

N° Série: ..... /2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production**

Présenté Par :

**SAOUANE ALI, SLIMI BADIS ABDERRAZAK**

-THEME-

---

Analyse et interprétation des données des  
diagraphies pour les puits (HGAW\_04-  
HGAW\_05-HGAW\_07-HGAW\_08)-Champs  
Hassi Guettar (HGA)

---

Soutenue le : 24 / 06 / 2018 devant la commission d'examen

Devant le jury :		
Président : Mr. Ghali.A	MAB	Univ. KM Ouargla
Examineur : Dr. Zerrouki.A	MCA	Univ.KM Ouargla
Encadreur : Dr. Brahmia.N	MCB	Univ. KM Ouargla

Année universitaire : 2017/2018



## Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux personnes qui me sont les plus chères sur cette terre : mon père et ma mère et mon amour 3wina pour leur amour dévouement, confiance, encouragement et soutien pendant toutes mes années d'études.

*A mes chers Frères et mes Sœurs : Fatma, Zayneb, djouhaina, Sid Ahmed (Dehou) et Nour elHouda et tout la famille, à Ziyad et Okba et tout la famille.*

A toutes mes vrais amies surtout Brahim , Fares, Bilel, Youssif, Soufiane, Yahya, Masoud sbou3i, Seif ,Yahya, Abderahman et aymen mon cousin tout jour dans la mémoire

*Ali et Badis*

A tous mes collègues de la



## ***Remerciements***

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu,  
notre créateur, pour le courage et la patience qu'il  
nous a donné pour accomplir ce travail.*

*Ainsi nos parents qui nous aident.*

*Nous tenons aussi à exprimer nos profonds  
remerciements à nos enseignants de l'université  
d'Ouargla.*

*Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés  
de près ou de loin.*



## **Résumé :**

Dans l'étude de la zone périphérique Hassi Guettar – Champ de Hassi Messaoud on a utilisé les diagraphies différées. Les enregistrements de ces diagraphies nous renseignent sur les paramètres pétrophysiques et nous confirment la présence des hydrocarbures dans un forage en trou ouvert. Nous nous limiterons aux outils qui permettent une mise en évidence rapide sur chantier des zones réservoirs et de déterminer la lithologie, la porosité et la saturation et le volume d'argile de ces zones. Les diagraphies utilisées sont: le caliper, le gamma ray, la résistivité, le neutron, les outils de densité et le sonique. Le software « **Techlog 2015.3** » Permet d'analyser et d'exploiter les données des logs et permet de faire l'évaluation des paramètres pétrophysiques des réservoirs du champ de Hassi Messaoud. Notre étude a révélé deux unités, l'unité Ordovicien (Quartzites de Hamra) et cambrien (Ri, Ra) dans chaque puits (HGAW (4.5.7.8)), les deux sont productives. Notre étude au niveau de ces puits a montré que la nature des caractéristiques du roche réservoir, constitué principalement de grés, avec un type de distribution d'argile « **Dispersé** ». Concernant l'évaluation des paramètres pétrophysiques on a ; une porosité moyenne varie entre 4.2% à 7.3%, saturation moyenne 1.6% jusqu'à 54 % et le volume d'argile moyenne varie entre 3.9% à 25.8 % (les deux sont faible mais bonnes pour les paramètres critique). Ceci explique l'interprétation des diagraphies conventionnelles qui ont été faites au niveau des réservoirs productrice qui ont un intérêt pétrolier et à partir desquels les puits étudiés produisent du pétrole.

**Mots clés:** Hassi Guettar, Hassi Messaoud, Techlog, paramètres pétrophysiques, enregistrements diagraphiques, Cambrien, Ordovicien.

## **Summary:**

In the study of the Hassi Guettar peripheral zone – field of Hassi Messaoud, deferred logs have been used. The recordings logs provided us with vital information concerning the petrophysic parameters, otherwise confirming petroleum existence in the "Open hole» drilling. We will limit ourselves to the tools which allow a quick demonstration on site of the reservoir zones, otherwise identify the lithology, the porosity, saturation and the volume of clay of these zones. The used logs are: caliper, gamma ray, resistivity, neutron, density tools, and sonic. The "Techlog 2015.3" software allows analysis and exploitation of the log data and makes the evaluation the petrophysical parameters possible - reservoir of the Hassi Messaoud field-. Our study revealed two units, the Ordovician (Quartzite Hamra) and Cambrian (Ri, Ra) noticing that units in each well (HGAW (4.5.7.8)) are productive, the study has identified the reservoir rock nature, which consists mainly of sandstone. With a scatted distribution of clay. Concerning the petrophysical parameters evaluation, porosity average varies between 4,2% to 7.3%, saturation average is weak varies between 1.6% up to 54% and the same with the clay volume 3.9% to 25.8% ( both are low but good for critical parameters), this explains the previous interpretation of conventional diagraphies within producing pay zones ( petroleum reservoirs ) that have an oil interest and from which the studied wells produced oil,

**Key words:** Hassi Guettar, Hassi Messaoud, Techlog, petrophysical parameters, logging records, Cambrian, Ordovician.

## ملخص:

قمنا بدراسة المعلومات البتروفيزيائية لحوض حاسي قنار - بمنطقة حاسي مسعود بصحراء الجزائر باستخدام التسجيلات السلكية. هذا النوع من الدراسات يسمح لنا الكشف السريع عن منطقة الخزان وتحديد الخصائص الصخرية وتقدير المسامية والتشبع للمنطقة المدروسة، ومن الأدوات التسجيلية السلكية نذكر أشعة جاما، النيوترون، المقاومة أدوات الكثافة والصوتية. استخدم في الدراسة برنامج « **Techlog 2015.3** » الذي يترجم المعلومات البتر وفيزيائية في مخططات تفصيلية تسمح بدراسة حالة الخزان البترولي وكشف لنا هذا البرنامج عن وجود وحدتين، الوحدة الأوردوفيزية (كوارتز الحمراء) و المنطقة الكامبرية (**Ri, Ra**) إنتاجيتين وقد أثبتت دراستنا على مستوى الآبار (**HGAW (4.5.7.8)**) أن طبيعة الخصائص الصخرية للخزان والتي تتكون أساسا من الحجر الرملي ونوع توزيع الطين وهو أساسا موزع في مجال الطين "مبعثرة". وكذلك بمعالجة وتقييم المعلومات البتر وفيزيائية (المسامية وتشبع الماء وحجم الطين) بحيث نسبة المسامية تكون متوسطة بالنسبة للمرجع المتبع وتكون محصورة بين 4.2% إلى 7.3% ونسبة تشبع الماء تكون جيدة بالنسبة للمرجع المتبع وتكون محصورة بين 1.6% إلى 54% وكذلك نسبة حجم الطين تكون جيدة بالنسبة للمرجع المتبع وتكون محصورة بين 3.9% إلى 25.8% ومنه يوضح تفسير الصور الرقمية التقليدية التي تمت على مستوى الخزانات أن لديها مكامن نفطية ومنه الآبار المدروسة تكون منتجة للبتروول.

**الكلمات المفتاحية:** حاسي قنار ، حاسي مسعود ، Techlog ، معلومات بتر وفيزيائية ، التسجيلات السلكية ، كومبيريا ، الأوردوفيزية

# Table des matières

---

	<b>Page</b>
Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des annexes	
Introduction générale .....	1
<b>CHAPITRE I : Présentation de la région d'étude Hassi Messaoud</b>	
I.1.Introduction :.....	2
I.2. La situation géographique : .....	2
I .3. Cadre géologique :.....	4
I.4. Historique de recherche :.....	4
I.5. Les grand traits du hassi guettar :.....	4
I.5.1. Concept géographique :.....	4
I.5.2. Concept géologique :.....	6
I.5.2.1. stratigraphie :.....	6
I.5.2.2. Le socle :.....	7
I.5.2.3. L'Infracambrien : .....	7
I.5.2.4. Le Paléozoïque :.....	7
I.5.3. Aspect structural :.....	9
I.5.4. Contexte pétrolier :.....	10
I.5.4.1. Les roches réservoirs :.....	10
I.5.4.1.1. Le Cambrien :.....	10
I.5.4.1.2. L'Ordovicien :.....	10
I.5.4.2. Les roches couvertures :.....	10
I.5.4.3. Les roches mères :.....	10
I.5.4.4. Types de pièges :.....	11
I.6.Conclusion :.....	12
<b>CHAPITRE II : Matériels et Methodes</b>	
II.1. Introduction :.....	13
II.2. Caractéristiques pétrophisiques des réservoirs :.....	13
II.2.1.La porosité (F) :.....	14
II.2.2 .La perméabilité (K) :.....	14

---

## Table des matières

---

II.2.3. Saturations (S) :.....	16
II.3. INVASION D'UNE FORMATION POREUSE PERMEABLE PAR LE FLUIDE DE FORAGE :.....	17
II.4. DIAGRAPHIES DIFFEREE :.....	19
II.4.1. DEFINITION :.....	19
II.4.2. LES MOYENS TECHNIQUES D'ENREGISTREMENT :.....	19
II.4.3. PRESENTATION D'UNE DIAGRAPHIE :.....	21
II.4.4. LES DIFFERENTES DIAGRAPHIES ENREGISTREES :.....	23
II.4.4.a. LES OUTILS DE RESISTIVITE ET D'INDUCTION :.....	23
II.4.4.a. 1. DEFINITION :.....	23
II.4.4.a.2.Principe d'enregistrement :.....	23
II.4.4.a.3. APPLICATION :.....	23
II.4.4.a. 4. LA RESISTIVITE DES ROCHES DANS LA ZONE LAVEE :.....	24
II.4.4.a.5. LA RESISTIVITE DES ROCHES DANS LA ZONE VIERGE :.....	24
II.4.4.b. DIAGRAPHIES DE RAYONNEMENT GAMMA "GR" :.....	24
II.4.4.b.1.DEFINITION :.....	24
II.4.4.b.2.APPLICATION :.....	25
II.4.4.b.3.Le principe :.....	25
II.4.4.b.4. LE PARAMETRE ENREGISTRE :.....	25
II.4.4.c. MESURE DU DIAMETRE DU TROU (CALIPER) :.....	26
II.4.4.c. 1. DEFINITION :.....	26
II.4.4.c.2. APPLICATION :.....	27
II.4.4.d. DIAGRAPHIES NEUTRON (INDICE D'HYDROGENE) :.....	28
II.4.4.d.1. DEFINITION :.....	28
II.4.4.d.2.Principe :.....	28
II.4.4.d.3. APPLICATION :.....	28
II.4.4.e.DIAGRAPHIE DENSITE :.....	29
II.4.4.e.1. DEFINITION :.....	29
II.4.4.e.2. Le principe d'enregistrement :.....	30
II.4.4.e.3. APPLICATION :.....	30
II.4.4.f. DIAGRAPHIES SONIQUE :.....	31

---

## Table des matières

---

II.4.4.f.1. DEFINITION :	31
II.4.4.f.2. APPLICATION :	31
II.4.4.f.3. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :	32
II.5.Conclusion:	33
<b>CHAPITRE III : Evaluation pétrophysique des réservoirs Cambriens</b>	
III.1. Introduction :	34
III.2.Techlog 2015.3 :	34
III.3.Présentation des puits :	34
III.4.Diagraphies enregistrées :	34
III.5. Interprétation qualitative :	36
III.5.1. Détermination des zones réservoirs :	36
III.5.2. Type de distribution des argiles :	37
III.5.3. Etude lithologique :	40
III.5.4.Détermination des paramètres matriciels :	48
III.6.Interprétation quantitative :	49
III.6.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation :	49
III.6.2.Détermination des paramètres d'argile :	50
III.6.3. Détermination du volume d'argile :	51
III.6.4. Détermination de la porosité :	51
III.6.4.1. La porosité Neutron $\Phi_N$ :	51
III.6.4.3. Porosité sonique $\Phi_S$ :	52
III.6.4.4. Détermination de la porosité utile $\Phi_u$ :	53
III.6.5.Evaluation de la saturation :	53
III.7. Analyse des résultats :	53
III.7.1.Les résultats de l'interprétation diagraphique de Réservoir Cambriens du puits (HGAW (4.5.7.8)) par du logiciel Techlog :	54
III.7.2.Les résultats de traitement diagraphique par du logiciel Techlog :	54
III.8.Conclusion	59
<b>Conclusion générale</b>	<b>60</b>
<b>Bibliographie</b>	
<b>Annexes</b>	

---

# Liste d'abréviations

---

## Paramètre de la zone

**CFPA** : Compagnie française des pétroles Algérie,

**SNREPAL**: Société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie

**HMD** : Hassi Messaoud.

**HGA** : Hassi Guettar.

**QH** : Quartzite d'El Hamra.

**GEA** : Le Grés d'El Atchane.

**AEG** : Argile d'El Gassi.

**Z-alt** : La zone des Alternances.

**L'unité R3**: Réservoir 3.

**L'unité R2**: Réservoir 2.

**L'unité RA**: Réservoir dont les grés anisométriques.

**L'unité RI**: Réservoir dont les grés isométriques.

## Les outils de diagraphie

**AIT** : Array Induction Imager Tool.

**HRI** : High Resolution Induction (includes HRAI).

**VSP** : Vertical Seismic Profile.

**RDT** : Reservoir Description Tool.

**DSN** : Dual Spaced Neutron.

**SDLT**: Spectral Density.

**BSAT**: Borehole Compensated Sonic.

**CCL**: Casing Collar Locator.

**DST**: Drill Stem Test .

**CNL**: Compensated Neutron Log.

**LDT**: Litho Density Tool.

## Les paramètres de diagraphie

**F** : Facteur de formation.

**GR** : Gamma –Ray.

**GRmin** : Valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

**GRmax** : Valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

**GRlu** : Valeur de GR lue en face du banc.

---

## Liste d'abréviations

---

**Vsh:** volume d'argile.

**Vsh cut-off:** Volume d'argile cut-off.

**GRcut-off:** Gamma Ray cut-off.

**$\Delta T$  :** Le temps de transit.

**API :** American Petroleum Institute.

**$\gamma$  :** Rayons gamma.

### Les Diagraphies enregistrées

**BIT:** Bit Size.

**GR:** Gamma Ray.

**GRTC, KTH, GRKT :** Gamma Ray Corrigé.

**GRTO:** Gamma Ray Total .

**CALI:** Caliper.

**RT10, RT30, RT60:** Formation Resistivity.

**RT20:** Shallow Resistivity.

**RT90:** Deep Resistivity.

**PE:** Photoelectric Factor.

**NPFI, CNC:** Neutron Porosity.

**RHOB, ZDEN:** Bulk Density.

**POTA, K:** Potassium Concentration.

**THOR, TH:** Thorium Concentration.

**URAN, U:** Uranium Concentration.

**PIGN\_QE :** Effective Porosity.

**SUWI\_QE:** Water Saturation.

**VSH\_QE:** Shale Volume.

### La porosité

**$\Phi$  :** Porosité.

**$\Phi_t$  :** Porosité totale.

**$\Phi_r$  :** Porosité résiduelle.

**$\Phi_u$  :** Porosité utile.

**$\Phi_N$  :** Porosité neutron.

**$\Phi_D$  :** Porosité densité.

**$\Phi_S$  :** Porosité sonique.

**$\Phi_{NC}$  :** Porosité neutron corrigée.

---

## Liste d'abréviations

---

**ΦDC** : Porosité densité corrigée.

**ΦSC** : Porosité sonique corrigée.

**ΦNSh** : Porosité neutron des argiles.

**ΦDSh** : Porosité densité des argiles.

**ΦSSh** : Porosité sonique des argiles.

### La densité

**ρb**: Densité globale (**RHOB**).

**ρf** : Densité de fluide .

**ρma** : Densité de matrice.

**ρSh** : Densité des argiles.

### Le temps de parcours

**ΔTb** : Temps de parcours global.

**ΔTma** : Temps de parcours de matrice.

**ΔTf** : Temps de parcours filtrat de boue.

**ΔTSh** : Temps de parcours des argiles.

### La résistivité

**RW** : Résistivité de l'eau de formation.

**RXO** : Résistivité de la zone lavée.

**Rt** : Résistivité de la zone vierge.

**RSh** : Résistivité des argiles.

**Rm**: résistivité de la boue.

**Rmc** : résistivité du mud cake.

**Rmf** : résistivité du filtrat.

### La saturation

**S** : Saturations.

**SW** : Saturation en eau dans la zone vierge.

**SX** : Saturation en filtrat de boue dans la zone lavée.

**Sh** : Saturation en hydrocarbure.

**Se**: la saturation en eau.

---

## Liste d'abréviations

---

**Sg**: la saturation en gaz.

**SWi**: la saturation en eau interstitielle.

### Paramètres de formation

**F** : Facteur de formation.

**A** : Facteur de lithologie.

**M** : Facteur de cimentation.

**T** : Température de formation.

**S (g/l)** : Salinité de l'eau de formation.

**K** : La perméabilité.

**μ** : la viscosité.

**Vp** : le volume des pores.

**Vt** : le volume total de la roche.

---

## Liste des tableaux

---

Tab N°	Titre	Page
III.1	Récapitule les coordonnées géographiques des puits	34
III.2	Diagraphies enregistrées.	35
III.3	Détermination du $GR_{cut-off}$ du puits « HGAW-04 »	36
III.4	Détermination du $GR_{cut-off}$ du puits « HGAW-05 »	36
III.5	Détermination du $GR_{cut-off}$ du puits « HGAW-07 »	36
III.6	Détermination du $GR_{cut-off}$ du puits « HGAW-08 »	37
III.7	Les paramètres d'argile	50
III.8	Les porosités d'argile	50
III.9	Résultats totaux de l'interprétation au puits (HGAW-04) par Techlog.	53
III.10	Résultats totaux de l'interprétation au puits (HGAW-05) par Techlog	54
III.11	Résultats totaux de l'interprétation au puits (HGAW-07) par Techlog	55
III.12	Résultats totaux de l'interprétation au puits (HGAW-08) par Techlog	56

---

## Liste de figures

---

Fig.N°	Titre	Page
I.1	Carte géologique et structurelle de l'Algérie (Sonatrach, 1995)	3
I.2	Carte de localisation du champ de Hassi Messaoud, Algérie (Mc Gowen et al. 1996)	3
I.3	Situation géographique du périmètre Hassi Guettar (WEC, 2007)	5
I.4	Colonne stratigraphique de Hassi Guettar (Rapport d'implantation HGA13).	6
I.5	Coupe géologique SW-NE montre l'intrusif dans les différentes formations (HGA field characterization, 2009)	9
I.6	Coupe montre la structure de HGA (HGA field characterization, 2009)	10
II.1	Volume, porosité, saturation, perméabilité d'un réservoir	13
II.2	Représentation schématique de l'invasion	18
II.3	Schéma général d'un matériel de diagraphie	20
II.4	Exemple d'en tête de diagraphies	22
II.5	Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir. (Schlumberger).	26
II.6	Influence de la lithologie sur le caliper et représentation des enregistrements	27
II.7	Schéma de la sonde CNL	29
II.8	Schéma d'une interaction de type- « effet Compton »	30
II.9	Principe de Litho Density Tool LDT	31
II.10	Schéma représentant le principe de l'outil sonique (Document Schlumberger).	32
III.1	Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW_04» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron)	37
III.2	Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-05» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron)	38
III.3	Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-07» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron)	38
III.4	Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-08» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron)	39
III.5	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-04 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra	40
III.6	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-04 » au niveau du réservoir L'unité Ri	41

---

## Liste de figures

---

III.7	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-5 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra	42
III.8	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-05 » au niveau du réservoir L'unité Ri et Ra .	43
III.9	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-7 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra	44
III.10	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir L'unité Ri	45
III.11	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-8 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra	46
III.12	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-08 » au niveau du réservoir L'unité Ri	47
III.13	Détermination de la densité de la matric $\rho_{ma}$ .	48
III.14	Détermination de temp de parcours matriciel $\Delta t_{ma}$	49
III.15	Détermination de <b>Rw</b> par la méthode Graphique ( <b>Abaque GEN-6</b> ).	50

---

## LISTE DES ANNEXES

---

**Annexe 1** : Log composite puits HGAW- 04 .

**Annexe 2** : Log composite puits HGAW- 05 .

**Annexe 3** : Log composite puits HGAW- 07 .

**Annexe 4** : Log composite puits HGAW- 08 .

**Annexe 5** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 04 .

**Annexe 6** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 05 .

**Annexe 7** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 07 .

**Annexe 8** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 08 .

---

# Introduction générale

---

Les hydrocarbures représentent une source d'énergie importante dans le monde d'aujourd'hui, et la demande sera toujours soutenue malgré la conquête d'énergies renouvelables et non conventionnelles. C'est ce qui motive la recherche de nouveaux gisements d'hydrocarbures.

L'exploration pétrolière a pour but de mettre à jour les gisements d'huile et de gaz [1].

Plusieurs outils en diagraphies utilisés pour la reconnaissance des formations de sub-surface, la détermination de qualité de réservoir et des niveaux productifs et la caractérisation de réservoirs et de mieux comprendre la façon dont les roches dans ce réservoir ont été déposés.

Depuis l'exploration du périmètre Hassi Guettar, les réservoirs cambriens (Ri) ont été considérées comme un objectif principale grâce à leur caractéristiques pétrophysiques; au cours de développement, la remonté de plan d'eau à inondée les réservoirs cambriens (Ri, Ra) ce qui permet au réservoir ordovicien de porter l'intérêt principale dans ce périmètre [15].

Ce travail a pour but déterminer les caractéristiques pétrophysique de ces réservoirs par le biais de l'interprétation des enregistrement de diagraphie en utilisant le Techlog avec une application au niveau d'un puits de production HGAW-04 , HGAW-05, HGAW-07, HGAW-08.

L'objectif est caractérisation ce réservoir de façon exhaustive par les données de logging et du Techlog, Ce travail est structuré en trois chapitres :

- Dans le premier chapitre : La géologie de Hassi Messaoud.
- Le second chapitre : les outils et les paramètres mesurent
- Le troisième s'intéresse à une étude de cas appliquée sur quatre puits, à partir Techlog.

# **Chapitre I**

## **Présentation de la région d'étude Hassi-Messaoud**

### **I.1.Introduction :**

La plateforme saharienne est située au sud d'un système alpin algérien et appartient au craton nord-africain. Il comprend un socle précambrien recouvert de façon discordante par le Phanérozoïque. La succession du Paléozoïque a été structurée au stade hercynien et pré hercynien. Ils sont séparés en provinces par des hauts structuraux : une province occidentale est séparée d'un oriental et un trias central (**Figure : I.1**).

La province occidentale comprend les Bechar, Tindouf, Regan, l'Ahnet Mouydir, Bassins de Timimoune et Sebaa. La province orientale est constituée des bassins d'Illizi et de Ghadamès, limités par la taupie de Dahar. La province centrale du Trias est un anticlinorium orienté EW et contient les éléments majeurs suivants [6] :

- Voûte de Tilrhemt et la haute Talemzane ;
- Le système structural de Djemaa-Touggourt ;
- Le système de dislocation d'El Agreb - Messaoud ;
- Le haut Dahar.
- Le haut Hassi Messaoud appartient à cette province et est situé dans l'Erg oriental.

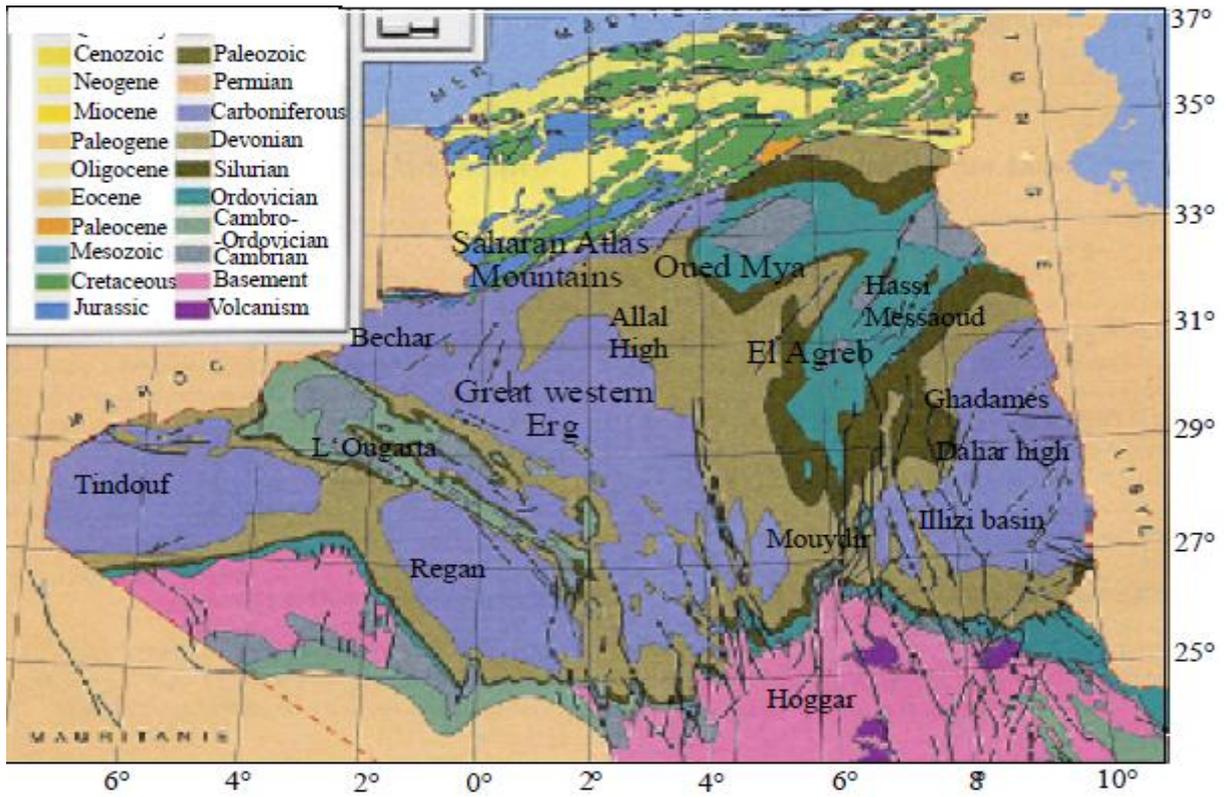
Le champ de Hassi Messaoud, un gisement de grès très épais d'âge cambrien couvrant une superficie de 2000 km<sup>2</sup>, est un gisement de plusieurs milliards de barils dans le bassin triasique d'Algérie (**Figure : I.2**). Ce gisement de pétrole a été découvert en 1956.

La couche productrice, qui se trouve à une profondeur moyenne de 3400 m, est caractérisée par des propriétés pétrophysiques largement variables. Les propriétés ayant une incidence sur la productivité (y compris la porosité, la dureté et la perméabilité) demeurent imprévisibles, malgré les connaissances accumulées sur plus de 1216 puits verticaux et horizontaux continuellement creusés au cours des 48 dernières années.

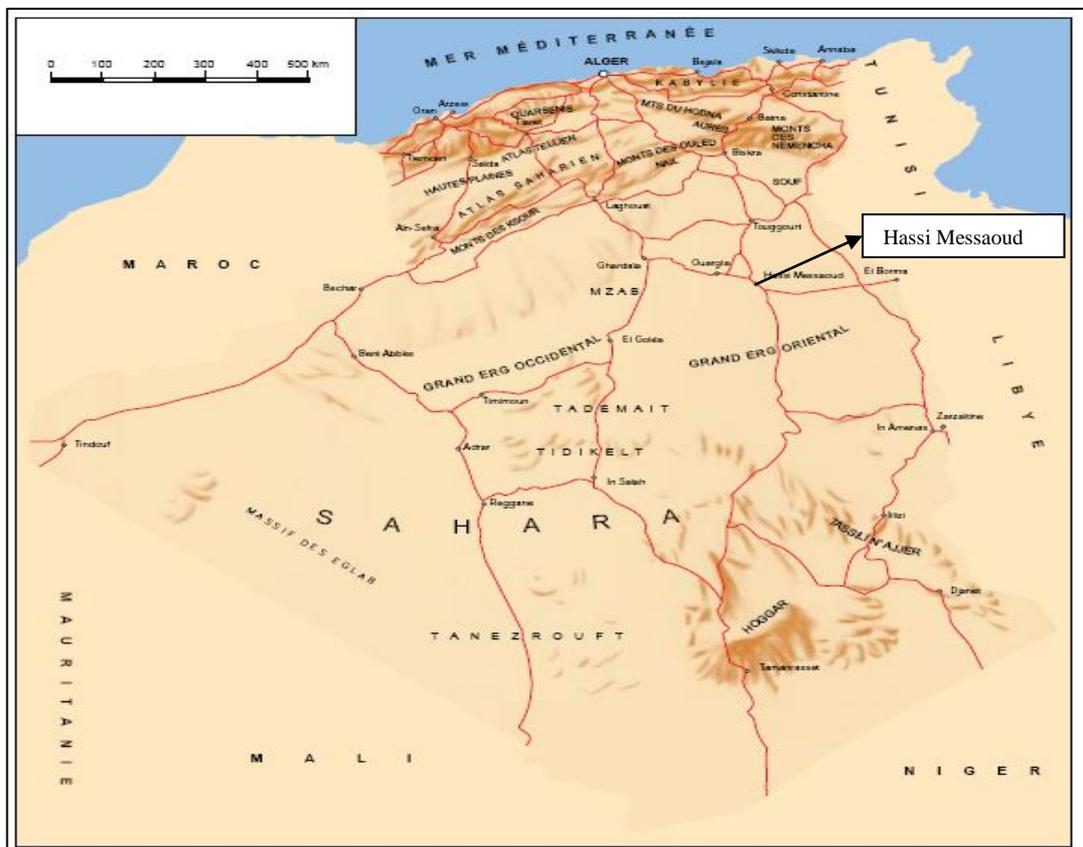
Notez que la plupart des documents utilisés dans cette étude concernant le champ de Hassi Messaoud et la plate-forme saharienne sont des documents internes de Sonatrach ; pour cette raison, les références ne sont parfois pas indiquées.

### **I.2. La situation géographique :**

Hassi Messaoud est situé à 800 km au sud-est d'Alger, entre les méridiens 5°30' 6°00' et les parallèles 31°00' et 32°00'N (**Figure : I.1**). Il est à 350 km de la frontière algéro-tunisienne et à 80 km à l'est d'Ouargla. Il est considéré comme l'un des plus grands gisements de pétrole au monde et les plus prospectés de la plateforme saharienne.



(Figure : I.1): Carte géologique et structurale de l'Algérie [16].



(Figure : I.2) : Carte de localisation du champ de Hassi Messaoud, Algérie [6].

### **I.3. Cadre géologique :**

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie.

Il est limité :

- ✓ Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- ✓ Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- ✓ Au Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

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

### **I.4. Historique de recherche :**

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert suite à une campagne sismique de réfraction. Le 15 Janvier 1957, le premier forage MD1 a mis en évidence de l'huile à 3338 mètres de profondeur dans les grès du Cambrien. En Mai 1957 et à 7 km au Nord / Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. La partie Sud de la concession sur laquelle se trouve le champ, a été octroyé à la SNREPAL et celle du Nord à la CFPA. 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 de point de vue pression de gisement [4].

### **I.5. Les grands traits du hassi guttar :**

#### **I.5.1. Concept géographique :**

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord, Il fait partie de la province triasique de la Plate-forme Saharienne.

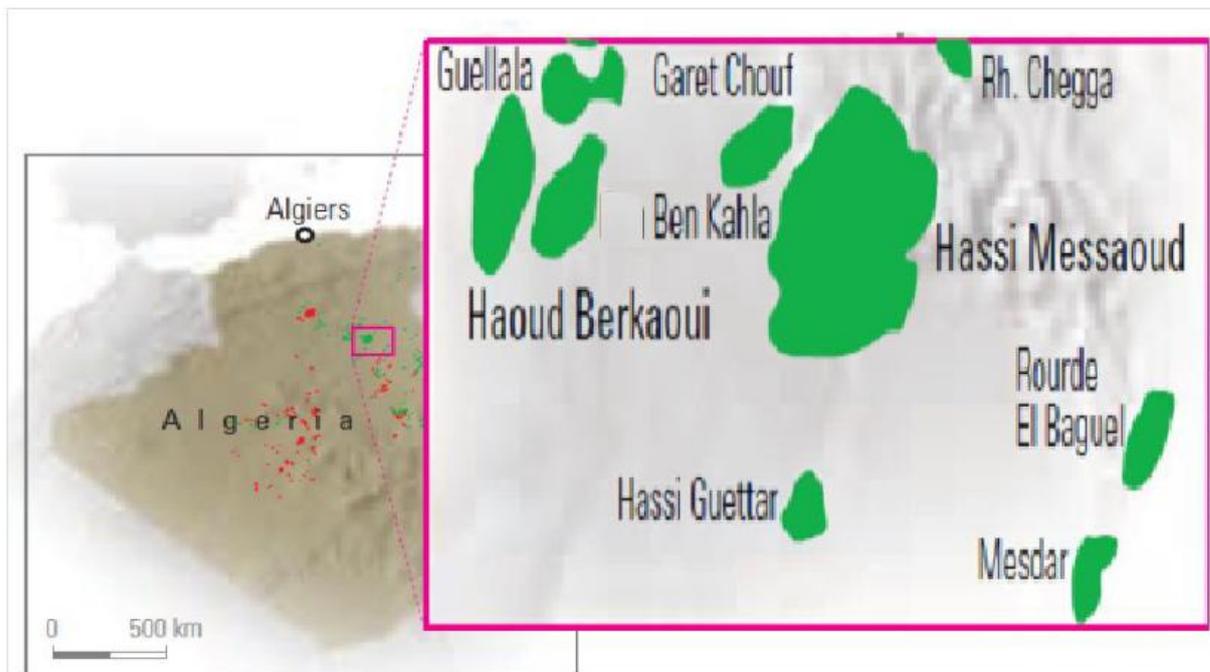
La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord,
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud,

- Le bassin de Berkine à l'Est,
- Le bassin d'Oued MA à l'Ouest,
- Le dôme de Dahar au Nord-Est.

Elle est répartie sur trois zones hautes :

- Le dôme de Hassi Messaoud,
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud,
- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est.



**(Figure : I.3) : Situation géographique du périmètre Hassi Guettar [16].**

Ce périmètre est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (Horsts et Grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NW-SE, issues du socle et héritées des événements antéhercyniens.

I.5.2. Concept géologique :

I.5.2.1. stratigraphie :

<b>Colonne Stratigraphique Hassi Guettar</b>					
	<b>Âges</b>	<b>Lithologie</b>	<b>Épaisseur</b>	<b>Description Lithologique</b>	
Céno	MIO - FLIOCENE		246	sable silico-carbonaté avec passées d'argile et de calcaire dolomitique	
	EOCENE		98	calcaire dolomitique passant à dolomie avec nodules de silex	
Crétacé	Sénon.	Carbonaté	100	dolomie passant à calcaire dolomitique avec passées anhydritiques	
		Anhydritique	203	Alt dolomie, anhydrite, argiles dolomitiques et calcaire blanc	
		Salifère	133	sel massif blanc avec passées argiles dolomitiques localement salifères	
	TURONIEN		116	calcaire localement dolomitique avec passées d'argiles plastiques à la base	
	CENOMANIEN		179	Alt anhydrite, dolomie parfois argileuse et argile localement dolomitique	
	ALBIEN		341	Grès argileux à silico-argileux avec passées de dolomie microcristalline	
	APTIEN		24	barre dolomitique et calcaire microcristalline avec passées de mame indurée	
	BARREMIEN		247	Alt grès brun, argile verte silto-sableuse et dolomie avec présences de lignite	
	NEOCOMIEN		208	argile carbonatée, silteuse avec passées de grès silico-carbonaté	
	MESOZOIQUE	Jurassique	MALM	218	Alt argile silteuse à silto-gréseuse, grès argileux et anhydrite, pyrite, lignite (TR)
DOG			Argileux	239	Alt argile silteuse et dolomitique, grès argileux et anhydrite blanche pulvérulente
			Lagunaire	79	anhydrite blanche avec passées d'argile silteuse, dolomitique et dolomie dure
LIAIS			LD1	61	anhydrite blanche avec passées d'argile dolomitique et dolomie dure
			LS1	95	Alt sel massif, anhydrite, passées d'argile silteuse dolomitique et dolomie argileuse
			LD2	55	Alt anhydrite et argile carbonatée silteuse avec passées de dolomie et de mame
			LS2	58	sel massif translucide avec passées d'argiles silteuses brun rouge
			LD3	27	Calcaire argileux avec passées de dolomie, d'argile dolomitique et anhydrite
			Trias	TS1	244
TS2				180	Sel massif blanc avec passées d'anhydrite et d'argile dolomitique, parfois salifère
TS3				210	Sel massif translucide à ocre avec passées d'argile brune silteuse et salifère
Argileux				85	argile silteuse localement salifère et anhydrite à passées de sel translucide
Eruptif				4 à 60	roches éruptives à minéraux verts avec passées d'argile silteuse
Série inf		argile silteuse à silto-sableuse avec passées de grès à silts tone argileux			
PALEOZOIQUE	Ordovicien	Qzites Hamra	23	grès silico-argileux à silico-quartzitiques passant à quartzite pyriteuse silteuse	
		Grès Atchane	29	grès siliceux à quartzitique glauconieux micacé avec passées d'argile silteuse	
		Argiles Gassi	107	Argile silteuse, micacée, localement schisteuse à passées de grès silico-argileux	
		Zone Altemances	23	Alt argile, silteuse, micacée et grès silico-quartzitique et nombreuses tigillites.	
	Cambrien	Ri	50	Grès siliceux à silico-quartzitique à quartzites admettant de la pyrite et lignite	
		Ra		Grès anisométrique et siliceux à silico-quartzitique pyriteux avec joints d'argile...	
		R2		Grès microconglomératique quartzitique, argileux à ciment illitique et kaolinique	
		R3		Grès grossier, conglomératique à ciment argilo-dolomitique ou illitique	

(Figure I. 4): Colonne stratigraphique de Hassi [16].

Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuée d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente comme la montre (Figure : I. 4):

#### **I.5.2.2. Le socle :**

Il est représenté par des granites porphyroïdes roses, déduit par analogie avec le champ de Hassi Messaoud.

#### **I.5.2.3. L'Infracambrien :**

Correspond à des grès argileux rouges mis en évidence au Nord de la région sur une épaisseur de 45 m.

#### **I.5.2.4. Le Paléozoïque :**

Ses dépôts s'étalent en discordance majeure sur un soubassement précambrien, il comprend :

##### **a- Le Cambrien :**

Sa subdivision en cinq zones obéit à des critères granulométriques tels que la taille des grains diminuant vers le haut et le pourcentage des argiles évoluant dans le sens inverse. De bas en haut, le Cambrien comprend :

- **L'unité Ri :**

Elle est formée de grès isométriques fins à moyens, siliceux à silico- quartzitiques, localement durs, intercalés de passées d'argile noire, indurée, silteuse et micacée avec une abondance de Tigillites ainsi que des traces de pyrite et de lignite. En plus de ces faciès, cette couche réservoir renferme aussi des intercalations de roches ignées observées dans quelques sondages.

- **L'unité Ra :**

Elle est représentée par des grès anisométriques, parfois micro- conglomératiques, siliceux à silico-quartzitiques, de couleur gris blanc à blanc ; avec des intercalations de joints d'argile grise, indurée, silteuse, micacée et feuilletée, soulignés par des traces d'illite et la présence de Tigillites. Une intercalation de corps éruptif est observée dans le puits HGA18.

- **Les unités R2 et R3 :**

Constituées de grès et de conglomérats, quartzitiques et argileux; ces deux unités ne présentent aucun intérêt pétrolier.

La zone R 2 de granulométrie plus fine, a un ciment plus argileux (kaolinite).

La zone R 3 est constituée principalement par des grès grossiers, conglomératiques à la base avec un ciment argilo-dolomitique.

**b- L'Ordovicien :**

Il est subdivisé en plusieurs unités dont les changements de faciès ont été rencontrés dans le périmètre étudié. Ces unités sont les suivantes de haut en bas :

- **L'Éruptif :**

Il se présente en intercalations dans les grès des réservoirs Ra et Ri et dans les Argiles d'El Gassi. L'épaisseur de ces intervalles éruptifs varie de 19m à 33m dans le Ri, de 5m à 69m dans les Argiles d'El Gassi et de 7m dans le Ra (traversé par un seul sondage HGA18).

Dans la plus part des sondages ont traversé deux intervalles éruptifs dans le même encaissant, dans d'autres puits 3 intervalles sont rencontrés dans le même faciès et parfois un seul intervalle rencontré surtout dans les grès des réservoirs Ri et Ra (**voir la Figure : I. 5**).

Ces corps éruptifs sont des roches sombres, d'une texture très fine, et parfois fracturée.

- **Les quartzites de Hamra :**

Ce sont des grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques avec de fines passées d'argile grise verte, indurée et silteuse.

- **Les grès d'El Atchane :**

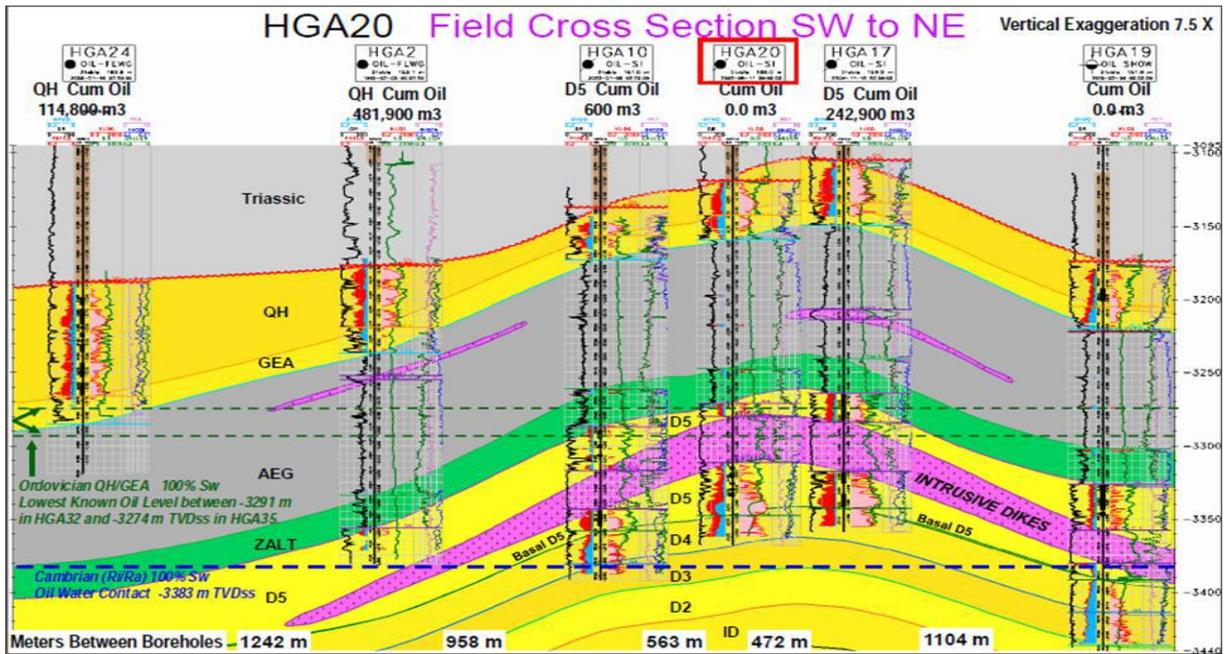
Ils sont représentés par des grès de 30 m d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair ,siliceux à quartzitiques, parfois micacés avec présence de glauconie ; ils sont intercalés de fines passées d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.

- **Les argiles d'El Gassi :**

C'est une argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse à passées de grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, rarement grossier, silico- argileux à quartzitique, pyriteux, glauconieux avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.

- **La zone des alternances :**

C'est une zone où les lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins silico-quartzitiques, durs avec une abondance des Tigillites.

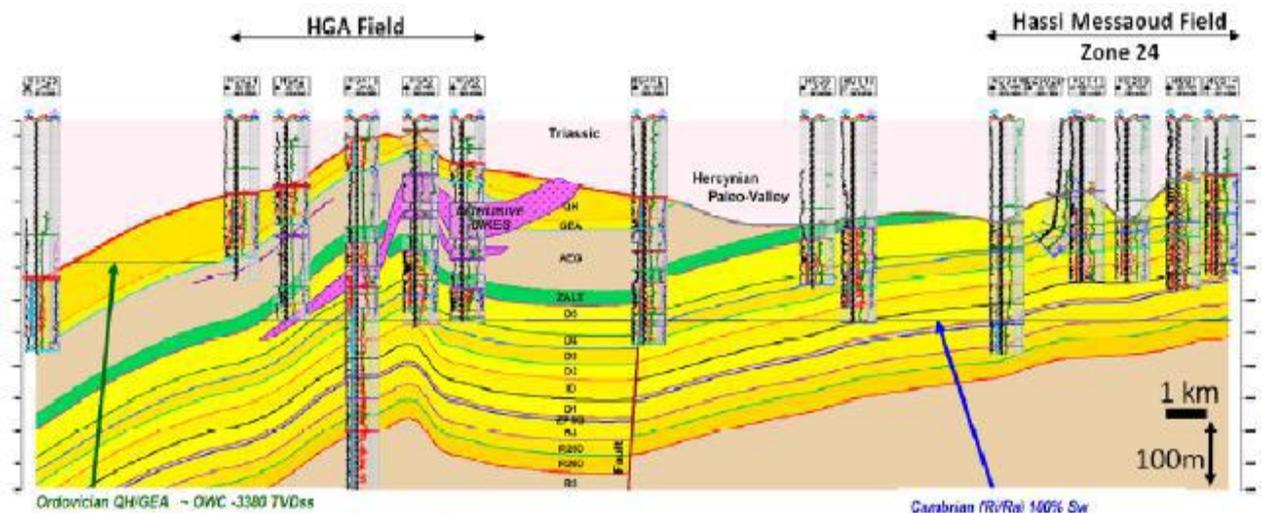


(Figure : I.5) : Coupe géologique SW-NE montre l'intrusif dans les différentes formations [16].

### I.5.3. Aspect structural :

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle de direction NW-SE et NE-SW (Figure : I. 6). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant joué ultérieurement.

La structure de Hassi Guettar a été reprise en phase distensive cambro-ordovicienne, expliquant ainsi les faibles variations d'épaisseur des argiles d'El Gassi et la mise en place des roches éruptives.



(Figure : I.6) : Coupe montre la structure de HGA [16].

#### **I.5.4. Contexte pétrolier :**

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles [11].

#### **I.5.4.1. Les roches réservoirs :**

##### **I.5.4.1.1. Le Cambrien :**

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités Ri, Ra et la zone des alternances :

##### **a. L'unité Ri :**

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

##### **b. L'unité Ra :**

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétrophysiques : porosité de 4 à 18% et la perméabilité de 60 à 100md.

##### **I.5.4.1.2. L'Ordovicien :**

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

#### **I.5.4.2. Les roches couvertures :**

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

#### **I.5.4.3. Les roches mères :**

Comme dans toute la plateforme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs

de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Mouydir et Berkine [11].

#### **I.5.4.4. Types de pièges :**

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe) [11].

**Conclusion :**

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle (de direction NW-SE et NE-SW). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant rejoué ultérieurement.

A cause de la localisation de Hassi Guettar (HGA) sur le flanc sud de Hassi Messaoud, la Section Cambro-ordovicien est moins touchés par la discordance hercynienne, cette dernière est localisée au toit de quartzite d'El Hamra (QH), ce niveau est plus érodé près du sommet de l'anticlinale de HGA, et moins érodé sur les flancs de la structure. Le Grès d'El Atchane (GEA), Argile d'El Gassi, et la zone des Alternances (Z alt) sous-tendre le QH.

Cette zone périphérique est caractérisée par une géologie compliquée par des intrusions et des failles induites, qui en fait forment une grande partie de la structure anticlinale du champ.

Le réservoir de la zone périphérique est subdivisé en plusieurs unités dont les changements de faciès :

- Les réservoirs cambriens : est subdivisé classiquement en trois (3) litho zones : Ri, Ra et la zone des alternances
- Les réservoirs Ordovicien : Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

**Chapitre II**  
**Matériels et Méthodes**

**II.1.Introduction :**

Lorsque l'on a repéré un réservoir potentiel souterrain par des méthodes de surface, géologiques et géophysiques, il faut en étudier les qualités. Les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier, sont principalement

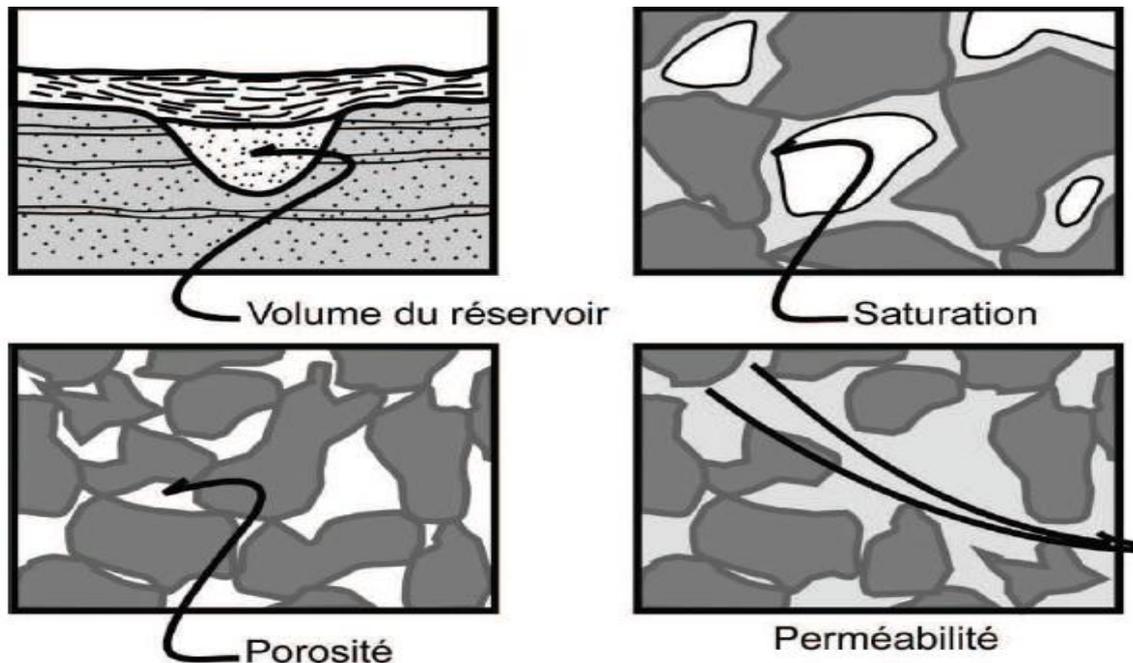
- Son volume,
- Sa porosité,
- Son taux de saturation,
- Sa perméabilité,
- Les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau).

La première approche consiste à faire des forages. Lorsqu'il s'agit de forages à but hydrogéologique, ils sont le plus souvent carottés, par contre en prospection pétrolière il s'agit en général de forages destructifs [5].

**II.2. Caractéristique pétrophysiques des réservoirs :**

Une roche sédimentaire est constituée de grains, d'une matrice et de pores qui contiennent les fluides. La matrice lie les grains entre eux. En absence de la matrice, la roche est meuble. En diagraphie, le terme matrice est utilisé pour désigner la partie solide de la roche.

Le volume poreux d'une roche est généralement très hétérogène. Les pores présentent des formes irrégulières et sont plus ou moins reliés entre eux par des canicules étroites et tortueuses (Figure : II. 1).



(Figure : II. 1): Volume, porosité, saturation, perméabilité d'un réservoir [5].

**II.2.1-La porosité ( $\Phi$ ) :**

Correspond au volume total occupé par les vides de la roche ( $V_p$ ) divisé par le volume total de la roche ( $V_t$ ), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction [7] :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100$$

Où :  $\Phi$  : la porosité en (%),

$V_p$  : le volume des pores en ( $m^3$ )

$V_t$  : le volume total de la roche en ( $m^3$ ).

En diagraphie on distingue :

- ❖ **La porosité utile ( $\Phi_u$ ) :** La porosité utile (ou connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. Il peut exister des pores qui ne communiquent pas entre eux.
- ❖ **La porosité résiduelle ( $\Phi_r$ ):** Due aux seuls pores non reliés. Il peut s'agir soit de vides intra-cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple), soit inter cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits.

La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25% à la porosité totale.

On peut trouver six type (porosité première, secondaire, matricielle, fissurale, utile ; résiduelle) la valeur de porosité classer à partir les intervalles suivants :

$\Phi < 5\%$	Porosité Négligeable.
$5 < \Phi < 10\%$	Porosité Faible.
$10 < \Phi < 15\%$	Porosité Moyenne.
$15 < \Phi < 20\%$	Porosité Bonne.
$\Phi > 20\%$	Porosité Très bonne.

**II.2.2.-La perméabilité (K) :**

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier 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 est donnée par Loi améliorée de Darcy [7] :

$$K = \frac{Q\mu L}{S(P1-P2)}$$

Avec :

Q : le volume d'eau écoulé par unité de temps [cm<sup>3</sup>/s en unités CGS],

P1: la pression entrante [atm en unités CGS]. ; P2 : la pression sortante [atm en unités CGS],

S : la surface de la couche filtrante [cm<sup>2</sup> en unités CGS],

K : la perméabilité [Darcy en unités CGS],

μ : la viscosité du fluide [centpoise en unités CGS],

L : la longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS].

On distingue :

- ❖ **Perméabilité absolue** : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
- ❖ **Perméabilité effective** : quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.
- ❖ **Perméabilité relative** : c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

La valeur de perméabilité classée à partir les intervalles suivants :

1 < K < 10 MD	Faible.
10 < K < 50 MD	Médiocre.
50 < K < 200 MD	Moyenne.
50 < K < 200 MD	Bonne.
K > 500 MD	excellente.

Lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores, la perméabilité mesurée est la perméabilité **absolue** pour ce fluide.

Lorsque plusieurs fluides sont présents dans une roche, on définit la perméabilité **effective** de chacun des fluides. Elle est toujours inférieure à la perméabilité **absolue**. Elle exprime la

propriété d'une roche à être traversée par un fluide en présence d'autres fluides, Elle dépend de la roche et de la saturation des différents fluides.

La perméabilité **relative** d'un fluide est le rapport perméabilité effective / perméabilité absolue.

A cause de l'hétérogénéité des roches, la perméabilité varie suivant la direction considérée. Dans un gisement, on est amené à distinguer la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.

La perméabilité est dite faible de 1 à 10 md, médiocre de 10 à 50 md, moyenne de 50 à 200 md, bonne de 200 à 500 md et excellente si supérieure à 500 md. La perméabilité des meilleurs réservoirs pétroliers est de l'ordre de quelques darcy.

Les diagraphies différées ne permettent pas de mesurer directement la perméabilité. Elle peut être déterminée en laboratoire à partir des carottes - mais la mesure présente un caractère ponctuel - ou à partir des essais de puits qui fournissent une valeur concernant un volume de roche beaucoup plus important (d'autant plus important que la durée du test est longue).

### II.2.3 : Saturations (S) :

Il est essentiel de connaître la nature des fluides qui occupent les pores de la roche. La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pore  $V_p$  de l'échantillon [7].

On définit ainsi :

- la saturation en eau  $S_e = \frac{V_e}{V_p}$  ( $S_w$  (water))
- la saturation en huile  $S_h = \frac{V_h}{V_p}$  ( $S_o$  (oil))
- la saturation en gaz  $S_g = \frac{V_g}{V_p}$  ( $S_g$  (gas))

Avec :  $S_e + S_h + S_g = 1$

Lors de la migration des hydrocarbures le déplacement de l'eau sus-jacente n'a jamais été complète. En effet, la perméabilité à un fluide devient nulle quand la saturation en ce fluide devient trop faible : ce seuil est appelé la saturation irréductible (pour le fluide considéré). En conséquence, il y aura toujours de l'eau dans un gisement. Appelée eau interstitielle. Ceci est

la conséquence des phénomènes capillaires liés à l'exigüité des pores : l'eau est un fluide "mouillant" qui s'étale sur les surfaces solides et va rester piégée dans les pores les plus petits. Les valeurs courantes de la saturation en eau interstitielle sont de :  $10 \% < S_{wi} < 35 \%$ .

Les mesures des saturations proviennent essentiellement des diagraphies.

### II.3. Invasion d'une formation poreuse perméable par le fluide de forage :

Dans le cas le plus général, les formations forées contiennent des fluides (eau et pétrole) qu'il est important de maintenir en place afin d'éviter leur venue en surface. Pour cela, la boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent.

Dans ces conditions, il se produit dans la formation une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes : c'est le **filtrat**. Les particules dispersées, elles, s'accumulent sur la paroi du trou, formant le dépôt de boue encore appelé **gâteau de boue**. Ou **mud cake**.

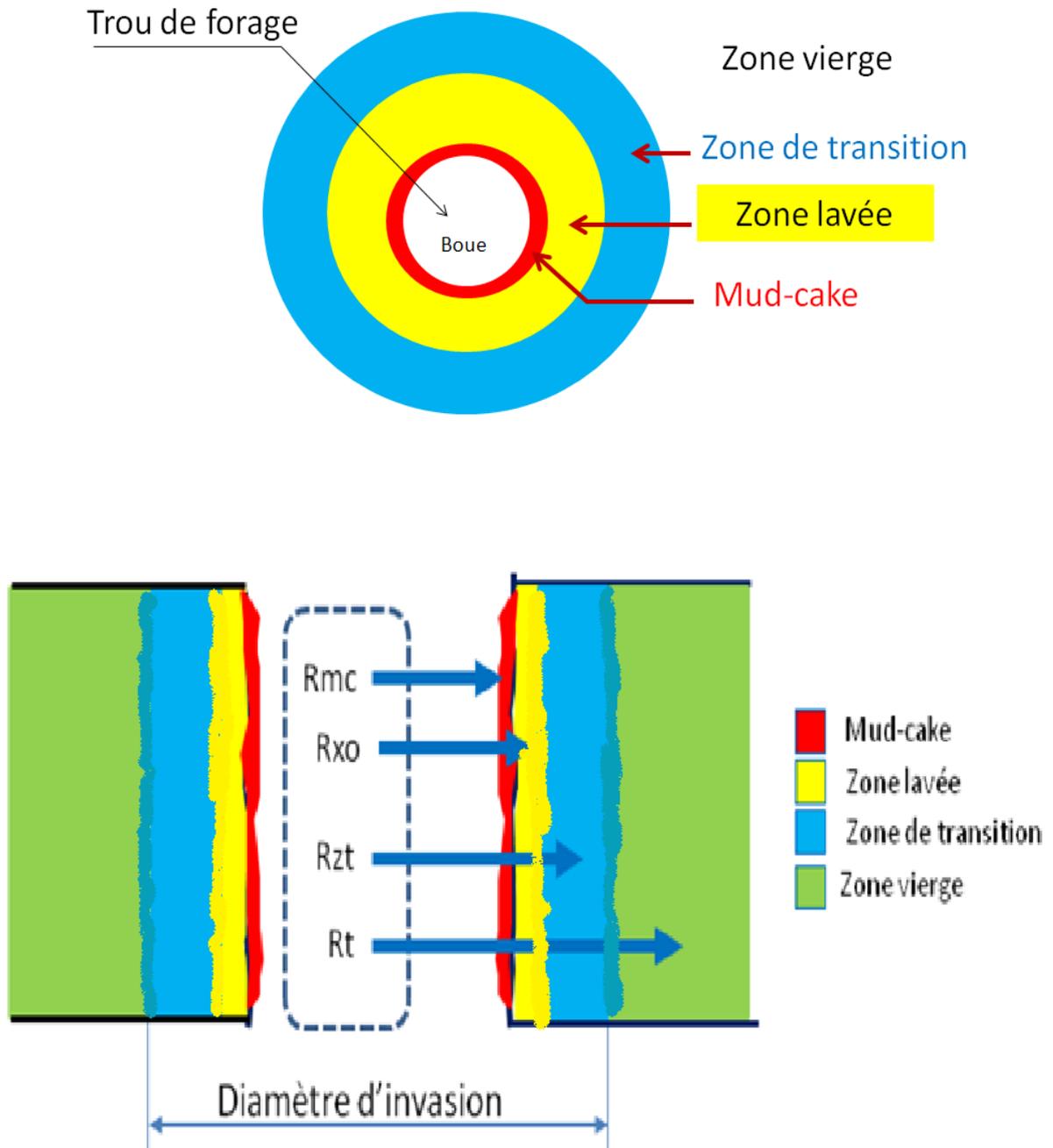
La composition, l'épaisseur et la perméabilité du mud cake dépendent surtout de la nature de la boue. L'épaisseur du mud cake varie en général entre 1/8 et 1" (3 mm à 2.54 cm).

Ce mud cake a une perméabilité faible et c'est lui qui conditionne en partie la filtration, petit à petit la filtration va diminuer puis stopper.

Le filtrat, lui, envahit la formation, perturbe la répartition des fluides en place, et ses caractéristiques physiques contribuent à modifier celles des formations [5].

La figure suivante montre la représentation schématique de **l'invasion d'une formation** par le filtrat de boue :

- La boue de résistivité **R<sub>m</sub>** remplit le trou de forage.
- La filtration a laissé un mud cake de résistivité **R<sub>mc</sub>**.
- Le filtrat de boue, phase aqueuse de résistivité **R<sub>mf</sub>**, a sur une certaine distance refoulé toute l'eau de formation créant la zone lavée. Cette zone a pour résistivité **R<sub>xo</sub>**.
- Puis la quantité de filtrat diminue jusqu'à ce que l'on retrouve dans la zone vierge la saturation complète des pores par l'eau de formation dont la résistivité **R<sub>w</sub>** contribue à donner à la formation sa résistivité **R<sub>t</sub>**.
- La zone s'étendant de la paroi du trou jusqu'à la limite atteinte par le filtrat est la zone envahie de résistivité **R<sub>i</sub>**, son extension est symbolisée par son diamètre **d<sub>i</sub>**.



(Figure : II. 2):Représentation schématique de l'invasion. [7].

#### II.4. Diagraphies différée :

##### II.4.1 : Introduction :

Les diagraphies sont devenues des moyens indispensables pour l'exploration et l'exploitation des gisements, les premières ont été enregistrées en 1927 par les frères Schlumberger.

### II.4.2. Définition :

Les diagraphies différées sont des enregistrements continus de paramètres physiques. La mesure se présente sous forme d'une courbe qui montre les variations du paramètre physique en fonction de la profondeur. Le phénomène mesuré peut être naturel ou provoqué. Les outils utilisés peuvent être centrés dans le puits ou appliqués contre la paroi du trou. Les outils ont des profondeurs d'investigation et des pouvoirs de résolution très variables.

Avec les diagraphies en trou ouvert, nous limiterons aux outils qui permettent une mise en évidence rapide sur chantier des zones réservoirs, de déterminer la lithologie, la porosité et les saturations de ces zones. Ce sont : le caliper, le gamma ray, les outils de résistivité et d'induction, le neutron, l'outil de densité et le sonique...

L'utilisation de la diagraphie dans notre étude consiste, essentiellement, de [5] :

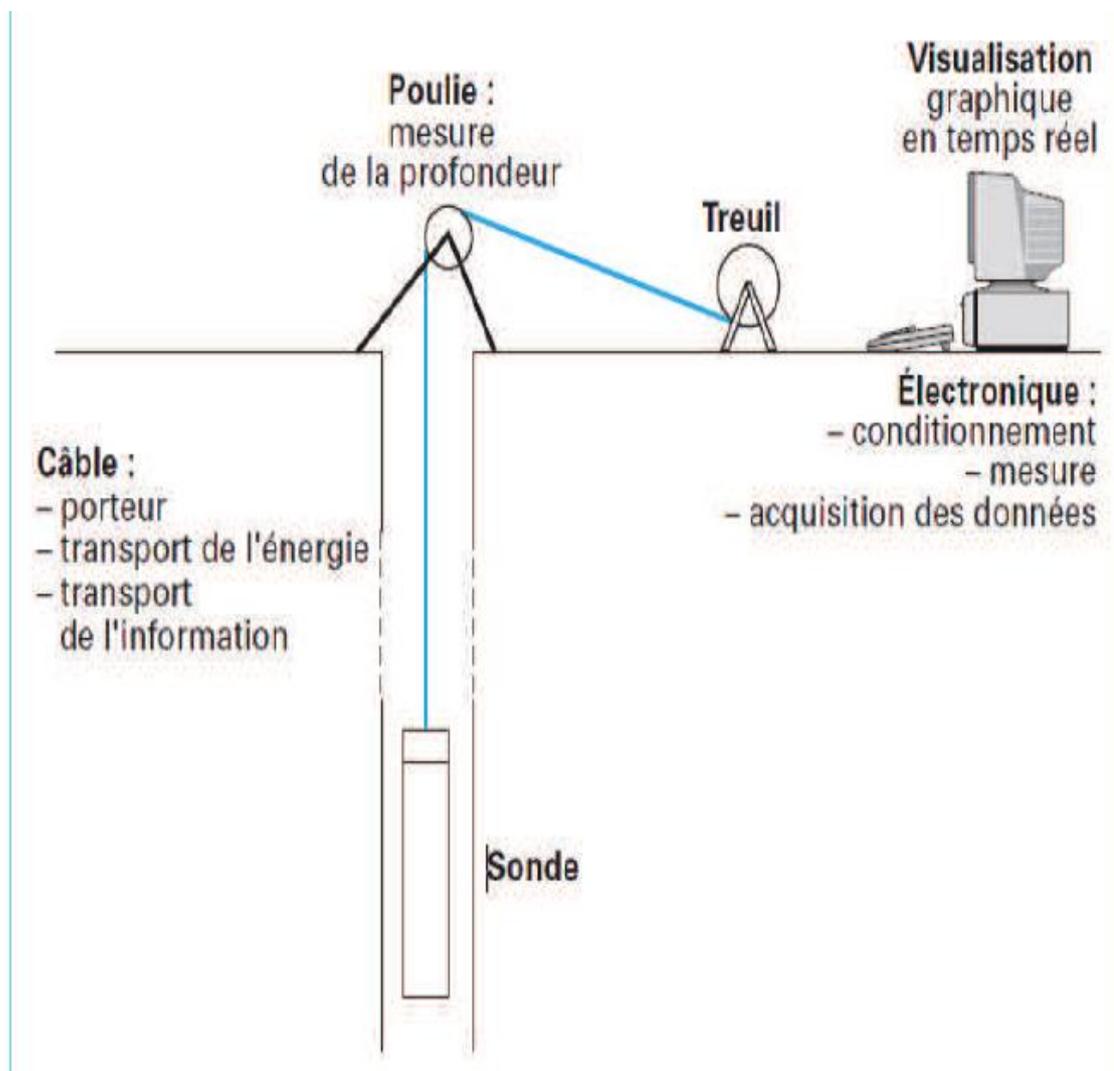
- Déterminer le volume d'argile (en %) dans les formations aquifères à partir de GR (Gamma –Ray).
- Délimiter les bancs perméables (Gamma –Ray).
- Évaluer la porosité des formations à partir de combinaison des outils sonic Neutron et densité.

### II.4.3. Les moyens techniques d'enregistrement :

L'ensemble des équipements utilisés pour l'enregistrement des diagraphies comprend (Figure .II. 3):

- **UN TREUIL** : volumineux et puissant sur le tambour duquel sont enroulés plusieurs milliers de mètres de câble. Le câble est un organe essentiel dont le rôle est à la fois mécanique et électrique. Fixé à une extrémité du tambour, il se termine à l'autre extrémité par un raccord rapide qui permet la connexion mécanique et électrique avec l'outil descendu dans le trou de forage. Le câble assure la transmission, vers l'outil, de l'énergie électrique assurant son fonctionnement, et permet le retour en surface des signaux émis par l'outil. C'est le défilement du câble qui permet la mesure des profondeurs. La mesure des profondeurs est une mesure imparfaite ; le câble, en effet est soumis à des efforts considérables, il peut s'allonger sous l'effet de son poids ou par vieillissement, certains outils collent à la paroi du trou, il peut aussi y avoir des dépôts de boue sur le câble ou sur la molette. Une première chose à faire avant toute interprétation est de recalibrer les diagraphies entre elles.
- **Les circuits de contrôle et de commande** : des appareils de mesure, ainsi que les équipements de traitement de l'information. Ils sont réunis dans des "panels" que l'on met en place dans des supports adaptés en fonction des outils utilisés.

- **Les outils** : ce sont les appareils que l'on descend dans le trou de forage, à l'extrémité du câble. Cela peut aller de la simple électrode aux outils à plusieurs patins et aux outils de diagraphies de production en prospection pétrolière.
- **Un système d'enregistrement** : L'avancement du film ou du papier est synchrone du déroulement du câble et l'enregistrement se fait en fonction de la profondeur. De plus en plus un enregistreur digital remplace les dispositifs analogiques.



(Figure : II. 3).Schéma général d'un matériel de diagraphie [7].

### II.4.4. Présentation d'une diagraphie:

La présentation est très importante. Sur l'en tête du log on doit voir figurer un certain nombre de renseignements indispensables (**Figure : II. 4**).

- le nom de la compagnie,
- le numéro du forage et ses coordonnées,
- l'outil utilisé,
- tous les autres logs enregistrés en même temps, c'est-à-dire pendant la même opération,
- Depth. Driller : la profondeur atteinte par le forage,
- Depth .Logger : la profondeur maximum atteinte par le log,
- Btm log interval : la profondeur à laquelle le log commence véritablement,
- Top log interval : la profondeur à laquelle le log est arrêté,
- Type fluid in Hole : le type de fluide remplissant le forage, type de boue avec ses Caractéristiques, densité, viscosité, pH, etc.,
- Source sample : provenance de l'échantillon de boue, en général, pris à la dernière circulation,
- Rm (m = mud = boue) : résistivité de la boue,
- Rmf (mudfiltrate) : résistivité du filtrat,
- Rmc (mud cake) : résistivité du mud cake,
- Time since circulation : temps qui s'est écoulé après la dernière circulation jusqu'au log,
- Permanent datum : niveau de référence (très important en diagraphies pour l'eau),
- Casing : tubage,
- KB : Kelly bush, élévation de la table de forage.

<b>Schlumberger</b>			
<b>Company:</b>		<b>SH-DP-HMD</b>	
<b>Well:</b>		<b>HTFN-6</b>	
<b>Field:</b>		<b>HASSI TERFA</b>	
<b>Rig Name:</b>		<b>Rigless</b>	<b>Country: Algeria</b>
<b>Rig Name:</b> Rigless <b>Field:</b> HASSI TERFA <b>Location:</b> HASSI TERFA <b>Well:</b> HTFN-6 <b>Company:</b> SH-DP-HMD	Thermolog in 4.5" Liner		
	Date: 11-Apr-2018		
	Scale: 1/200		
	HASSI TERFA X: 793 908.3003 m Y: 3 473 013.8609 m		Elev.: K.B. 158.00 m G.L. 150.35 m D.F. 158.00 m
	Permanent Datum: Log Measured From: Drilling Measured From:	Ground Level Kelly Bushing Kelly Bushing	Elev.: 150.35 7.65 m above Perm.Datum
Rig Name: Rigless	Section: 4.5"	Longitude: 6° 5' 21.92" E	Latitude: 31° 21' 24.949" N
Logging Date	11-Apr-2018		
Run Number	R2A		
Depth Driller	3473.00 m		
Schlumberger Depth	3467.00 m		
Bottom Log Interval	3466.00 m		
Top Log Interval	3150.00 m		
Casing Fluid Type	Water		
Salinity			
Density	1.2 g/cm3		
Fluid Level	2.44 m		
BIT/CASING/TUBING STRING			
Bit Size	6.00 in		
From	3335.00 m		
To	3473.00 m		
Casing/Tubing Size	4.500 in		
Weight	13.50 lbm/ft		
Grade	P110		
From	0.00 m		
To	3312.55 m		
Max Recorded Temperatures			
Logger on Bottom	Time	11-Apr-2018 16:29:00	
Unit Number	Location:	5508	DZH1
Recorded By	Mlograda		
Witnessed By	Y.HERIDA/S.BENMOUSSA		

(Figure : II. 4): Exemple d'en tête de diagraphies.

### II.4.4. Les différentes diagraphies enregistrées :

Dans notre étude, on a enregistré les diagraphies suivantes :

#### II.4.4.a. Les outils de résistivité et d'induction :

##### II.4.4.a. 1. Définition:

Ce sont les premiers outils de diagraphie à avoir été utilisés. A l'origine, ils servaient surtout à faire des corrélations de puits à puits.

Un courant électrique est envoyé dans la formation et l'on mesure la résistivité globale de la formation. Les matrices, à l'exception des argiles, sont très résistantes. Dans le cas des fluides, seule l'eau salée est conductrice du courant.

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.

Plusieurs combinaisons de résistivité (macro-résistivité et micro-résistivité) sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités **Rt** et **Rxo**.

De nouveaux outils ont été introduits, il s'agit de l' **HRAI**, **AIT** et **HRI** qui enregistrent plusieurs courbes de résistivités.

##### II.4.4.a.2.Principe d'enregistrement :

Une source émettrice (électrode) envoie un signal (courant électrique). Un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source enregistre les réactions du terrain à ce signal. En fait, ça consiste en l'envoi de courant à l'aide de 2 électrodes A et B, et l'enregistrement d'un potentiel entre 2 autres électrodes M et N. La mesure du potentiel permettra de déduire la résistivité [8] .

##### II.4.4.a.3. Application :

- La détermination des différentes résistivités **Rt** et **Rxo**.
- Fournit une image de la distribution radiale du fluide autour du trou de forage ce qui aide à l'évaluation qualitative de la perméabilité du réservoir.
- Estimation du diamètre d'invasion.

On peut dire que la résistivité électrique d'une roche dépend essentiellement :

- **De la qualité de l'électrolyte**, c'est à dire de la résistivité du fluide d'imbibition **Rw** et, par conséquent, de la quantité de sels dissous,

- De la **quantité d'électrolyte** contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est-à-dire de la porosité  $\Phi$
- Du **mode de distribution de l'électrolyte**.

### II.4.4.a.4. La résistivité des roches dans la zone lavée :

Dans la zone lavée la loi d'Archie s'écrit :

$$R_{xo} = F * R_{mf} .$$

**R<sub>xo</sub>** = résistivité de la roche dans la zone lavée.

**R<sub>mf</sub>** = résistivité du filtrat qui remplit les pores de la roche.

**F** = Facteur de formation.

### II.4.4.a.5. La résistivité des roches dans la zone vierge :

Dans la zone vierge la loi d'Archie s'écrit :

$$R_t = F * R_w$$

**R<sub>t</sub>** = résistivité des roches dans la zone vierge.

**R<sub>w</sub>** = résistivité de l'eau d'imbibition.

**F** = Facteur de formation.

En général on utilise pour l'exécution des forages de l'eau prélevée dans les rivières voisines, cette eau est très généralement **plus résistante** que l'eau de formation qui imbibe les roches forées.

On peut alors écrire :

$$R_{mf} > R_w \text{ ce qui entraîne } R_{xo} > R_t.$$

### II.4.4.b. Diagraphies de rayonnement gamma "GR" :

#### II.4.4.b.1. Définition:

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturelle émis par les formations traversés par le forage son symbole est le **GR** est son unité est l'**API**.

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Les facteurs influençant la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, le temps mort, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs.

Il est enregistré pour tous les puits d'études [9].

#### II.4.4.b.2. Application :

- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur.
- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.

- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Une approche de la perméabilité.

### II.4.4.b.3. Le principe :

Les rayons gamma sont des rayonnements électromagnétiques des photons de haute énergie émis spontanément lors de la désintégration des éléments radioactifs instables. Ces ondes électromagnétiques sont caractérisées par leur longueur d'onde  $\lambda = 1 \text{ \AA}$ . En passant à travers la matière, le rayon va perdre de l'énergie par des collisions successives avec les atomes de la formation (effet Compton). Après avoir atteint un certain niveau énergétique, il sera absorbé par l'effet photoélectrique dont le résultat sera l'émission d'un électron. De ce fait, on définit une épaisseur d'absorption moitié qui est la distance au bout de laquelle la moitié du rayonnement a été absorbée par les atomes de la formation. La radioactivité observée dans les formations sédimentaires varie de quelques API pour l'anhydrite jusqu'à 300 API et plus pour les argiles.

### II.4.4.b.4. Le paramètre enregistré :

Il existe plusieurs outils gamma ray ; on peut en effet mesurer tout l'éventail des émissions gammas produites par la formation ou, par un choix convenable de fenêtres d'énergie, faire une discrimination entre le rayonnement dû au potassium, celui dû au thorium et celui dû à l'uranium.

On parle dans ce cas de spectrométrie gamma.

Le volume d'argile au point X se calcule alors de la façon suivante :

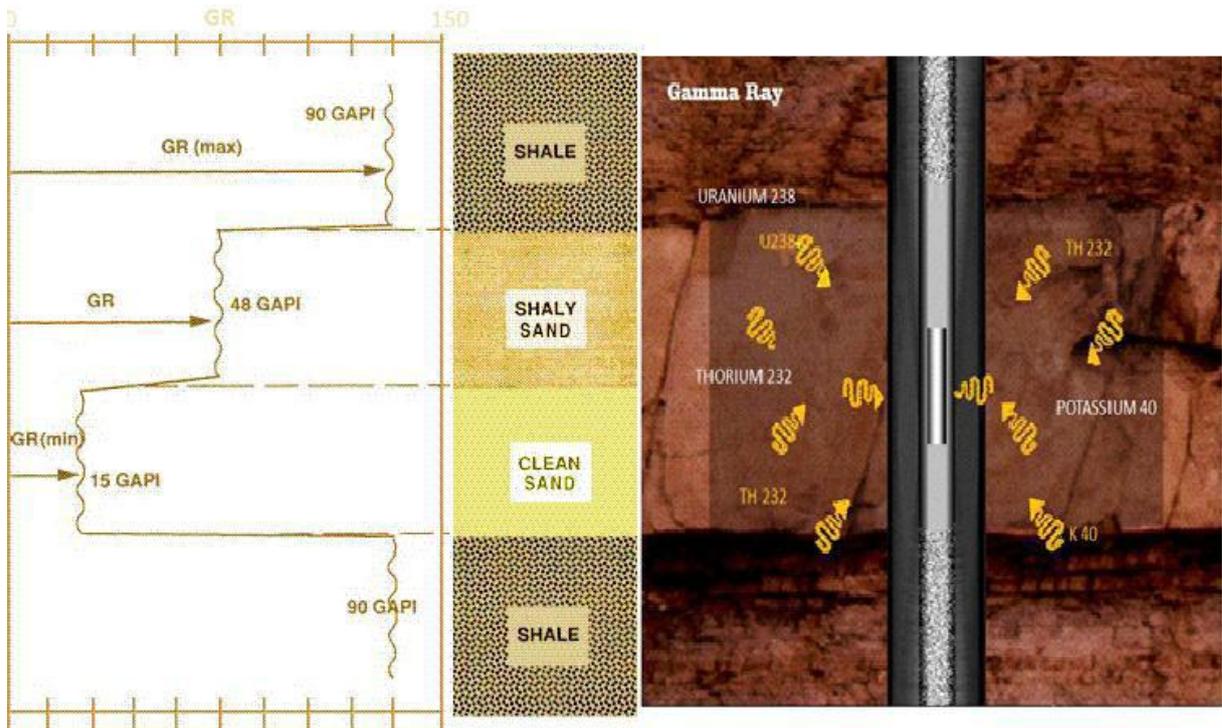
$$V_{sh}(\%) = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Avec :

**Vsh** : volume d'argile .

**GRmin** : GR lu en face du banc de grès le plus propre du réservoir .

**GRmax** : GR lu en face d'une argile non cavée.



(Figure II. 5): Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir [13].

#### II.4.4.c. Mesure du diamètre du trou (caliper) :

##### II.4.4.c. 1. Définition :

La mesure du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance (Figure : II. 6) .

Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres.

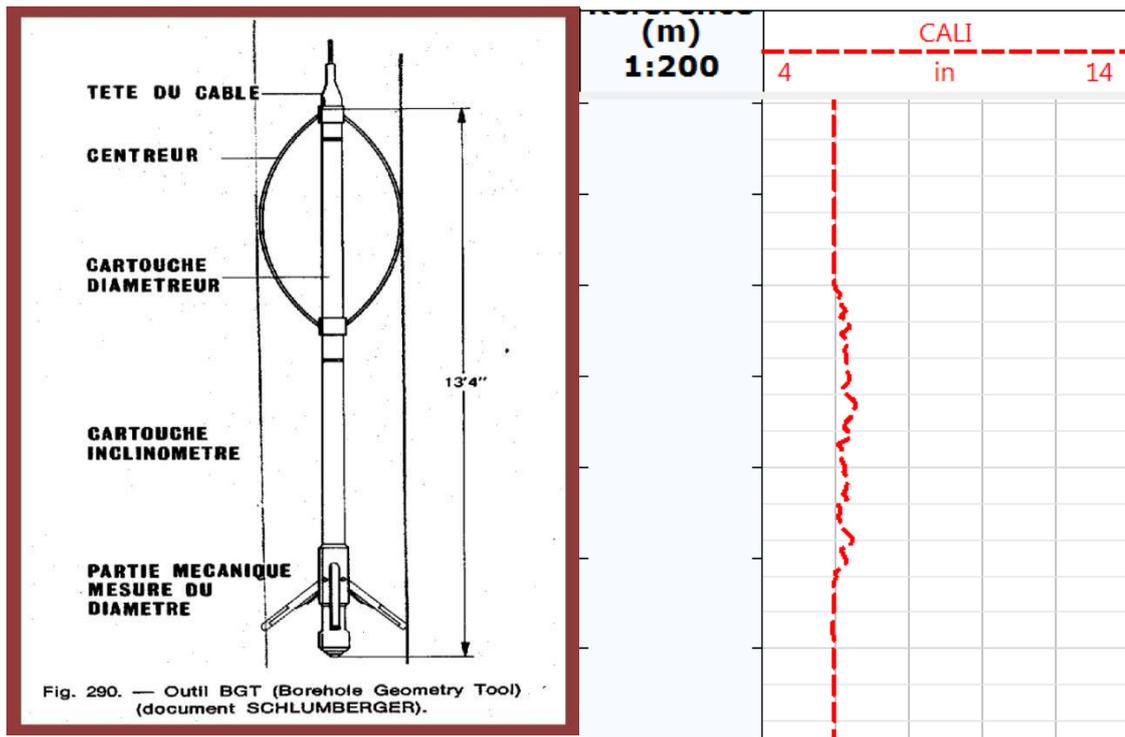
Le log du caliper enregistré, est une échelle qui varie entre 6 et 16 in.

Il est enregistré pour tous les puits d'étude [9].

L'outil comprend :

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

La sonde est motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil pouvant être réalisées dans le trou. Les informations peuvent être enregistrées sur film ou bande magnétique. Enfin il est combinable avec un gamma-ray.



(Figure : II. 6) : Influence de la lithologie sur le caliper et représentation des enregistrements [13].

#### II.4.4.c.2. Application :

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour

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

#### II.4.4.d. Diagraphies neutron (Indice d'hydrogène) :

##### II.4.4.d.1. Définition :

A l'aide de sources appropriées on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre **4** et **6 MeV**.

Grâce à leur vitesse initiale élevée (**10.000 Km/s**), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement de leur énergie.

La mesure de ( $\Phi_{th}$  ou  $\Phi_n$ ) dépend en quelque sorte et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation, ceux-ci étant soit liés à l'eau ou aux l'hydrocarbure (donc à la porosité et à la saturation), soit à la composition moléculaire de la roche, mais aussi à un moindre degré, des autres atomes entrant dans la composition de la roche soit par suite de leur pouvoir ralentisseur, soit par leur pouvoir absorbant.

Les courbes neutrons enregistrés sont en échelle qui varie entre **0,45 et 0,15 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>**

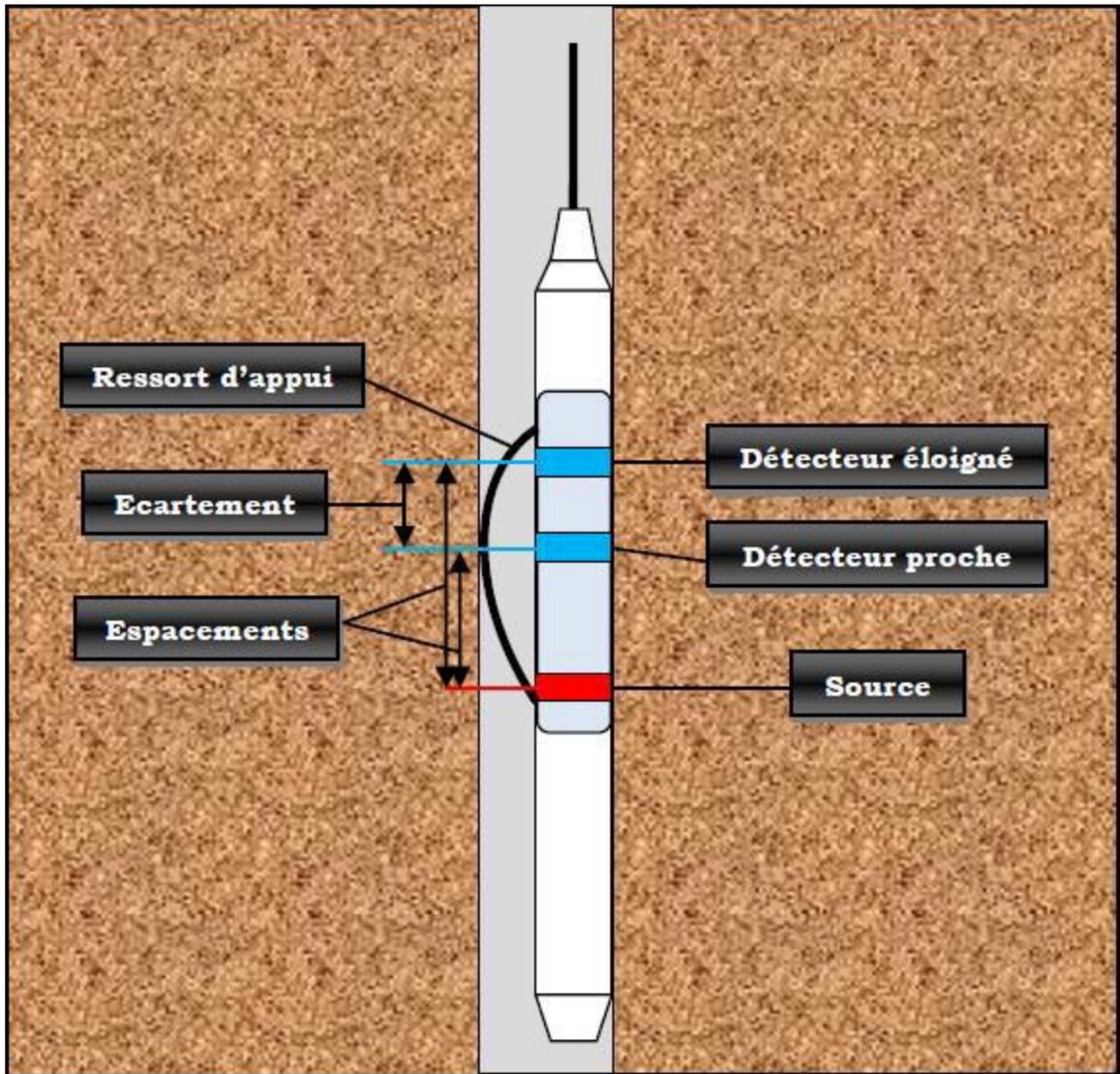
Les sondes utilisées dans notre étude **DSN, CNL [7]** .

### **II.4.4.d.2.Principe :**

C'est un outil à 2 détecteurs développé pour la détermination de la porosité en trou ouvert ou tubé. (**Figure II. 7**) Il mesure la vitesse de décroissement du nombre de neutrons thermiques en fonction de la distance à partir de la source. Cette vitesse dépendra principalement de la porosité. Les légères fluctuations de la porosité engendrées par les variations statistiques sont diminuées par l'utilisation de source de forte énergie ayant un grand flux de neutrons .

### **II.4.4.d.3. Application :**

- La première application des outils neutrons est la détermination de la porosité.
- Combine avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.



(Figure :II. 7): Schéma de la sonde CNL [13].

#### II.4.4.e. Diagraphie densité :

##### II.4.4.e.1. Définition :

Elles sont toutes basées sur le principe de l'intersection entre une radioactivité incidente et les composantes de la formation soumises au bombardement radioactif. La source radioactive utilisée est généralement le  $C_0^{60}$  et le  $C_s^{137}$ , elle émet des rayonnements gamma qui heurtent les atomes de la formation.

Trois types d'interactions se produisent suivant l'énergie des photons incidents :

- L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieure à 0,1 MeV.
- L'effet Compton si l'énergie des photons est entre 0,1 à 1 MeV.
- L'effet de production de paire si l'énergie des photons est supérieure à 1,01 MeV.

Les diagraphies densité sont sensibles aux rayons gamma liés aux effets Compton ; de même pour des études minéralogiques, le développement des sondes de densité a rendu possible les énergies sensibles aux domaines photoélectriques.

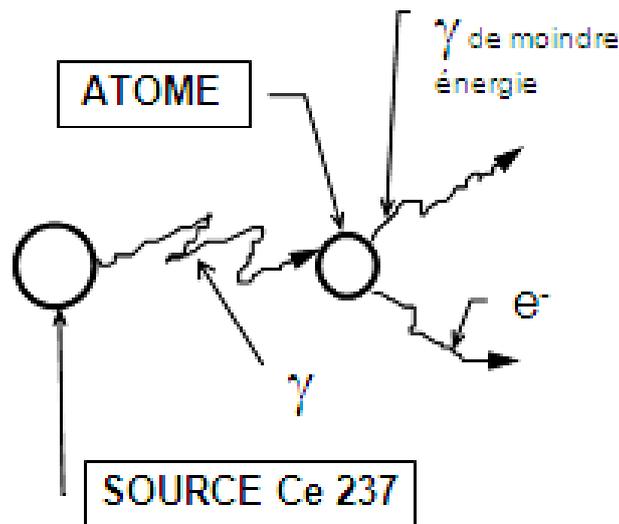
Les courbes de densité enregistrées sont en échelle de sensibilité **1,95 à 2,95 g/cm<sup>3</sup>**.

Les différents outils de diagraphie densité enregistrés dans notre étude sont SD, LDT [10] .

### II.4.4.e.2. Le principe d'enregistrement :

Une source radioactive Césium 237 est montée sur un des patins de l'outil, appliqué à la paroi du sondage. Cette source émet des rayons gamma d'énergie moyenne  $\approx 1$  MeV dans la formation. Ces rayonnements  $\gamma$  vont entrer en collision avec les électrons des atomes composant la formation, à chaque collision, le rayonnement  $\gamma$  perd de son énergie qu'il communique à l'électron et continue son trajet avec une énergie moindre. Ce type de collision est appelé effet Compton Voir (**Figure : II.8**) ci-contre.

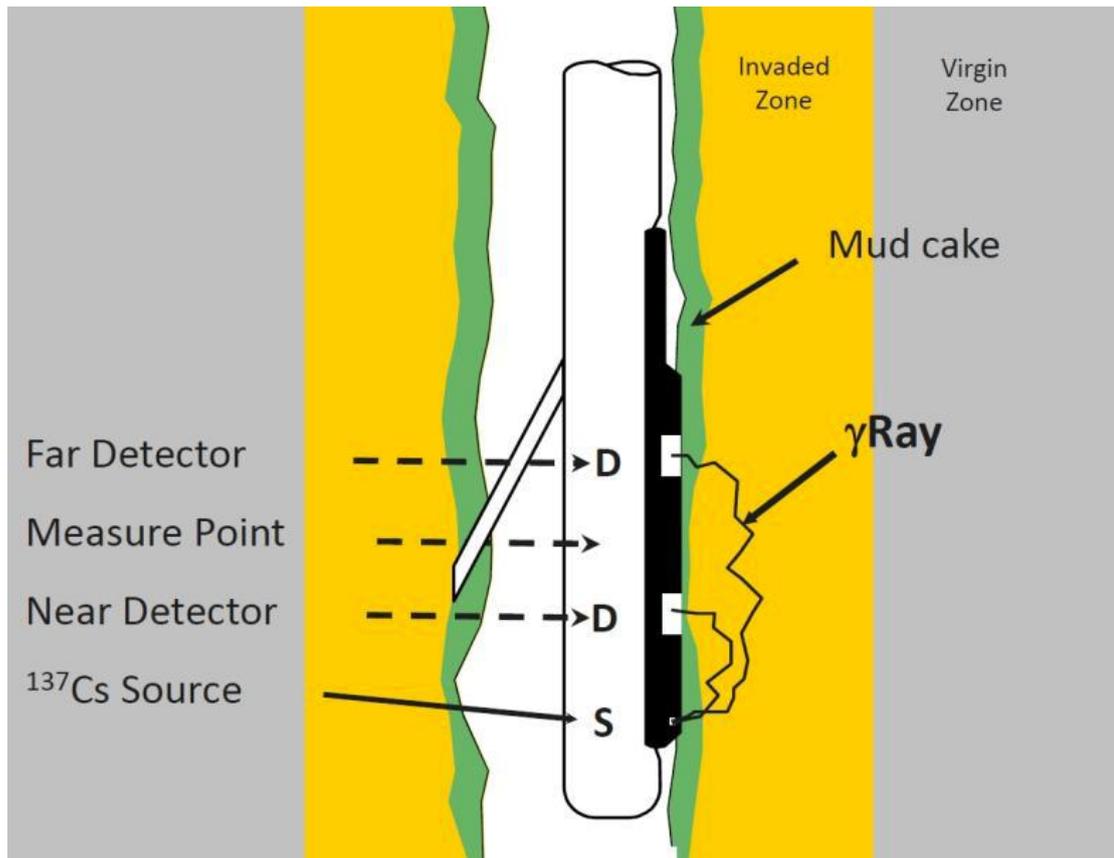
Le nombre de rayons  $\gamma$  atteignant le détecteur, après la collision, est inversement proportionnel à la densité du milieu ; donc proportionnel à la porosité .



(Figure : II. 8) : Schéma d'une interaction de type- « effet Compton »

### II.4.4.e.3. Application :

- Détermination une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.



(Figure : II. 9): Principe de Litho Densité Tool LDT [13].

#### II.4.4.f. Diagraphies sonique :

##### II.4.4.f.1. Définition :

Des ondes acoustiques peuvent se propager dans n'importe quel milieu solide, dans un milieu infini deux types d'ondes se propagent, une onde de compression et une onde de cisaillement. Le principe est de mesurer le temps de propagation d'une onde sonique a travers la formation, pour cela on dispose d'un émetteur et d'un récepteur éloigné sur la sonde. L'échelle du log sonique varie de **140 à 40  $\mu$ s/ft.**

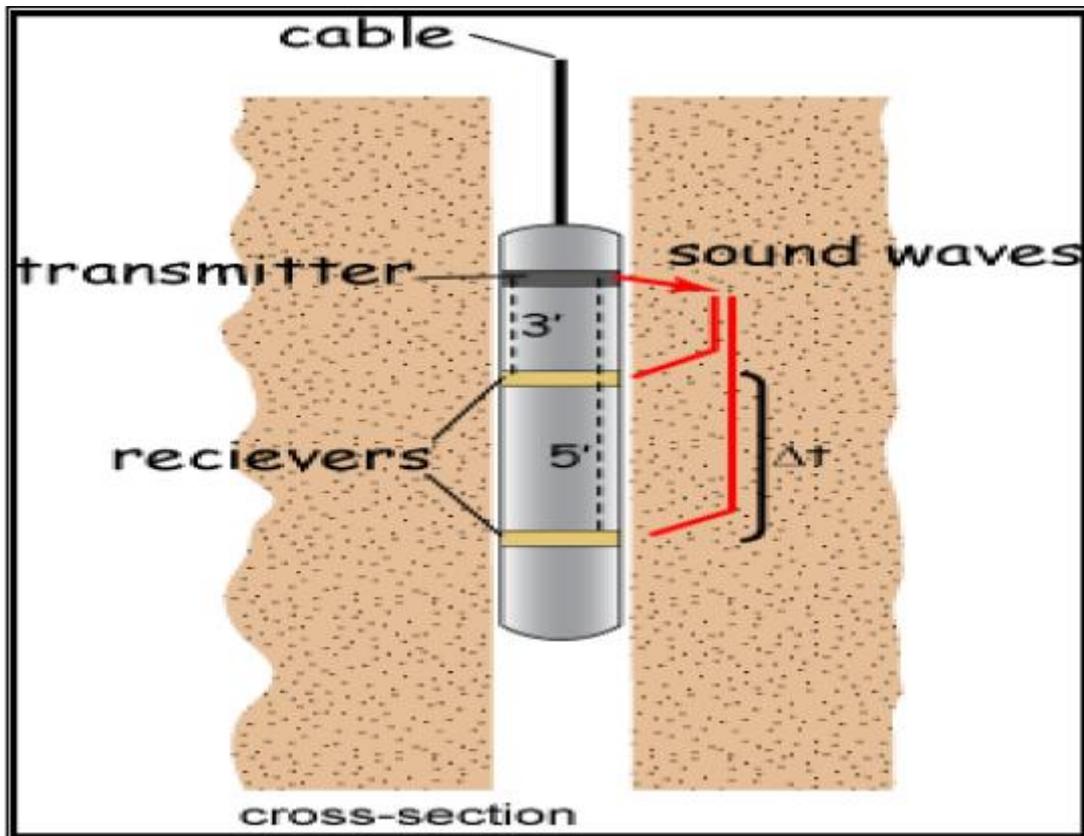
##### II.4.4.f.2. Application :

- Détermination de la porosité.
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- Estimation de la porosité secondaire.

##### II.4.4.f.3. Principe de fonctionnement :

Dans la pratique, le Sonic log mesure le **temps de transit  $\Delta T$**  entre deux récepteurs, d'ondes longitudinales envoyées dans la formation. Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours, les effets de cave et le décentrement de l'outil.

Le temps de transit  $\Delta T$  entre les deux récepteurs se mesure en  $\mu$  secondes par pied,  $\mu\text{s}/\text{pied}$ .  
Le  $\Delta T$  est enregistré en échelle linéaire.



(Figure : II. 10): Schéma représentant le principe de l'outil sonique [13].

### **II.5.Conclusion :**

Les mesures diagraphiques permettent d'estimer le contenu (les saturations et la porosité, volume d'argile) des réservoirs traversés.

Elles permettent également de déterminer le pendage des couches, la détermination des caractéristiques du puits de forage, la comparaison des différents puits entre eux, et de repérer les couches productrices des couches isolantes pour cela en utilise plusieurs outils et chaque outil est considérée comme un complément aux autres outils.

## **Chapitre III**

# **Evaluation pétrophysique des réservoirs Cambriens**

**III.1.Introduction :**

L'interprétation des diagraphies a pour but de mettre en évidence la lithologie, la minéralogie et la nature du fluide de formation. Dans une première approche les paramètres pétrophysiques ont été évalué au niveau des réservoirs Cambriens a l'aide de logiciels techlog qui est commercialisé par la société Schlumberger pour quatre puits situé dans le bassin Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord, Il fait partie de la province triasique de la Plate-forme Saharienne [17] .

**III.2.Techlog 2015.3 :**

Techlog 2015.3 est un logiciel d'évaluation des réservoirs conçu par Schlumberger, qui offre les dernières nouveautés en matière de technologie, permettant ainsi 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...etc [12].

**III.3.Présentation des puits :**

Les enregistrements de diagraphie étaiis faites au niveau des puits (HGAW-04, HGAW-05, HGAW-07, HGAW-08) répartis un peu partout sur le champ de Hassi Messaoud .

**Tableau : III.1: récapitule les cordonnées géographique des puits.**

<b>Puits</b>	<b>Année de forage</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>Z<sub>sol</sub></b>	<b>Z<sub>table</sub></b>
<b>HGAW-4</b>	<b>29/02/2016</b>	<b>768910</b>	<b>3487680</b>	<b>160,424</b>	<b>169,56</b>
<b>HGAW-5</b>	<b>04/06/2016</b>	<b>768062,949</b>	<b>3488181,971</b>	<b>149</b>	<b>158</b>
<b>HGAW-7</b>	<b>21/12/2016</b>	<b>766955,017</b>	<b>3488158,007</b>	<b>175,13</b>	<b>182,4</b>
<b>HGAW-8</b>	<b>04/04/2017</b>	<b>769748.976</b>	<b>3 487305.104</b>	<b>149.30</b>	<b>156.55</b>

**III.4.Diagraphies enregistrées :**

Les enregistrements de diagraphies dans les puits étudiés sont illustrés dans le tableau suivant:

**Tableau : III.2 : Diagraphies enregistrées.**

<b>Puits</b>	<b>Réservoir</b>	<b>Unité</b>	<b>Top (m)</b>	<b>Bottom (m)</b>	<b>Diagraphies enregistrées</b>
<b>HGAW-4</b>	<b>Ordovicien</b>	<b>QH</b>	<b>3334</b>	<b>3386</b>	<b>1° Run:</b> <b>GR/Caliper/Sonic/Resistivity</b>  <b>2° Run:</b> <b>GR/SGR/Density/Neutron</b>  <b>3°Run: Imageries</b>
		<b>GEA</b>	<b>3386</b>	<b>3398</b>	
		<b>AEG</b>	<b>3398</b>	<b>3456</b>	
		<b>Z ALT</b>	<b>3456</b>	<b>3481</b>	
	<b>Cambrien</b>	<b>Ri</b>	<b>3481</b>	<b>3524</b>	
		<b>Ra</b>	<b>3481</b>	<b>3524</b>	
<b>HGAW-5</b>	<b>Ordovicien</b>	<b>QH</b>	<b>3323</b>	<b>3375</b>	<b>1st Run: GR - TCT - BSAT-ACRT</b>  <b>2°Run GR/ DSN/SDLT</b>  <b>3°Run: GR/BSAT</b>  <b>4°Run: GR/GEM.</b>  <b>5°Run: VSP/negative</b>  <b>6°Run: GR - IMAGERIE.</b>  <b>7°Run: RDT.</b>  <b>8°Run: VSP</b>
		<b>GEA</b>	<b>3386</b>	<b>3386</b>	
		<b>AEG</b>	<b>3386</b>	<b>3444</b>	
		<b>Z_ALT</b>	<b>3444</b>	<b>3466</b>	
	<b>Cambrien</b>	<b>Ri</b>	<b>3466</b>	<b>3509</b>	
		<b>Ra</b>	<b>3509</b>	<b>3523</b>	
<b>HGAW-7</b>	<b>Ordovicien</b>	<b>QH</b>	<b>3356</b>	<b>3412</b>	<b>1`Run: GR/Résistivité/Caliper</b>  <b>2`Run: GR/Densite/Neutron</b>  <b>3`Run: GR/Sonic/CCL</b>
		<b>GEA</b>	<b>3412</b>	<b>3425</b>	
		<b>AEG</b>	<b>3425</b>	<b>3488</b>	
		<b>Z ALT</b>	<b>3488</b>	<b>3511</b>	
	<b>Cambrien</b>	<b>Ri</b>	<b>3511</b>	<b>3557</b>	
<b>HGAW-8</b>	<b>Ordovicien</b>	<b>QH</b>	<b>3325</b>	<b>3383</b>	<b>1°Run: GR/Cal/Res</b>  <b>2°Run: GR/sonic/spectra</b>  <b>3°Run: GR/Densité/Neutron</b>  <b>4°Run : VSP</b>
		<b>GEA</b>	<b>3383</b>	<b>3397</b>	
		<b>AEG</b>	<b>3397</b>	<b>3456</b>	
		<b>Z ALT</b>	<b>3456</b>	<b>3477</b>	
	<b>Cambrien</b>	<b>Ri</b>	<b>3477</b>	<b>3524</b>	

Les diagraphies enregistrées pour chaque puits sont représentés dans l'annexe (**Annexe 1, Annexe 2, annexe 3, annexe 4**).

**III.5. Interprétation qualitative :**

**III.5.1. Détermination des zones réservoirs :**

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs poreux et perméables.

Ceci a été fait en s'appuyant sur le log **GR**.

Le **V<sub>Sh cut-off</sub>** représente le volume d'argile à partir duquel on peut considérer une formation poreuse et perméable. On calculera un **GR<sub>cut-off</sub>** grâce à la relation suivante (**SERRA, 2000**):

$$\text{GR}_{\text{cut-off}} = \text{VSh}_{\text{cut-off}} * (\text{GR}_{\text{max}} - \text{GR}_{\text{min}}) + \text{GR}_{\text{min}}$$

Le volume d'argile limite ou cut-off de la région est fixé à 35%. Au-delà de cette valeur, la formation n'est plus productrice et ne constitue plus un réservoir.

Les résultats sont représentés dans le tableau

➤ **Le puits HGAW-04 :**

**Tableau : III.3 : Détermination du GR<sub>cut-off</sub> du puits « HGAW-04 ».**

Réservoirs	GR <sub>min</sub> (API)	GR <sub>max</sub> (API)	GR <sub>cut-off</sub> (API)
Q de Hamra	9	111	44.7
Cambrien Ri	15	139	58.4

➤ **Le puits HGAW-05 :**

**Tableau : III.4 : Détermination du GR<sub>cut-off</sub> du puits « HGAW-05 ».**

Réservoirs	GR <sub>min</sub> (API)	GR <sub>max</sub> (API)	GR <sub>cut-off</sub> (API)
Q de Hamra	11	105	43.9
Cambrien Ri + Ra	14	140	58.1

➤ **Le puits HGAW-07 :**

**Tableau : III.5 : Détermination du GR<sub>cut-off</sub> du puits « HGAW-07 ».**

Réservoirs	GR <sub>min</sub> (API)	GR <sub>max</sub> (API)	GR <sub>cut-off</sub> (API)
Q de Hamra	12	133	54.35
Cambrien Ri	23	136	90.55

➤ Le puits HGAW-08 :

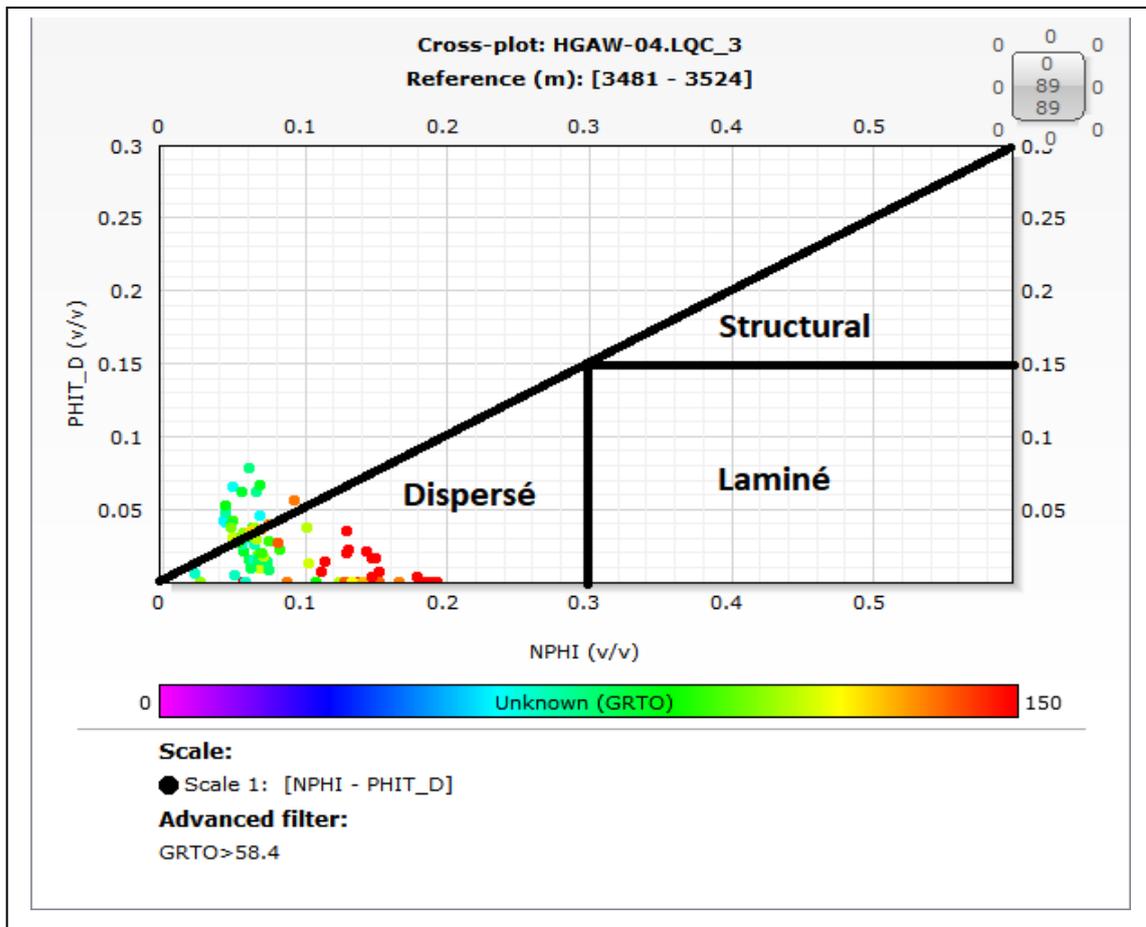
Tableau : III.6 : Détermination du GR<sub>cut-off</sub> du puits « HGAW-08 ».

Réservoirs	GR <sub>min</sub> (API)	GR <sub>max</sub> (API)	GR <sub>cut-off</sub> (API)
Q de Hamra	10	129	51.65
Cambrien Ri	13	142	58.15

III.5.2. Type de distribution des argiles :

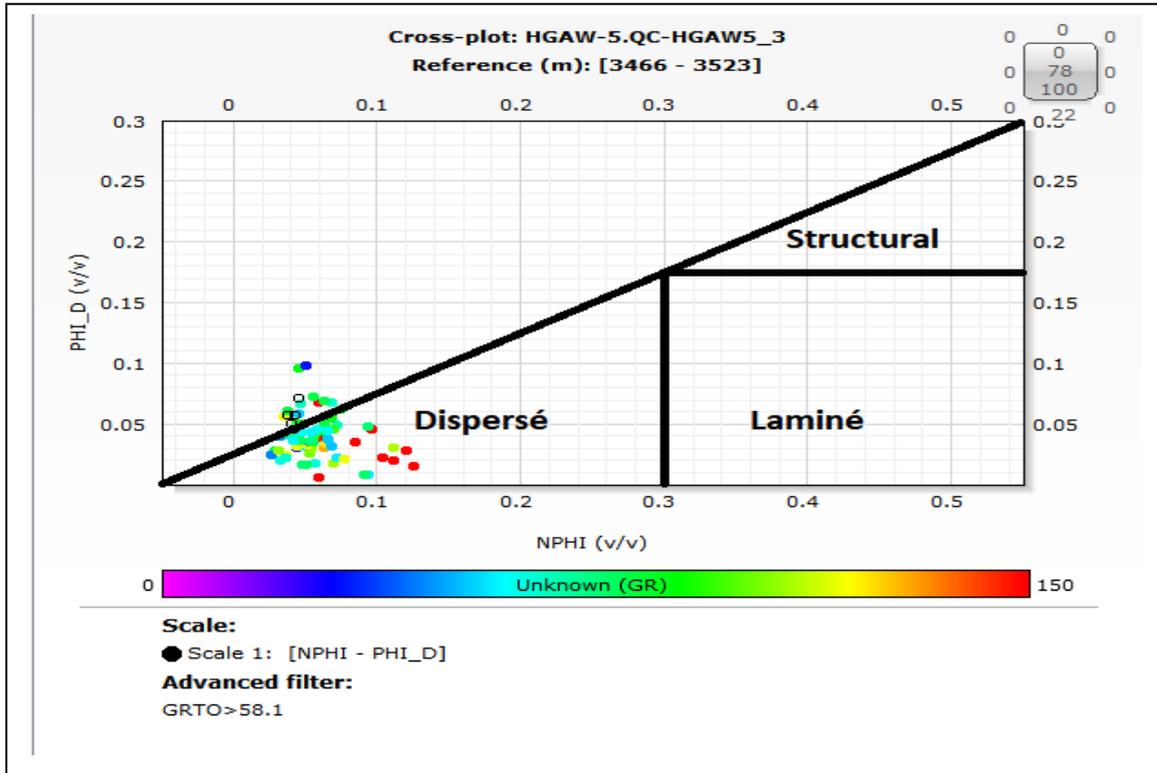
Les paramètres sont déterminés à partir du banc argileux le plus épais, moins cavé et le plus proche du réservoir.

➤ Puits HGAW-04 :



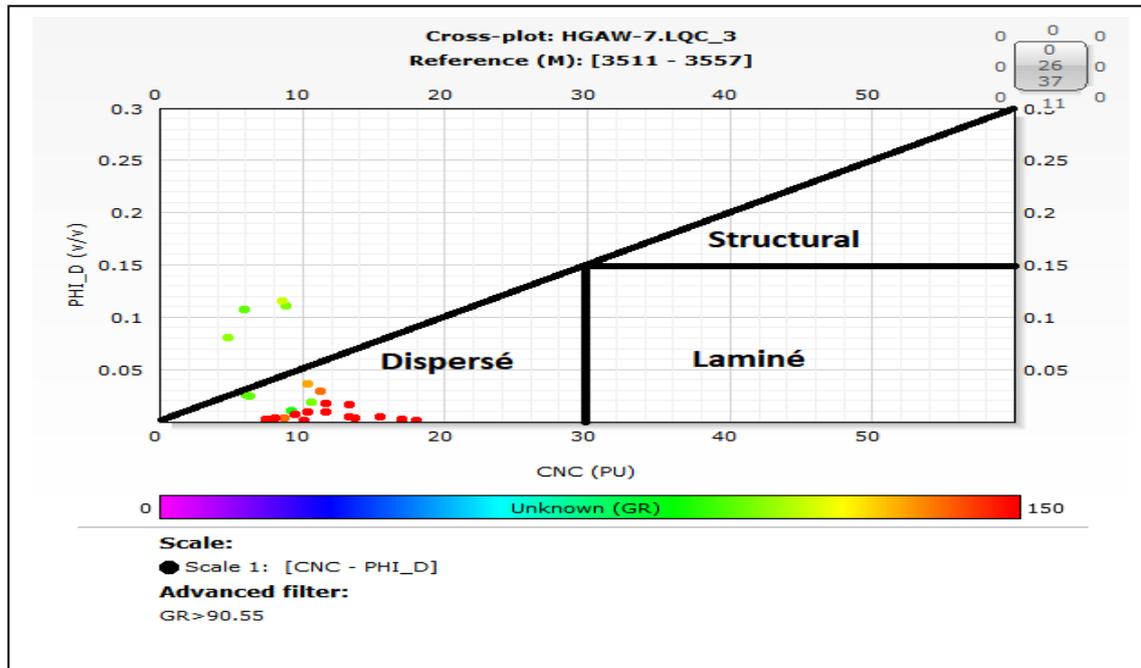
(Figure : III.1): Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW\_04» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron).

➤ Puits HGAW-05 :



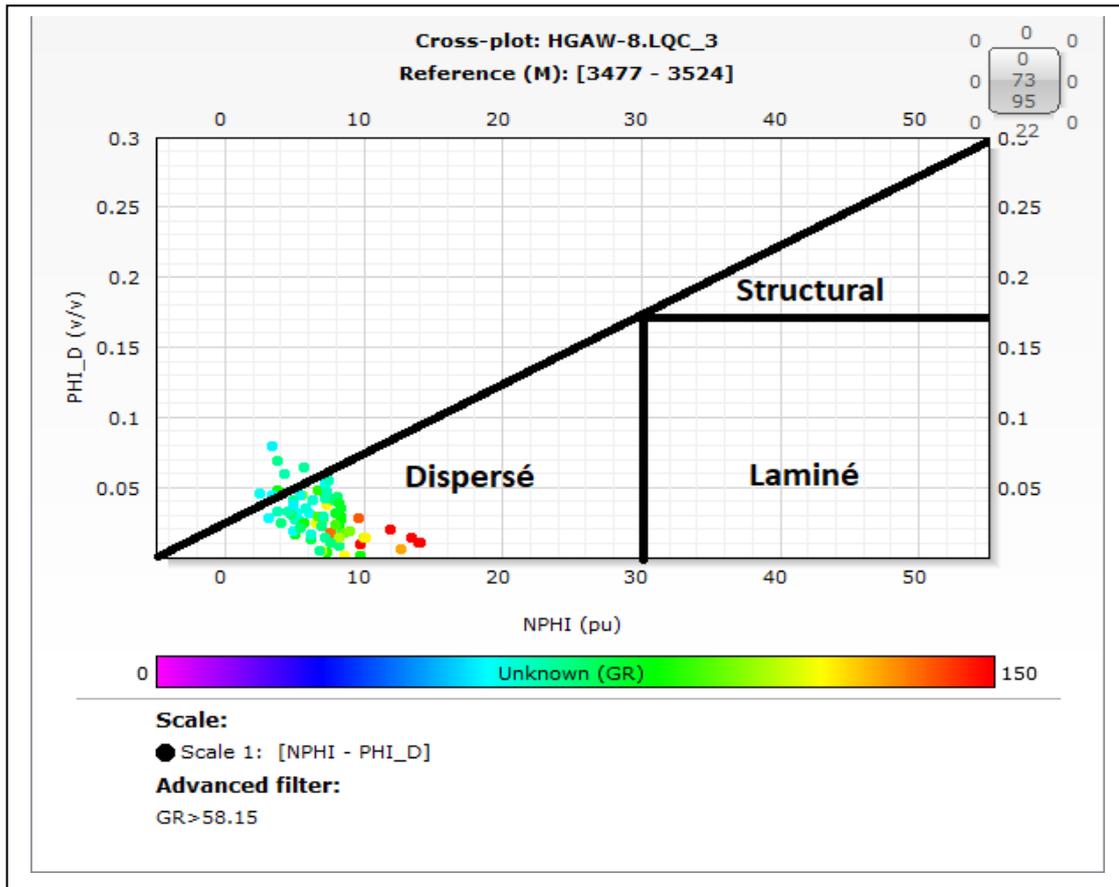
(Figure : III.2): Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-05» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron).

➤ Puits HGAW-07 :



(Figure : III.3): Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-07» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron).

➤ Puits HGAW-08 :



(Figure :III.4): Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-08» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron)

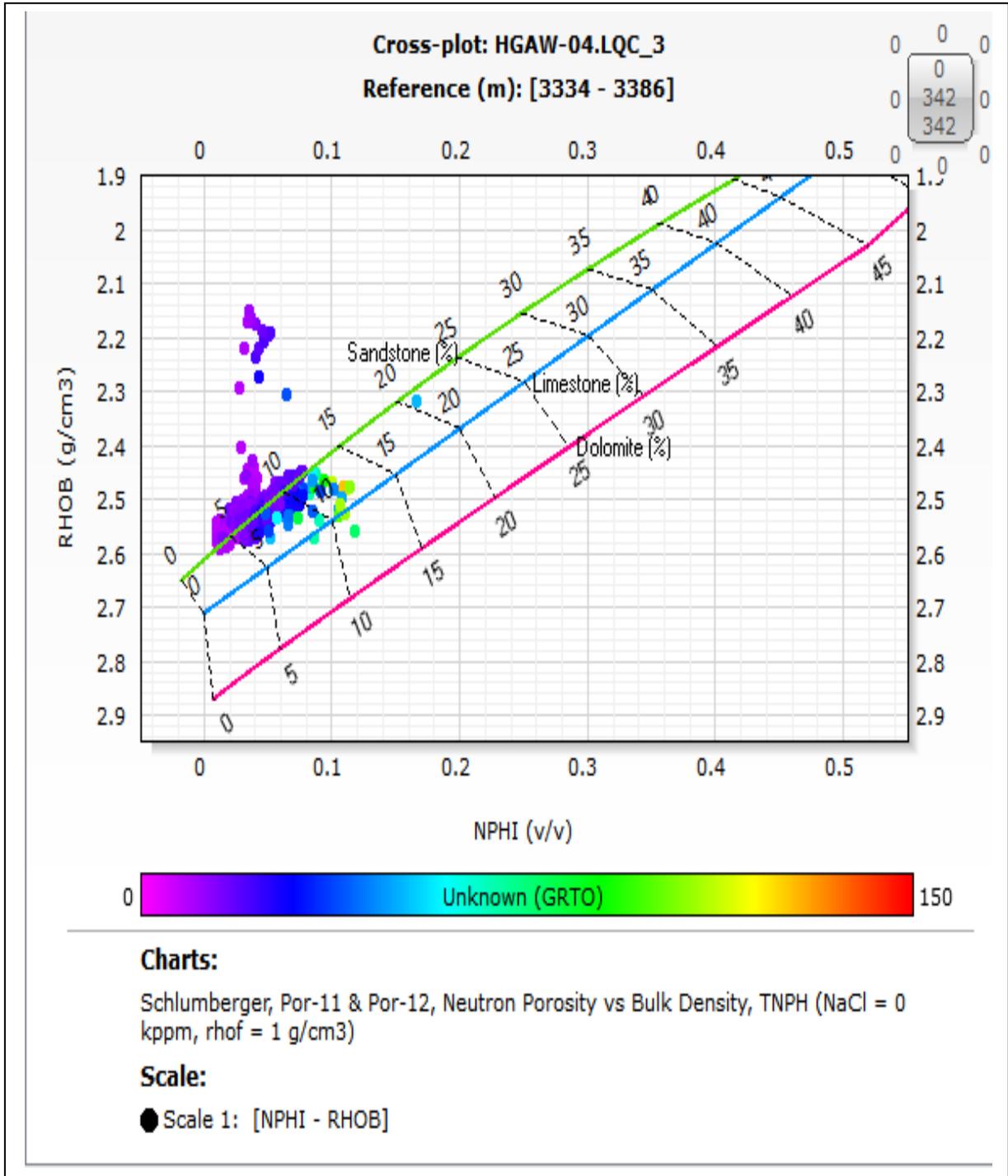
A partir des cross-plots **PHI\_D – PHI\_N** établis au niveau des réservoirs Cambriens des quatre (04) puits nous avons remarqué que le nuage des points est essentiellement réparti dans la zone des argiles « Dispersées » (Fig :III.1) et (Fig :III.2) et (Fig :III.3) et (Fig : III.4) .

Cette méthode nous a permis de constater que les argiles de Hassi Messaoud correspondant principalement au type **dispersé** occupent l’espace poreux.

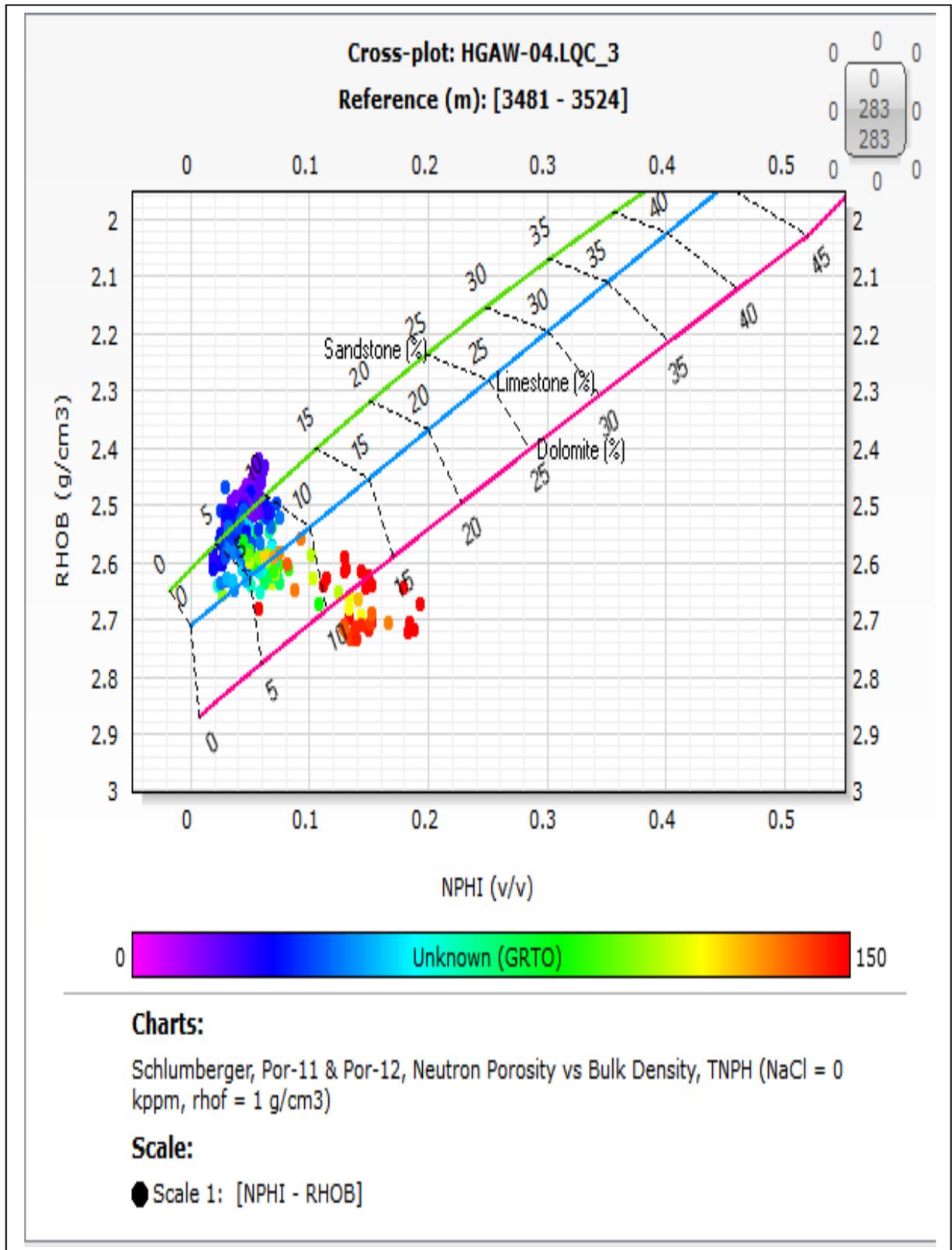
III.5.3. Etude lithologique :

A partir des cross-plot (NPHI-RHOB) établis aux niveaux des réservoirs pour les puits «HGAW-04 » et «HGAW-05 » et «HGAW-07 » et «HGAW-08 » avec GR en Z .

➤ Puits HGAW-04 :

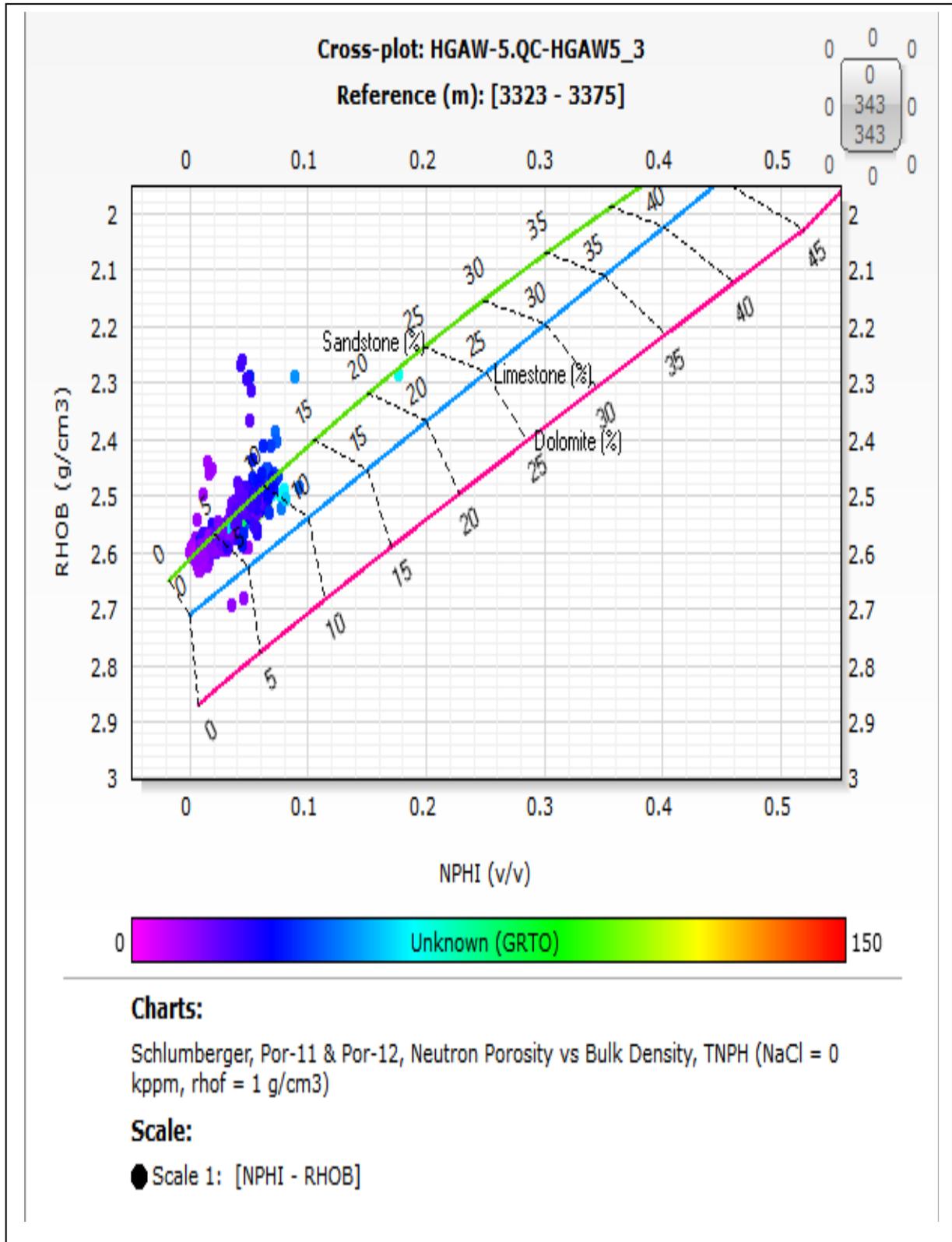


(Figure : III.5): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-04 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra .

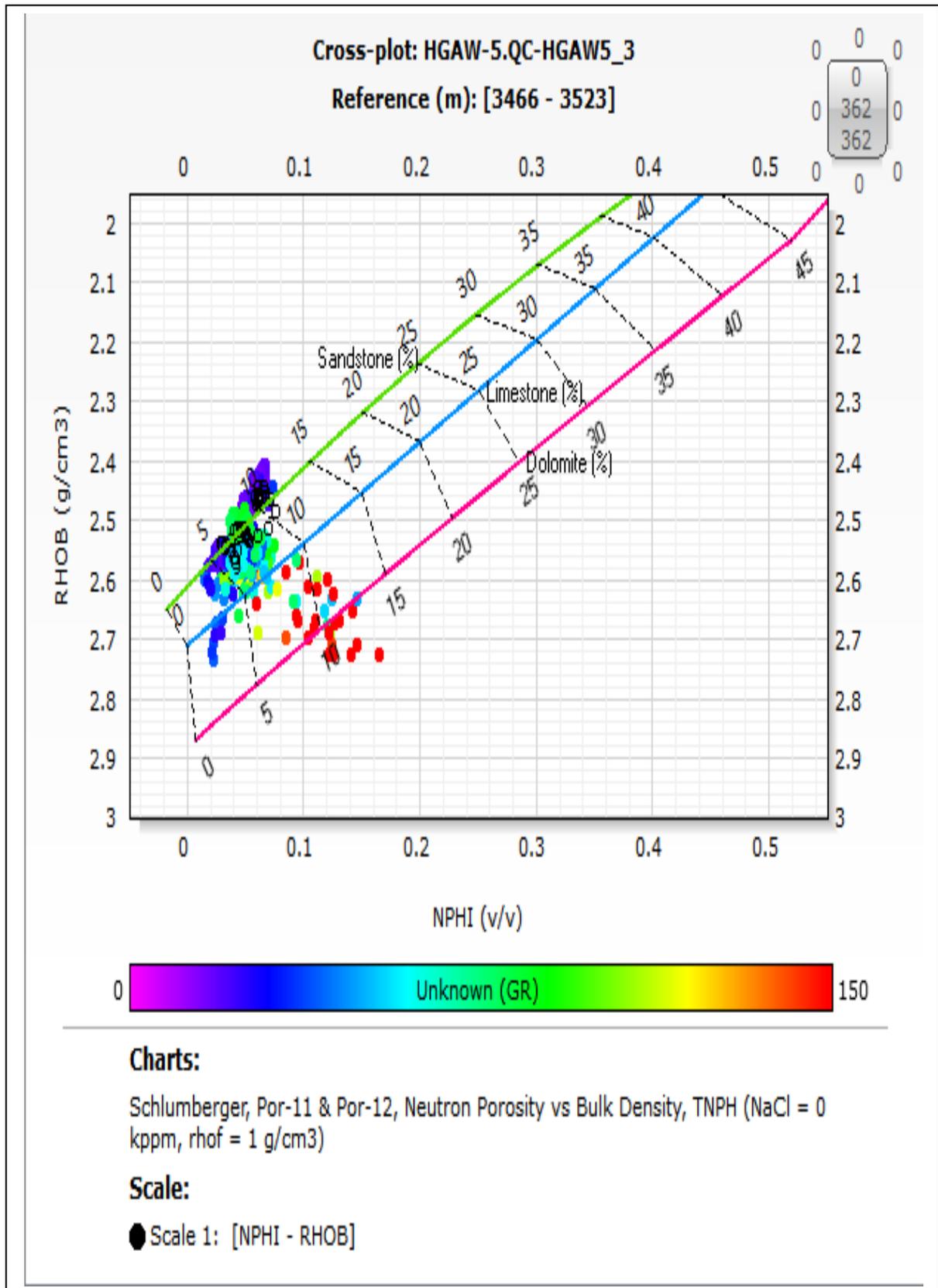


(Figure : III.6): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-04 » au niveau du réservoir L'unité Ri.

➤ Puits HGAW-05 :

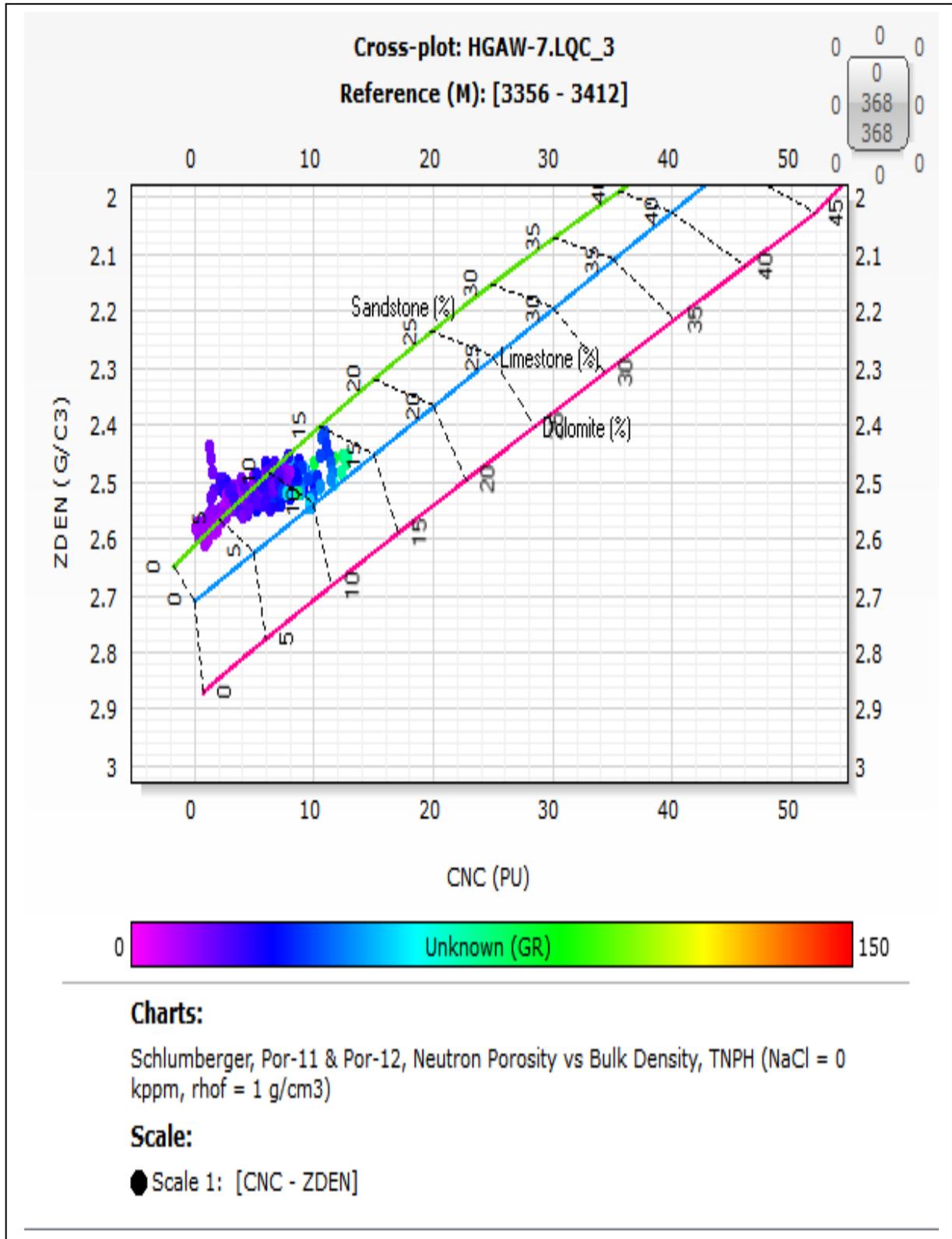


(Figure : III.7): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-05 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra.

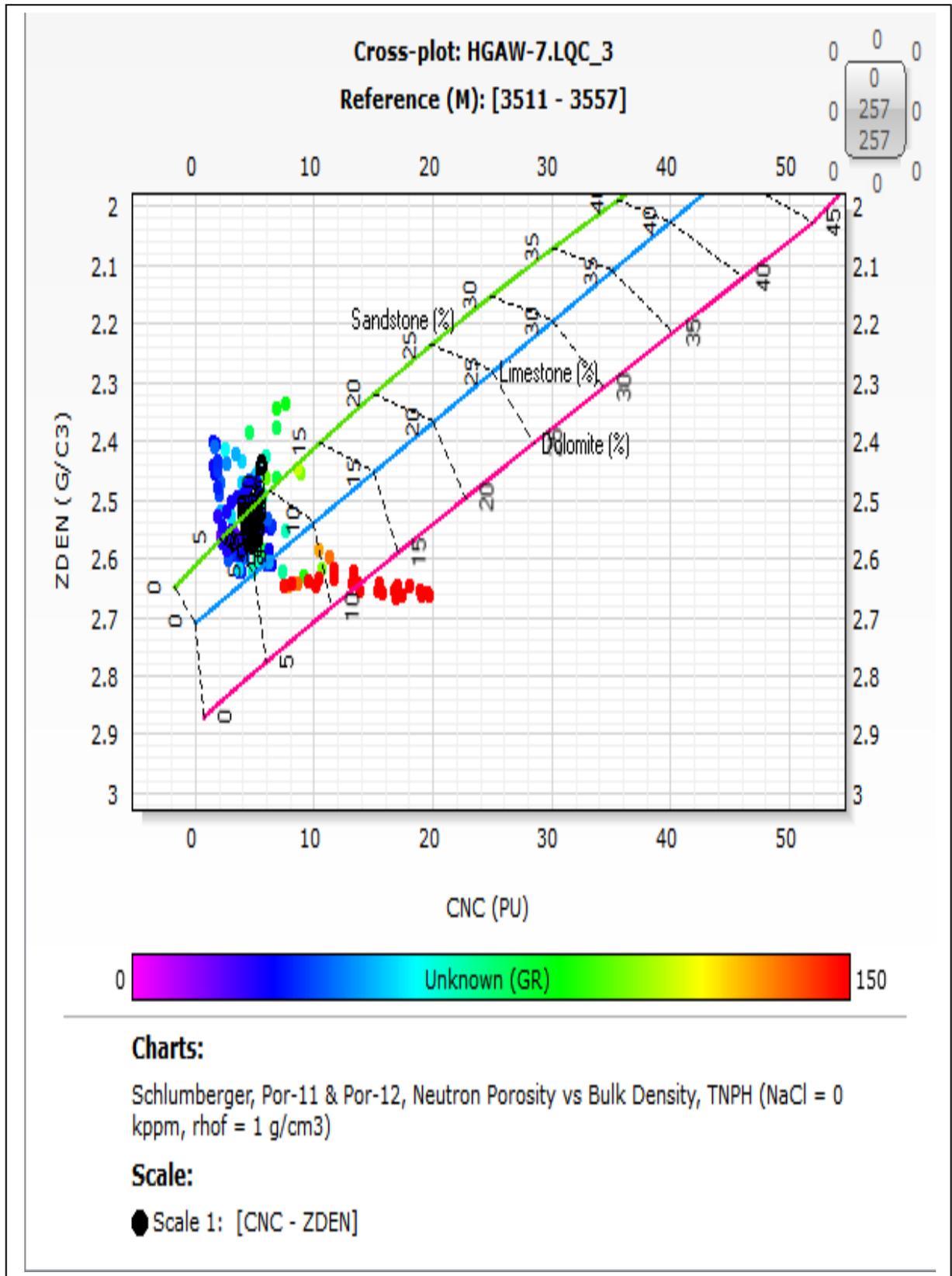


(Figure : III.8): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-05 » au niveau du réservoir L'unité Ri et Ra .

➤ Puits HGAW-07 :

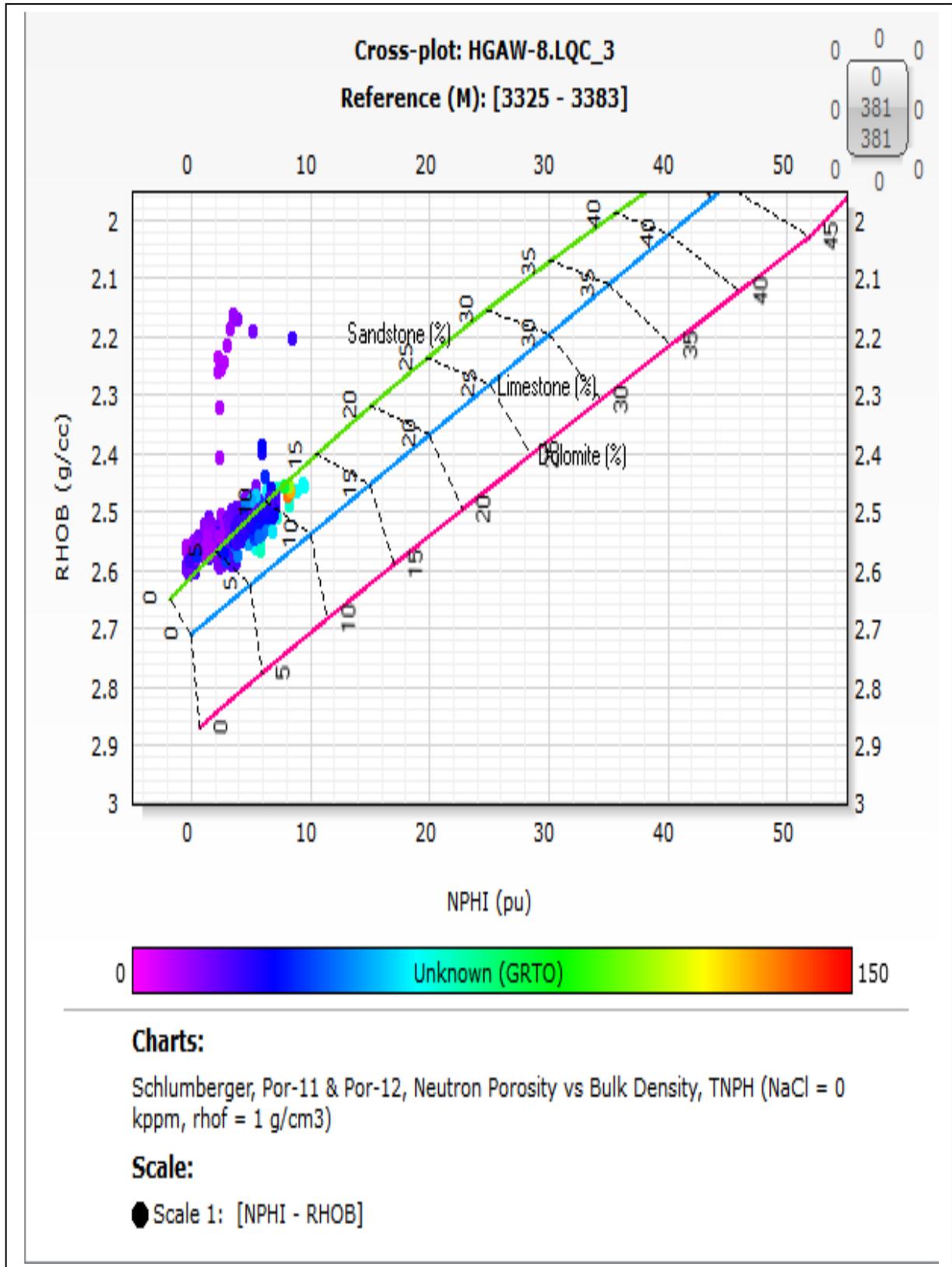


(Figure : III.9): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri.

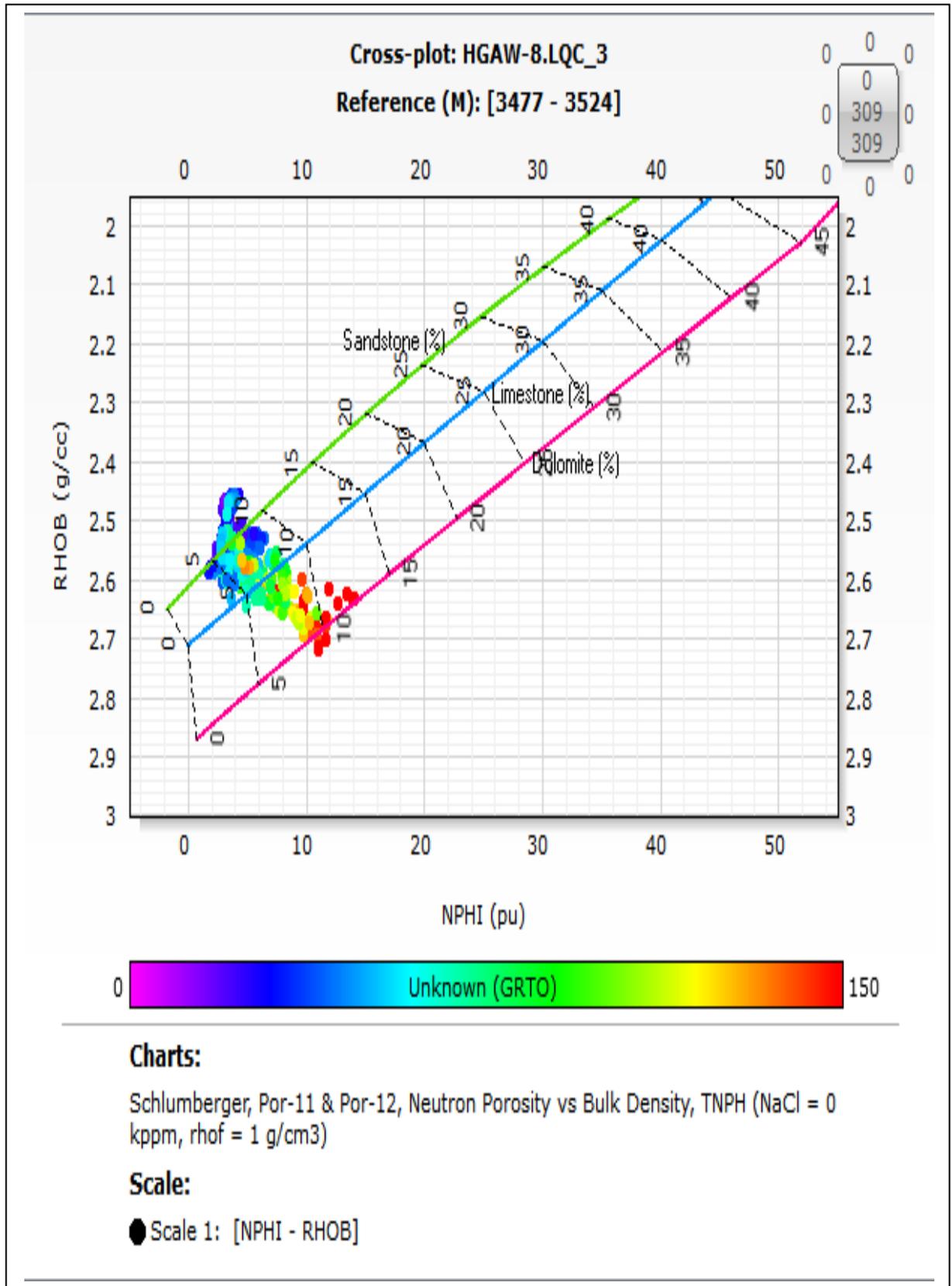


(Figure : III.10): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir L'unité Ri.

➤ Puits HGAW-08 :



(Figure : III.11): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-08 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra.



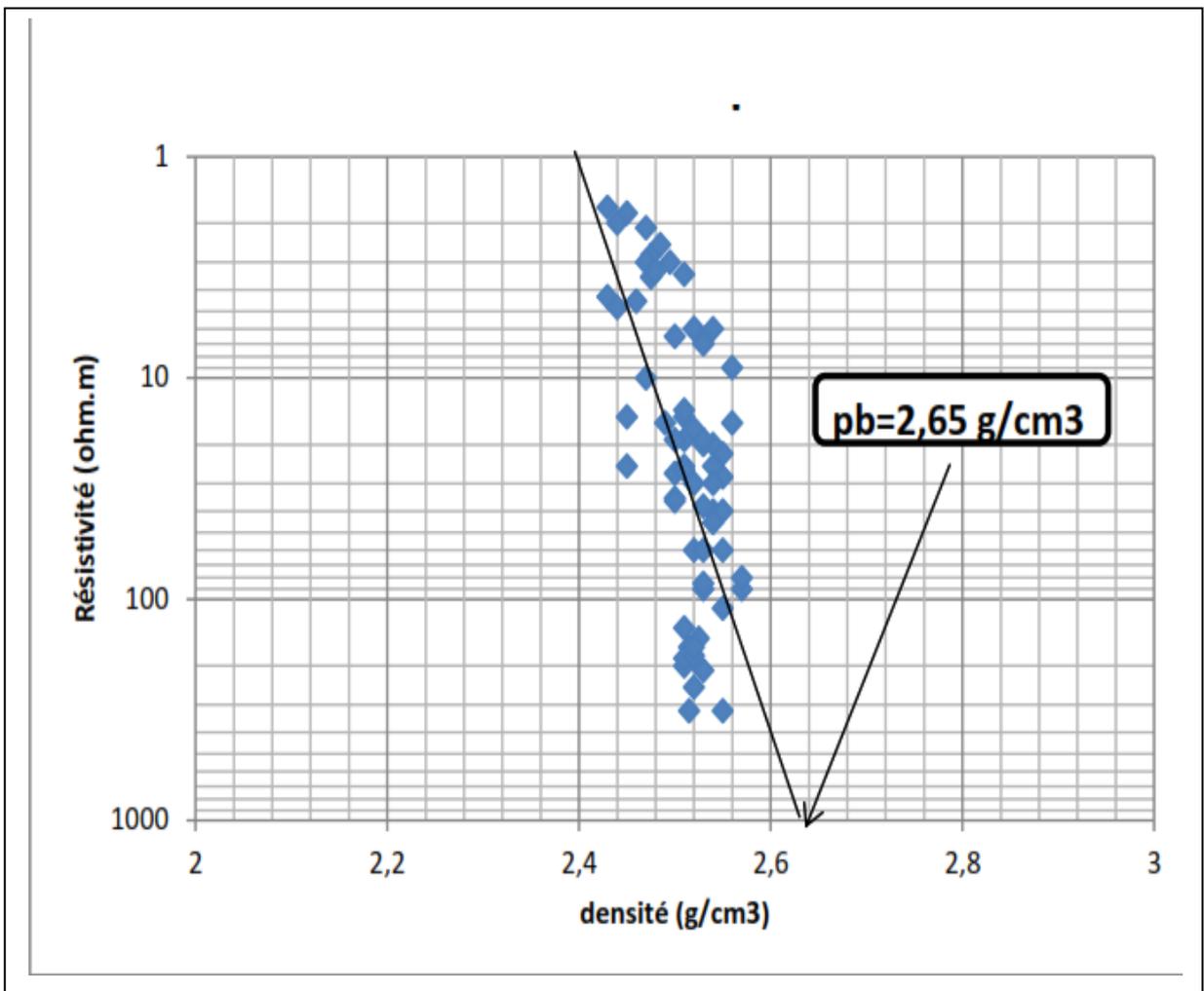
(Figure : III.12): Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-08 » au niveau du réservoir L'unité Ri.

D'après les cross-plots (**NPHI-RHOB**) établis pour les puits au niveau des deux Réservoirs (**Quartzite Hamra**, cambrien **Ri** et **Ra**), on remarque Que la composition Lithologique de Ces réservoirs est Essentiellement composée De **grés** (*Figure : III.5, III.6, III.7,III.8*).

#### III.5.4.Détermination des paramètres matriciels :

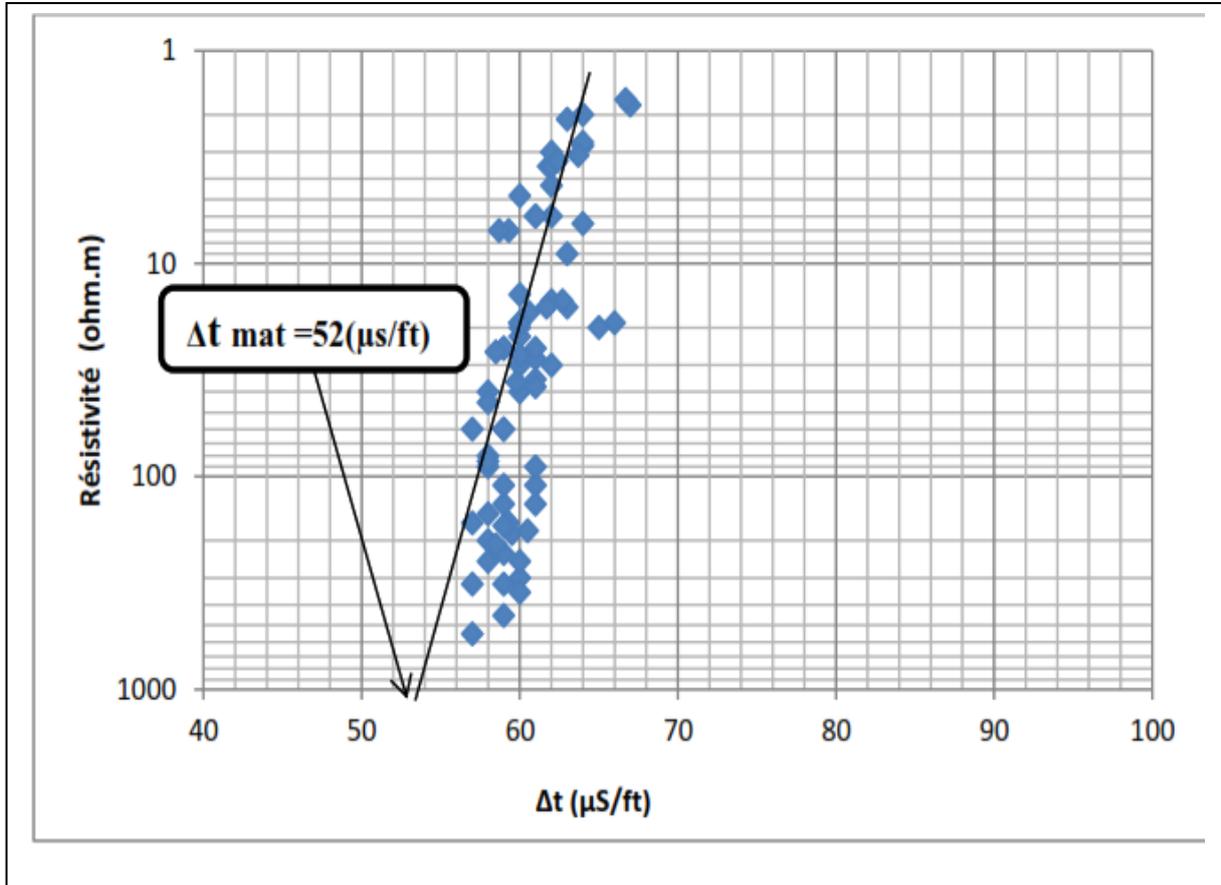
Les paramètres matriciels ( $\rho_{ma}$ ,  $\Delta T_{ma}$ ) sont utiles pour le calcul de la porosité totale. Ils sont déterminés en utilisant un report graphique à partir des données d'une zone propre et aquifère ( $V_{sh} < 10\%$ ).

Le cross plot (**Rt,  $\rho_b$** ) permet de déterminer la densité matricielle  $\rho_{ma}$  par l'intersection de la droite de régression passant par le nuage de points à caractère aquifère avec l'axe des abscisses  $\rho_b$  donne la valeur du paramètre  $\rho_{ma}$  .



(Figure :III.13) :Détermination de la densité de la matrice  $\rho_{ma}$

Le cross plot ( $R_t$ ,  $\Delta T$ ) permet de déterminer la valeur du paramètre matriciel  $\Delta T_{ma}$  en suivant la même procédure que celle du cross plot ( $R_t$ ,  $\rho_b$ ) (Figure : III.10).



(Figure : III.14) : Détermination de temps de parcours matriciel  $\Delta T_{ma}$

D'après ces cross-plots, on déduit les paramètres matriciels des quatre puits « HGAW-04 » et « HGAW-05 » et « HGAW-07 » et « HGAW-08 » qui sont les suivants :

$\rho_{ma}$ (g/cc)	$\Delta T_{ma}$ ( $\mu$ s/ft)
2.65	52

### III.6. Interprétation quantitative :

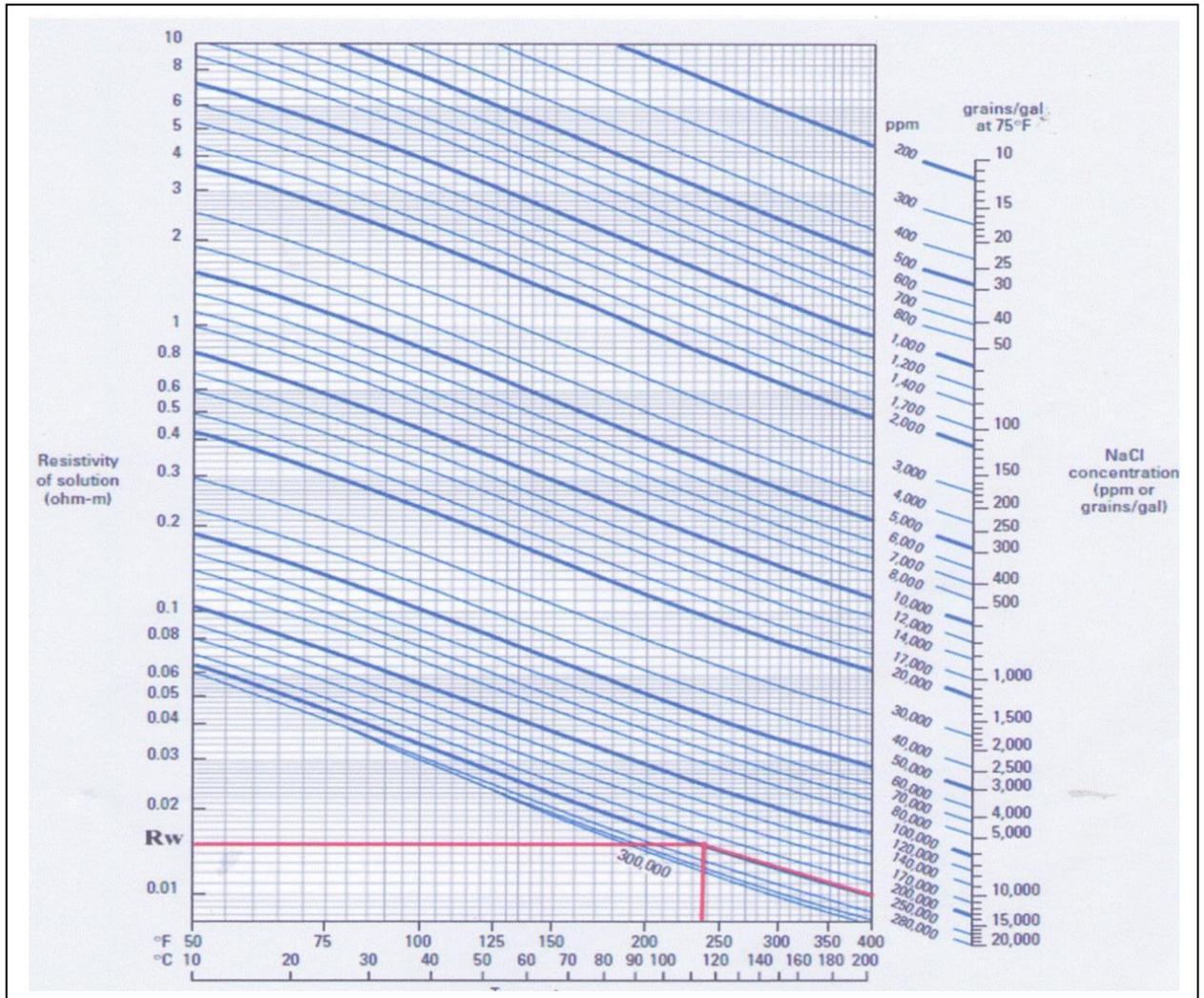
#### III.6.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation :

Il existe plusieurs méthodes de détermination de «  $R_w$  » parmi ces méthodes celles des échantillons qui sont dite méthode des tests de résistivité. Elle consiste en la récupération d'un échantillon de l'eau de formation à partir des diagraphies. Cet échantillon est utilisé en laboratoire pour définir sa salinité  $S$  (ppm) et sa température  $T$ . L'utilisation de l'abaque

GEN-6 de Schlumberger nous permet de déterminer la résistivité d'eau de formation  $R_w$  (Figure : III.15).

Sachant que la salinité de l'eau de formation de la région est de l'ordre  $S = 250000$  ppm et une température équivalente à  $T=117^\circ\text{C}$ . Le résultat a donné la valeur suivante:

$$R_w=0.016$$



(Figure : III.15): Détermination de  $R_w$  par la méthode Graphique (Abaque GEN-6).

### III.6.2. Détermination des paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile ( $R_{Sh}$ ,  $\Phi_{NSh}$ ,  $\rho_{Sh}$  et  $\Delta T_{Sh}$ ) sont lus directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes ( $R_t$ ,  $\Phi_N$ ,  $\rho_b$  et  $\Delta T$ ) en face le banc d'argile suffisamment épais, avec moins de cavité et le plus proche de réservoir, car l'argile doit être dans les mêmes conditions de dépôts.

Le tableau (**Tableau :III.7**) montre les lectures des paramètres d'argile :

**Tableau : III.7 : Les paramètres d'argile.**

<b>Puits</b>	<b><math>\Phi_{NSh}</math> (%)</b>	<b><math>\rho_{sh}</math> (g/cc)</b>	<b><math>\Delta T_{Sh}</math> (<math>\mu</math>s/ft)</b>	<b>Rsh(O·m)</b>
<b>HGAW-04</b>	<b>16</b>	<b>2.70</b>	<b>52.5</b>	<b>3.65</b>
<b>HGAW-05</b>	<b>13</b>	<b>2.70</b>	<b>53</b>	<b>5.9</b>
<b>HGAW-07</b>	<b>16</b>	<b>2.68</b>	<b>56</b>	<b>8.05</b>
<b>HGAW-08</b>	<b>15</b>	<b>2.72</b>	<b>60</b>	<b>6</b>

A partir de ces paramètres, on calcule la porosité sonique et la porosité densité des Argiles.

Ces paramètres sont utilisés par la suite dans le calcul de la porosité effective.

Les résultats sont illustrés dans le tableau (**Tableau :III.8**) :

**Tableau : III.8 : Les porosités d'argile..**

<b>Puits</b>	<b><math>\Phi_{NSh}</math> (%)</b>	<b><math>\Phi_{Dsh}</math> (%)</b>	<b><math>\Phi_{Ssh}</math> (%)</b>
<b>HGAW-04</b>	<b>16</b>	<b>3</b>	<b>0.3</b>
<b>HGAW-05</b>	<b>13</b>	<b>3</b>	<b>0.7</b>
<b>HGAW-07</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>HGAW-08</b>	<b>15</b>	<b>4</b>	<b>5</b>

### III.6.3. Détermination du volume d'argile :

Le volume d'argile est calculé par la formule suivante :

$$V_{sh} = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

### III.6.4. Détermination de la porosité :

Les enregistrements que nous avons à notre disposition, nous ont permis de calculer trois porosités pour chaque niveau réservoir, à partir du log sonique, neutron et densité.

#### III.6.4.1. La porosité Neutron ( $\Phi_N$ ) :

L'outil utilisé donne directement un enregistrement de la porosité. Cependant, des corrections doivent lui être apportées. Celle-ci consiste à la calibration en échelle compatible.

L'outil étant calibré dans du calcaire imprégné d'eau, et vu que la matrice est de nature gréseuse, on corrige de cet effet par l'application de la formule suivante :

$$\Phi_{Ngrés} = \Phi_{Ncalcaire} + 3\%$$

Cette valeur de porosité doit être corrigée de l'effet des argiles à partir de la relation suivante :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{Sh} * \Phi_{NSh}$$

#### III.6.4.2. La Porosité densité $\Phi_D$ :

La densité globale de la formation s'écrit :

$$\rho_b = \Phi \cdot \rho_f + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma}$$

avec :  $\rho_f = 1g/cc.$

De cette équation, on déduit la porosité :

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

La porosité dérivée des outils de densité est corrigée à partir des relations ci-dessous :

$$\Phi_{DC} = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} - V_{Sh} * \frac{(\rho_{Sh} - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{Sh} * \Phi_{DSh}$$

#### III.6.4.3. Porosité sonique $\Phi_s$ :

Le temps de parcours global pour une formation poreuse propre s'écrit:

$$\Delta T_b = \Phi_s \cdot \Delta T_f + (1 - \Phi_s) \cdot \Delta T_{ma}$$

avec :  $\Delta T_f = 189$

De cette équation, on déduit la porosité :

$$\Phi_s = \frac{(T_b - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})}$$

Alors on obtient la porosité sonique corrigé de l'effet d'argile :

$$\Phi_{Sc} = \frac{(\Delta T_b - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} - V_{Sh} * \frac{(\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})}$$

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} * \Phi_{SSh}$$

#### III.6.4.4. Détermination de la porosité utile $\Phi_U$ :

Théoriquement plusieurs relations existent qui permettent de calculer  $\Phi_U$  a titre

D'exemple (SERRA, 2000) :

La porosité effective est déduite par la combinaison des porosités « neutron – densité »

Corrigées de l'influence des argiles.

Dans notre cas, les valeurs de porosités utiles en face des bancs gréseux non cavés, ont été déduites à partir de la moyenne entre  $\Phi_{NC}$  et  $\Phi_{DC}$  :

$$\Phi_U = \frac{\Phi_{NC} + \Phi_{DC}}{2}$$

#### III.6.5. Evaluation de la saturation :

Afin de calculer la saturation en eau de formation  $S_w$ , la relation de **dual water** (Clavier et al 1984) est utilisée pour le cas des argiles dispersées comme suit :

$$S_w^n = \frac{R_w * R_{sh}}{R_t * \Phi_t^2 [V_{sh} * R_w + (1 - V_{sh}) * R_{sh}]}$$

#### III.7. Analyse des résultats :

Après avoir estimé les paramètres pétrophysiques pour le réservoir Cambrien des puits « **HGAW-04** » et « **HGAW-05** » et « **HGAW-07** » et « **HGAW-08** », on a déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'être des réservoirs à hydrocarbures et ceux qui ne présentent pas un intérêt pétrolier.

- **Les paramètres critiques :**

Les paramètres critiques (cut-off) appliqués au réservoir du Hassi messaoud:

$$V_{sh} < 35\%$$

$$\phi_e > 5\%$$

$$S_w < 35\%$$

• **Distinction des zones à hydrocarbure :**

La connaissance de la saturation en eau **SW**, nous permet de distinguer entre un réservoir à hydrocarbure et un réservoir à eau, car :

- **Si  $SW < 35\%$**  : le réservoir en question est à hydrocarbures avec une saturation en **Sh**.
- **Si  $SW > 35\%$**  : le réservoir est aquifère.

Les résultats pour chaque puits sont présentés dans ce qui suit:

**III.7.1. Les résultats de l'interprétation diagraphique de Réservoir Cambriens du puits (HGAW (4.5.7.8)) par du logiciel Techlog :**

L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir Cambrien accompagnés par la lithologie obtenue par le module Quanti-Elan du logiciel Techlog montre que ( **annexe 5,annexe 6,annexe 7,annexe 8** ) .

**III.7.2. Les résultats de traitement diagraphique par du logiciel Techlog :**

❖ **Puits HGAW-04 :**

**Tableau :III.9 : Résultats totales de l'interprétation au puits (HGAW-04) par Techlog.**

Puits	Zones	Flag Name	Top (m)	Bottom (m)	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
<b>HGAW-04</b>	<b>QH</b>	<b>ROCK</b>	<b>3334</b>	<b>3386</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>0.150</b>	<b>0.058</b>	<b>0.049</b>
		<b>RES</b>	<b>3334</b>	<b>3386</b>	<b>52</b>	<b>48.213</b>	<b>0.115</b>	<b>0.060</b>	<b>0.050</b>
		<b>PAY</b>	<b>3334</b>	<b>3386</b>	<b>52</b>	<b>48.213</b>	<b>0.115</b>	<b>0.060</b>	<b>0.046</b>
	<b>Ri</b>	<b>ROCK</b>	<b>3481</b>	<b>3524</b>	<b>43</b>	<b>43</b>	<b>0.258</b>	<b>0.046</b>	<b>0.016</b>
		<b>RES</b>	<b>3481</b>	<b>3524</b>	<b>43</b>	<b>34.041</b>	<b>0.144</b>	<b>0.053</b>	<b>0.017</b>
		<b>PAY</b>	<b>3481</b>	<b>3524</b>	<b>43</b>	<b>34.041</b>	<b>0.144</b>	<b>0.053</b>	<b>0.017</b>

• **Réservoir Quartzites de Hamra** : L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra montre que ( **Tableau :III.9**)

- ✓ La partie ce réservoir (**3334m-3386m**) dont l'unité (**Quartzites de Hamra**) présente des porosités moyennes qui varient de **5.8% jusqu'à 6%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **4.6% à 5%** et le volume d'argile inférieur à **35% (Vsh entre 11% et 15%)**

Donc le reservoir Quartzites de Hamra peut présenter un intérêt pétrolier.

- **Réservoirs Ri du Cambrien** : L'analyse des diagraphies et des résultats d'évaluation du puits (**HGAW -04**) montre que le Cambrien est aquifère et/ou compact pratiquement pour tout le réservoir tel que (**Tableau : III.9**) .

- ✓ La partie ce réservoir (**3481m-3524m**) dont l'unité (**Ri du Cambrien**) présente des porosités moyennes qui varient de **4.6% jusqu'à 5.3%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **1.6% à 1.7%** et le volume d'argile inférieur à **35%(Vsh entre 14.4% et 25.8%)**

Donc le réservoir **Ri** du Cambrien peut présenter un intérêt pétrolier

❖ **Puits HGAW-05 :**

**Tableau : III.10: Résultats totales de l'interprétation au puits (HGAW-05) par Techlog.**

Puits	Zones	Flag Name	Top (m)	Bottom (m)	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
HGAW-05	QH	ROCK	3325	3375	50	49.937	0.145	0.045	0.464
		RES	3325	3375	50	47.956	0.127	0.046	0.465
		PAY	3325	3375	50	12.802	0.121	0.048	0.216
	Ri	ROCK	3466	3509	43	43	0.218	0.045	0.201
		RES	3466	3509	43	37.176	0.148	0.051	0.204
		PAY	3466	3509	43	21.631	0.112	0.065	0.120
	Ra	ROCK	3509	3525.622	16.622	16.622	0.166	0.058	0.275
		RES	3509	3525.622	16.622	12.202	0.166	0.058	0.275
		PAY	3509	3525.622	16.622	5.801	0.135	0.075	0.137

- **Réservoir Quartzites de Hamra** : L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra montre que ( **Tableau :III.10**) .

- ✓ La partie ce réservoir (**3325m-3375m**) dont l'unité (**Quartzites de Hamra**) présente des porosités moyennes qui varient de **4.5% jusqu'à 4.8%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **21.6% à 46.5%** et le volume d'argile inférieur à **35%(Vsh entre 12.1% et 14.5%)** .

Donc le réservoir Quartzites de Hamra peut présenter un intérêt pétrolier avec un aquifère.

- **Réservoirs Ri et Ra du Cambrien** : L'analyse des diagraphies et des résultats d'évaluation du puits (HGAW -05) montre que le Cambrien est aquifère et/ou compact pratiquement pour tout le réservoir tel que (Tableau :III.10) .

- ✓ La partie ce réservoir (3466m-3509m) dont l'unité (**Ri du Cambrien**) présente des porosités moyennes qui varient de **4.5% jusqu'à 6.5%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **12% à 20.4%** et le volume d'argile inférieur à **35%** (Vsh entre **11.2%** et **21.8%**) .

Donc le réservoir **Ra** du Cambrien peut présenter un intérêt pétrolier.

- ✓ La partie ce réservoir (3509m-3525.622m) dont l'unité (**Ra du Cambrien**) présente des porosités moyennes qui varient de **5.8% jusqu'à 7.5%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **13.7% à 27.5%** et le volume d'argile inférieur à **35%** ( Vsh entre **13.5%** et **16.6%**) .

Donc le reservoir **Ra** du Cambrien peut présenter un intérêt pétrolier.

❖ **Puits HGAW-07 :**

**Tableau : III.11: Résultats totales de l'interprétation au puits (HGAW-07) par Techlog.**

Puits	Zones	Flag Name	Top (m)	Bottom (m)	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
HGAW-07	QH	ROCK	3355	3412	57	56.914	0.048	0.070	0.454
		RES	3355	3412	57	56.609	0.045	0.070	0.453
		PAY	3355	3412	57	26.822	0.039	0.068	0.240
	Ri	ROCK	3511	3557	46	46	0.210	0.042	0.428
		RES	3511	3557	46	31.394	0.148	0.048	0.431
		PAY	3511	3557	46	11.125	0.112	0.064	0.226

- **Réservoir Quartzites de Hamra** : L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra montre que ( Tableau :III.11) .

La partie ce réservoir (3355m-3412m) dont l'unité (**Quartzites de Hamra**) présente des porosités moyennes qui varient de **6.8% jusqu'à 7%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **24% à 45.4%** et le volume d'argile inférieur à **35%** (Vsh entre **3.9%** et **4.8%**)

Donc le réservoir Quartzites de Hamra peut présenter un intérêt pétrolier avec un aquifère.

- **Réservoirs Ri du Cambrien** : L'analyse des diagraphies et des résultats d'évaluation du puits (**HGAW -07**) montre que le Cambrien est aquifère et/ou compact pratiquement pour tout le réservoir tel que (**Tableau: III.11**) .

La partie ce réservoir (**3511m-3557m**) dont l'unité (**Ri du Cambrien**) présente des porosités moyennes qui varient de **4.2% jusqu'à 6.4%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **22.6% à 43.1%** et le volume d'argile inférieur à **35%** (**Vsh entre 11.2% et 21%**).

Donc le réservoir **Ri** du Cambrien peut présenter un intérêt pétrolier avec un aquifère.

❖ **Puits HGAW-08 :**

**Tableau : III.12: Résultats totales de l'interprétation au puits (HGAW-08) par Techlog.**

Puits	Zones	Flag Name	Top (m)	Bottom (m)	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
HGAW-08	QH	ROCK	3325	3383	58	57.937	0.110	0.056	0.530
		RES	3325	3383	58	56.565	0.096	0.057	0.526
		PAY	3325	3383	58	18.745	0.049	0.063	0.173
	Ri	ROCK	3477	3528.974	51.974	51.974	0.258	0.044	0.548
		RES	3477	3528.974	51.974	37.795	0.160	0.051	0.519
		PAY	3477	3528.974	51.974	10.668	0.072	0.073	0.219

- **Réservoir Quartzites de Hamra** : L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra montre que (**Tableau : III.12**).

- ✓ La partie ce réservoir (**3325m-3383m**) dont l'unité (**Quartzites de Hamra**) présente des porosités moyennes qui varient de **5.6% jusqu'à 6.3%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **17.3% à 53%** et le volume d'argile inférieur à **35%** (**Vsh entre 4.9% et 11%**) .

Donc le réservoir Quartzites de Hamra peut présenter un intérêt pétrolier et des zone présente un aquifère.

**Réservoirs Ri du Cambrien** : L'analyse des diagraphies et des résultats d'évaluation du puits (**HGAW -08**) montre que le Cambrien est aquifère et/ou compact

pratiquement pour tout le réservoir tel que (**Tableau : III.12**) .

- ✓ La partie ce réservoir (**3477m - 3528.874m**) dont l'unité (**Ri du Cambrien**) présente des porosités moyennes qui varient de **4.4% jusqu'à 7.3%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **21.9% à 54.8%** et le volume d'argile inférieur à **35%** (**Vsh entre 7.2% et 25.8%**) .

Donc le réservoir **Ri** du Cambrien peut présenter un intérêt pétrolier et des zone présente un aquifère.

### III.8.Conclusion :

L'interprétation des digraphies conventionnelles réalisée au niveau des réservoirs pour les quatre puits à partir des données et software techlog Après avoir étudié les différentes unités de quatre puits, nous concluons de l'étude la qualitative des résultats de la distribution d'Argile dans les différents puits au niveau des deux Réservoirs (**Quartzite Hamra, cambrien Ri et Ra**) à partir des données et software techlog Cette méthode nous a permis de constater que les argiles de Hassi Messaoud correspondant principalement au type **dispersé** occupent l'espace poreux et la détermination de lithologie de réservoir d'après les cross-plots établis pour les puits au niveau des deux Réservoirs (**Quartzite Hamra, cambrien Ri et Ra**), on remarque Que la composition Lithologique de Ces réservoirs est Essentiellement composée De **grés** avec un ciment carbonate, quant à l'étude quantitative dans les différents puits au niveau des deux Réservoirs (**Quartzite Hamra, cambrien Ri et Ra**) nous remarquons que :

- La saturation moyenne dans les unités (**Quartzite Hamra, cambrien Ri et Ra**) varie entre 1.6% jusqu'à 54 % ( $S_w \text{ cutoff} < 50\%$ ) .
- La porosité moyenne dans les unités (**Quartzite Hamra, cambrien Ri et Ra**) varie entre 4.2% à 7.3% ( $\Phi \text{ cutoff} > 5\%$ ) .
- Le volume d'argile moyen dans les unités (**Quartzite Hamra, cambrien Ri et Ra**) entre 3.9% à 25.8 % ( $V_{sh} \text{ cutoff} < 35\%$ ) .

Après avoir étudié a laide différentes outils technique, nous concluons que les puits étudiés sont des puits producteur de pétrole caractérisée une porosité moyenne avec un volume d'argile et saturation en eau faible.

## Conclusion Générale

---

De nos jours le pétrole joue un rôle géopolitique et économique très important, donc tout pays producteur se doit ces deux pouvoirs, ainsi, l'heure n'est plus au gaspillage, il ne suffit pas de produire mais de récupérer le taux le maximal.

A travers cette étude, nous avons évalué une interprétation du réservoir Cambrien productif d'huile du champ de Hassi Messaoud. Ceci a été réalisé par les diagraphies conventionnelles complétées par les diagraphies des tests. Les résultats de l'évaluation pétrophysique du réservoir Cambrien du champ de Hassi Messaoud présentent des caractéristiques pétrophysiques moyennes dans l'ensemble de ses unités productives QH et Ri,Ra favorisant ainsi des accumulations éventuelles d'hydrocarbures

En commençant par l'évaluation pétrophysique au niveau des réservoirs du Cambrien pour déterminé et cerné les zones d'intérêt pétrolier, l'exploitation des diagraphies conventionnelles restent les enregistrements de base pour toute étude de réservoir, et un maillon essentiel qu'on ne peut négliger, simplement ces enregistrement doivent être compléter selon l'étude et l'objectif à accomplir, par des techniques avancées et des diagraphies de nouvelle génération.

La détermination des paramètres pétrophysiques dans ces réservoirs doit impérativement prendre en considération plusieurs propriétés physiques qui influent non seulement sur les outils de diagraphies mais aussi sur les méthodes d'interprétation.

Ceci est traduit par les valeurs moyennes des paramètres de réservoir tels que : porosité, saturation en eau et volume d'argile. Cependant, l'utilisation du logiciel de SCHLUMBERGER Techlog a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysique sà travers ses modules interactifs qui offrent ainsi, les dernières nouveautés en termes d'opérations précieuses exécutées en un temps très bref.

Nous avons étudié la nature des propriétés de la roche du réservoir ou la lithologique qui se composée essentiellement de **grès** et Type de distribution des argiles avec Les paramètres d'argile sont déterminés à partir du banc argileux le plus épais, moins cavé et le plus proche du réservoir est essentiellement réparti dans la zone des argiles « **Dispersées** ». Ainsi que le traitement l'évaluation les paramètres pétrophysiques du réservoir ( la porosité, la saturation en eau , le volume d'argile) du champ de hassi massaoud sont la porosité moyenne est modéré pour les paramètre critique est varie entre 4.2% à 7.3%, saturation moyenne est faible mais bonne pour les paramètre critique est varie entre 1.6% jusqu'à 54 %, et le volume d'argile moyenne est faible mais bonne pour les paramètre critique est varie entre 3.9% à 25.8 % .

## **Conclusion Générale**

---

Ceci explique l'interprétation des digraphies conventionnelles qui ont été faites au niveau des réservoirs qui ont un intérêt pétrolier et à partir desquels les puits étudiés produisent du pétrole.

## BIBLIOGRAPHIES

---

- [1]. **Attar et Hammat** : Le Potentiel en Hydrocarbures de L'Algérie Contribution de SONATRACH Division Exploration.
- [2]. **Baouche Ferial et Hami Hadjira** : Evaluation des réservoirs compacts dits « Tights » cas des Quartzite de Hamra dans Bassin d'Amguid Messaoud. IAP.
- [3]. **Daniel A. Krygowski Austin Texas USA**: Guide to Petrophysical Interpretation.
- [4]. **Djeddi mabrouk (2016)** : Bref historique de la découverte du gisement pétrolier de Hassi mesaoud par la sismique.
- [5]. **D. Chapellier**: Diagraphies acquifères. Institut Français du pétrole.
- [6]. **Fadila bessa(2004)**: Thèse du diplôme de doctorat au Département des sciences de la Terre de l'Université de Hambourg.
- [7]. **Mohamed said beghouel –UFR GGR –IAP (2013)**: Les diagraphies différées, interprétation pétrophysique.
- [8]. **Mohamed said beghouel –UFR GGR –IAP (2014)**: Les diagraphies différées, principe des outils et bases d'interprétation.
- [9]. **Oberto SERRA (1984)**: Fundamentals of well-log interpretation (The acquisition of logging data).
- [10]. **Oberto SERRA (2008)**: Well Logging Handbook.
- [11]. **SAMIR AOUMER (2004)** : Etude des corps éruptifs cambro-ordoviciens du champ de HassiGuettar par les diagraphies. Mémoire Ingénieur. Ecole d'ingénieurs de Boumerdes.
- [12]. **Techlog.15\_User\_Guide\_EXP-HMD.[01-06-2016]**.
- [13]. **Schlumberger Document (2009)**: Log Interpretation Charts.
- [14]. **Schlumberger Oilfield Review: Characterizing** Permeability with Formation Testers (Cosan Ayan, Hafez Hafez, Sharon Hurst, Fikri Kuchuk, Aubrey O'Callaghan, John Petter, Julian Pop, Murat zeybek).
- [15]. **Sonatrach and Schlumberger (2009)**: Applications of borehole images and pressure measurements in tight/fracture reservoirs, Algiers- June 10th, 2009.
- [16]. **Sonatrach (2009)**: Hassi Guettar field Geology, reservoir characterization, Development and well remediation Approach.
- [17]. **Sonatrach and schlumberger (2007)**: Well evaluation conference Algeria.
-

**Annexe 1 : Log composite puits HGA W- 04 .**

**Annexe 2 : Log composite puits HGA W- 05 .**

**Annexe 3 : Log composite puits HGA W- 07 .**

**Annexe 4 : Log composite puits HGA W- 08 .**

# LAYOUT

Well(s): **HGAW-04**

Project: **HMD**  
 Dataset(s): **HES INSITE\_1\_52**  
 Scale: **1:200**

Author: **tdfyftgyu CFREETFT**  
 (ID: **TECH\_LOG2**)  
 Date: **08-03-2016**

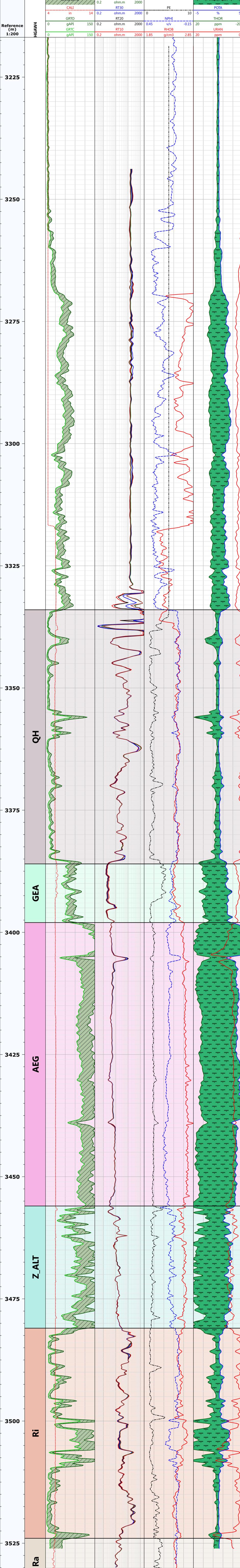
## Well: HGAW-04

UWI: \_\_\_\_\_  
 Short name: \_\_\_\_\_  
 Long name: \_\_\_\_\_

Elevation: \_\_\_\_\_  
 Elevation datum: \_\_\_\_\_  
 Total depth: \_\_\_\_\_  
 Coordinate system: \_\_\_\_\_

X: \_\_\_\_\_  
 Y: \_\_\_\_\_  
 Longitude: \_\_\_\_\_  
 Latitude: \_\_\_\_\_

SPUD date: \_\_\_\_\_  
 Completion date: \_\_\_\_\_  
 Status: \_\_\_\_\_  
 Operator: \_\_\_\_\_



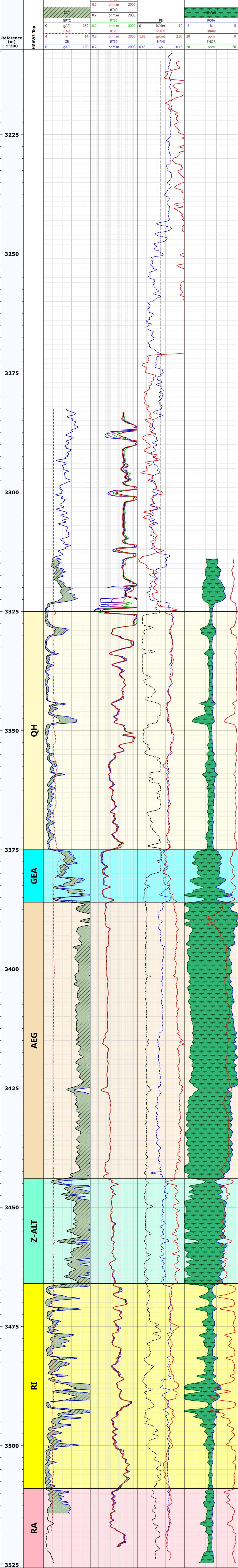
LAYOUT



Well(s): **HGAW-5**

Project: **hga**  
 Dataset(s): **QC-HGAW5**  
 Scale: **1:200**

Author: **ah SH**  
 (ID: **boutera1**)  
 Date: **2/26/2017**



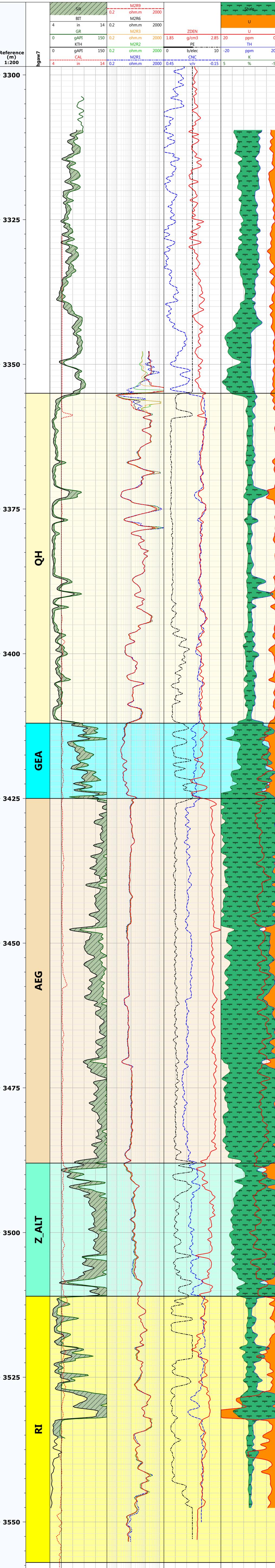
Well: **HGAW-7**

UWI:  
Short name:  
Long name:

Elevation datum:  
Total depth:  
Coordinate system:

X:  
Y:  
Longitude:  
Latitude:

SPUD date:  
Completion date:  
Status:  
Operator:



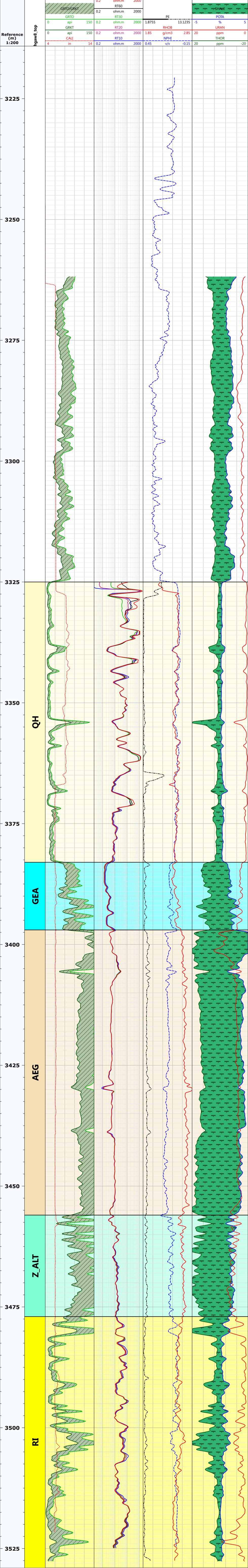
# LAYOUT



Well(s): **HGAW-8**

Project: **hga**  
 Dataset(s): **LQC**  
 Scale: **1:200**

Author: **ah SH**  
 (ID: **BOUTERAJ**)  
 Date: **4/15/2017**



**Annexe 5** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 04.

**Annexe 6** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 05 .

**Annexe 7** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 07 .

**Annexe 8** : Résultats de l'interprétation puits HGAW- 08 .

LAYOUT



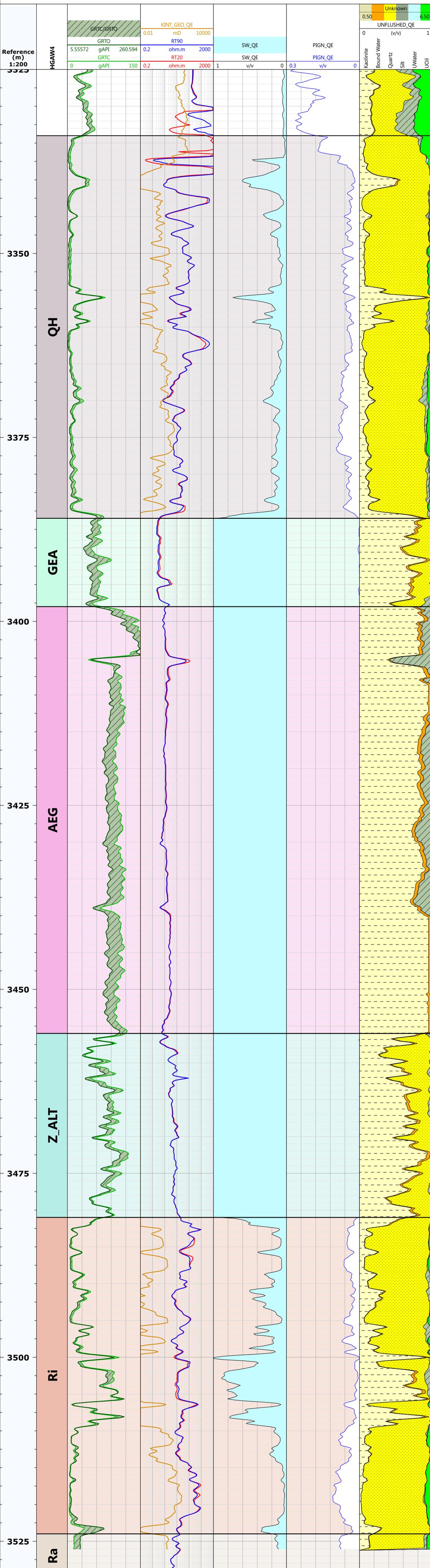
Well(s): **HGAW-04**

Project: **HMD**  
 Dataset(s): **LQC**  
 Scale: **1:200**

Author: **tdfytgyu CFREETFT**  
 (ID: **TECH\_LOG2**)  
 Date: **10-03-2016**

Well: **HGAW-04**

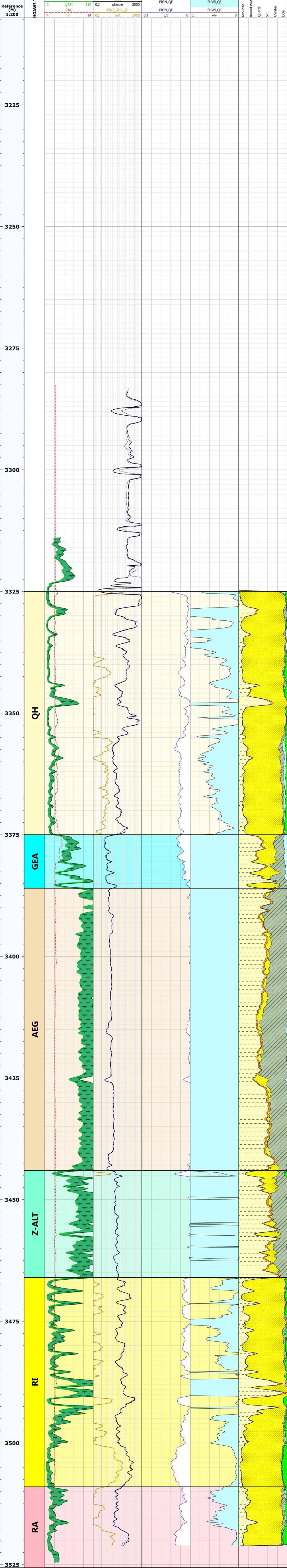
UWI:	Elevation:	X:	SPUD date:
Short name:	Elevation datum:	Y:	Completion date:
Long name:	Total depth:	Longitude:	Status:
	Coordinate system:	Latitude:	Operator:



EKB158.5200m EGL149.4000m Scale200	LOC: Longitude: Latitude: RIGN	
DATE	05-Jun-2016	
STOP-DEPTH	3525.6216M	
START-DEPTH	3207.1056M	
Date	2/26/2017	
Project	hga	
UserID	bouterai	

Well: HGAW-5

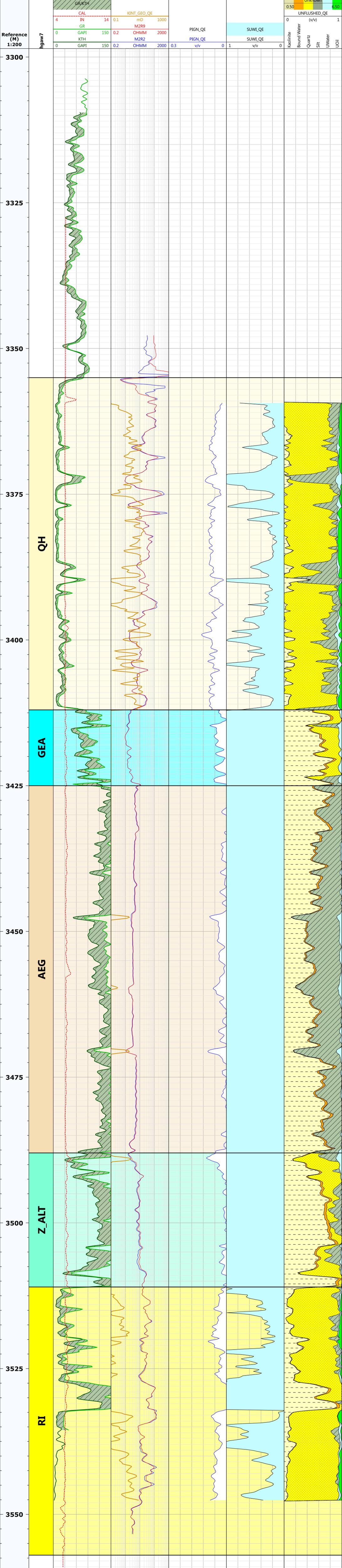
UWI: N/A Short name: Long name:	Elevation: Elevation datum: Total depth: Coordinate system:	X: Y: Longitude: Latitude:	SPUD date: Completion date: Status: Operator:
---------------------------------------	--	-------------------------------------	--



EKBM EGLM Scale200	LOC: Longitude: Latitude: RIGN
DATE	22-DEC-2016
STOP-DEPTH	3556.2540M
START-DEPTH	3231.1848M
Date	1/1/2017
Project	hga
UserID	BOUTERA1

Well: **HGAW-7**

UWI: Short name: Long name: Elevation: Elevation datum: Total depth: Coordinate system: X: Y: Longitude: Latitude: SPUD date: Completion date: Status: Operator:



EKBM EGLM Scale 200	LOC: Longitude: Latitude: RIGN
DATE	
STOP-DEPTH	3528.9744M
START-DEPTH	3214.1160M
Date	4/15/2017
Project	hga
UserID	BOUTERA1

Well: **HGAW-8**

UWI: Short name: Long name:	Elevation: Elevation datum: Total depth: Coordinate system:	X: Y: Longitude: Latitude:	SPUD date: Completion date: Status: Operator:
-----------------------------------	--	-------------------------------------	--

