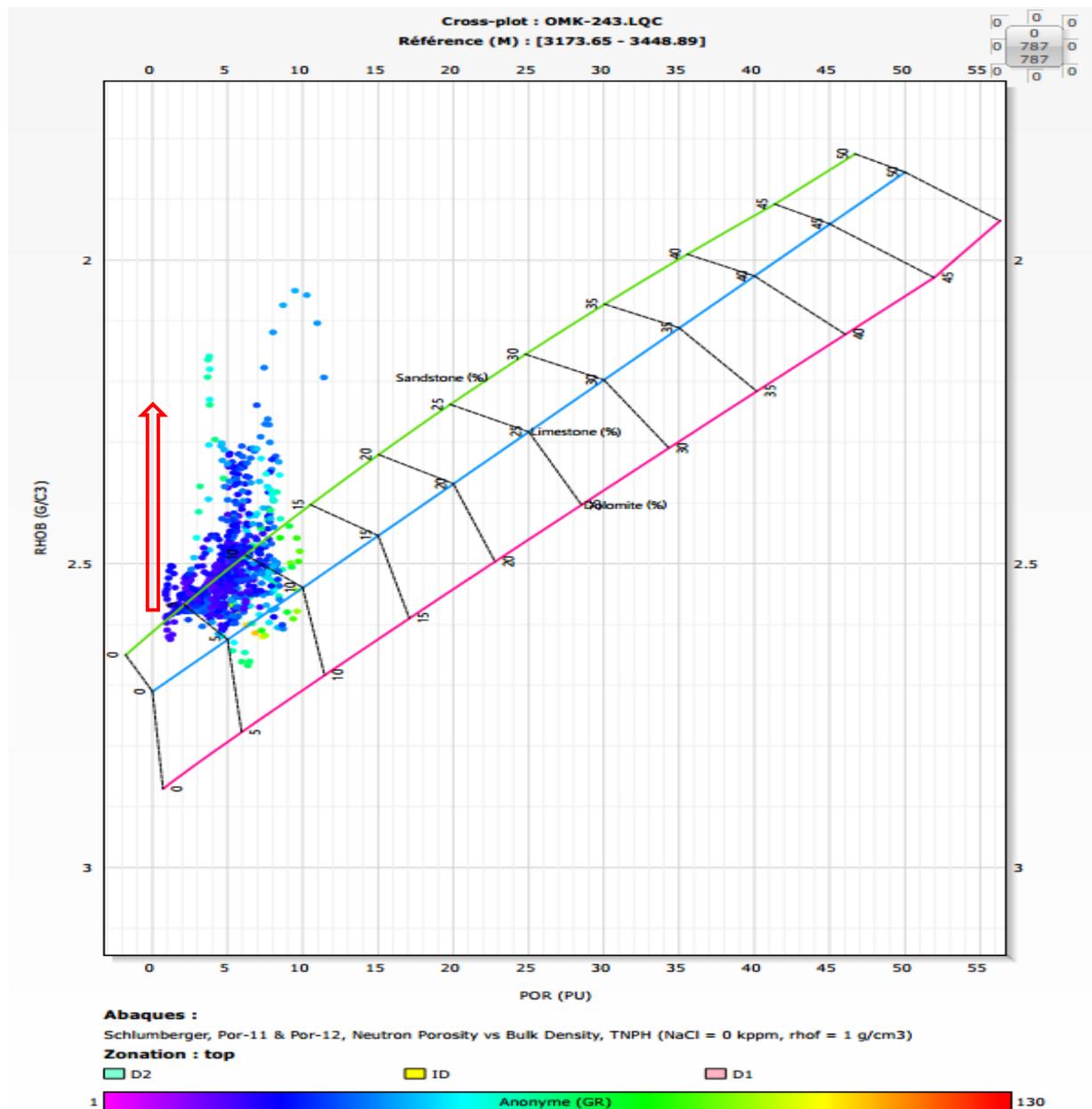


Fig.n°38: Diagramme de la densité totale RHOB - porosité neutron POR.

Le diagramme RHOB/POR la densité en fonction de la porosité (fig.38) utilisé en diagraphie pétrolière.

Les trois lignes correspondent à la variation conjointe des deux paramètres reportés RHOB et POR pour la lithologie indiquée (Grès, calcaire et dolomie).

Le nuage de points est décrit comme des grés, Il tombe bien sur la ligne des grés.

La flèche indique des grés à effet d'hydrocarbure, et la densité démine par le fluide (huile/gaz).

IV.5 Application de diagraphie sur le puits OMJ301:

Le puits OMJ301 est un puits vertical de développement, prévu comme injecteur d'eau dans le but de soutenir les puits situés aux l'alentour. Ce secteur connaît une déplétion importante qui nécessite un soutien par injection.

Le puits se situe sur au Nord de la zone 3, il est sur une structure assez faillée avec une pente Relativement douce vers l'Ouest.

Le puits OMJ301 se situe entre les puits OMJZ302 au Nord, OMNZ273 au Sud-Ouest et OMJ401à L'Est.

IV.5.1 Situation géographique:

Les coordonnées de la plate-forme du puits sont les suivantes :

Coordonnées	UTM	Zs (m)	Zt (m)
X	774 889.96	137.158	144
Y	3 523 292.6		

Tableau.n°09 : Coordonnées de la plate-forme de puits OMJ301.

IV.5.2 Programme de diagraphies:

Sonic - GR - CAL (GR - 30m au-dessus du 7")

Densité - neutron – GR

Résistivité – GR

Outil de Minéralogie

IV.5.3 Aspect réservoir:

Le puits OMJ301 est un puits vertical prévu injecteur d'eau.

Il est proposé selon le programme de développement prévisionnel du champ de Hassi Messaoud.

Le puits OMJ301 est situé en hors zone 4, entre les puits OMNZ273 et le puits OMJ401.

IV.5.4 Diagaphies enregistrées (fig.39):

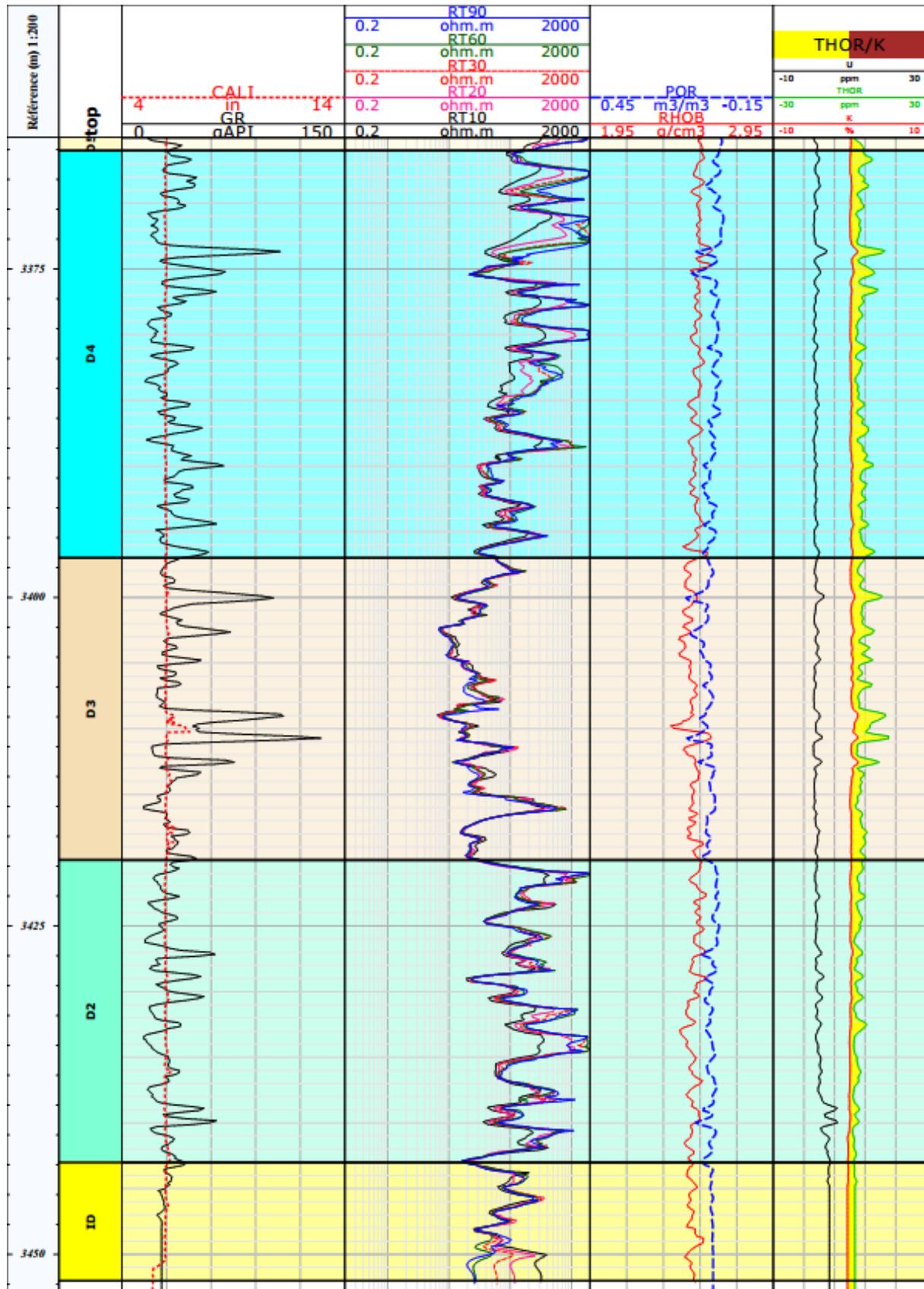


Fig.n°39 Log compose de puits OMJ301

IV.5.5 Interprétation des logs diagraphique:

- **Log de gamma ray:** déterminé du volume d'argile V_{sh} .

A partir de log gamma ray on obtient le volume d'argile:

Cette valeur a été calculée suivant la loi :
$$V_{sh} = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \times 100$$

GR lue: valeur de GR lue en face de l'intervalle considéré.

GRmin : La valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GRmax : La valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Réservoir	GR _{max} (API).	GR _{min} (API).	GR lue (API).	V _{sh} moy(%)
Ra	130,66	13,75	52,62	33,23

Tableau.n°10 : le volume d'argile à partir de log gamma ray.

Donc la Teneur en argile moyenne dans les formations propres (grés) :

Puits OMJ301 : $V_{sh} \text{ moy} = 33,23\%$ à profondeur 3413,4m.

- **Log de densité :**

A partir de log de densité on peut déterminer les valeurs de densité des formations traversées, dans notre cas la valeur de la densité est comprise entre 2,38 à 2,60 g/cm³

Porosité Densité :

A partir de log de densité on obtient la valeur de porosité densité dans les formations propres (grés) à profondeur 3416,01m.

puits OMJ 301: $\phi_d = 9,69\%$, ρ_{ma} (grés) = 2,65 g/cm³, ρ_f (eau) = 1 g/cm³, $\rho_b = 2,49$ g/cm³

Cette porosité a été calculée suivant la loi
$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Où ρ_b : valeur lue en face l'intervalle considéré.

ρ_f : densité du filtrat de boue.

ρ_{ma} : densité de la matrice.

- **Détermination la saturation:**

A partir de log de résistivité on obtient la valeur de saturation en eau dans la formation propre.

Cette saturation a été calculée à la loi d'Archie suivant:
$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi_d R_t}}$$

Où R_w :résistivité de l'eau de formation.

ϕ : porosité neutron ou porosité densité (ϕ_e , ϕ_d).

R_t :résistivité de formation.

Puits OMJ301: $S_w = 1,78\%$, $R_w = 0,016$ ohm.m (à HMD, T 110°), $\phi_d = 9,69\%$, $R_t = 520,21$ ohm.m.

IV.5.6 Détermination de la lithologie OMJ301:

A. Type d'argile:

Pour déterminé le type d'argile on utilise le diagramme cross plots:

•Cross plot (THOR vs POTA).

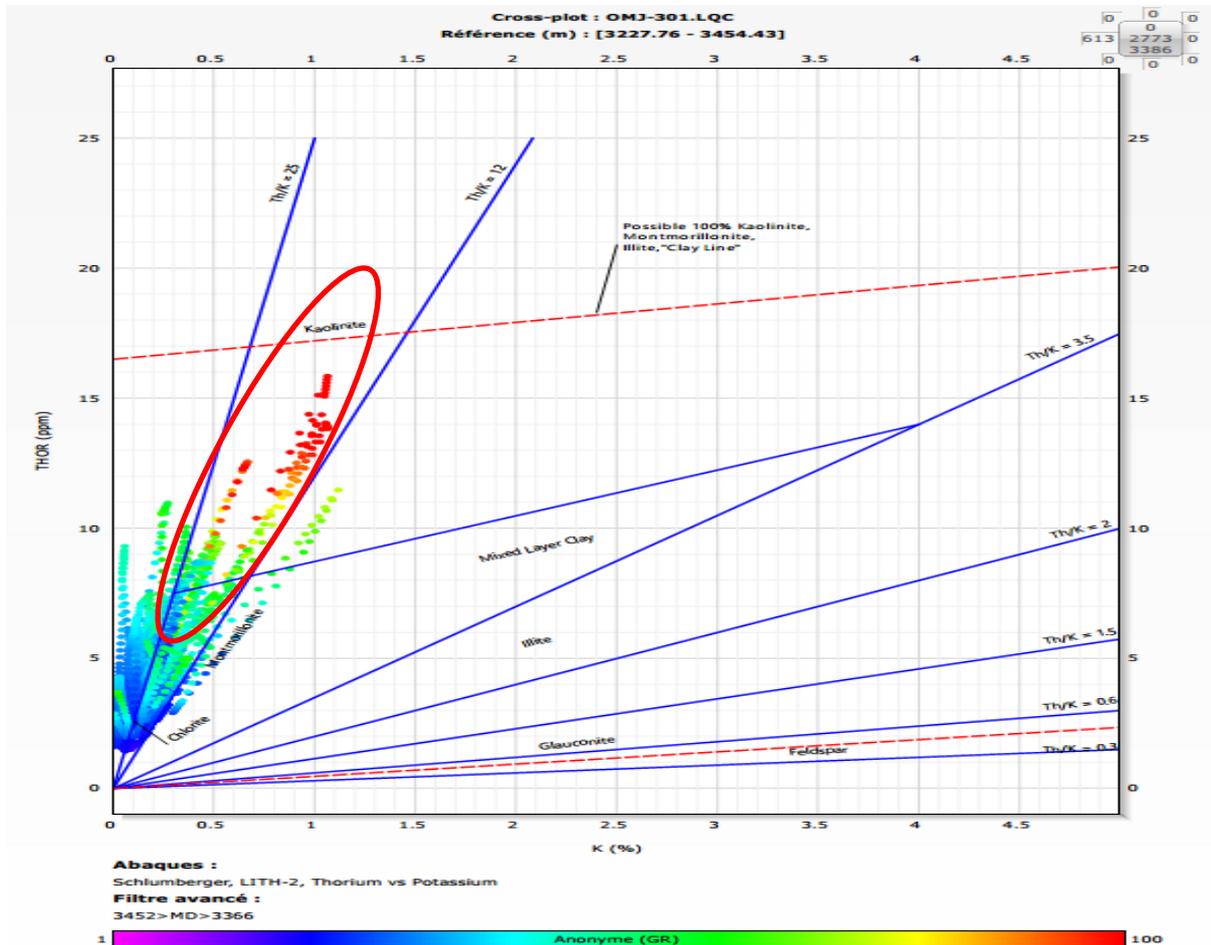


Fig.40: Diagramme de potassium - thorium

Le diagramme (fig.40) de potassium en fonction du thorium peut faire la distinction entre différents types d'argiles.

La représentation des données montre un nuage de points bien concentrés dans la zone kaolinite, de rapport TH/K12, cette valeur élevés ce présence des minéraux lourd riche en thorium.

B. Nature de la matrice.

Pour détermine la nature de la matrice on utilise le diagramme RHOB/POR.

• Cross plot (RHOBvs POR).

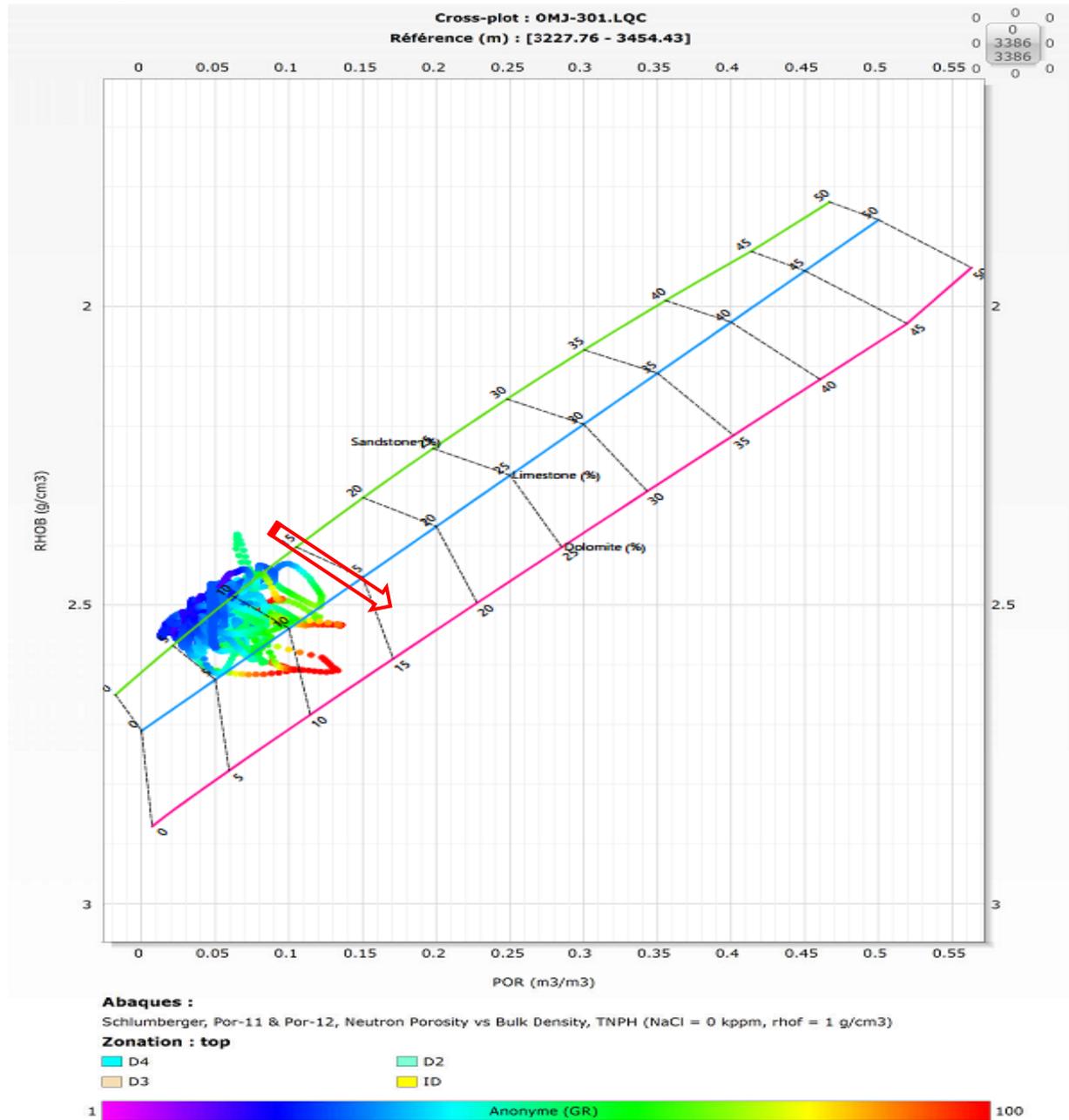


Fig.n°41: Diagramme de la densité totale RHOB - la porosité neutron POR.

Le diagramme (fig.41) utilisé en diagraphie pétrolière. Sur le diagramme est reportée la densité totale RHOB en fonction de la porosité neutron.

Les trois lignes correspondent à la variation conjointe des deux paramètres reportés RHOB et POR pour la lithologie indiquée (Grés, calcaire et dolomie).

Le nuage de points est tombe bien sur la ligne des grés, le flèche indique une tendance à se déplacer vers la ligne calcaire, et la densité augmente. Le type de matrice ces grés argileux.

IV.5.7 Déterminer le type de matrice à partir d'outil ECS:

Pour confirmer le type de la matrice on utilise les diagrammes (fig.42,43) en utilisant les valeurs minimales de GR ($GR < 40$).

- **Diagramme fer-silicium:**

L'enregistrement de diagraphie à partir de sonde ECS les différents éléments chimiques (fer, silicium, potassium, calcium...), on fera les diagrammes pour déterminer le type de matrice. Dans ce cas utilise le diagramme fer silicium (fig.42), Le nuage des points tombe sur la matrice est quartzitique, et bien concentré sur la ligne de silicium puisque la formule chimique de quartz contient de la silice (SiO_2), le fer ne peut pas exister dans la matrice quartz.

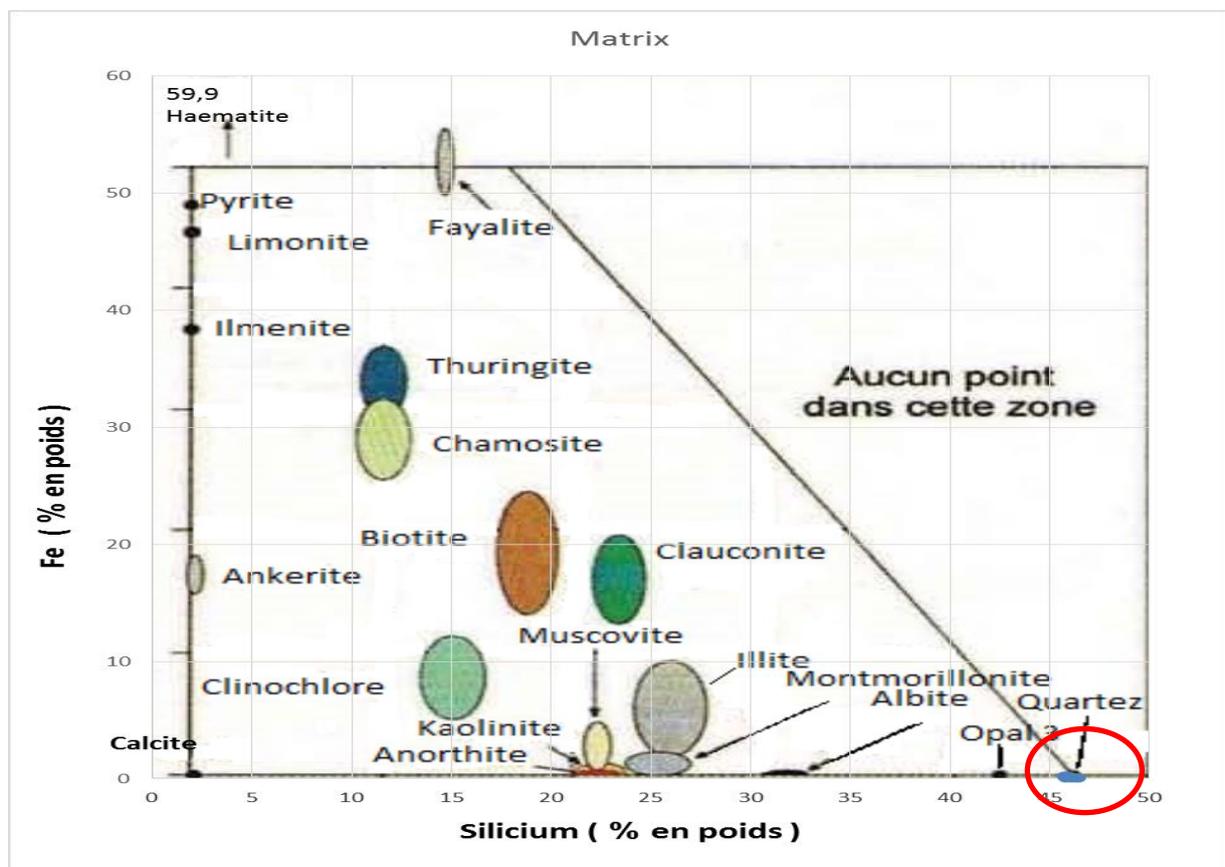


Fig.n°42 : Diagramme fer-silicium

- **Diagramme calcium –silicium:**

Dans le diagramme calcium –silicium (fig.43), le nuage des points bien concentré sur la ligne de silicium et localisé dans quartz, indique le type de matrice quartzitique, contient 48% en poids de silicium et faible pourcentage de poids de calcium.

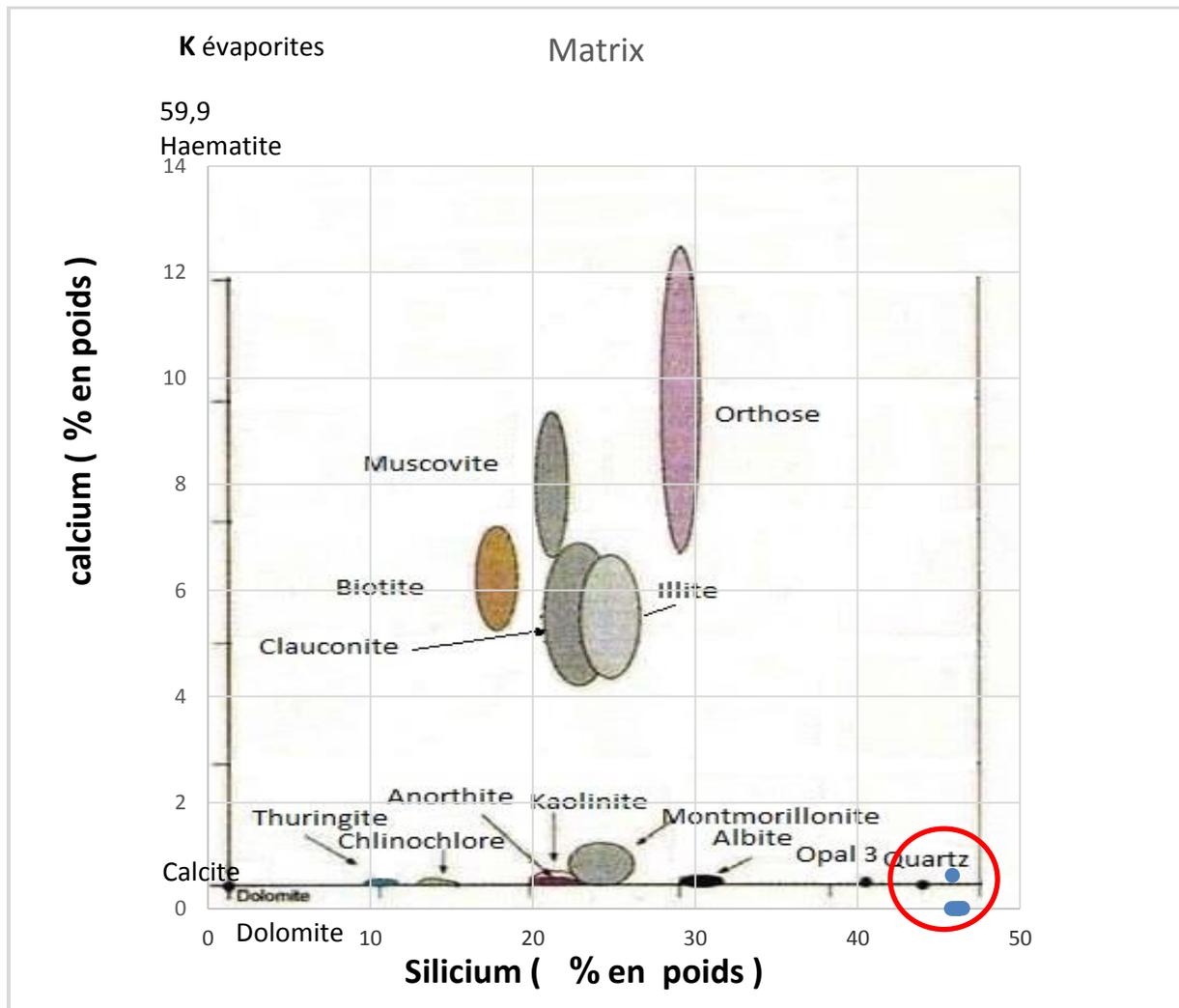


Fig.n°43 : Diagramme calcium-silicium

IV.6 Corrélation diagrapique entre des puits:

La corrélation entre cinq des puits étude (OMJ 301, OMJ22, OMJ323, OMJ763, OMK243) Est basée sur les propriétés pétrophysique identique. Les résultats du log de diagrapie entre cinq puits sont faits par les Gamma Ray (fig.44).

puits	profondeur	X	Y	Z tables	Z sol	Toit(m)	Mur(m)	Vsh (%)
OMJ301	3452 m	774 889,96	3523292,6	144 m	137,158 m	3366 m	3452 m	22 ,68
OMJ22	3460 m	774 253,491	3525708,489	148 m	137,266 m	3401m	3460 m	42,64
OMJ323	3475 m	775 219,011	3526567,999	157 m	149,302 m	3389 m	3475 m	31,88
OMJ763	3462 m	780 384,01	3531464,963	176 m	166,343 m	3362 m	3462 m	33,23
OMK243	3393 m	784 216,023	3528795,962	178 m	167 ,547 m	3333 m	3393 m	30,95

Tableau.n°11 :Corrélation diagrapique entre des

OMJ22

OMJ323

OMJ301

OMJ763

OMK243

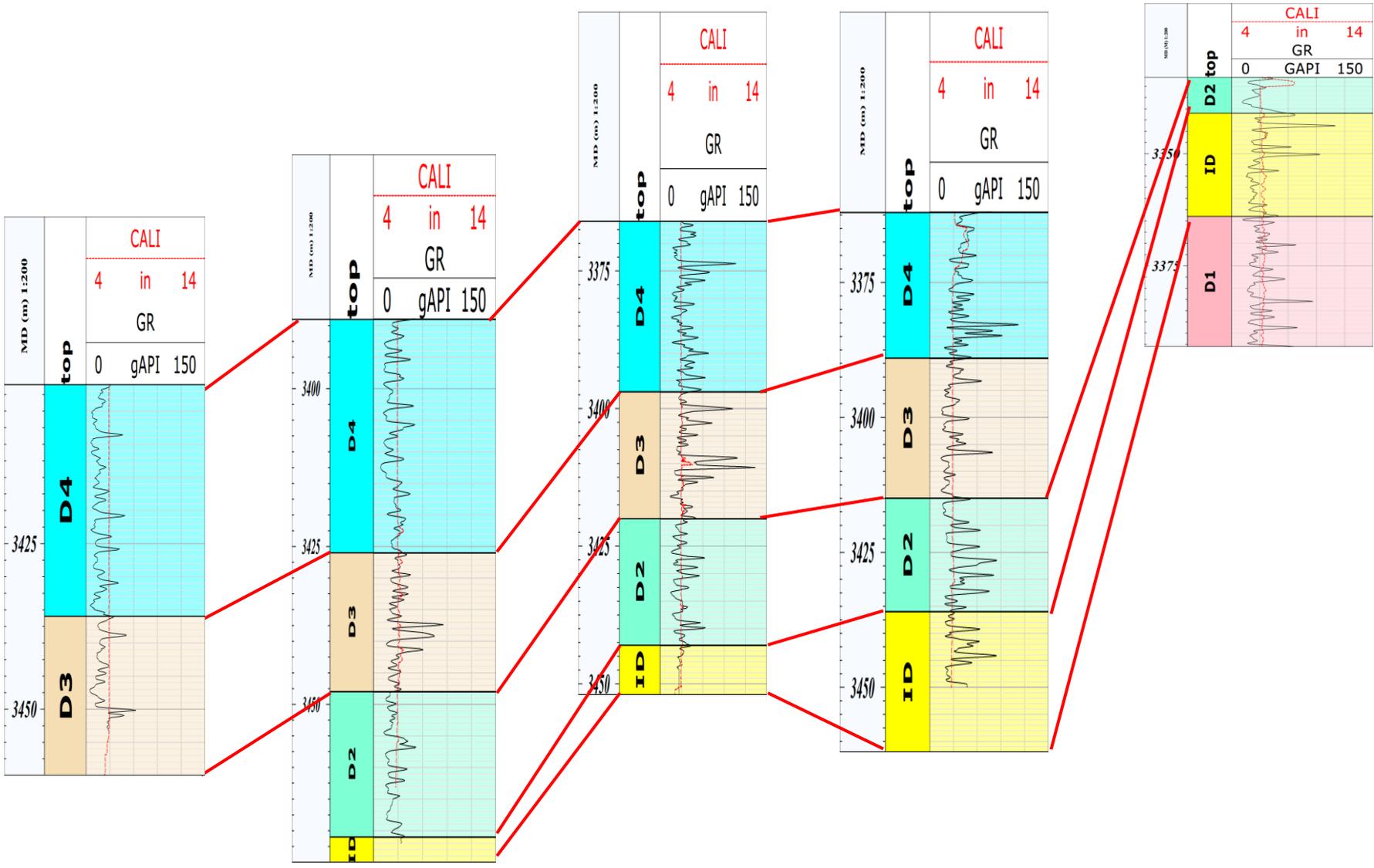


Fig.n°44: La corrélation des puits

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale :

La structure de Hassi Messaoud est caractérisée par un très grand manque de dépôts cambriens. Au centre du gisement, le Trias repose en discordance sur le Cambrien et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure, due à la discordance hercynienne. Les dépôts du Cambrien constituent les réservoirs Ra, Ri, et R2, R3 de Hassi Messaoud liés aux grès quartzitiques fissurés, érodés sous la discordance hercynienne et de couverture assurée par un épais dépôt du Trias.

Le réservoir **Ra** du champ de Hassi Messaoud est constitué de grès quartziques, anisométriques, moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux, avec une épaisseur moyenne de 125m correspondant à un milieu de dépôt fluviatile. On distingue cinq drains (D4, D3, D2, ID, D1), qui sont caractérisés par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétrophysiques. Ce réservoir est considéré comme principal à Hassi Messaoud (68% des réserves).

Dans notre travail, on a utilisé le logiciel Tech Log conçu par Schlumberger qui permettant de faciliter la tâche de traitement et d'interprétation des paramètres pétrophysiques, il est utilisé par différentes compagnies pétrolières telles que : Sonatrach, Schlumberger, Baker, Atlas, Halliburton....

Pour la confirmation des données géologique, on utilise les diagraphies de fond du trou (gamma ray, sonic, densité, résistivité). La combinaison des outils de diagraphie a montré de très bons résultats dans les puits concernant l'étude de la lithologie, la minéralogie, la détermination des paramètres pétrophysiques et la localisation du contact huile-eau

Dans le secteur étude de la partie Nord-Ouest de HMD, le réservoir Cambrien (Ra) caractérisé par un bon résultat des paramètres pétrophysiques ; faible volume d'argile ($V_{sh} < 40$), saturation en eau faible, porosité moyenne (6 à 10%).

D'après les analyses géologiques (carottes) et les résultats des diagraphies enregistrées le tableau suivant englobe les valeurs des différents paramètres pétrophysiques du réservoir Ra de la région de Hassi Messaoud sur les cinq puits pris comme exemples.

Puits	Top	mur	$V_{sh}(\%)$	$\phi_d(\%)$	$\phi_s(\%)$	$Sw(\%)$	$\rho(g/cm^3)$
OMJ 763	3362	3462	22.68	13.33	4.60	1.57	2,43-2,63
OMJ22	3401	3460	42.64	10.30	/	16.98	2,48-2,58
OMJ323	3389	3475	31.88	13.33	7.95	1.01	2,34-2,80
OMJ301	3366	3452	33.23	9.69	/	1.78	2,05-2,66
OMK243	3333	3393	30.95	8.48	0.49	0.039	2,38-2,60

ANNEXE

❖ Les données des puits dans le secteur Nord-Ouest (HMD):

puits	X	Y	Z table	Z sole	profondeur
OMJ771	807 842,00	148 580,00	180,00 m	170,627 m	3518 m
OMJ301	803 427,73	140 072,45	144 m	137,15 m	3452 m
OMJ22	802 782,08	142 484,41	148 m	137,26 m	3460 m
OMJ323	803 743,644	143 347,224	157 m	149,302 m	3475 m
OMJ763	808 886,1492	148261,4368	174 ,00 m	166,343 m	3462 m
OMk243	812 726,1706	145609,3397	187 m	167,547 m	3444 m
OMJ67	807 511,23	148 967,55	180 m	170,551 m	3545 m
OMJ42	805 002,37	142 474,57	143 ,00 m	133,78 m	3461 m

❖ Les tops des drains des différents puits étudiés

PUITS Top du drain	OMJ 301	OMJ 323	OMJ 763	OMJ 22	OMK 243
Drain04	3366	3389	3362	3401	00
Drain03	3397	3426	3389	3436	00
Drain02	3420	3448	3415	3460	3333
Inter Drain	3443	3471	3436	00	3341
Drain01	3452	3475	3462	00	3364

❖ Les données diagramme engendrement appartire d'outile ECS de puit

OMJ 301

DEPTH	GR	SI	K	FE	Ca	
3366,515	41,93103	46,57039	4,832155	0,0110584	0	GR>40 argile
3366,667	46,50119	45,99562	5,877489	0,1483019	0	
3366,82	45,50658	45,76046	4,786644	0,2048493	0	
3366,972	36,50769	45,78087	4,692313	0,1799535	0	GR<40 matrice
3367,125	29,8176	45,95022	3,189359	0,1218198	0	
3367,277	29,28952	46,22653	2,795741	0,04573969	0	
3367,429	27,41665	46,18365	3,896514	0,0466149	0	
3367,582	27,78172	46,252	2,847299	0,04108222	0	
3367,734	31,80795	45,96632	5,182068	0,142425	0	
3367,886	43,14898	45,9825	11,99135	0,1555365	0	GR>40 argile
3368,039	50,05168	45,88832	21,53352	0,1760644	0	
3368,191	47,78176	46,08328	20,08642	0,128808	0	
3368,344	42,83963	45,69646	18,14977	0,1883244	0,1228486	
3368,496	48,46431	45,17619	21,04782	0,2077826	0,4795607	
3368,648	50,38178	45,60099	24,05665	0,1721469	0,1963479	
3368,801	47,18192	46,22437	26,71461	0,07129971	0	
3368,953	37,28316	46,47409	22,03086	0,02456465	0,004540012	GR<40 matrice
3369,106	30,11401	45,8302	20,60374	0,02575922	0,6284494	

BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES

ARCHIVES de la division de production /sonatrach hassi messaoud les rapports de fin de sondage coordonnées géographiques de nouveaux forades.

BASSETO.D (1960). Etude géomorphologique de la région de hassi messaoud (rapport S.N.repal).

BEICIP-SONATRACH (1990) cadre géologique et structural régional du champ de hassi massaoud .

C.F.P.A.(1962) . champ de hassi messaoud (etude structurale).

Fabre .j (1967). Introduction à la géologie du sahara algérien.

SERRA.O :(1979)-Diagraphies différés .base del'interprétation Mémoire1 Tome1. Services techniques Schlumberger.

SERRA.O:(1985) « Diagraphies Différées base de l'interprétation ». Tome 2 Etudes et productions Schlumberger.

SERRA.O&L (2000) diagraphies-acquisition et application .edition seralog .ISBN :978951561601

SONATRACH ET SCHLUMBERGER(2007) :(WEC) well evaluation conference algerie.

Beicip,f (1979) : zone périphérique du champ de hassi messaoud réservoir cambro-ordovicien.rapport interne CRD sonatrach,21p.

Ouznadj, R (2009) : procédures de travail au sein de département roches réservoir. Sonatrach HMD, rapport interne .28p.

Sonatrach.(1998) : la tectonique du champ de hassi messaoud. Rapport interne division production.

Rapport d'implantation des puits. OMJ 763 ,OMJ22,OMJ301,OMJ323, OMk 243.

Rapprt de fins de sondage des puits. OMJ 763 ,OMJ22,OMJ301,OMJ323, OMk 243.

Larousse (2004). La géologie en algerie.

BOUDJAMA et BEICIP,modifié par B KADI 1992.

Résumé :

Le Champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'hydrocarbure en Algérie et l'un des plus grands du monde en raison de sa richesse et de sa production des huiles à partir du réservoir cambro-ordovicien. Les dépôts du Cambrien constituent les réservoirs Ra, Ri, R2 et R3 , liés aux grès quartzitiques fissurés, érodés sous la discordance hercynienne et de couverture assurée par un épais dépôt du trias.

Le réservoir Ra du champ de Hassi Messaoud est constitué de grès quartzique, anisométrique, d'une épaisseur moyenne de 125 m. Il correspond à un milieu de dépôt fluviatile. On y distingue cinq drains (D4, D3, D2, ID, D1).

Pour la confirmation des données géologiques issues des carottes, on utilise les diagraphies de fond de trou (gamma ray, sonic, densité, résistivité). La combinaison des outils de diagraphies confectionnées dans le logiciel Tech Log, a montré de très bons résultats dans les puits concernant l'étude de la lithologie, la minéralogie, la détermination des paramètres pétrophysiques (porosité, saturation, volume d'argile ...).

Mots clés : Hassi Messaoud, cambrien, lithologie, pétrophysiques, porosité, saturation, volume d'argile, Tech Log.

Abstract

Hassi Messaoud field is the largest hydrocarbon deposit in Algeria and one of the largest in the world because of its wealth and its production of a Cambro-Ordovician reservoir oils, deposits of the Cambrian are the reservoirs Ra Ri, R2 and R3 associated with quartzite sandstone cracked, eroded under the Hercynian unconformity and coverage by a thick deposit Triassic.

Ra reservoirs of Hassi Messaoud field is composed of quartz sandstone, anisometric, and average thickness of 125 m. Correspond to a fluvial depositional environment. We distinguish five drains (D4, D3, D2, ID, D1).

For confirmation of geological data, we used the logging data (gamma ray, sonic, density, resistivity). The combination of logging tools had shown very good results in the wells of the study of lithology, mineralogy, determination of petrophysical parameters (porosity, saturation, volume of clay ...) by using the software Tech Log.

Key words: Hassi Messaoud, Cambrian, lithology, petrophysical, porosity, saturation, volume of clay, Tech Log.

المخلص

حقل حاسي مسعود هو أكبر خزان للنفط والغاز في الجزائر وفي العالم. ويتميز بإنتاج هائل واحتوائه علي نوعية جيدة. خزان حاسي مسعود كمبرو اردوفيسيان. الخزان الكمبري يحتوي علي عدة خزانات ار1. ار2. ار3 ويتكون من الحجر الرملي الكوارتزي.

ينقسم ار1 الي قسمين: ارأ وال ارال ارإ ينقسم الي مجموعة من المسالك او المصارف، ويبلغ سمكه 125م ويتميز بالبيئة الترسيبية النهرية .

من اجل تأكيد المعطيات الجيولوجية، نستعمل اجهزة التسجيل المستمر للتسيق بين ادوات التسجيل تبين نتائج جيدة في هذه الابار والمتعلقة في دراسة التركيبية الصخرية، والتعرف علي المعادن الموجودة وتحديد الخصائص بتر وفيزيائية للخزان (النفاذية والتشبع وحجم الطين).

كلمات البحث: حاسي مسعود ، الكمبري، علم الطبقات ، المسامية والتشبع، وحجم الطي