

N° Série:/2020



Université Kasdi Merbah Ouargla
*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et
science de la terre et de l'univers*
Département de production de hydrocarbures



MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Académique

Présenté Par :

Bek Abdel Monaim, Achour Abdellatif

-THEME-

**Interprétation des données de diagraphie LWD et
PLT. Champ Hassi Messaoud Ouargla**

Soutenue publiquement le : 15 / 9 / 2020 devant la commission d'examen

Président :	Hadjadj Sadok	MCB	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Examineur :	Mehssouel Ammar	MCB	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur :	Brahmia Nabil	MCB	Univ. Kasdi Merbah Ouargla

2019/2020

Dédicace

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





Remerciements

Nous remercions Dieu en premier lieu , notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.

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.

Et spécialement monsieur Chatti Djamel al-Din et monsieur Atlili Mohamed el-Hadi.

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.

Notre étude a révélé deux unités, dans chaque puits (HGAW (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 grès, 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 17.3% jusqu'à 54.8 % 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.

Nous avons également étudié l'utilité des diagraphies de production dans les réservoirs de même zone et leur opération dans les puits producteur (OMN302, MD29, MD129....) De façon à obtenir des informations point par point sur les percées de gaz ou les venues d'eau ainsi sur l'efficacité des perforations. Dans le cas de percée de gaz on obtient débit 5339.53(m³/h) de gaz et 3.31(m³/h) d'huile et le percée d'eau il donne débit d'huile 1.4(m³/h) et aussi le drain bloquée après l'opération on obtient de débit d'huile 8.43(m³/h).

Mots clés : Hassi Guettar, Hassi Messaoud, Techlog, paramètres pétrophysiques, enregistrements diagraphiques, Cambrien, Ordovicien, diagraphies de production, percé de gaz, venues d'eau, des perforations, PLT, profile de production, calibration de spinner.

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. Our study revealed two units, in each well (HGAW (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 17.3% up to 54.8% 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.

We also studied the usefulness of utility of production logging in reservoirs of same zone and their operation in producing wells (OMN302, MD279, MD129 ...). In order to obtain informations about gas or water inflow. As well as the effectiveness of the perforations. In the case of gas perforation we obtain flow 5339.53 (m³ / h) of gas and 3.31 (m³ / h) of oil and the perforation of water gives oil flow 1.4 (m³ / h) and also the drain blocked after the operation, the oil flow rate is 8.43 (m³ / h).

Key words: Hassi Guettar, Hassi Messaoud, Techlog, petrophysical parameters, logging records, Cambrian, Ordovician, production logs, gas and water inflow, perforations, PLT, production profile, spinner calibration.

ملخص

قمنا بدراسة المعلومات البتروفيزيائية لحوض حاسي قنار - بمنطقة حاسي مسعود بصحراء الجزائر باستخدام التسجيلات السلوكية. هذا النوع من الدراسات يسمح لنا الكشف السريع عن منطقة الخزان وتحديد الخصائص الصخرية وتقدير المسامية والتشبع للمنطقة المدروسة، قد أثبتت دراستنا على مستوى الآبار ((HGAW (7.8)) أن طبيعة الخصائص الصخرية للخزان والتي تتكون أساسا من الحجر الرملي ونوع توزيع الطين وهو أساسا موزع في مجال الطين "مبعثرة". و كذلك 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 % 17.3 إلى %54.8 و كذلك 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 للبترو ل.

و قمنا كذلك بدراسة فائدة تسجيل الإنتاج في الخزانات لنفس الحوض المدروس سابقا وتشغيلها في إنتاج الآبار (MD129,MD279,OMN302...) من أجل الحصول على معلومات كل نقطة على الغاز أو تدفق المياه وكذلك على كفاءة ثقب الخزانات في حالة ثقب غاز و وصل تدفق الغاز إلى (5339.53 m³/h) و بالنسبة الزيت (3.31 m³/h) أما في حالة ثقب ماء وصل تدفق الزيت إلى (1.4 m³/h) و كذلك عند إنسداد الانبوب تحصلنا بعد العملية على تدفق الزيت يصل إلى (8.43 m³/h).

الكلمات المفتاحية : حاسي قنار ، حاسي مسعود, Techlog ,معلومات بترو فيزيائية ، التسجيلات السلوكية ، كومبيريا, الأوردوفيزية, سجلات الإنتاج ، حفر الغاز ، مداخل المياه ، الثقب ، PLT, ملف تعريف الإنتاج ، معايرة الدوار.

SOMMAIRE

Remerciement	I
Résumé	II
Liste d'abréviation	III
Liste des tableaux	IV
Liste des figures	V
Liste des annexes	VI
INTRODUCTION.....	01
PROBLEMATIQUE DE LA RECHERCHE.....	03
OBJECTIFS DE LA RECHERCHE.....	03
METHODOLOGIE DU TRAVAIL.....	03
ORGANISATION DU MEMOIRE.....	04
CHAPITRE I : GENERALITES SUR CHAMP HMD	
I.1.INTRODUCTION.....	05
I.2.HISTORIQUE DU CHAMP HASSI MESSAOUD.....	05
I.3.SITUATION DU CHAMP HASSI MESSAOUD.....	05
I.3.1.SITUATION GEOGRAPHIQUE.....	05
I.3.2.APERÇU GEOLOGIQUE.....	06
I.4.DESCRPTION DU RESERVOIR.....	08
I.4.1.SUBDIVISION DIAGRAPHIQUE.....	08
I.4.2.ZONATION DU CHAMP HASSI MESSAOUD.....	10
I.5.CONCLUSION.....	11

CHAPITRE II : PRESENTATION LWD

II.1.PROPRIETES PETROPHYSIQUES.....	12
II.1.1.LA POROSITE.....	13
II.1.2.LA PERMIABILITE.....	13
II.1.3.LA SATURATION.....	15
II.2.ACOUSTIQUE - MECANIQUE DES ROCHES.....	16
II.3.BOREHOLE IMAGE.....	21
II.4.LOG DENSITE.....	23
II.5.GAMMA LOGGING.....	24
II.6.RESONANCE MAGNETIQUE NUCLEAIRE.....	27
II.7.LOG NEUTRON.....	28
II.8.LOG RESISTIVITE.....	30
II.9.TEST ET ECHANTIIONNAGE.....	34
II.10.CONCLUSION.....	37

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

III.INTRODUCTION.....	38
III.1.PREMIERE ETUDE.....	38
III.1.1.PRESENTATION DES PUIITS.....	38
III.1.2.DIAGRAPHIES ENREGISTREES.....	39
III.1.3. INTERPRETATION QUALITATIVE.....	40
III.1.3.1. DETERMINATION DES ZONES RESERVOIRS	40
III.1.3.2. TYPE DE DISTRIBUTION DES ARGILES	41
III.1.3.3.ETUDE LITHOLOGIQUE	42
III.1.3.4. DETERMINATION DES PARAMETRES MATRICIELS	44
III.1.4. INTERPRETATION QUANTITATIVE	47
III.1.4.1.DETERMINATION DE LA RESISTIVITE DE L'EAU DE FORMATION.....	47
III.1.4.2.DETERMINATION DES PARAMETRES D'ARGILE	48
III.1.4.3.DETERMINATION DU VOLUME D'ARGILE	48
III.1.4.4.DETERMINATION DE LA POROSITE.....	49
III.1.4.4.1.LA POROSITE NEUTRON.....	49

III.1.4.4.2.LA POROSITE DENSITE	49
III.1.4.4.3.LA POROSITE SONIQUE	50
III.1.4.4.4.DETERMINATION DE LA POROSITE UTILE	50
III.1.4.5. EVALUATION DE LA SATURATION	51
III.1.5.ANALYSE DES RESULTATS.....	51
III.1.5.1.LES RESULTATS DE L'INTERPRETATION DIAGRAPHIQUE DE RESERVOIR CAMBRIENS DU PUIT (HGAW (7.8)) PAR DU LOGICIEL TECHLOG.....	51
III.1.5.2.LES RESULTATS DE TRAITEMENT DIAGRAPHIQUE PAR DU LOGICIEL TECHLOG	52
III.2 DEUXIEME ETUDE	54
III.2.1.INTRODUCTION.....	54
III.2.2. IDENTIFICATION DES PROBLEMES GRACE A L'ANALYSE DIAGRAPHIE DE PRODUCTION.....	56
III.2.3. PERCEE DE GAZ PUIT OMN 302.....	57
III.2.3.1.LES DRAINS A BASSE PERMEABILITE.....	57
III.2.3.2.GAZ.....	58
III.2.4. PERCEE D'EAU PUIT MD279.....	62
III.2.4.L'EAU.....	62
III.2.4.2.PRODUCTION EN PRESENCE DE SEDIMENTS.....	66
III.2.4.3.PUIT AVEC PRODUCTION TRI-PHASIQUE, PUSSEE DE GAZ ET RAPPORT EAU-HUILE ELEVE.....	68
III.2.4.4.CROSSFLOW.....	72
III.2.4.5.LES PUIT A BASSE PRODUCTIVITE.....	78
III.2.5.DRAIN BLOQUEE PUIT MD 129.....	78
III.3.CONCLUSION.....	82
 CONCLUSION GENERALE.....	 83
BIBLIOGRAPHIE	
ANNEXES	

Liste d'abréviation

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 diaggraphie

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

Liste d'abréviation

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.

Vsh: volume d'argile.

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

GRcut-off: Gamma Ray cut-off.

ΔT : Le temps de transit.

API : American Petroleum Institute.

γ : 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.

NPHI, CNC: Neutron Porosity.

RHOB, ZDEN: Bulk Density.

POTA, K: Potassium Concentration.

THOR, TH: Thorium Concentration.

URAN, U: Uranium Concentration.

PIGN_QE : Effective Porosity.

Liste d'abréviation

SUWI_QE: Water Saturation.

VSH_QE: Shale Volume.

La porosité

Φ : Porosité.

Φ_t : Porosité totale.

Φ_r : Porosité résiduelle.

Φ_u : Porosité utile.

Φ_N : Porosité neutron.

Φ_D : Porosité densité.

Φ_S : Porosité sonique.

Φ_{NC} : Porosité neutron corrigée.

Φ_{DC} : Porosité densité corrigée.

Φ_{SC} : Porosité sonique corrigée.

Φ_{NSh} : Porosité neutron des argiles.

Φ_{DSh} : Porosité densité des argiles.

Φ_{SSh} : Porosité sonique des argiles.

Le temps de parcours

ΔT_b : Temps de parcours global.

ΔT_{ma} : Temps de parcours de matrice.

ΔT_f : Temps de parcours filtrat de boue.

ΔT_{Sh} : 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.

Liste d'abréviation

R_{mc} : résistivité du mud cake.

R_{mf} : 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

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.

V_p : le volume des pores.

V_t : le volume total de la roche.

Liste des tableaux

Tab N°	Titre	Page
III.1	Situation des puits d'études	38
III.2	Diagraphies enregistrées	39
III.3	Détermination du GRcut-off du puits « HGAW-7 »	40
III.4	Détermination du GRcut-off du puits « HGAW-8 »	40
III.5	Les paramètres d'argile	48
III.6	Les porosités d'argile	48
III.7	Résultats totales de l'interprétation au puits (HGAW-07) par Techlog	52
III.8	Résultats totales de l'interprétation au puits (HGAW-08) par Techlog	53
III.9	comparaison entre les données du jaugeage de puits OMN302 avant et après l'intervention	62
III.10	comparaison entre les données du jaugeage de puits MD279 après mise en place le bouchon de ciment.	70
III.11	comparaison entre les données du jaugeage de puits 279.	72
III.12	comparaison entre les données du jaugeage de puits MD129 avant et après fracturation hydraulique	81

Liste des figures

Fig.N°	Titre	Page
I.1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.	06
I.2	Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud	07
I.3	Coupe lithologique du réservoir de Hassi-Messaoud	09
I.4	Les Zones du Champ de Hassi Messaoud	10
II.1	Le concept LWD	12
II.2	la direction de fluide	13
II.3	Milieu poreux	13
II.4	Les saturations sont répartis dans la roche stockée (schlumberger,2002)	15
II.5	Schéma représentant le principe de l’outil sonique (Document Schlumberger)	17
II.6	XBAT Azimuthal Sonic et Ultrasonic LWD	19
II.7	Typical Acoustic Borehole Imager data: travel time, amplitude, (calculated) acoustic impedance, and 3-D display of travel time and amplitude (depth in meters)	21
II.8	Exemple de détection breakout à l'aide d'un téléspectateur de borehole à ultrasons.	22
II.9	Schéma de l’émission paire en fonction de l’énergie du Gamma ray	26
II.10	Schéma du comportement de l’outil GR en face d’un réservoir (Document Schlumberger)	27
II.11	Schlumberger CMR tool design	28
II.12	Measured rock volume for MRIL (red circle), CMR (red dot), and MREX (grey)	28
II.13	Schéma des interactions corpusculaires. (Source : Université de Lausanne)	29
II.14	Schéma représentant le principe de la sonde neutron (O.serra.1979) Exemple d’un log de résistivité en face d’un réservoir	30

Liste des figures

II.15	(Document SPEC 2000). Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien	33
III.1	du puits « HGAW-7 » à partir du Cross-plot (Porosité Densité Neutron)	41
III.2	Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits « HGAW-8 » à partir du Cross-plot (Porosité Densité– Neutron)	41
III.3	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-7 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri.	42
III.4	Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-08 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri.	43
III.5	Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot Conductivité-Densité du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri .	44
III.6	Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot conductivité temps De Transit du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri	45
III.7	Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot Conductivité-Densité du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri .	45
III.8	Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot conductivité temps De Transit du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri .	46
III.9	Détermination de Rw par la méthode Graphique (Abaque GEN-6).	47
III.10	Structure du champs Hassi Messaoud	54
III.11	Les 25 domaines formant de système pétrolier de Hassi Messaoud.	55

Liste des figures

	Les drains D5, D4 et D3 sont érodés au centre et au nord du gisement.	
III.12	Ecorche sous la discordance hercynienne	56
III.13	Percée de gaz dans le drain D5, compact et de faible perméabilité.	57
III.14	localisation de puits OMN302 dans le champ de Hassi	58
III.15	Messouad	59
	Profil de production de puits OMN302	
III.16	Contributions par phase.	60
III.17	Les enregistrement de PLT nous permettent de définir les	61
III.18	cartes de front d'eau.	63
	La plus grande partie de l'eau est injectée à travers l'intervalle	
III.19	D2, comme le montre le profil du PLT	64
	Percée d'eau par le fond du D1 et l'ID. Injection au D2 dans le	
III.20	puits voisin.	65
	Production en présence de sédiments - dans certains puits,	
III.21	jusqu'à 51% de la production totale d'huile a traversé les	67
	sédiments.	
	Le gradiomanomètre confirme la variation de densité du	
III.22	fluide. The gradiomanometer confirms the variations in fluid	68
	density	
	Localisation de puits MD 279 dans le champ de Hassi	
III.23	Messaoud	69
	le profil de production de puits MD279	
III.24	le profil de production de puits MD279	70
III.25	Un exemple d'un puits dans la zone 19, où le gaz d'injection	71
III.26	d'un puits voisin circule de la couche D1 dans la couche D2	73
	Un "crossflow" arrive du sommet des sediments et pénètre	
III.27	dans la partie supérieure de la couche ID. Cela suggère que les	74
	couches individuelles sont aussi sub-partagées en regime	
	différents de pression par un type de barrière de perméabilité	
	verticale.	

Liste des figures

III.28	Un exemple de "crossflow" de la couche D2 au D5 et D1. Puits de la zone 20A - Gradient de pression.	75
III.29	Les petites chutes de température ont été observées en face des	76
III.30	intervalles producteurs dans des puits à basse productivité. Ceci du à l'expansion du gaz lorsqu'il entre dans le puits.	77
III.31	Localisation de puits MD129 dans le champ de Hassi Messaoud. le profil de production du puits MD129	79
III.32		80

Liste des annexes

Annexe 1: Résultats de l'interprétation puits HGAW-07

Annexe 2: Résultats de l'interprétation puits HGAW-08

Annexe 3: la fiche technique de puits OMN302

Annexe 4: la fiche technique de puits MD279

Annexe 5: la fiche technique de puits MD129

INTRODUCTION

Aucune autre technologie utilisée dans la construction de puits de pétrole a évolué plus rapidement que la mesure pendant le forage (MWD), la diagraphie pendant le forage (LWD) et la production logging tool (PLT) et la géostation. Au début de l'histoire du champ pétrolifère, les foreurs et les géologues ont souvent débattu des conditions environnementales et mécaniques au trépan. Il a fallu attendre les progrès Les composants électroniques, la science des matériaux et la technologie des batteries ont rendu techniquement possible de prendre des mesures sur le bit et de les transmettre à la surface, ce qui a permis de répondre aux questions posées par les foreurs et géologues pionniers. Les premières mesures introduites commercialement étaient directionnelles et presque toutes les demandes placer dans des puits offshore forés directionnellement. C'était facile pour démontrer les économies de temps de montage qui pourraient être réalisé en substituant les mesures prises lors du forage et transmises sur la technologie du jour [16].

Les diagraphies de production sont des outils inestimables pour la gestion des réservoirs productifs d'hydrocarbures. Elles sont largement utilisées dans le champ de Hassi Messaoud depuis 1975, où leur application principale est la détection d'entrée de gaz ou d'eau dans les tubages de production. Ces fluides sont injectés dans le réservoir afin de maintenir la pression.

Le champ de Hassi Messaoud est constitué de 25 zones séparées. Huit d'entre elles sont maintenues en pression par injection de gaz ou d'eau. Pour identifier les points de percée dès que possible, des campagnes de PLT (Production Logging Tool) sont menées, systématiquement, chaque année dans les puits d'injection et de production [9].

En fonction de l'analyse qualitative et quantitative des résultats, différents types d'opérations sont envisagées pour améliorer la production.

Les coups simples (orientation de fond de trou prise par un instrument qui mesure l'azimut ou l'inclinaison en un seul point) prenaient souvent plusieurs heures de montage car elles tournaient au fond sur une ligne lisse, puis récupérées. Tant que MWD a atteint certains objectifs de fiabilité minimale, il était moins coûteux que les coups simples, et il a gagné en popularité en conséquence. La réalisation de ces objectifs de fiabilité dans l'environnement rude est l'un fond des deux défis de la technologie MWD et LWD. L'autre défi consiste à fournir des mesures de wireline-quality filaire.

Au début des années 1980, de simples mesures qualitatives des paramètres de formation ont été introduites, souvent basées sur des méthodes éprouvées par la première technologie wireline. Les géologues et le personnel de forage ont utilisé des mesures courtes, de résistivité normale et de rayons gamma naturels pour sélectionner les points de carottage et les points de tubage. Cependant, les limites de ces mesures les empêchaient de remplacer les câbles pour l'évaluation quantitative de la formation.

Vers la fin des années 80, les premières mesures quantitativement rigoureuses des paramètres de formation ont été effectuées. Initialement, les mesures étaient stockées dans la mémoire de l'outil, mais bientôt les mesures de résistivité à 2 MHz, de porosité neutronique et de densité gamma ont été transmises à la surface en temps réel. Parallèlement aux mesures qualitatives et à la télémétrie, l'utilisation généralisée des systèmes MWD (combinée au développement de moteurs à boue orientables) a rendu le forage horizontal plus réalisable et, par conséquent, plus courant.

Bientôt, la planification et le pilotage de puits horizontaux sur la base d'un modèle géologique sont devenus inadéquats. Même avec une lithologie connue de puits décalés et bien définis les données sismiques, la géologie d'un puits directionnel variait souvent de façon si significative au cours de l'intervalle horizontal que le pilotage géométrique (en utilisant des mesures directionnelles) s'est rapidement avéré inexact et inefficace. En réponse à ces mauvais résultats de la direction géométrique, les premiers moteurs instrumentés ont été conçus et déployés au début des années 1990. Les développements récents dans la technologie MWD et LWD incluent des capteurs qui mesurent la vitesse acoustique de la formation et fournissent des images électriques des formations plongeantes.

Avant cette discussion sur les technologies MWD et LWD, il faut comprendre que les termes MWD et LWD ne sont pas utilisés de manière cohérente dans l'industrie. Dans le contexte de ce chapitre, le terme MWD fait référence aux mesures directionnelles et de forage. LWD fait référence à des mesures de formation de wireline-quality effectuées pendant le forage.

Le but de ce chapitre est de décrire la justification de la conception des systèmes LWD actuels et de donner un aperçu de l'utilisation efficace de ces systèmes sur le site du puits.

PROBLEMATIQUE DE LA RECHERCHE :

Le gisement du champ de Hassi-Messaoud présente plusieurs problèmes qui influent sur la productivité et l'injectivité des puits. Soumis à plusieurs paramètres pétrophysiques liés au forage tels que la saturation d'eau et la porosité et le volume shale, et les problèmes de percée d'eau et gaz qui est reliés des paramètres quantitatives comme le débit d'eau et gaz et le GOR.

En plus de La diminution de la pression et la perméabilité ainsi que la densité qui par conséquent est une perte de charge supplémentaire entraîne une diminution de l'index de productivité et/ou d'injectivité et cause plusieurs phénomènes tels que : les dépôts de sel, colmatages asphaltés, l'endommagement par la boue de forage ...etc.

Ce travail s'intègre dans la volonté de mieux comprendre les types des couches et la lithologie à partir de l'interprétation des essais de puits en vue de trouver une solution à ces plusieurs problèmes.

OBJECTIFS DE LA RECHERCHE :

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- ✓ La contribution et l'utilité des diagraphies dans le forage du puit (drilling management) et PLT (production Logging Tools).
- ✓ Détecter les paramètres de forage et de production des puits ainsi que son origine en utilisant le logiciel Techlog pour l'interprétation des différentes données obtenues de logging et savoir faire une analyse quantitative.
- ✓ Discuter le résultat obtenu peut présenter un intérêt pétrolier par les données la partie ce réservoir, la porosité, la saturation, le volume d'argile ...etc. Et les améliorations observées par rapport au débit d'huile et de gaz et GOR.

METHODOLOGIE DU TRAVAIL :

La méthodologie qu'on va suivre pour atteindre nos objectifs de recherche est la suivante :

- ✓ Evaluation pétrophysique des réservoirs Cambriens de mettre en évidence la lithologie et la nature du fluide de formation.

- ✓ Définition des outils de diagraphie et les types des loggings et les méthodes d'interprétations.
- ✓ Commenter et analyser les données interprétées pour les puits et les réservoirs.

ORGANISATION DU MEMOIRE :

Le mémoire commence par une introduction qui s'appuie sur le contexte de la diagraphie pendant le forage (LWD) , problématique et objectifs du travail par la suite nous avons :

Chapitre I : Consacré à la présentation du champ de Hassi-Messaoud.

Chapitre II : Destiné aux généralités sur la présentation LWD.

Chapitre III : Ce chapitre est destiné à l'analyse et l'interprétation des essais aux puits sélectionnés.

Enfin ce mémoire se termine par une conclusion qui rappelle les résultats obtenus à partir de cette étude et les recommandations qui permettent d'éviter certains problèmes, maintenir les puits dans les meilleures conditions de performance.

CHAPITRE I
GENERALITES SUR
CHAMP HMD

I.1. INTRODUCTION :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde.

Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle.

Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

I.2. HISTORIQUE DU CHAMP HASSI MESSAOUD :

Les études sismiques de la structure de Hassi Messaoud ont montré comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" a implanté le 16 Janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord

Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien [17].

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- C.F.P.A pour le champ Nord.
- SN.REPAL pour le champ Sud.

C'est en 1958 que la production a été commencée avec 20 puits. A partir de là, les forages se sont intensifiés et multipliés continuellement, jusqu'à atteindre plus de 1300puits en 2006.

La chute de pression due au cumul d'année de production a suscité l'utilisation des techniques de récupération secondaire [17].

I.3. SITUATION DU CHAMP HASSI-MESSAOUD

I.3.1. SITUATION GEOGRAPHIQUE :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-Est d'Alger. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

Sa localisation en coordonnées géographique est la suivante ;

- Au nord par la latitude 32°15. - Au sud par la latitude 31°30.

- A l'ouest par la longitude $5^{\circ}40'$. - A l'est par la longitude $6^{\circ}35'$.

En coordonnées Lambert ;

X= 790.000 à 840.000 Est.

Y= 110.000 à 150.000 Nord.

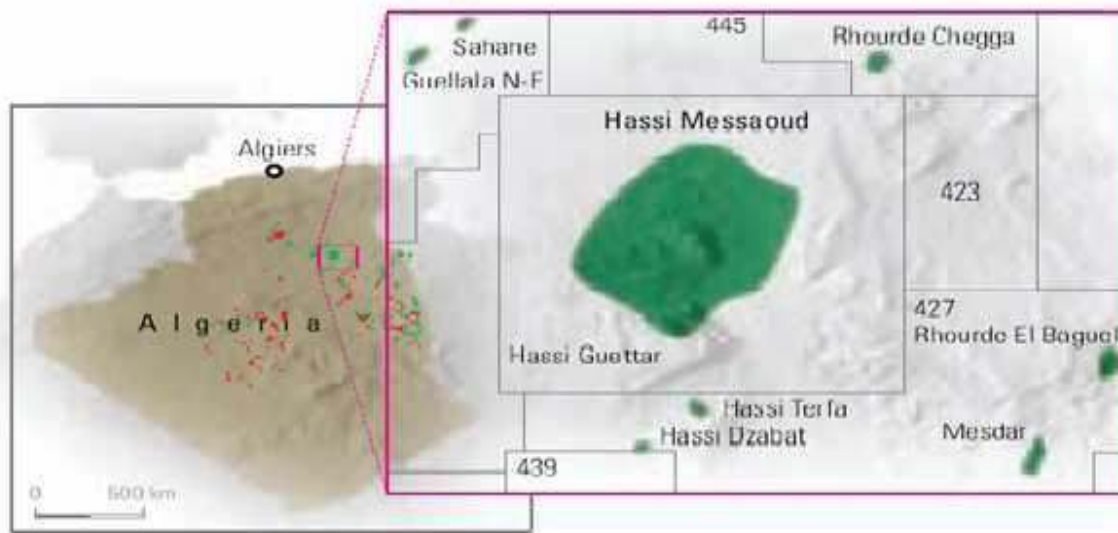


Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [7].

I.3.2. APERÇU GEOLOGIQUE :

a. Situation géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique (figure I.2), il est limité :

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

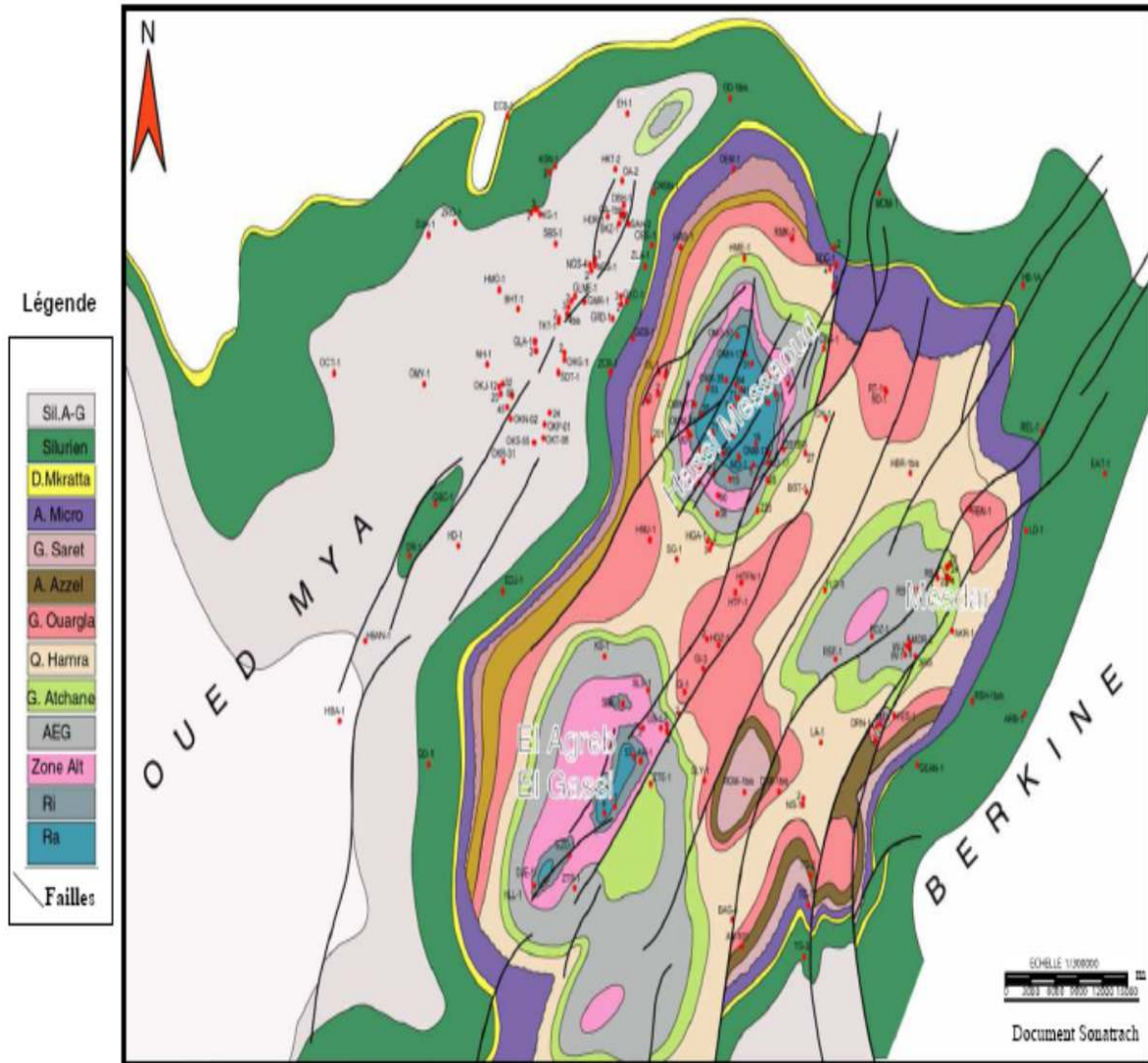


Figure. I.2 : Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud [14].

b. Caractéristiques du gisement :

Le gisement de Hassi-Messaoud se caractérise par sa formation (cambro-ordovicien), sa profondeur (entre 3100 et 3380 m), son épaisseur (jusqu'à 200 m), la légèreté de son huile (API=45,4), sa pression initiale élevée (482 kg/cm²) pour un point de bulle entre 140 et 200 kg/cm², la température du réservoir est de l'ordre de 118 °C.

Le type de drainage a été en premier lieu pour l'ensemble du champ de Hassi-Messaoud, la déplétion naturelle, caractérisée par : Une forte pression initiale, un écart important de cette pression avec la pression de bulle et une forte compressibilité.

I.4.DESCRPTION DU RESERVOIR :**I.4.1. SUBDIVISION DIAGRAPHIQUE :**

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes, RI, RA, R2 et R3 ou :

- Zone Ra: réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :
 - ✓ Zone I : grossière inférieure subdivisée de bas en haut :
 - Drain D1.
 - Drain ID (Inter Drain).
 - Drain D2.
 - ✓ Zone II : Fine intermédiaire (D3).
 - ✓ Zone III : Grossière supérieure (D4).
- Zone Ri : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7,8,9 .
- Zone R2 : zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250) ;
- Zone R3 : zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

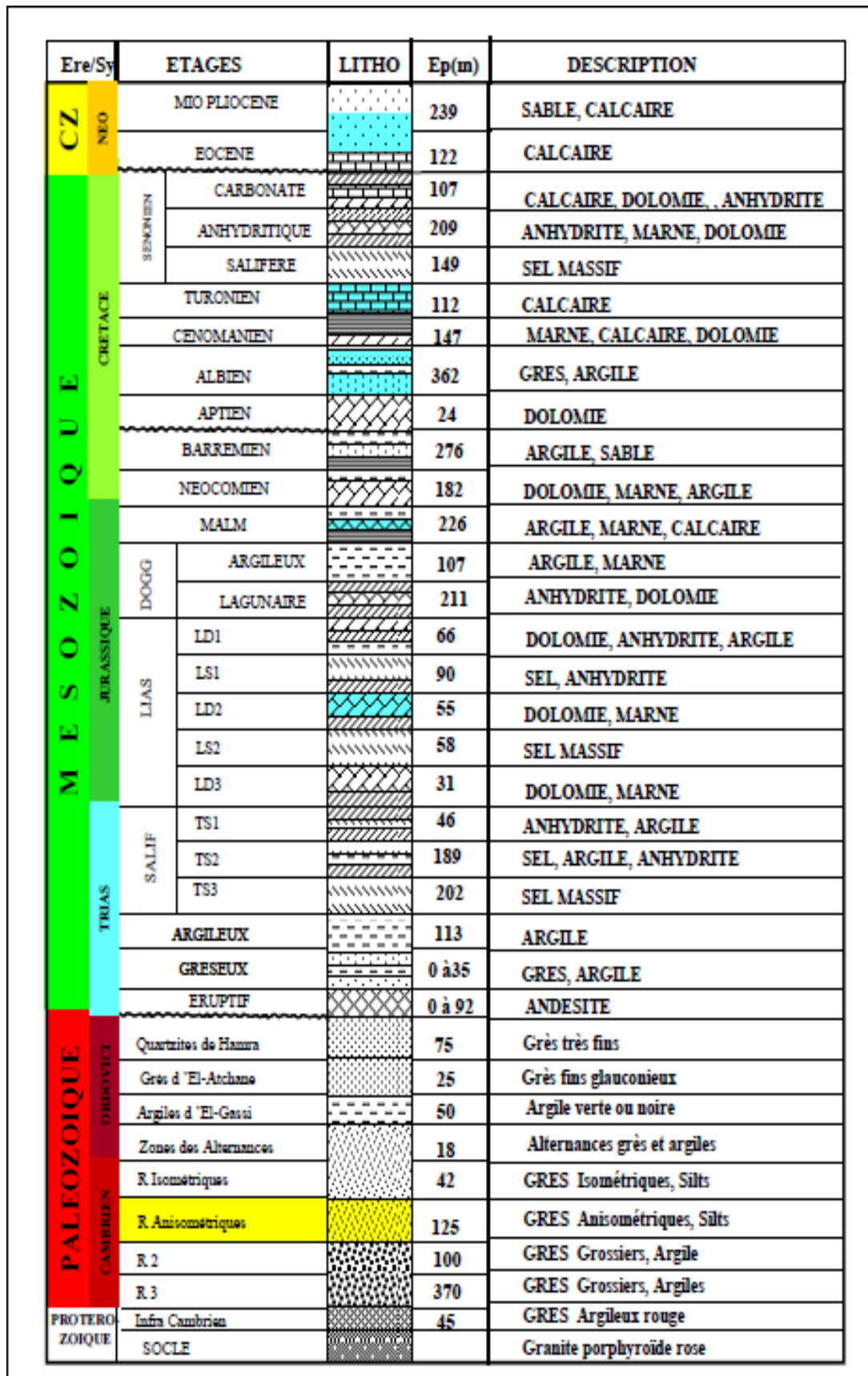


Figure. I.3 : Coupe lithologique du réservoir de Hassi-Messaoud [7].

I.4.2. ZONATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD :

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices [15].

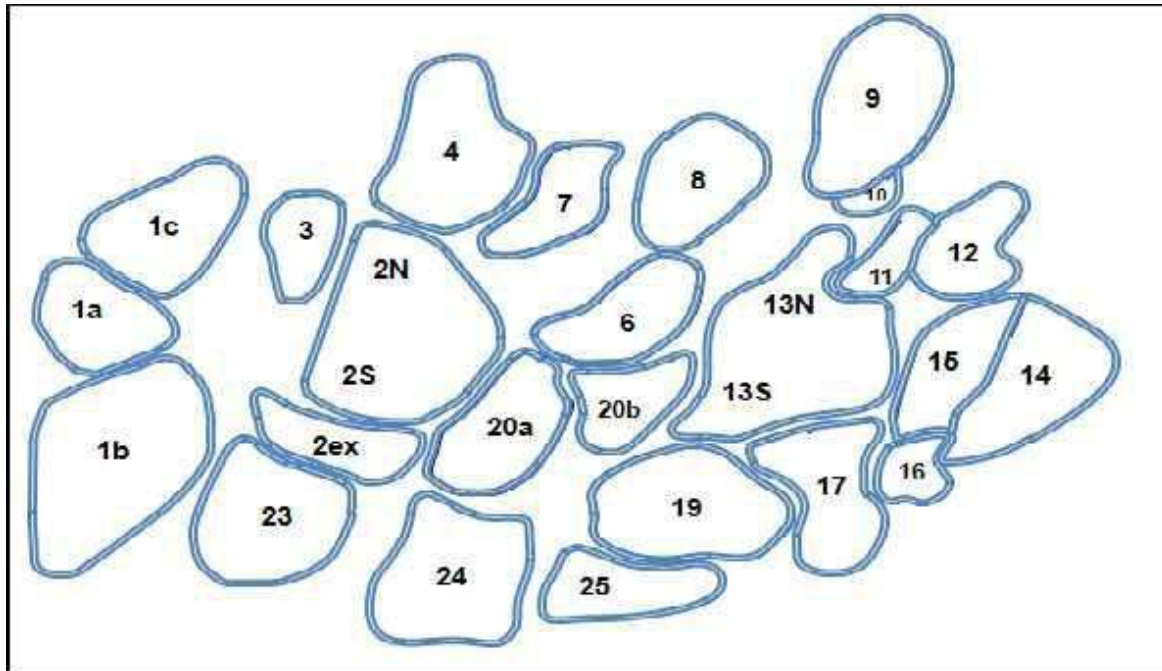


Figure I.4 : Les Zones du Champ de Hassi Messaoud [15].

I.5. CONCLUSION :

Le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie vis-à-vis de la caractérisation du réservoir :

- hétérogène sur une verticale et sur un plan ;
- anisotrope par la présence de silts ;
- discontinu par l'écoulement des fluides.

L'exploitation du gisement de Hassi-Messaoud depuis 1958 jusqu'aujourd'hui est très importante certes mais, elle n'est pas encore terminée. Une importante organisation de développement a été entreprise pour récupérer d'avantage le pétrole.

De ce fait les spécialistes de ce domaine devront d'autres créativité pour une exploitation encore meilleure.

CHAPITRE II

PRESENTATION LWD

Logging au cours de forage (LWD) est une technique de transport des outils de diagraphe de puits dans le fond de l'assemblage du trou inférieur (BHA) pendant le forage du puits. Les outils LWD transmettent des résultats de mesure partiels ou complets à la surface via un pulseur de boue de forage ou d'autres techniques améliorées (données en temps réel). Les résultats de mesure complets peuvent être téléchargés à partir des outils LWD après avoir été retirés du trou (logging des données de mémoire). Parfois, tout ou partie du puits de forage est enregistré ou ré-enregistré tout en sortant du trou. C'est ce que l'on appelle logging au cours de déclenchement.

Mesure au cours de forage (MWD) Est un terme utilisé pour décrire les mesures liées au forage effectuées à la surface ou faites en fond de trou et transmises à la surface lors du forage d'un puits. Les termes MWD et LWD sont parfois utilisés de manière interchangeable, mais nous aimons considérer LWD comme le processus d'obtention d'informations sur les roches (porosité, résistivité, etc.) et MWD comme obtention d'informations sur l'avancement de l'opération de forage (taux de pénétration, poids sur l'outil de forage, trajectoire de forage, etc.). Aujourd'hui, le MWD fait souvent référence à des mesures de géostation effectuées pour aider à décider des modifications de la trajectoire du puits de forage [13].

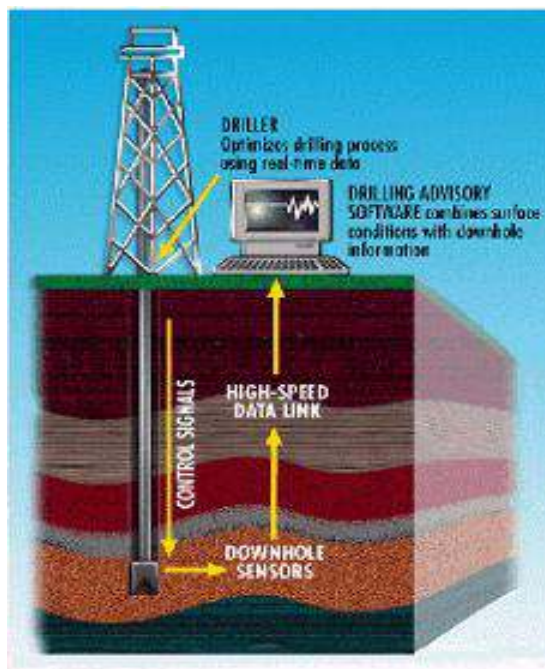


Figure II.1 : Le concept LWD [13]

II.1. PROPRIETES PETROPHYSIQUES :

Ce sont quelques - unes des principales propriétés étudiées dans pétrophysique sont lithologie, la porosité, la saturation en eau, la perméabilité. Un aspect clé de pétrophysique est la mesure et l'évaluation de ces propriétés de la roche en acquérant ainsi log mesures - dans lequel une chaîne d'outils de mesure sont insérés dans le trou de forage, base de mesures - dans lequel des échantillons de roche sont extraites de sous - surface, et sismiques mesures. Ces études sont

ensuite combinées à des études géologiques et géophysiques et l'ingénierie de réservoir pour donner une image complète du réservoir.

II.1.1.LA POROSITE :

La porosité est définie comme le rapport entre le volume des vides et le volume total d'un milieu poreux :

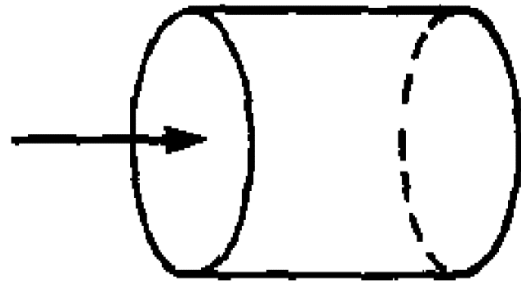
$$(1) \dots \phi = \frac{V_v}{V_t} \text{ exprimée en \%}$$

V_v =volume de vide,

V_t =volume totale.

On distingue ainsi la porosité de pores (ou « porosité primaire ») et la porosité secondaire et porosité utile et porosité résiduelle :

- porosité primaire : formé par l'ensemble des pores **Figure II.2 : la direction de fluide [4]** créés au cours de la sédimentation
- porosité secondaire : est un espace vide dont la dimension dans une direction de l'espace est nettement inférieure à celles dans les deux autres .
- La porosité utile ϕ_u : représente le pourcentage de pores reliés entre eux et avec l'extérieur.
- La porosité résiduelle ϕ_r : représente le pourcentage des pores non reliés entre eux et avec l'extérieur.



II.1.2.LA PERMEABILITE :

C'est définie comme les fluides circulent dans les pores des roches avec plus ou moins de facilité, suivant les caractéristiques du milieu poreux [8].

La loi de Darcy :

$$(2) \dots K = Q * L \frac{\mu}{F * \Delta P}$$

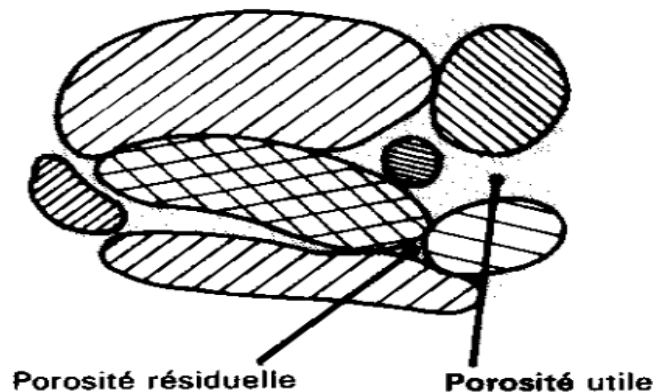


Figure II.3 :Milieu poreux [4]

Q : débit volumique m^3/s .

L : distance entre la surface d'échange **cm**.

F : surface d'échange cm^2 .

μ : viscosité du fluide **CP**.

Δp : différentiel de pression **mbar**.

les types de la perméabilité :

- **La perméabilité absolue** est la valeur de perméabilité d'un fluide homogène et n'a aucun effet sur le milieu qu'il contient
- **La perméabilité effective K_e** : C'est la capacité d'une roche à faire passer un fluide à travers elle, avec un autre fluide qui ne se mélange pas entre eux.

La relation entre la porosité et la perméabilité :

$$(3) \dots K = \emptyset \frac{r^2}{8}$$

r : le diamètre de pore.

\emptyset : la porosité.

II.1.3.LA SATURATION :

Dans le volume de pores V_p se trouvent un volume V_w d'eau, un volume V_o d'huile et un volume V_g de gaz ($V_w + V_o + V_g = V_p$).

Les saturations en huile, eau et gaz sont :

$$(4) \dots S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p} \text{ exprimées en pourcent}$$

S_w =saturation d'eau, S_o =saturation d'huile, S_g =saturation de gaz,

V_p =volume de pores. V_w =volume d'eau, V_o =volume d'huile, V_g =volume de gaz.

Avec $S_w + S_o + S_g = 100\%$.

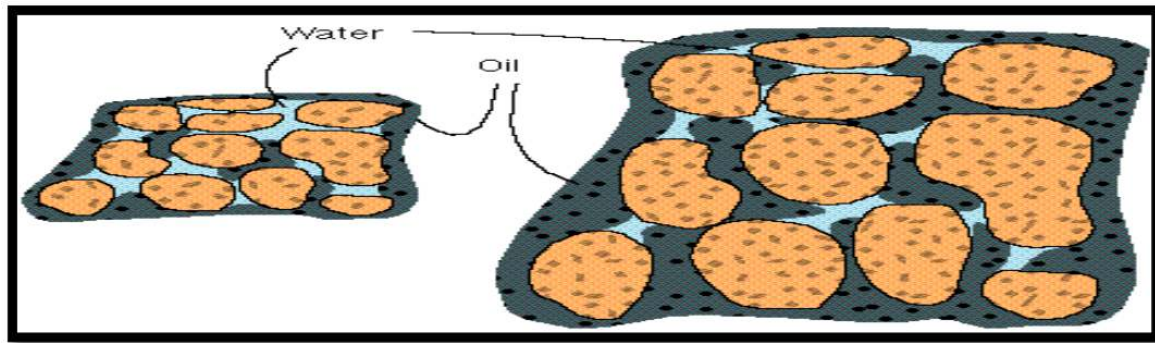


Figure II.4 : Les saturations sont répartis dans la roche stockée (schlumberger,2002) [8].

La connaissance des volumes d'huiles et de gaz en place dans un gisement nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou au moins une approche satisfaisante [8].

la détermination de la saturation

- Méthode directe (analyse des carottes).
- Méthode indirecte (à partir des phénomènes capillaire).
- À partir des diagraphies.

Les types des saturations :

- **Les Saturations productibles:** Les fluides sont librement mobiles entre les grains rocheux
- **Les saturations irréversibles :** Ils restent dans la couche et ne peuvent pas être enlevés, car leur valeur augmente dans les roches à petits grains (pores étroits).

La saturation est principalement calculée à travers la relation Archie, qui relie la porosité et la résistivité à d'autres paramètres liés au type de lithologie [8].

$$(5) \dots S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_f}$$

S_w : saturation d'eau .

R_w : résistivité d'eau .

Rt: résistivité de la roche dans la zone vierge.

\emptyset : la porosité .

m :puissance de cimentation.

a :coefficient .

n :la puissance de saturation.

II.2. ACOUSTIQUE - MECANIQUE DES ROCHES :

Les premiers logs sonores sont apparus en 1957. Logs sonores, également connus sous le nom de logs de temps de trajet soniques ou logs de lenteur, Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques dans les formations. La mesure de la propagation de ces ondes et de leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des formations traversées [12].

Principe :

Dans la pratique le log sonique mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation. Les sondes de diagraphie acoustique utilisent deux récepteurs qui enregistrent le temps de propagation entre les deux récepteurs, divisé par la distance entre eux (temps d'intervalle) qui est donné en microsecondes par pied.

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours.

La profondeur d'investigation du sonique n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure dans la zone lavée.

L'outil :

BHC: Borehole Compensated Digital Array Acoustic log:

Le log acoustique BHC présente des données de mesure de la vitesse du son dans les formations traversées par le puits de forage. L'intervalle de temps entre l'arrivée des impulsions acoustiques à des récepteurs finies espacés dans l'instrument est mesurée puis enregistrée en microsecondes par pied (ou microsecondes par mètre) [8].

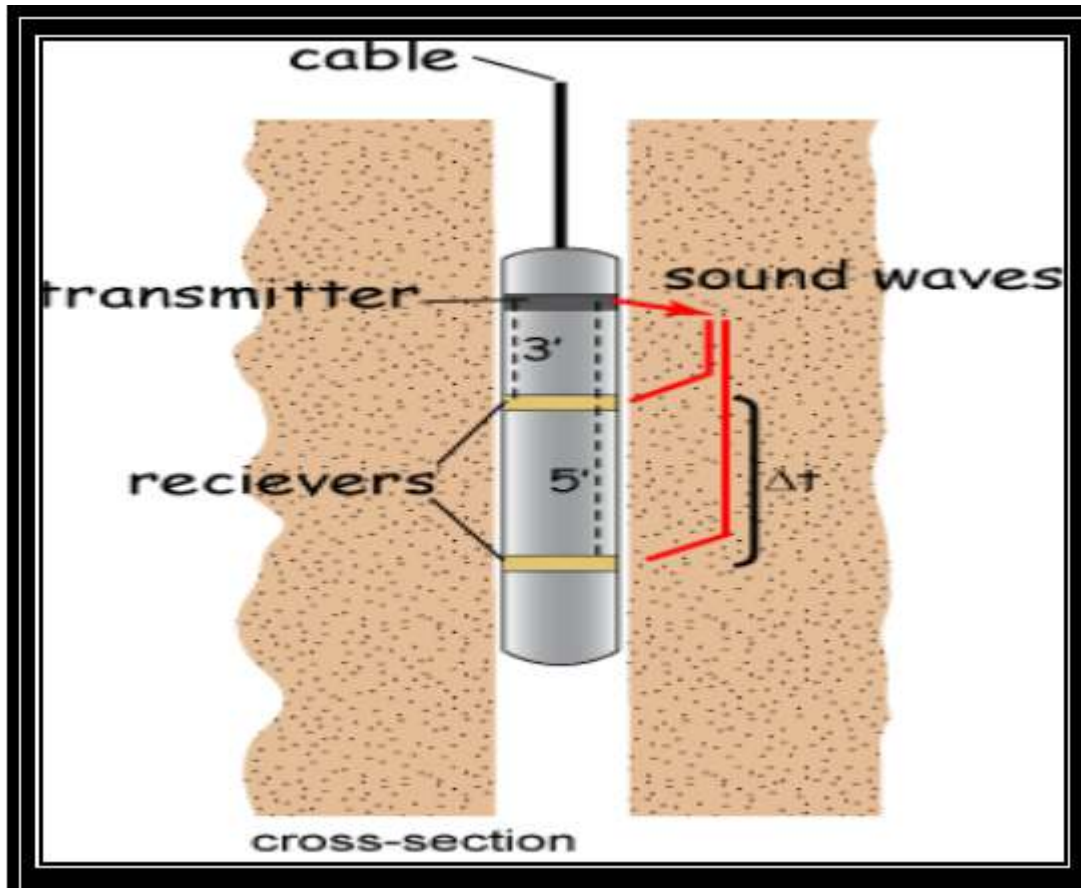


Figure II.5 : Schéma représentant le principe de l'outil sonique (Document Schlumberger) [7].

La porosité peut être calculée lorsque la valeur de la durée de trajet acoustique de la matrice de formation est connue.

Mécanique des roches

Lorsque des impulsions sonores sont introduites dans le réservoir, le temps de trajet entre des points fixes peut être mesuré. La vitesse à laquelle le son voyage est liée aux propriétés de la roche de formation et des fluides qu'elle contient. Ces informations peuvent être utilisées pour l'estimation de la porosité, la détermination et la corrélation des fractures et de la lithologie. Ces données peuvent être utilisées dans des applications de forage (comme la détermination de la pression interstitielle, les calculs de résistance de la roche, l'analyse de la stabilité du trou de

forage) et dans les applications géophysiques (par exemple la corrélation sismique de temps en profondeur).

Imagerie ultrasonique haute résolution

Améliorez la compréhension du réservoir : plus de pixels, une plus grande visibilité :

Lorsque vous percez dans de la boue à base de pétrole, vous manquez souvent d'images de haute qualité pour prendre des décisions éclairées. Sperry Drilling présente le service d'imagerie ultrasonore haute résolution PixStar, une technologie d'enregistrement pendant le forage (LWD) qui fournit une haute résolution, des images d'amplitude acoustique dans des boues à base d'huile (OBM) et à base d'eau (WBM) pour identifier les fractures, les caractéristiques géologiques et la taille et la forme du forage, vous aidant à améliorer la stabilité du puits de forage et à optimiser les complétions, en maximisant la valeur de votre actif [12].

Identifiez les fractures, planifiez votre programme de fracturation

Connaître l'emplacement des réseaux de fractures naturelles et des amas de fractures, vous pouvez planifier vos programmes de rupture hydraulique et d'achèvement, maximisant ainsi l'efficacité de la production. Avec le service PixStar, nous pouvons visualiser tous les détails de votre forage et identifier les changements de structure et de lithologie [12].

Améliorez la stabilité du puits de forage, minimisez les risques

La compréhension de la taille et de la forme du trou de forage vous permet d'optimiser les paramètres de forage et le poids de la boue, d'éviter le lessivage ou la cassure du puits de forage et de minimiser les dommages à la formation [12].

Placer les emballeurs avec précision, optimiser les finitions

L'analyse de la taille et de la forme des trous de forage est utilisée pour calculer le volume total de ciment, permettre des opérations de cimentage sûres et efficaces, et vous aider à améliorer le placement des emballeurs et à optimiser la conception globale de vos réalisations [12].

Service sonique multipolaire LWD

Fournir des mesures acoustiques précises même à des températures élevées

Le capteur QBAT fournit des mesures de vitesse acoustique pendant le forage pour déterminer la porosité et les propriétés de la roche tout en fournissant une entrée à de nombreux calculs avancés tels que des sismogrammes synthétiques et des analyses de stabilité de puits de forage.

Avec plusieurs améliorations de conception importantes par rapport à l'outil BAT d'origine, le capteur QBAT fournit des mesures précises de vitesse de cisaillement et de vitesse de compression dans une plus large gamme de types de formations - y compris des formations très molles et des environnements à haute température jusqu'à 175 ° C (347 ° F) - dans des conditions de forage plus difficiles.

Service Azimuthal Sonic et Ultrasonic LWD

S'appuyant sur le succès des outils BAT et QBAT, Les services de forage de Sperry ont porté les mesures de vitesse à un nouveau niveau avec le service LWD sonique et ultrasonique azimuthal XBAT. L'outil combine des émetteurs multipolaires et quatre réseaux de récepteurs azimuthaux, ainsi qu'un pied à coulisse acoustique à 4 doigts.

Le service XBAT LWD fournit des mesures acoustiques précises dans une large gamme de formations via des capteurs et des composants électroniques qui sont beaucoup moins sensibles au bruit de forage et ont une réponse en fréquence plus large.

Le résultat est un rapport signal / bruit plus élevé qui permet de meilleures mesures même dans des environnements de forage bruyants et de mauvaises conditions de trous.

Le service XBAT LWD vous aide à forer de manière plus sûre, plus rapide et sur cible dans des environnements difficiles, atténuer les risques grâce à la prévision de la pression interstitielle et aux informations sur la forme des trous pour la surveillance de la stabilité des puits de forage.

et optimiser la position de votre puits de forage avec des sismogrammes synthétiques qui se rapportent aux données sismiques de surface.



Figure II.6 : XBAT Azimuthal Sonic et Ultrasonic LWD [12].

Le service XBAT LWD comprend :

Sonique

- Préviation de la pression interstitielle en temps réel
- Corrélation sismique
- Détection de gaz
- Porosité sans source
- Mécanique des roches / stabilité de Wellbore
- Shale Logging- "Percer jusqu'au Frac "
- Geosteering
- Cased Hole and Cement Bond Logging

Caliper

- Taille et forme et ouverture des trous en temps réel
- Stabilité de Wellbore.
- Enregistrement accéléré.
- Laps de temps logging.

II.3. BOREHOLE IMAGE :

Grâce à un astucieux dispositif constitué de très petites électrodes (5 mm de diamètre environ) noyées dans un patin, on obtient une « image électrique » de la paroi du trou par conversion en intensité de gris des mesures faites par chaque électrode [13].

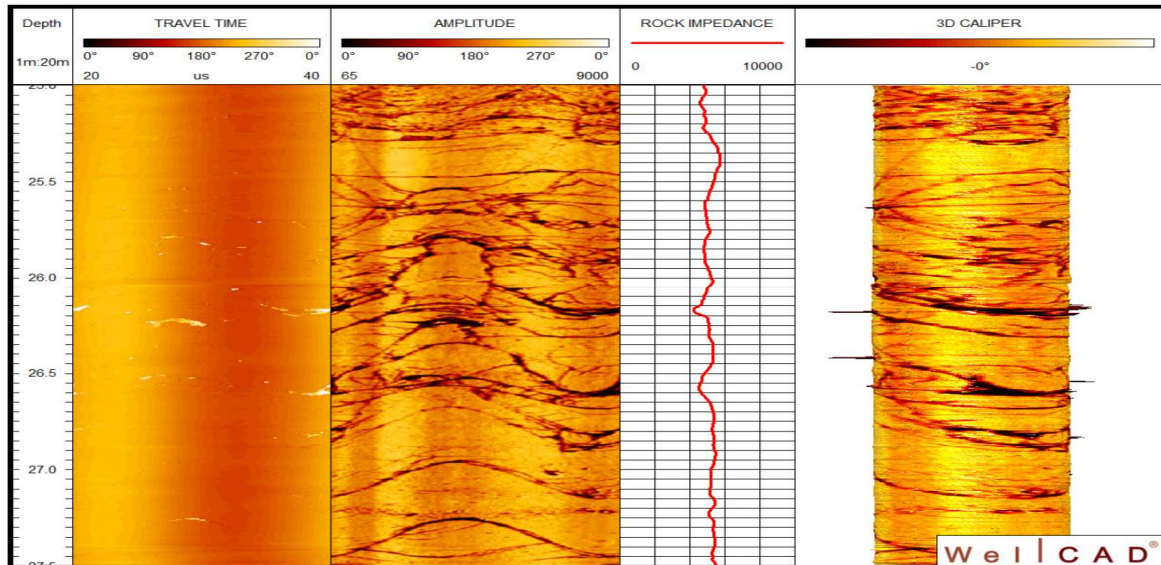


Figure II.7 : Typical Acoustic Borehole Imager data: travel time, amplitude, (calculated) acoustic impedance, and 3-D display of travel time and amplitude (depth in meters) [13].

Un appareil émetteur-récepteur rotatif envoie 750 impulsions par seconde (250 par tour). Chaque impulsion dure 10 microsecondes et a une fréquence de 450 kilohertz. L'énergie acoustique est réfléchiée par la paroi du trou et revient vers le récepteur, où elle est captée. On mesure l'amplitude et le temps du trajet aller et retour de cette impulsion. L'exploitation de ces deux données permet d'obtenir une « image acoustique » de la paroi du trou qui reflète ses irrégularités, elles-mêmes liées à la lithologie et à l'existence de fractures ou de vacuoles [3].

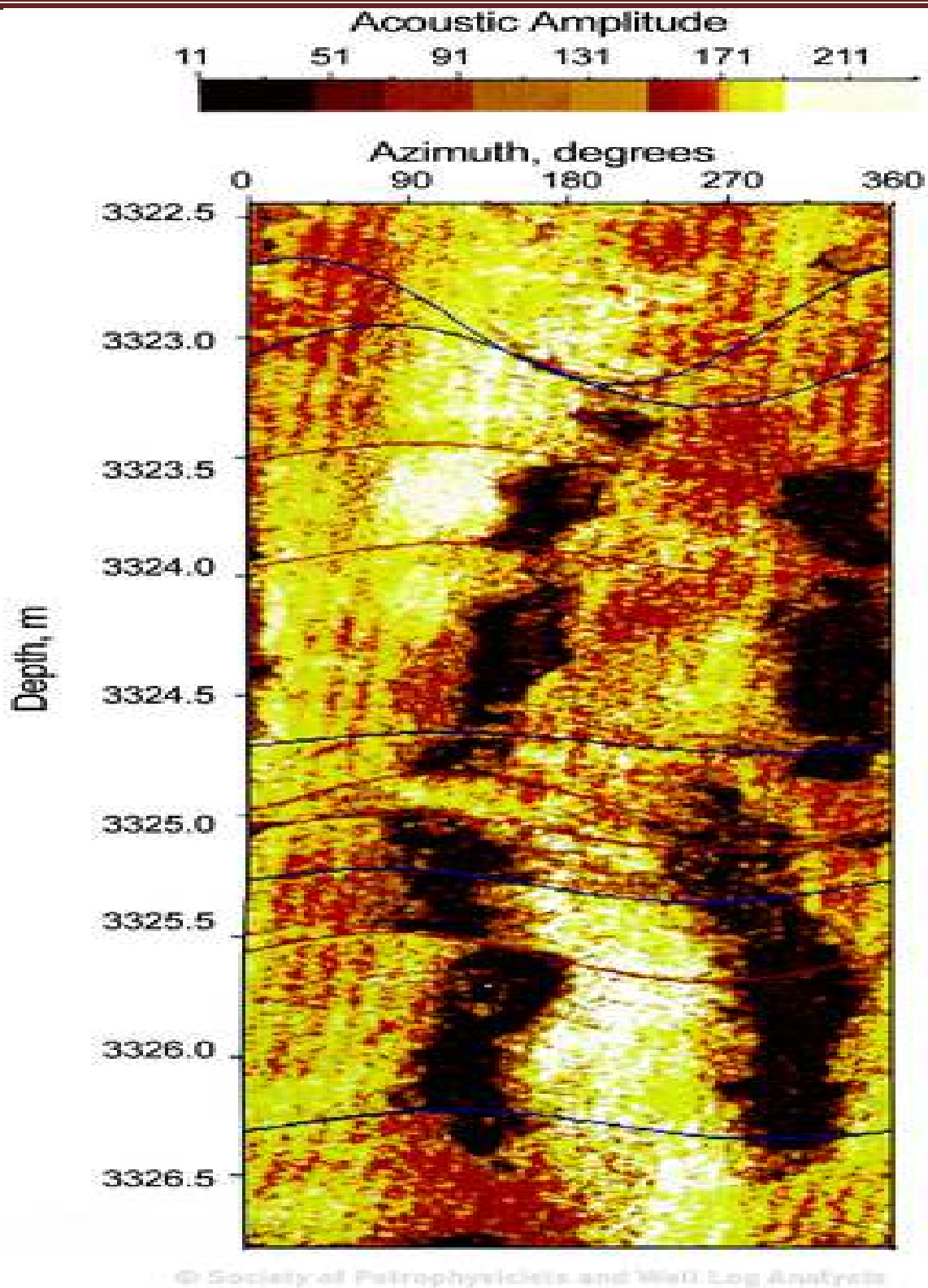


Figure II.8 : Exemple de détection breakout à l'aide d'un téléspectateur de borehole à ultrasons [13].

II.4. LOG DENSITE :

La densité de la roche réservoir est déterminée par la densité de la matrice, la densité du fluide de saturation, la porosité.

$$(6) \dots \phi = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

$$(7) \dots \rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \rho_f\phi$$

ρ_b : bulk densité de la formation.

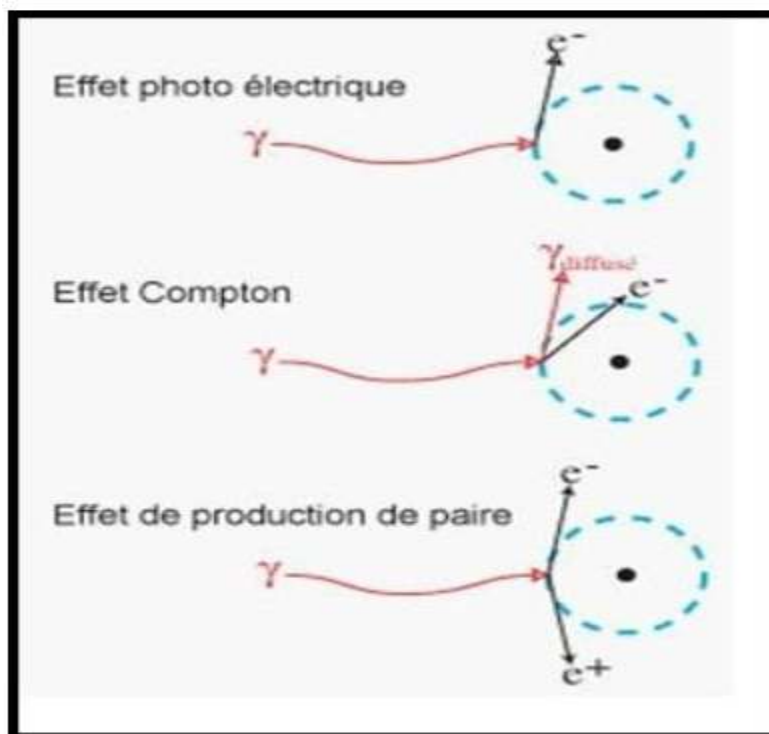
ρ_{ma} : la densité de la matrice.

ρ_f : densité du fluide poreux.

Principe de mesure :

On bombarde la formation par des rayonnements gamma dont leur énergie est comprise entre 0.1 et 1 Mev.

- interaction corpusculaire .



effet photoelectrique <0.1 Mev

effet Compton que besoin 0.1-1 Mev

effet de production de paire >1 Mev

- le rayonnement gamma émis en collision avec les électrons de formation, il résulte une émission d'électron et un GR diffuse.
- La mesure de nombre de GR diffuse par le récepteur.

La densité de formation dépend :

- ✓ La lithologie.
- ✓ La porosité .
- ✓ La densité de fluide de la saturation .

II.5. GAMMA LOGGING :

Les rayons gamma sont des salves d'ondes électromagnétiques de haute énergie qui sont émis spontanément par des éléments radioactifs. Presque tout rayonnement gamma rencontré sur la terre est émis par l'isotope radioactif de potassium $^{40}_{19}K$ et par les éléments radioactifs de la série d'uranium $^{238}_{92}U$ et du thorium $^{232}_{90}Th$ [1].

Mesure de la radioactivité gamma :

On mesure le rayonnement à l'aide de détecteur appropriés. La réponse de l'outil est en fonction de la concentration du minéral radioactif dans la formation et la densité de cette formation.

$$(8) \dots GR = \frac{\rho \cdot V}{\rho_b} A$$

GR : radioactivité globale mesure.

ρ : densité du minéral ou élément radioactif.

V : pourcentage volumique de l'élément.

ρ_b : densité globale de la formation.

A : Cst.

Principe

Le log GR est la mesure de la radioactivité naturelle de la formation. Dans les formations sédimentaires, le log reflète le contenu de cette formation en argile, parce que les éléments radioactifs sont généralement concentrés dans les argiles et schistes [1].

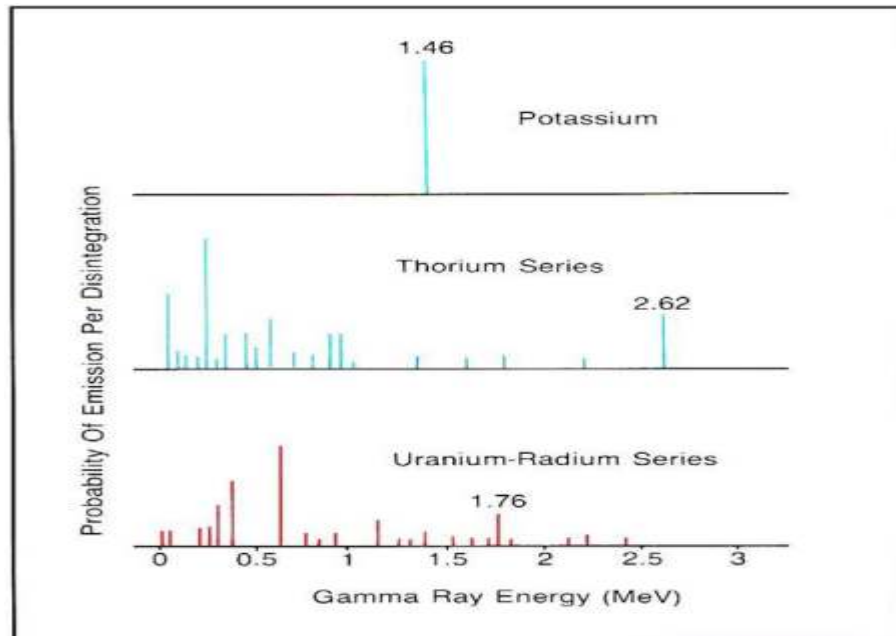


Figure II.9 : Schéma de l'émission paire en fonction de l'énergie du Gamma ray [1].

L'outil :

Il existe plusieurs outils gamma ray, parmi eux NGS(NGT) Naturel Gamma Spectrométrie et le HNGS (enlève l'effet de la Baryte). On peut en effet mesurer tout l'éventail des émissions gammas produites par la formation ou par un choix convenable de fenêtres d'énergie (Potassium : 1360KeV à 1560KeV, Uranium : 1660KeV à 1860KeV, Thorium : 2410KeV à 2810KeV), faire une discrimination entre le rayonnement du au potassium, au thorium ou à l'uranium, on parle dans ce cas de spectrométrie gamma.

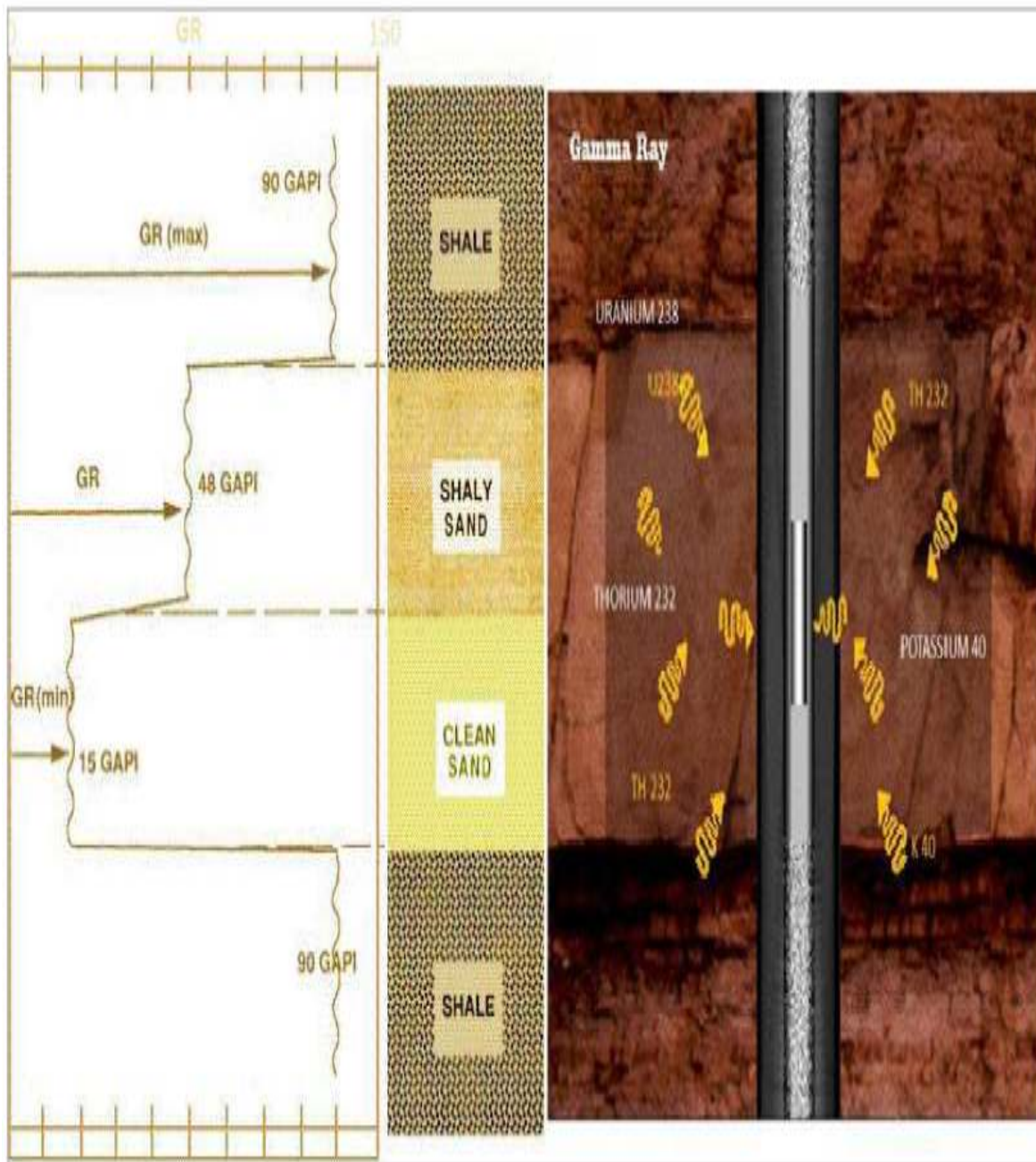


Figure II.10 : Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir. (Document Schlumberger) [7].

II.6. RESONANCE MAGNETIQUE NUCLEAIRE :

Tous les outils de RMN modernes utilisent un aimant permanent pour aligner l'axe de rotation des protons du fluide du réservoir. Tous les outils utilisent un émetteur-récepteur radiofréquence pour incliner l'axe de rotation, puis enregistrent le signal électromagnétique émis par les protons

lorsqu'ils reprennent leur direction de rotation d'origine. L'émetteur fonctionne à la fréquence de Larmor, qui dépend de la force de l'aimant permanent sur l'outil. Sur un CMR, pour l'hydrogène, c'est 3,8 MHz [13].

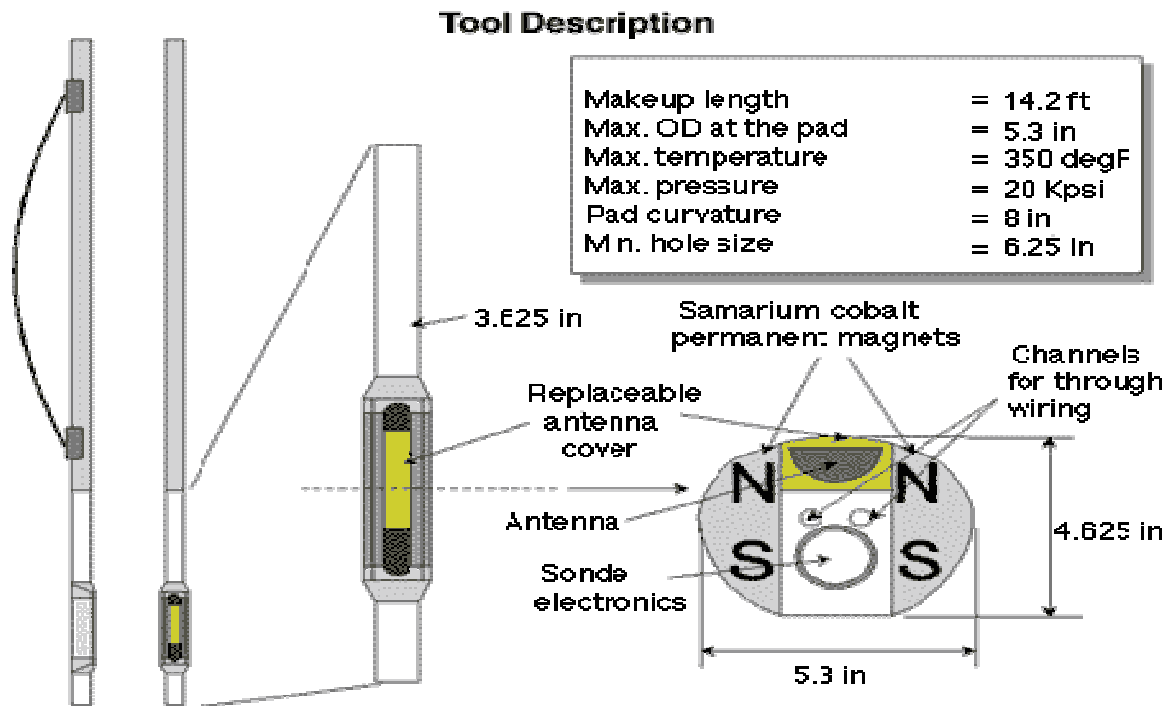


Figure II.11 : Schlumberger CMR tool design [13].

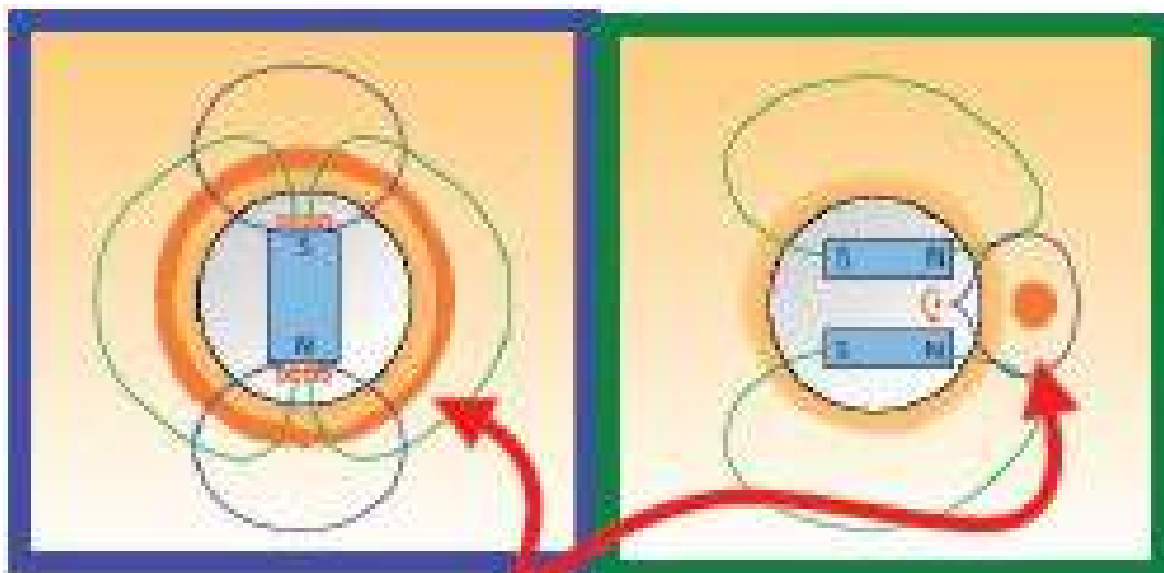


Figure II.12 : Measured rock volume for MRIL (red circle), CMR (red dot), and MREX (grey) [13].

Contrairement à de nombreux autres outils de logging, la conception et les principes de fonctionnement de la RMN sont quelque peu différents entre les différents fournisseurs de services. Un outil Schlumberger CMR étudie un morceau de roche de la taille d'un bon cigare cubain, à environ 1 pouce de la paroi du trou de forage, devant l'aimant permanent sur la face de l'outil. L'outil MRIL d'Halliburton (conception NUMAR) mesure un cylindre mince d'environ 2 pouces à l'intérieur de la roche, entourant tout le trou de forage.

II.7. LOG NEUTRON :

C'est aussi une diaggraphie nucléaire provoquée. Il s'agit dans ce cas de bombarder la formation par des neutrons rapides.

a- Principe

A l'aide d'une source appropriée on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons à haute énergie. Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie.

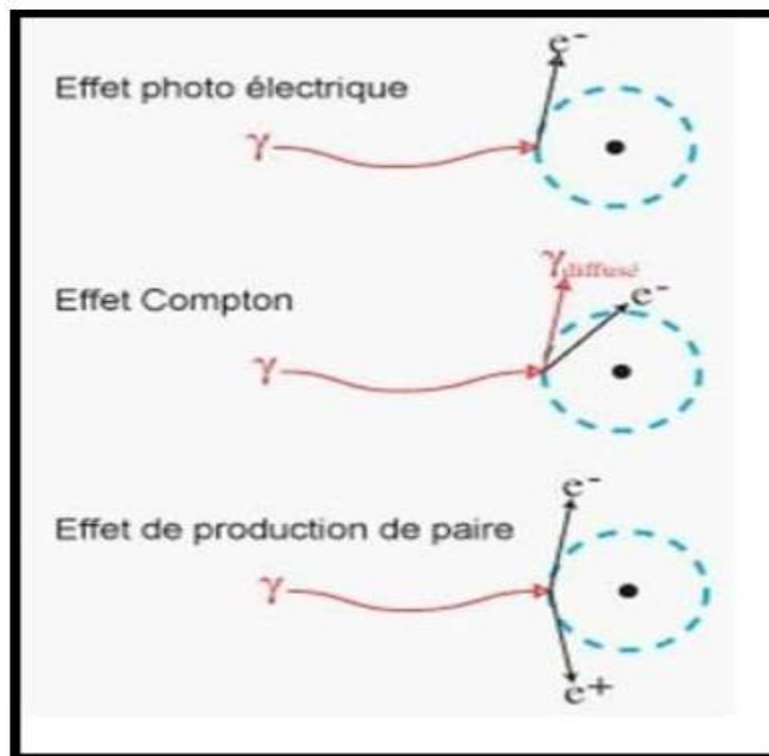


Figure II.13 : Schéma des interactions corpusculaires.
(Source : Université de Lausanne) [1].

a- L'outil**Le CNL :**

Il enregistre les neutrons thermiques. Mais pour diminuer les effets de trou, il comprend deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron).

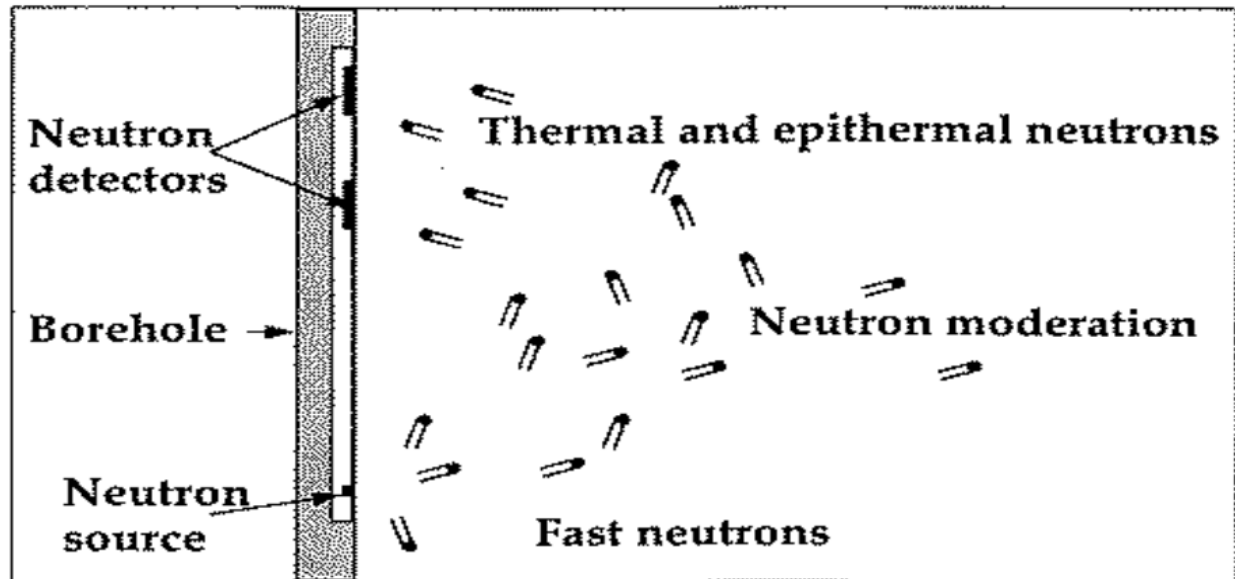


Figure II.14 : Schéma représentant le principe de la sonde neutron (O.serra.1979) [1].

II.8. LOG RESISTIVITE :

Les diagraphies de résistivité dans des profondeurs d'investigations variées, sont utilisées pour évaluer la saturation en fluide des formations, dans le sens qu'elles permettent d'identifier des zones susceptibles d'être envahies par les fluides de formation, et peuvent ainsi aider à établir leur perméabilité.

Les outils :

Les outils de résistivité sont destinés à donner des informations sur la saturation en eau, à partir de la connaissance de la résistivité de cette dernière et de la porosité de la formation. De fortes valeurs de résistivités indiquent des quantités d'eau faibles, et donc des saturations en eau faibles.

Les résistivités les plus utilisées sont celles focalisées. Pour cela deux groupes sont définis :

- Les latérologs utilisant une boue salée.

- Les inductologs utilisant une boue douce ou non conductrice.

a. Les Latérologs :

Ces outils ne sont utilisés qu'en présence de boue conductrice. Les dispositifs de mesure sont constitués d'un système d'électrodes émettrices, d'un système d'électrodes réceptrices et d'un système d'électrodes de focalisation du courant à pénétrer latéralement dans la formation [5].

Le High Resolution Azimuthal Laterolog sonde (HALS) :

C'est un outil à électrodes, il comporte douze électrodes distribuées tout autour de l'axe de l'outil faisant la mesure de 12 résistivités azimutales et produisant deux types d'images de résistivité de la formation. Il offre deux mesures de résistivités deep (LLD) et shallow (LLS) , et deux mesures de résistivités deep et shallow de haute résolution (HLLS & HLLD).

Micro Spherically Focused Log (MSFL):

La mesure de l'outil MSFL implique seulement les quelques premiers centimètres de la formation immédiatement adjacente au trou de forage, la zone lavée (Rxo), la où le fluide de forage a déplacé tous les fluides de formation. Électrodes pour le MSFL sont noyées dans un bloc isolant monté sur un bras d'étrier motorisé.

MSFL a une résolution verticale très fine et excellente pour la délimitation des bancs minces, et fonctionne en combinaison avec les deux outils Dual Laterolog et Dual induction.

a. Les Inductologs

Ces outils sont destinés aux mesures de résistivité dans le cas d'une boue de forage non conductrice (c'est-à-dire à huile). Ils comportent des bobines émettrices qui engendrent un courant électromagnétique, ce dernier se propage dans les formations en induisant un courant secondaire dit « courant de Foucault », ce champ électromagnétique est mesuré par une bobine réceptrice [2].

Array Imager Tool (AIT) :

C'est un outil d'induction utilisé par Schlumberger dans les puits qui utilise une sorte de boue qui est caractérisé par une très faible salinité.

L'outil AIT utilise huit bobine d'induction fonctionnant à des fréquences multiples. Le logiciel focalisant des signaux reçus génère une famille de log de résistivité avec différentes profondeurs

d'investigation. Un ensemble de cinq logs de résistivité avec 1 pi résolution verticale et enquêtes radiales progressif de 10 à 90 pouces.

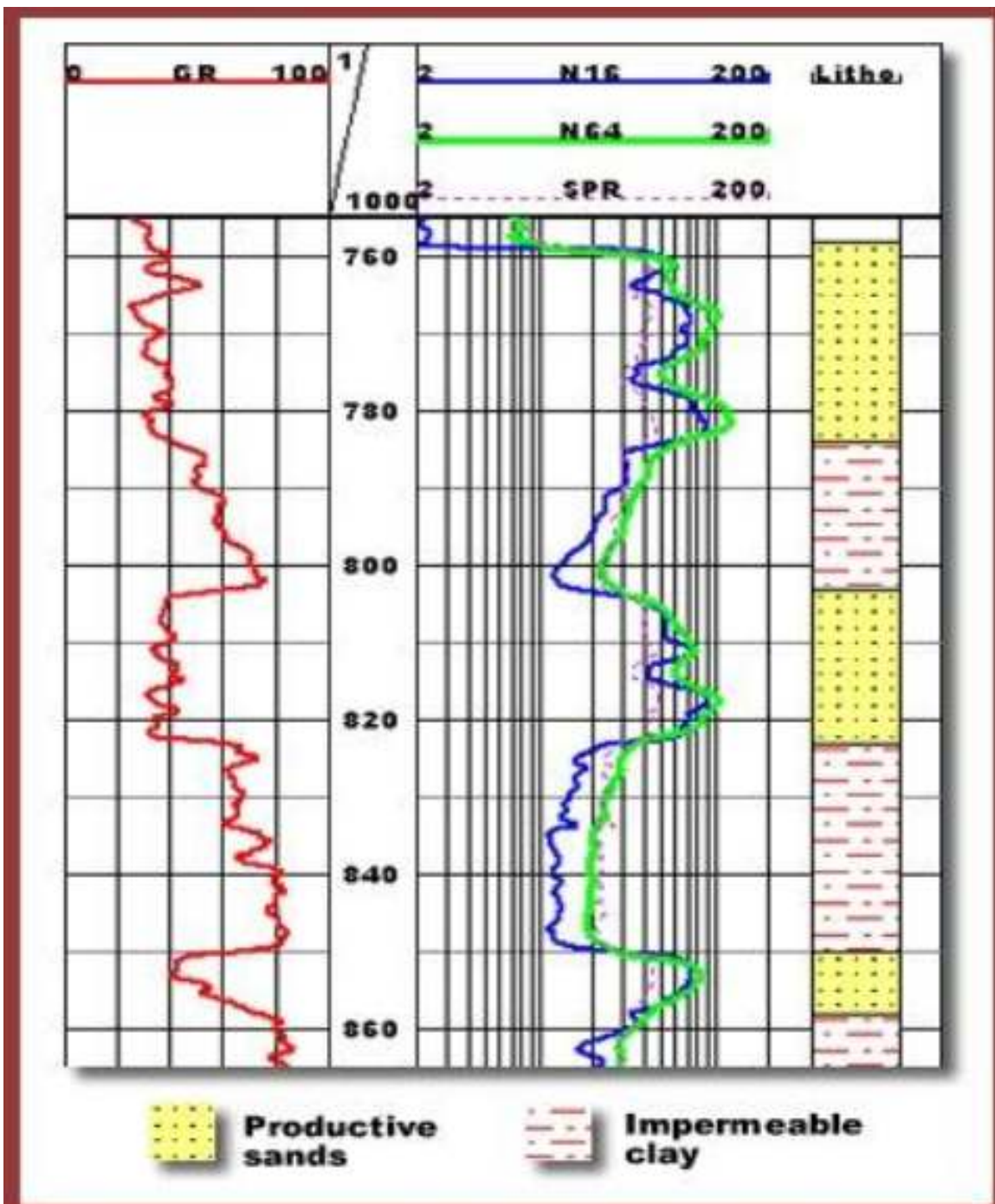


Figure II.15 : Exemple d'un log de résistivité en face d'un réservoir (Document SPEC 2000) [13].

II.9.TEST ET ECHANTIIONNAGE :

Des informations supplémentaires pouvant aider à l'évaluation de la formation sont des échantillons réels des fluides du réservoir et des pressions dans la formation.

Les mesures de pression interstitielle, par exemple, peuvent aider à déterminer la perméabilité de la formation et de la viscosité des fluides, identifier les points de contact avec les fluides et sont utiles pour gérer les pressions de formation et le programme de boue de forage.

En étant capable de capturer des échantillons de la formation, un certain nombre de propriétés de fluide et de formation peuvent être contrôlées, notamment :

la résistivité; viscosité; densité; point de bulle; compressibilité; perméabilité horizontale; perméabilité verticale.

L'intérêts de chacune de ces méthodes de mesure par diagraphie différée (détaillée ci-dessus) ainsi que le type de donnée obtenue pour caractériser les formations carbonatées [11] :

a) Module Gamma-Ray

Combinaisons d'outils / Vitesses d'enregistrements : Mesure généralement intégrée à la télémétrie, le gamma-ray est ainsi intégré à toute autre mesure. Vitesse maximale de 1 100 m/h.

Résolution verticale / Profondeur d'investigation : 30 cm / 60 cm.

b) Module Diamètreur

Combinaisons d'outils / Vitesses d'enregistrements : se combine avec la quasi-totalité des modules de mesures / Vitesse maximale de 1 100 m/h.

Pas de résolution verticale / ni de profondeur d'investigation pour les mesures diamètreur.

c) Module Porosité Neutron Compensé (NPHI)

Combinaisons d'outils / Vitesses d'enregistrements : Combinaison avec d'autres outils open-hole possible. Vitesse d'enregistrement d'environ 1 100 m/h (vitesse d'acquisition équivalente aux mesures de gamma-ray et de diamètreur).

Résolution verticale / Profondeur d'investigation : Résolution : 16 pouces (41 cm).

Profondeur d'investigation : 10 pouces (26 cm).

d) Module Sonique

Combinaisons d'outils / Vitesses d'enregistrements : Possibilité de combinaison avec d'autres outils. Vitesse d'enregistrement d'environ 1 100 m/h.

Résolution verticale / Profondeur d'investigation : Résolution de 6 pieds (environ 1,8 m) en configuration dipôle. Environ 7 fois le diamètre du puits.

e) Module Imagerie de Paroi

Combinaisons d'outils / Vitesses d'enregistrements : Possibilité de combinaison avec la majeure partie des outils. Nécessité de positionner l'outil d'imagerie en bas de combinaison. Vitesse d'enregistrement d'environ 500 m/h.

Résolution verticale / Profondeur d'investigation : Résolution verticale de 0,2 pouce (0,5 cm). Profondeur d'investigation : 1 pouce (2,5 cm) pour la micro résistivité, paroi du puits pour l'acoustique.

f) Résonance Magnétique Nucléaire (RMN)

Combinaisons d'outils / Vitesses d'enregistrements : Possibilité de combinaison avec d'autres outils mais généralement est utilisée avec uniquement un Gamma-Ray. Vitesse d'enregistrement d'environ 200 m/h.

Résolution verticale / Profondeur d'investigation : Résolution verticale 9 pouce (22,86 cm). Profondeur d'investigation 1,5 pouce (3,8 cm).

g) Résistivité

Combinaisons d'outils / Vitesses d'enregistrements : Possibilité de combinaison avec d'autres outils. Vitesse d'enregistrement d'environ 1100 m/h.

Résolution verticale / Profondeur d'investigation : résolution verticale de 60 cm / profondeur d'investigation : de 0,4 à 1,3 m.

CONCLUSION

Les résultats mesurés sont stockés dans des outils LWD et MWD et certains des résultats peuvent être transmis numériquement à la surface en utilisant la télémétrie par impulsions de boue. Ces messages permettent de diriger le forage dans la direction souhaitée.

La technologie LWD a été développée à l'origine comme une amélioration de la technologie MWD antérieure pour remplacer complètement ou partiellement l'exploitation forestière filaire. Avec l'amélioration de la technologie au cours des dernières décennies, LWD est maintenant largement utilisé pour le forage (y compris le géostérage), l'évaluation de la formation, en particulier pour les puits à angle élevé. Dans les zones frontalières, les eaux profondes au large et les puits critiques n'importe où, les données de log en temps réel pendant le forage du puits peuvent être essentielles au succès et à l'économie du puits.

CHAPITRE III

ETUDE DE CAS

III.INDRODUCTION :

Ce chapitre est concerné à résumer des résultats qui sont obtenus de l'extrait de deux études qui sont **analyse et interprétation** des données des diagraphies pour les puits (HGAW_07-HGAW_08)- Champs Hassi Guettar (HGA) **et la gestion d'un gisement à l'aide de diagraphie de production** afin d'étudier 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 à l'aide de logiciels techlog [7].

le deuxième mémoire étudie les trois problèmes major dans la zone de Hassi Messaoud (les percées d'eau/de gaz, bouchage des perforations). Cette étude élabore toutes les décisions prisent par la société en vue d'améliorer la récupération [6].

Notre évaluation se base sur deux critères importants :

1. Les données de jaugeage des puits de dates différentes.
2. Les données PLT interpréter par le logiciel EMERAUDE.

III.1.PREMIER ETUDE :

III.1.1.PRESENTATION DES PUITES :

Les enregistrements de diagraphie étaiés faites au niveau des puits (HGAW-7, HGAW-8) répartis un peu partout sur le champ de Hassi Messaoud .

Le tableau III.1 récapitule les cordonnées géographique des puits :

Tableau : III.1: Situation des puits d'études.

Puits	Année de forage	X	Y	Z_{sol}	Z_{table}
HGAW-7	21/12/2016	766955,017	3488158,007	175,13	182,4
HGAW-8	04/04/2017	766955,017	3 487305.104	149.30	156.55

III.1.2. DIAGRAPHIES ENREGISTREES :

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

Tableau III.2 : Diagraphies enregistrées.

Puits	Réservoir	Unité	Top (m)	Bottom (m)	Diagraphies enregistrées
HGAW-7	Cambrien	HG	3356	3412	1° Run: GR/Résistivité/Caliper
		GEA	3412	3425	2° Run: GR/Densite/Neutron
		AEG	3425	3488	3° Run: GR/Sonic/CCL
		Z_ALT	3488	3511	
		Ri	3511	3557	
HGAW-8	Cambrien	HG	3325	3383	1° Run : GR/Cal/Res
		GEA	3383	3397	2° Run : GR/sonic/spectra
		AEG	3397	3456	3° Run: Gr/Densi/Neutron
		Z_ALT	3456	3477	4° Run : VSP
		Ri	3477	3524	
		Ra	3524	3528	

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

III.1.3. INTERPRETATION QUALITATIVE :

III.1.3.1. DETERMINATION DES ZONES RESERVOIRS :

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 **VSh cut-off** représente le volume d'argile à partir duquel on peut considérer une formation poreuse et perméable. On calculera un **GRcut-off** grâce à la relation suivante (**SERRA, 2000**):

$$(9)...GRcut-off = VSh cut-off *(GRmax - GRmin) + GRmin$$

Vsh cut-off: Volume d'argile cut-off. **GRcut-off**: Gamma Ray cut-off.

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

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

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-07 :

Tableau III.3 : Détermination du $GR_{cut-off}$ du puits « HGAW-7 ».

Réservoirs	GR_{min} (API)	GR_{max} (API)	$GR_{cut-off}$ (API)
Q de Hamra	12	133	54.35
Cambrien Ri + Ra	23	136	90.55

- Le puits HGAW-08 :

Tableau III.4 : Détermination du $GR_{cut-off}$ du puits « HGAW-8 ».

Réservoirs	GR_{min} (API)	GR_{max} (API)	$GR_{cut-off}$ (API)
Q de Hamra	10	129	51.65
Cambrien Ri + Ra	13	142	58.15

III.1.3.2. 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-7 :

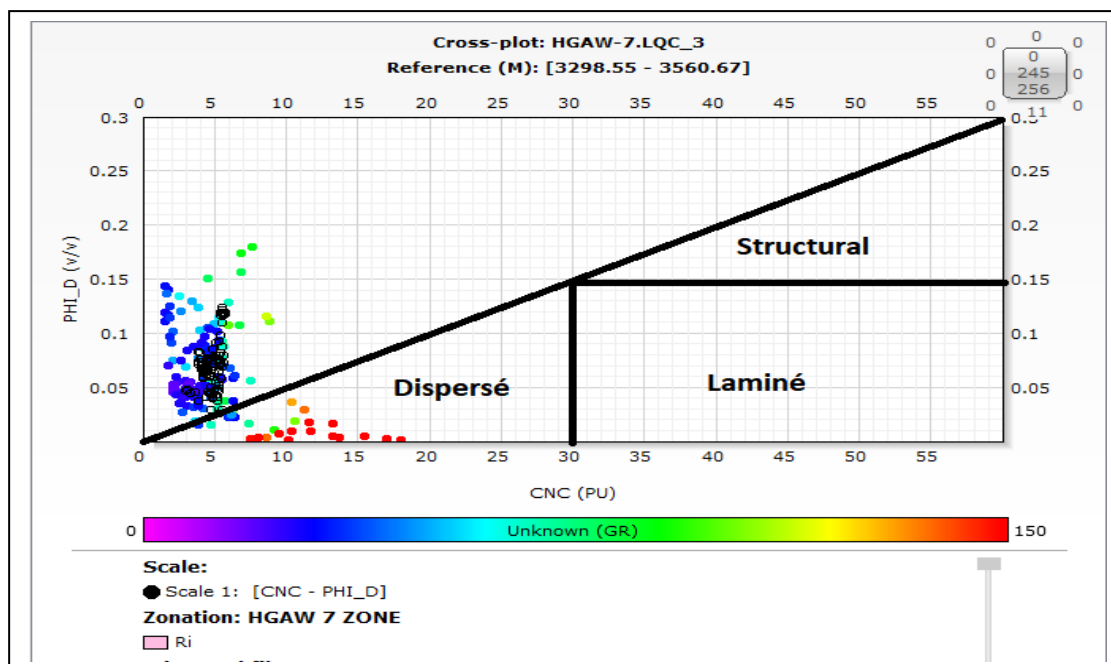


Figure III.1: Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-7» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron).

Puits HGAW-08 :

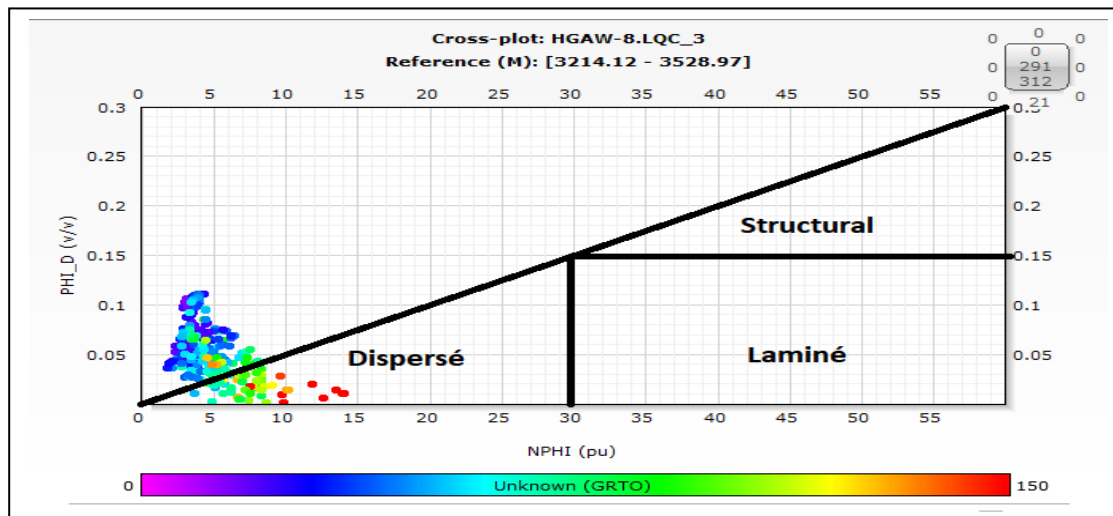


Figure III.2: Type de distribution des argiles dans le réservoir Cambrien du puits «HGAW-8» à partir du Cross-plot (Porosité Densité–Neutron)

A partir des cross-plots PHI_D – PHI_N établis au niveau des réservoirs Cambriens des deux (02) puits nous avons remarqué que le nuage des points est essentiellement réparti dans la zone des argiles « Dispersées » (Fig.III.3) et (Fig.III.4).

On constate que les argiles de Hassi Messaoud correspondant au type **dispersé** occupent l’espace poreux.

III.1.3.3. ETUDE LITHOLOGIQUE :

A partir des cross-plot (NPHI-RHOB) établis aux niveaux des réservoirs Cambriens pour les puits «HGAW-7 » et «HGAW-8 » avec GR en Z .

Puits HGAW-7 :

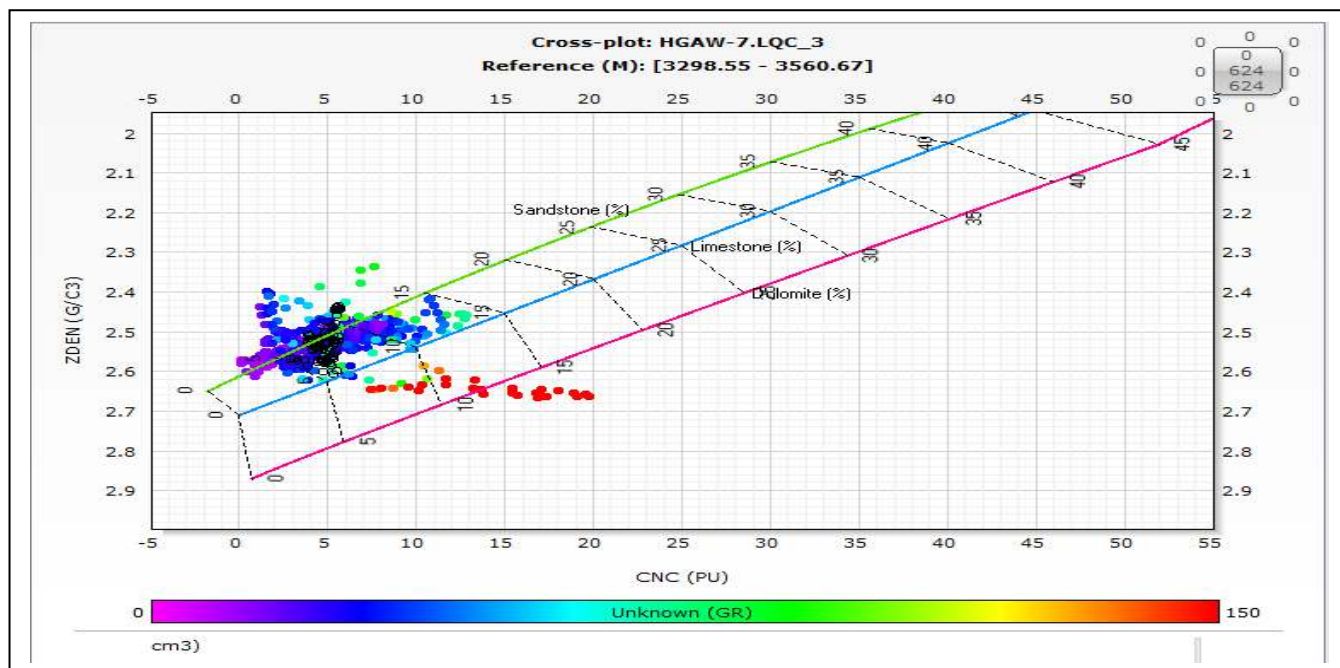


Figure III.3: Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-7 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri .

Puits HGAW-8 :

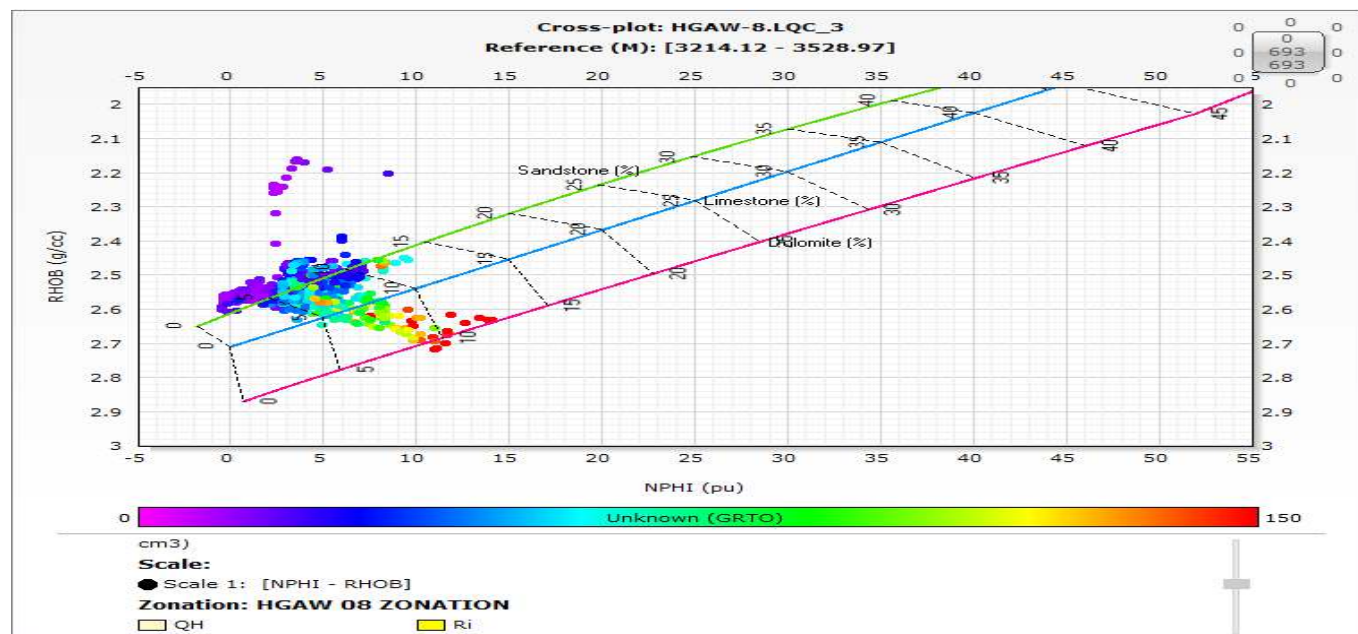


Figure III.4: Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « HGAW-08 » au niveau du réservoir Quartzites de Hamra et L'unité Ri .

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 3, 4*).

III.1.3.4.DETERMINATION DES PARAMETRES MATRICIELS :

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} , ΔT_{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 (**VSh < 10%**).

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

Puits HGAW- 07 :

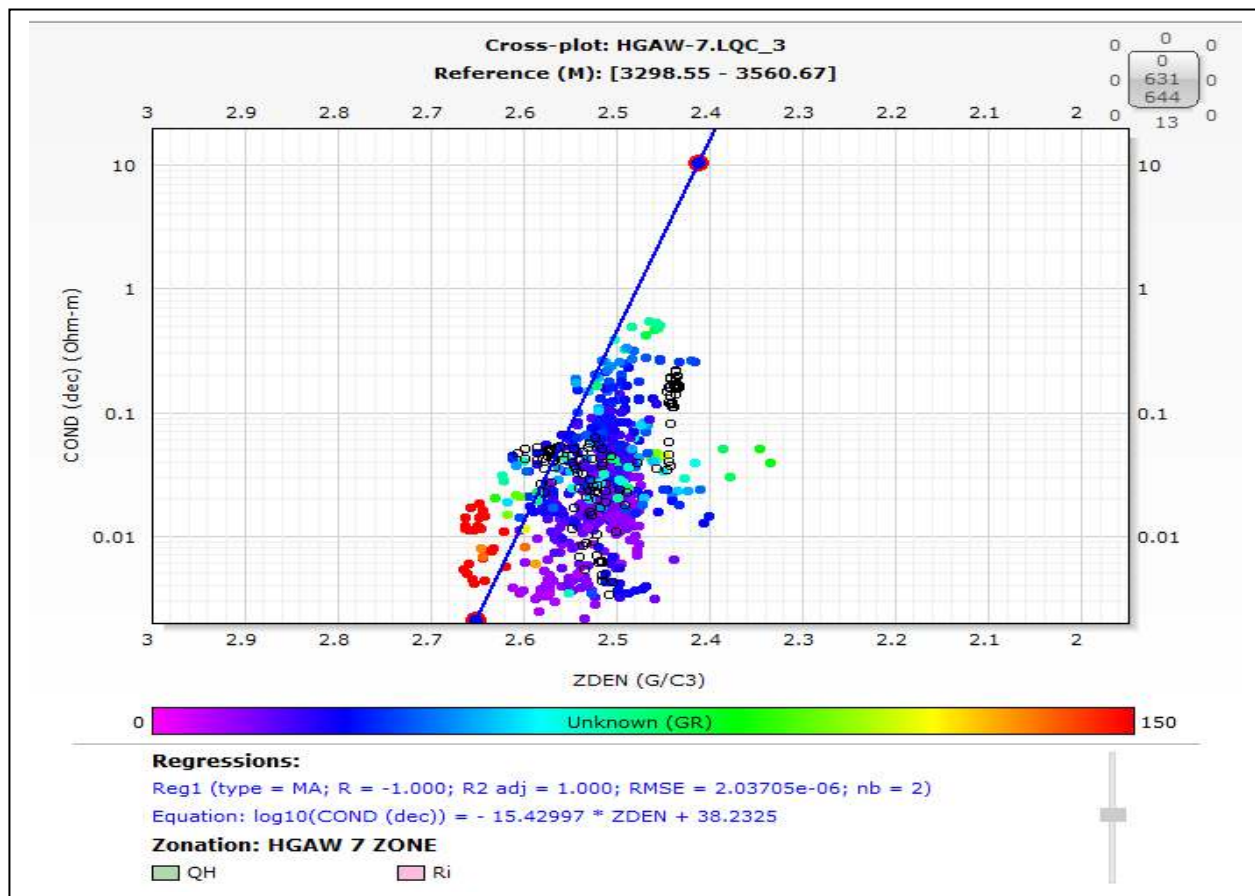


Figure III.5: Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot Conductivité-Densité du puits « **HGAW-07** » au niveau du réservoir **Quartzites de Hamra** et L'unité **Ri**.

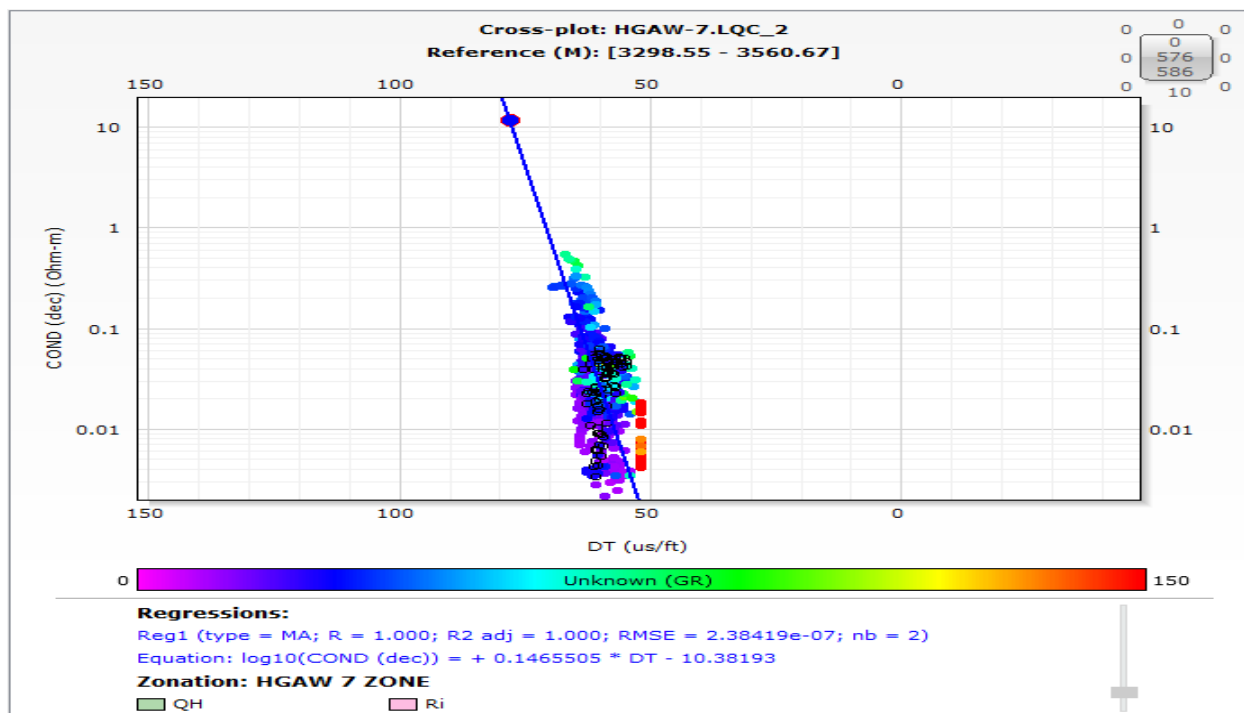


Figure III.6: Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot conductivité temps De Transit du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir **Quartzites de Hamra** et L'unité **Ri** .

Puits HGAW- 08 :

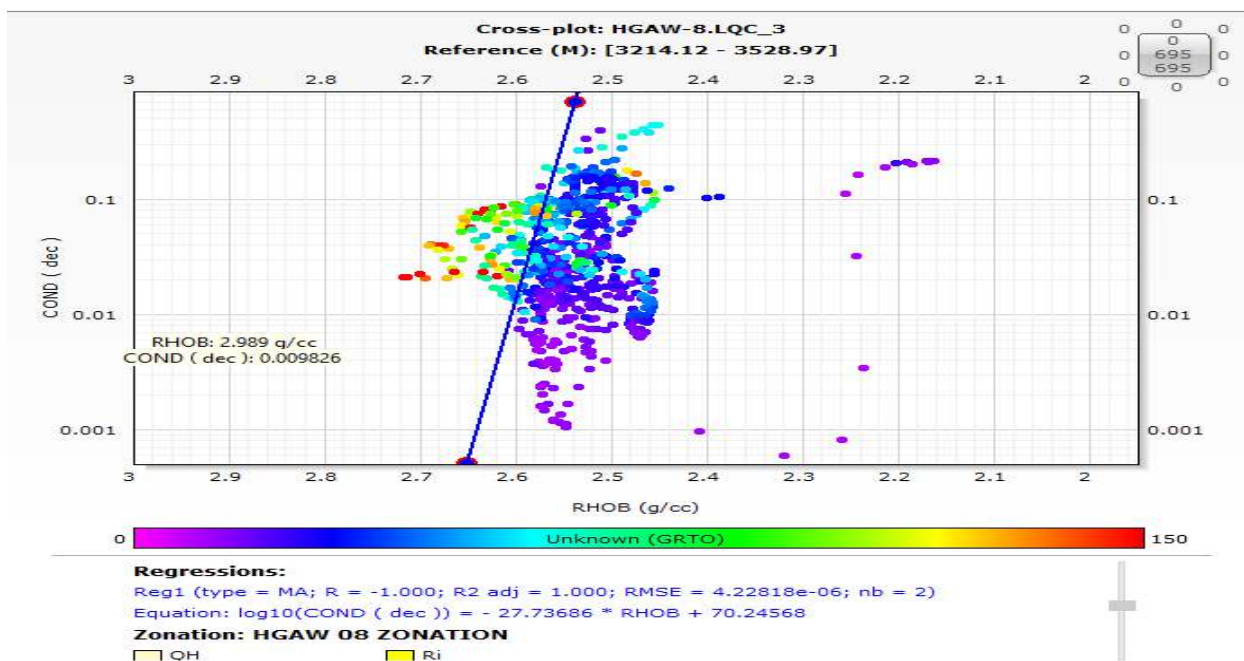


Figure III.7: Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot Conductivité-Densité du puits « HGAW-07 » au niveau du réservoir **Quartzites de Hamra** et L'unité **Ri**.

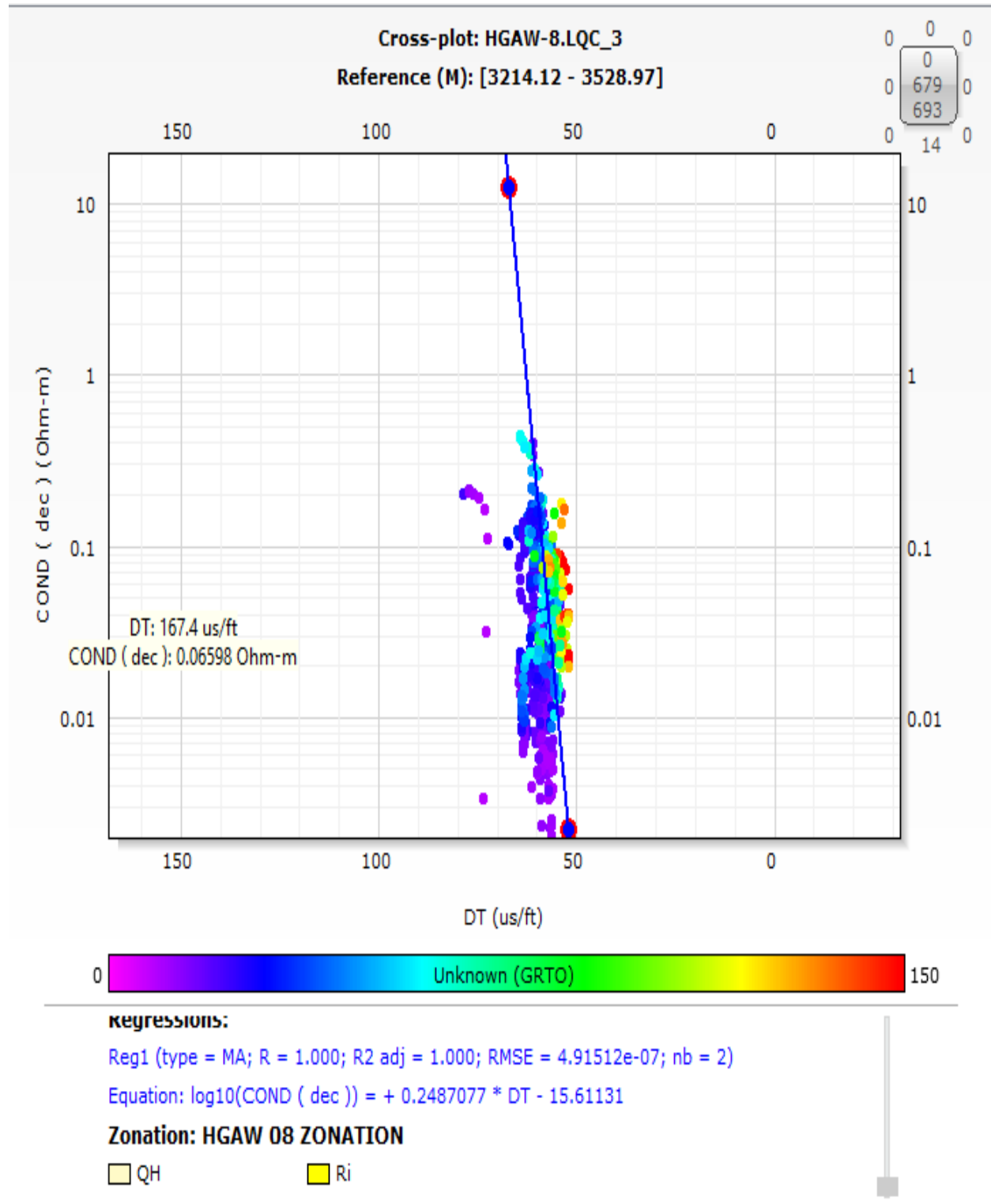


Figure III.8: Identification de la nature de la matrice à partir de cross-plot conductivité temps De Transit du puits « **HGAW-07** » au niveau du réservoir **Quartzites de Hamra** et L'unité **Ri** .

D'après ces cross-plots, on déduit les paramètres matriciels des deux puits « **HOD-1** » et « **HTMS-1** » qui sont les suivants :

ρ_{ma} (g/cc)	ΔT_{ma} (μ s/ft)
2.65	52

III.1.4. INTERPRETATION QUANTITATIVE :

III.1.4.1. DETERMINATION DE LA RESISTIVITE 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.9).

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°C**. Le résultat a donné la valeur suivante :

$$R_w = 0.016$$

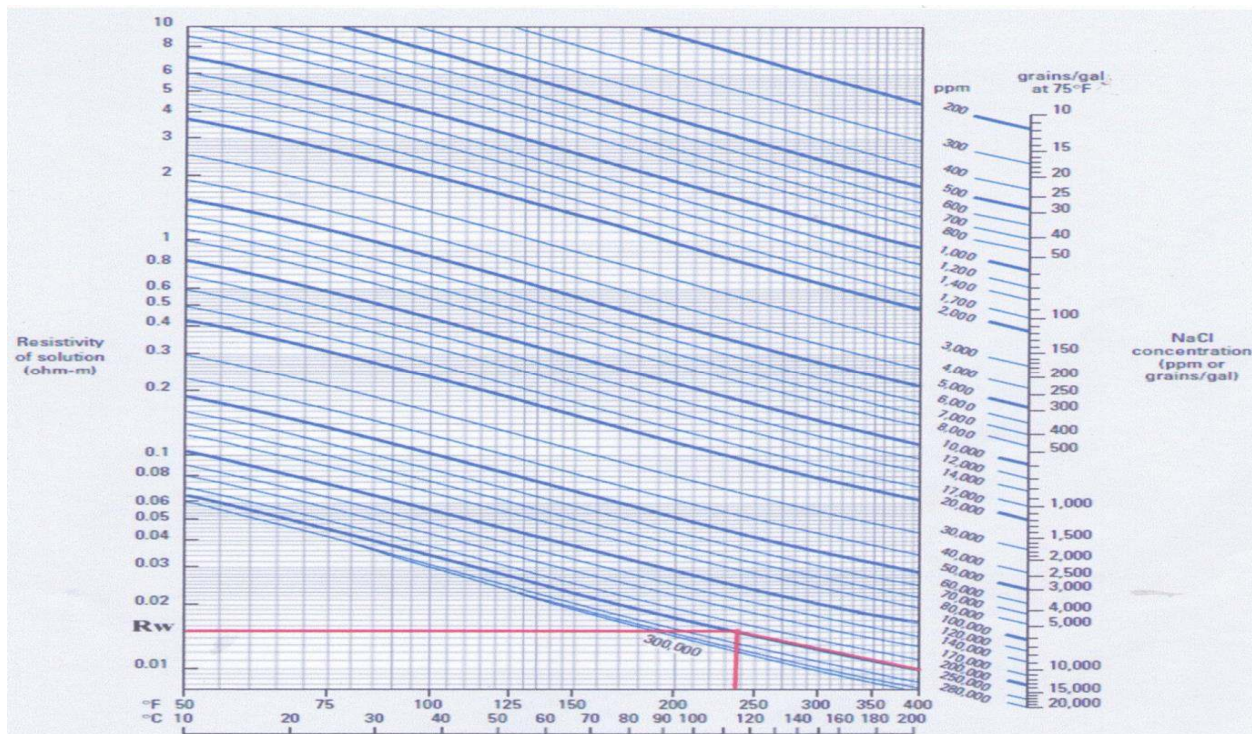


Figure III.9: Détermination de **R_w** par la méthode Graphique (Abaque GEN-6).

III.1.4.2. DETERMINATION DES PARAMETRES D'ARGILE :

Les paramètres d'argile (**RSh**, **ØNSh**, **ρSh** et **ΔTSh**) sont lus directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes (**Rt**, **ØN**, **pb** et **ΔT**) 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 5**) montre les lectures des paramètres d'argile :

Tableau III.5: Les paramètres d'argile.

Puits	□ _{NSh} (%)	ρ _{Sh} (g/cc)	ΔT _{Sh} (μs/ft)	Rsh(O·m)
HGAW-07	16	2.68	56	8.05
HGAW-08	15	2.72	60	6

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 6**) :

Tableau III.6 : Les porosités d'argile.

Puits	□ _{NSh} (%)	□ _{Dsh} (%)	□ _{Ssh} (%)
HGAW-07	16	1	2
HGAW-08	15	4	5

III.1.4.3. DETERMINATION DU VOLUME D'ARGILE :

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

$$(10)...V_{sh} = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

GR_{lu} : Valeur de GR lue en face du banc.

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

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

V_{sh}: volume d'argile.

III.1.4.4. DETERMINATION DE LA POROSITE :

Les enregistrements que nous avons à notre disposition, nous ont permis de calculer trois porosités

III.1.4.4.1. LA POROSITE NEUTRON (Φ_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 :

$$\Phi_N : \text{Porosité neutron} \quad (11) \dots \Phi_{N\text{grés}} = \Phi_{N\text{calcaire}} + 3\%$$

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

$$(12) \dots \Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} * \Phi_{NSh}$$

Φ_{NC} : Porosité neutron corrigée, Φ_N : Porosité neutron, V_{sh} : volume d'argile,

Φ_{NSh} : Porosité neutron des argiles.

III.1.4.4.2. LA POROSITE DENSITE (Φ_D):

La densité globale de la formation s'écrit :

$$(13) \dots \rho_b = \Phi \cdot \rho_f + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma}$$

Avec: $\rho_f = 1\text{g/cc.}$

ρ_b : Densité globale (RHOB), Φ : Porosité, ρ_f : Densité de fluide, ρ_{ma} : Densité de matrice.

De cette équation, on déduit la porosité :

$$(14) \dots \Phi_D = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

Φ_D : Porosité densité, ρ_b : Densité globale (RHOB), ρ_f : Densité de fluide, ρ_{ma} : Densité de matrice.

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

$$(15) \dots \Phi_{DC} = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} - V_{sh} * \frac{(\rho_{Sh} - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

ρ_{Sh} : Densité des argiles.

$$(16) \dots \Delta_{DC} = \Delta_D - V_{sh} * \Delta_{DSh}$$

Φ_{DC} : Porosité densité corrigée, Φ_D : Porosité densité, V_{sh} : volume d'argile.

Δ_{DSh} : Porosité densité des argiles.

III.1.4.4.3. POROSITE SONIQUE Φ_s :

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

$$(17) \dots \Delta T_b = \Phi_s \cdot \Delta T_f + (1 - \Phi_s) \cdot \Delta T_{ma}$$

Avec : $\Delta T_f = 189$

ΔT_b : Temps de parcours global, Φ_s : Porosité sonique, ΔT_f : Temps de parcours filtrat de boue.

ΔT_{ma} : Temps de parcours de matrice.

De cette équation, on déduit la porosité :

$$(18) \dots \Phi_s = \frac{(T_b - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})}$$

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

$$(19) \dots \Phi_{sc} = \frac{(\Delta T_b - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} - v_{sh} * \frac{(\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})}$$

$$(20) \dots \Phi_{SC} = \Phi_s - v_{sh} * \Phi_{SSH}$$

Φ_{SC} : Porosité sonique corrigée, Φ_s : Porosité sonique, Φ_{SSH} : Porosité sonique des argiles.

III.1.4.4.4. DETERMINATION DE LA POROSITE UTILE Φ_U :

Théoriquement plusieurs relations existent qui permettent de calculer Φ_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 Φ_{NC} et :

$$(21) \dots \Phi_U = \frac{\Phi_{NC} + \Phi_{DC}}{2}$$

Φ_U : Porosité utile, Φ_{NC} : Porosité neutron corrigée, Φ_{DC} : Porosité densité corrigée.

III.1.4.5. 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 :

$$(22) \dots S_w^n = \frac{R_w \cdot R_{sh}}{R_t \cdot \Phi_t^2 [V_{sh} \cdot R_w + (1 - V_{sh}) \cdot R_{sh}]}$$

SW : Saturation en eau dans la zone vierge. **RW** : Résistivité de l'eau de formation. **RSh** : Résistivité des argiles, **Rt** : Résistivité de la zone vierge, **Φt** : Porosité totale, **RSh** : Résistivité des argiles.

III.1.5. ANALYSE DES RESULTATS :

Après avoir estimé les paramètres pétrophysiques pour le réservoir Cambrien des puits « **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:

$$V_{sh} < 35\% \quad \phi_e > 5\% \quad S_w < 65\% \quad K > 0,01 \text{ md}$$

- **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 < 65%** : le réservoir en question est à hydrocarbures avec une saturation en **Sh**.
- ✓ Si **SW > 65%** : le réservoir est aquifère.

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

III.1.5.1. LES RESULTATS DE L'INTERPRETATION DIAGRAPHIQUE DE RESERVOIR CAMBRIENS DU PUIITS (HGAW (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 3, annexe 4**).

III.1.5.2.LES RESULTATS DE TRAITEMENT DIAGRAPHIQUE PAR DU LOGICIEL TECHLOG :

❖ Puits HGAW-07 :

Tableau III.7: 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 7**).

- ✓ La partie sommitale de ce réservoir (**ROCK**) est compacte dont la porosité moyenne est **7%**.
- ✓ La partie médiane de ce réservoir (**RES**) présente une saturation moyenne de **45.3%** et une porosité moyenne de **7%**. Il paraît que cette partie du réservoir est à hydrocarbure.
- ✓ La partie basale de ce réservoir (**PAY**) présente une saturation moyenne de **24%** et une porosité moyenne de **6.8%**. Cette zone réservoir est à hydrocarbure.

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 (Tab n°).

- ✓ Le réservoir **Ri (3511m-3557m)** est compact et/ou Argileux dont la porosité moyenne qui varie de **4.2% jusqu'à 6.4%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **22.6% à 42.8%** peut présenter un intérêt pétrolier.

❖ Puits HGAW-08 :

Tableau III.8: 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 8**).

- ✓ La partie sommitale de ce réservoir (**ROCK**) est compacte dont la porosité moyenne est **5.6%**.
- ✓ La partie médiane de ce réservoir (**RES**) présente une saturation moyenne de **52.6%** et une porosité moyenne de **5.7%**. Il paraît que cette partie du réservoir est à hydrocarbure.
- ✓ La partie basale de ce réservoir (**PAY**) présente une saturation moyenne de **17.3%** et une porosité moyenne de **6.3%**. Cette zone réservoir est à hydrocarbure.

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 8**).

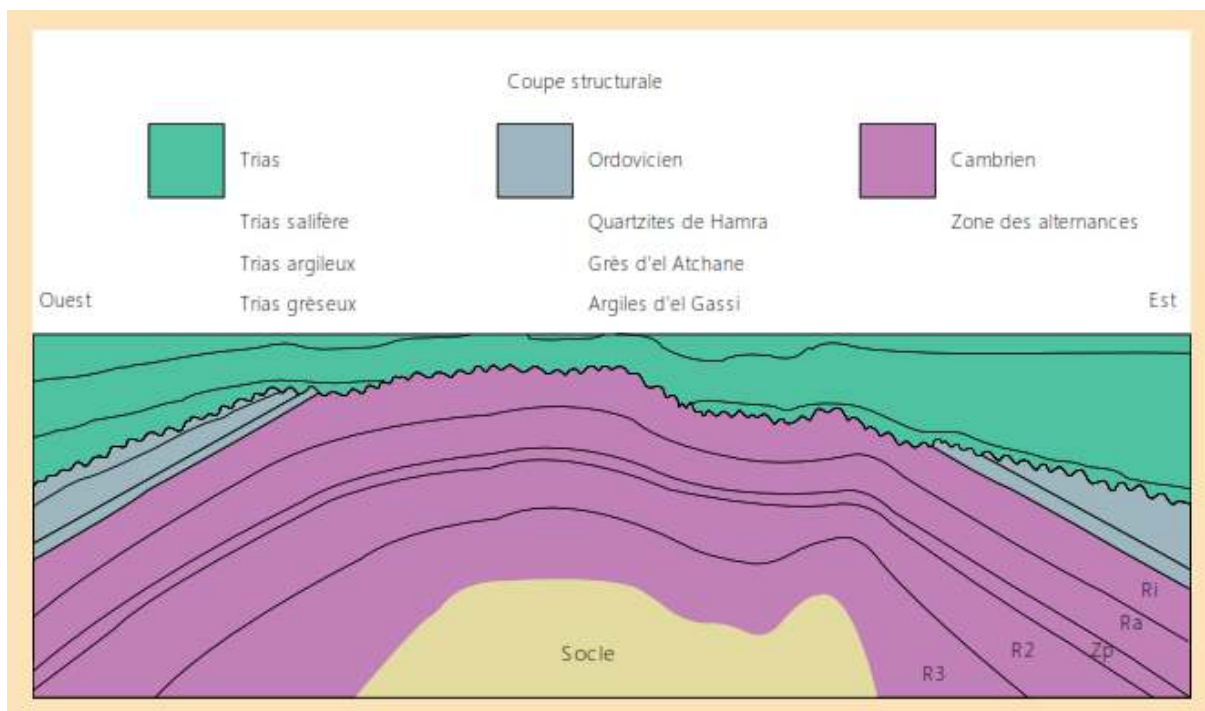
- ✓ Le réservoir **Ri (3477m-3528.974m)** est compact et/ou Argileux dont la porosité moyenne qui varie de **4.4% jusqu'à 7.3%** et des saturations moyennes en eau de l'ordre **21.9% à 54.8%** peut présenter un intérêt pétrolier.

III.2.DEUXIEME ETUDE :

III.2.1.INTRODUCTION :

Ce chapitre examinera aussi, à la fois les opérations de diagraphie de production, les résultats des mesures et les options disponibles pour des actions de réparations conjoncturelles au niveau du champs pétrolier de Hassi Messaoud.

Structurellement, le champ de Hassi Messaoud est un anticlinal (Fig.10). Le réservoir date du Cambrien, et est partagé en drains. Ce sont successivement, dans l'ordre de carottage, D5, D4,



D3, D2, ID et D1 (correspondant aux zones Ri et Ra) [9].

Figure III.10 : Structure du champs Hassi Messaoud [9].

Le réservoir est partagé en zones (Fig.11) qui forment un système de 25 domaines plus ou moins isolés. Ces zones ont des caractéristiques pétrophysiques différentes, et leurs régimes de pression sont indépendants.

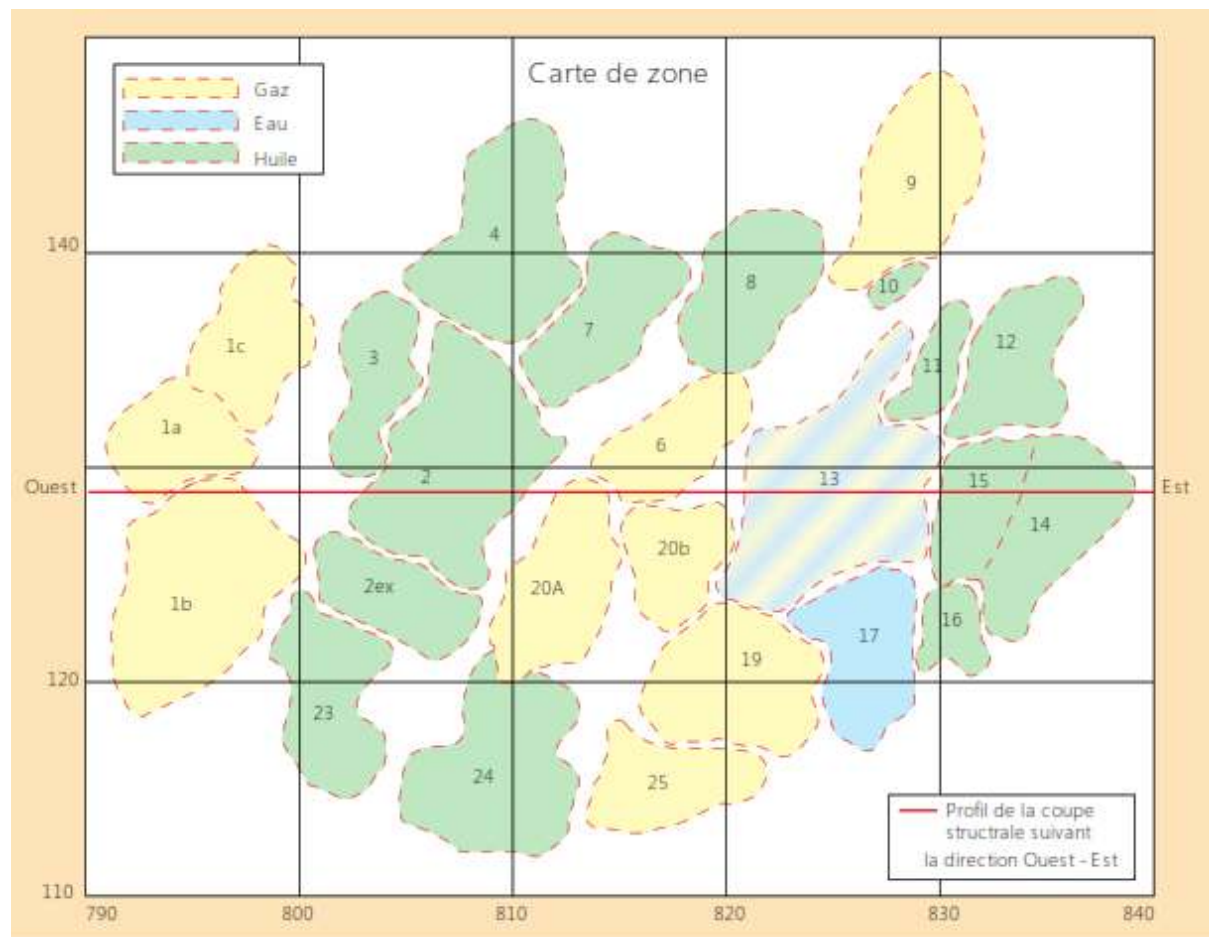


Figure III.11 : Les 25 domaines formant de système pétrolier de Hassi Messaoud [9].

Au sommet de la structure, les drains D5-D3 sont érodés dans les parties centrales et au nord du gisement (Figs. 12 et 13). A l'est, au sud dans les parties occidentales du gisement, les drains sont de meilleures qualités tels que D2, ID et D1.

Huit zones sont maintenues en pression par injection de gaz ou d'eau. L'injection de gaz a commencé en 1960, et l'injection d'eau en 1970.

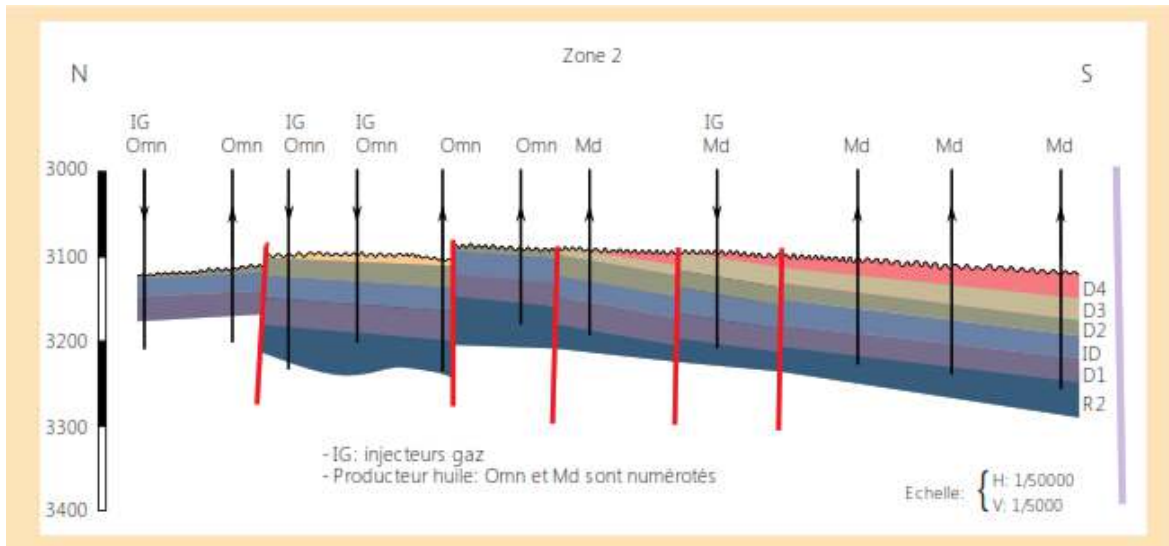


Figure III.12 : Les drains D5, D4 et D3 sont érodés au centre et au nord du gisement.

III.2.2.IDENTIFICATION DES PROBLEMES GRACE A L'ANALYSE DIAGRAPHIE DE PRODUCTION :

Dans ce gisement, environ 45 % de l'épaisseur du réservoir de chaque puits (résultats d'un échantillon sur 60 puits, en négligeant la faible quantité d'argile présente dans le réservoir) ne contribue pas à la production. Cette situation résulte d'une variété de raisons:

- l'endommagement du puits pendant le forage;
- les perforations bloquées par la boue (puits tubé);
- le ciment obstruant les fissures et les micro-fissures;
- la formation de dépôts des minéraux derrière le crépine pendant la production;
- la déposition de sulfate de baryum sur les parois due à l'incompatibilité de l'eau d'injection avec l'eau salée du réservoir;
- les barrières de perméabilité;
- les films de silt.

Il y a deux solutions possibles pour remédier à certaines de ces difficultés.

- L'échantillonnage de dépôts dans les environs du puits avec un outil de carottage mécanique de type CST* (Chronological Sample Taker) après avoir retiré la crépine. Les analyses en laboratoire de ces échantillons nous fournissent des informations sur

la nature de l'obstruction et une indication des actions à entreprendre pour les problèmes futurs.

- Afin d'éviter le remplacement de la crépine, la perforation de celle-ci en utilisant des charges creuses a été réalisée. Ces puits ayant un intervalle producteur mince, les résultats n'ont pas été ceux escomptés.

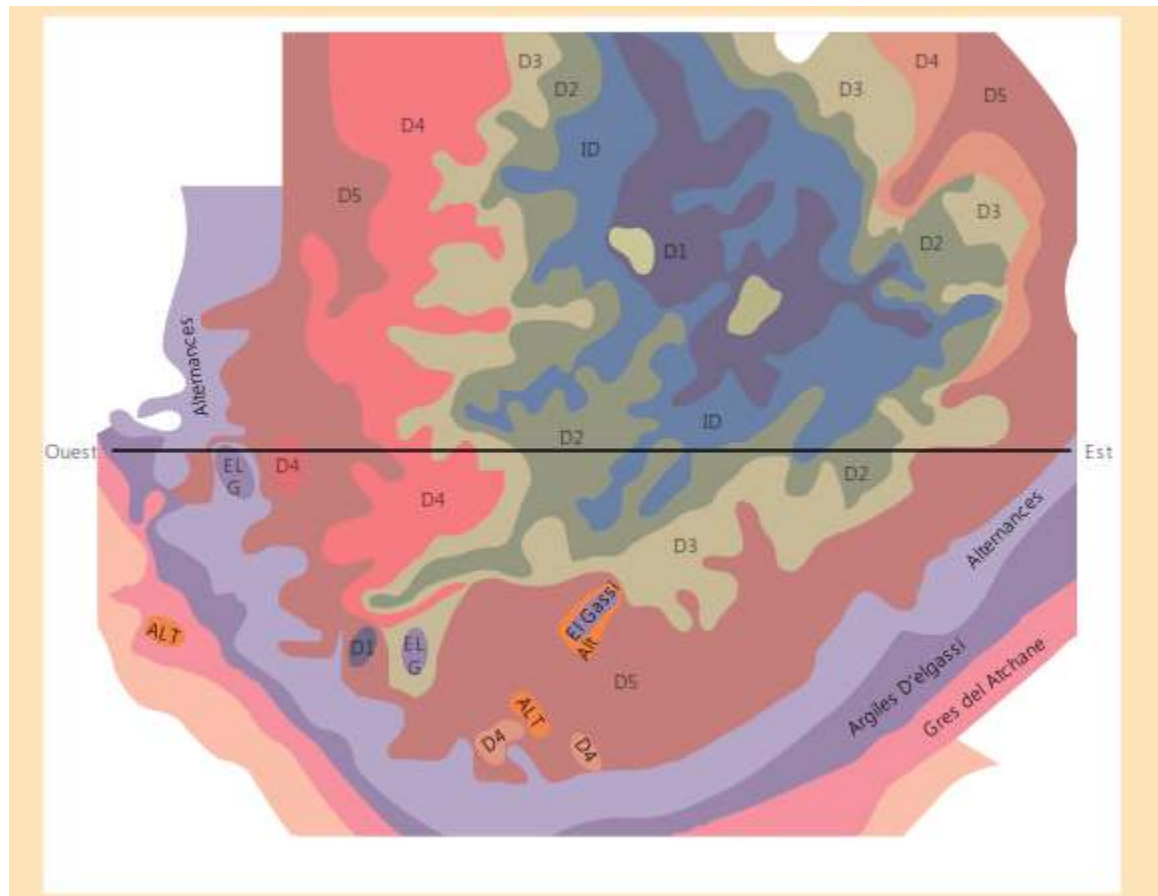


Figure III.13 : Ecorche sous la discordance hercynienne [9].

III.2.3.PERCEE DE GAZ PUIITS OMN 302 :

III.2.3.1.Ies drains à basse perméabilité

Les drains à basse perméabilité (D5, D4, D3) sont souvent affectés par des percées de gaz ou d'eau. Ceci est généralement dû à la présence de fissures qui se trouvent au sommet du réservoir. La figure montre une percée de gaz dans le couche D5. Il est intéressant de noter que dans de nombreux cas, les percées de gaz ou d'eau s'accompagnent d'une production d'huile

significative. Dans cette situation, la percée peut être tolérée. Dans les autres cas, elle est préjudiciable à la production d'huile et doit être éliminée

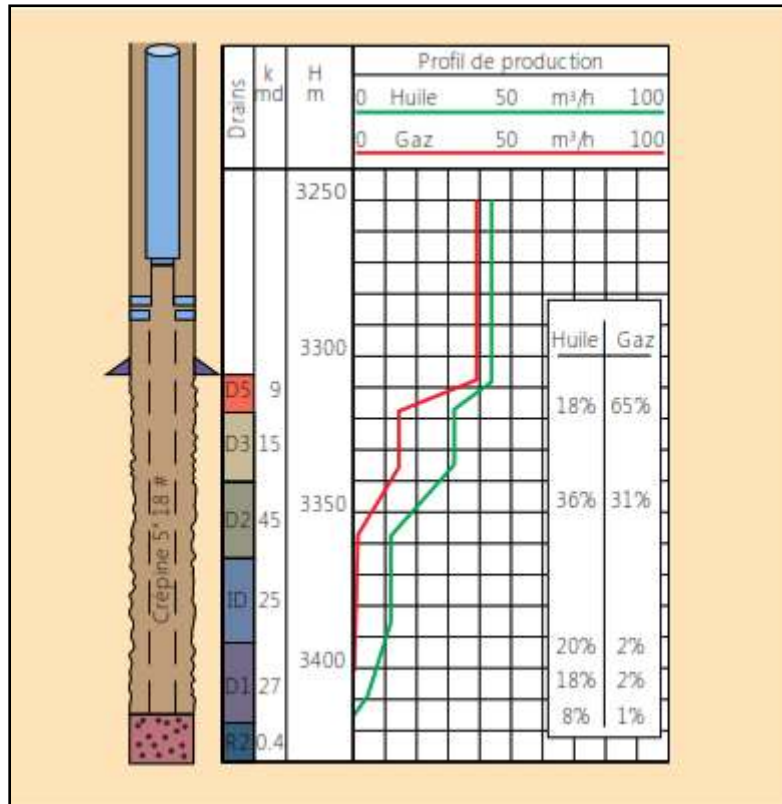


Figure III.14 : Percée de gaz dans le drain D5, compact et de faible perméabilité.

III.2.3.2.GAZ :

Les percées de gaz peuvent se produire initialement par des fissures à un taux de production élevé, ou part des chemins préférentiels selon la perméabilité de la couche. Elles peuvent donc, être situées n'importe où le long du réservoir. Pour éviter des niveaux de percées de gaz, Sonatrach a développé les programmes suivant.

a. Crépines partiellement bloqués :

Les couches sans gaz sont perforées. Si cela n'améliore pas la situation, l'autre solution consiste à remplacer la crépine par un liner cimenté et de faire une perforation sélective des zones non affectées.

b. Pour les puits avec une complétion en découvert :

L'objectif est d'installer un tubage de production cimenté et de faire une perforation sélective afin d'isoler les intervalles qui produisent le gaz.

c. Pour les puits complétés avec un liner cimenté et perforé :

Si les intervalles produisant le gaz sont situés au fond du puits, les isoler avec un bouchon. Si non, reprendre le puit en workover.

Concernant le puits OMN302 il a été foré en avril 88 équipé d'un tubing 4"1/2 ancré, réservoir en trou ouvert, dans la zone 3 de Hassi Messaoud (voir figure III.10)

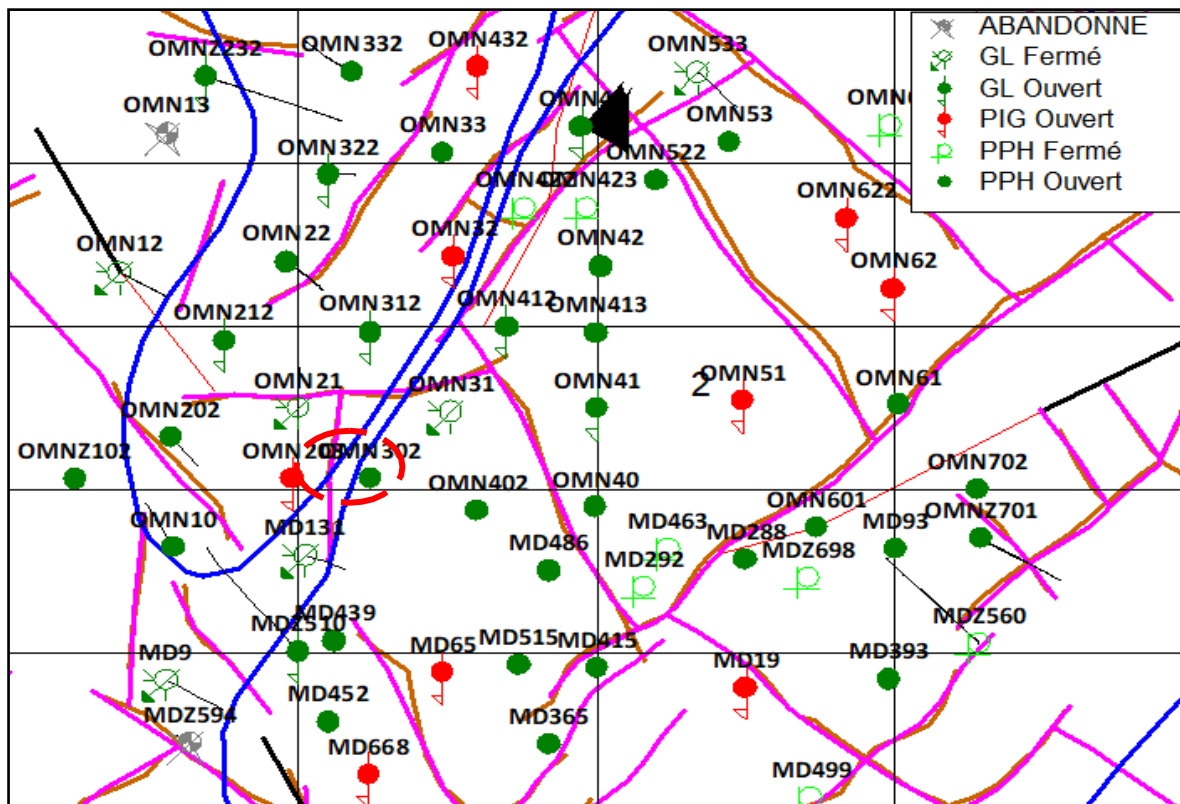


Figure III.15 : localisation de puits OMN302 dans le champ de Hassi Messaoud.

Le 20/02/2017, un PLT-GHOST a été réalisé par l'entreprise SCHLUMBERGER dans le puits OMN302, Le but de ce PLT est d'établir un profil de production et détecter les perces de

gaz(Figure III.16).

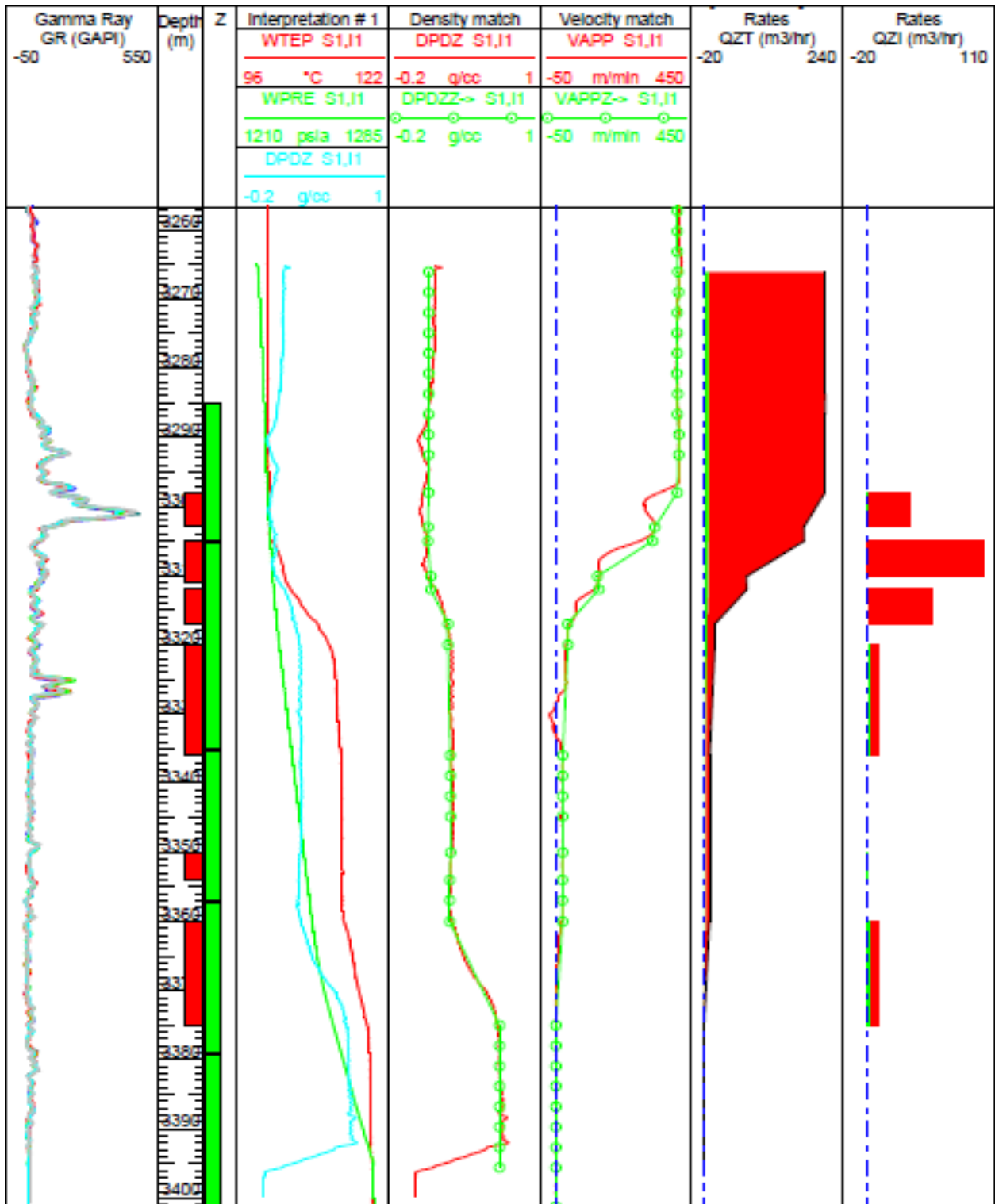


Figure III.16 : Profil de production de puits OMN302.

Le profil de production dans la figure III.11 montre les intervalles des perforations qui participent a la production comme suit (Figure 17) :

De 3298m à 3303m :

Environ 8% de la quantité d’huile produite ave 17.5% de gaz produit proviennent de cet intervalle.

De 3305m à 3310m:

Environ 4% de la quantité d’huile produite ave 48% de gaz produit proviennent de cet intervalle.

De 3312m à 3317m : 23.5% huile et 26%gaz.

De 3320m à 3336m : 29% huile et 4%gaz.

De 3350m à 3354m : Cet intervalle ne produit qu’environ 1% huile.

De 3360m à 3375m : 33.5% huile et 4%gaz.

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	W O G
3298.0-3303.0	0.00	0.77	35.74	
3305.0-3310.1	0.00	0.40	89.42	
3312.0-3317.0	0.00	2.20	53.18	
3320.0-3336.0	0.00	2.74	6.85	
3350.0-3354.0	0.00	0.11	0.00	
3360.0-3375.0	0.00	3.18	6.68	

Figure III.17 : Contributions par phase.

Sidetrack avec un LCP a été réalisé en 02/05/2017 dans ces intervalles (3320 3330) et (3360 3375). Avant on observe le débit de huile est entrain de diminuer jusqu'à 2.21 m³/h avec un débit de gaz important et forte GOR. Et après la réalisation du side-track et perforé les intervalles obtenu d’analyse des données PLT, l’opération a réussi avec une augmentation de débit huile de 6.21 m³/h, un débit moyenne de 4m³/h toute la l’année et la valeur du GOR est diminué, le tableau1 montre les résultats des tests jaugeage.

Jaugeage

Date de mesure	Débit d'huile (m ³ /h)	Débit de gaz (m ³ /h)	GOR
Avant			
16-05-2014	3.55	9848.48	2776
10-06-2014	3.78	9802.09	2594
22-12-2014	1.4	3568.13	2541
27-12-2014	2.76	11143.13	4033
20-03-2015	3.13	9175.87	2932
20-10-2015	2.21	8550.95	3870
Après			
09-05-2017	6.21	3834.91	617
23-05-2017	5.43	5561.44	1025
31-01-2018	4.44	6855.85	1543
15-02-2018	4.03	6528.03	1619
12-11-2018	3.31	5339.53	1613

Tableau III.9 : comparaison entre les données du jaugeage de puits OMN302 avant et après l'intervention.

III.2.4.PERCÉE D'EAU Puits MD279 :**III.2.4.1.L'EAU :**

Ce type de maintien de pression entraîne l'injection d'eau dans une couche où l'eau se disperse par gravité. L'eau injectée inonde la couche d'une façon régulière et intense dans toute la zone pétrolière. Les enregistrements de PLT aident à définir des cartes des fronts d'eau (fig. 18). Bien que l'eau soit injectée dans l'épaisseur entière de la formation, le front d'eau se déplace à la base du réservoir et remonte progressivement.

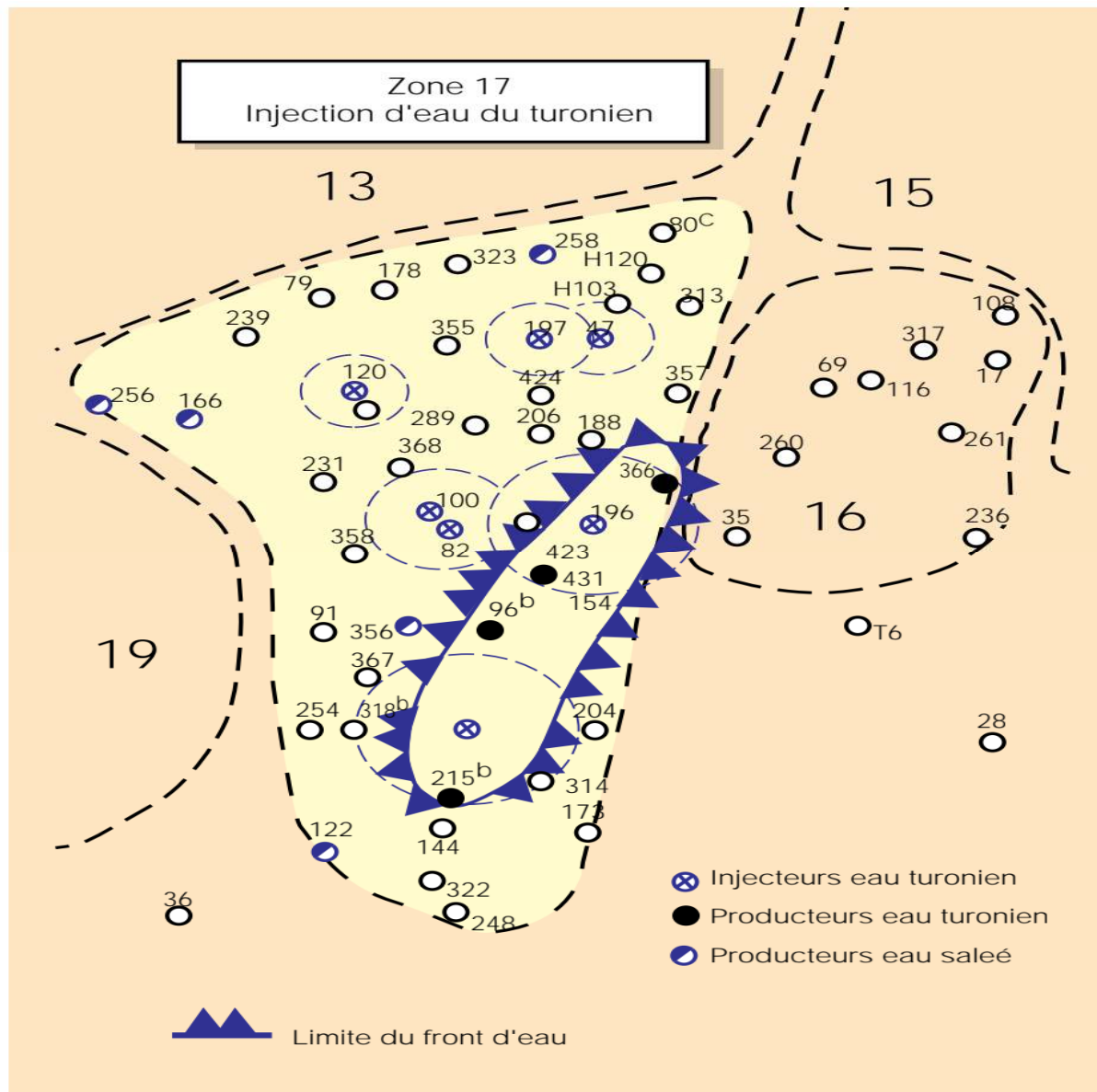


Figure III.18 : Les enregistrements de PLT nous permettent de définir les cartes de front d'eau.

Ce résultat a été observé dans deux puits pilotes (distants de 100 m l'un de l'autre). L'un est un producteur d'huile, l'autre est un puits d'injection d'eau. La plus grande partie de l'eau est injectée à travers l'intervalle D2, comme le montre le profil du PLT (Fig. 19). Cependant, le puits producteur donne de l'eau seulement à la base du réservoir, intervalles D1 et fond ID (Fig. 20). Ce phénomène a été observé, par la suite, dans six puits de production et cinq puits d'injection.

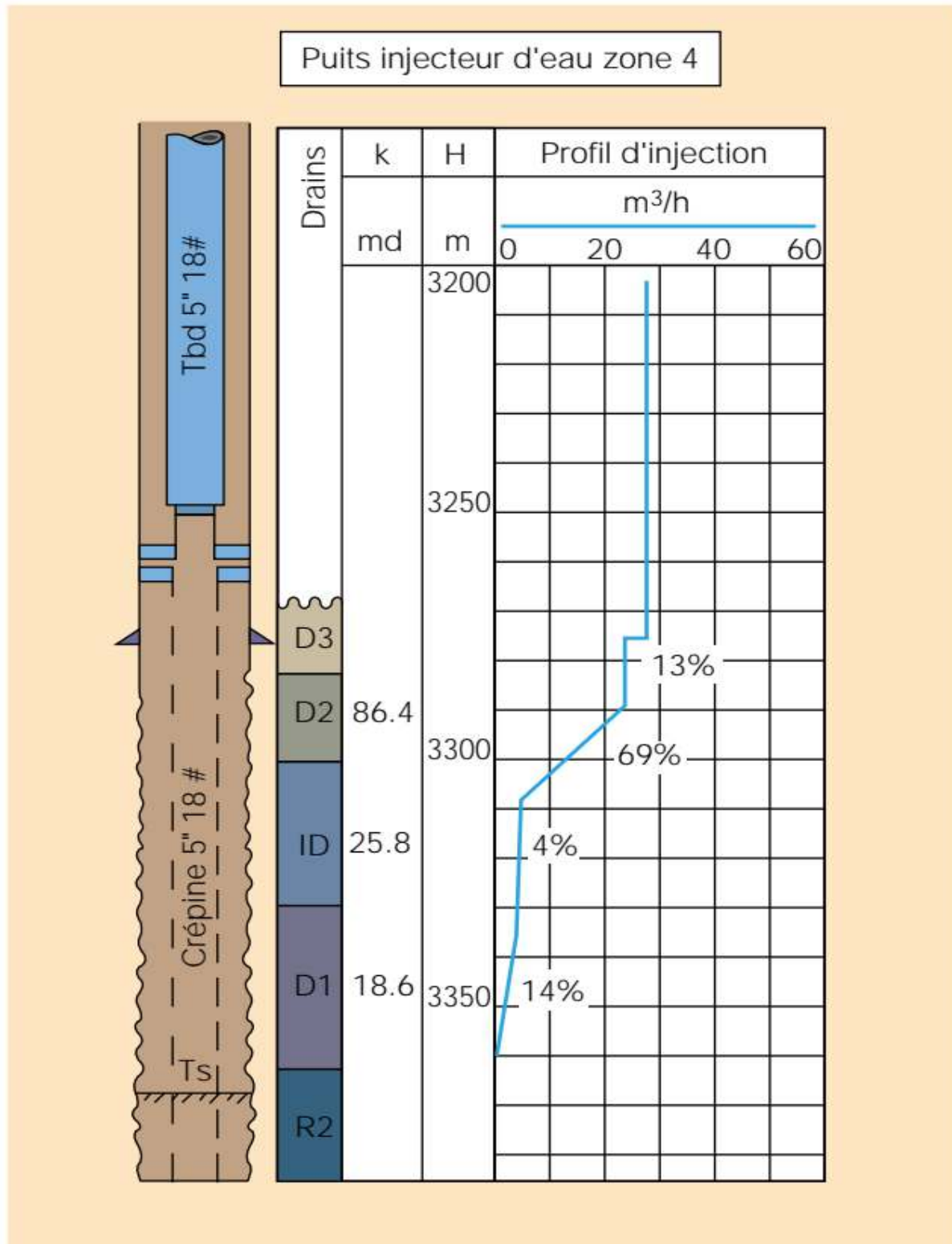


Figure III.19 : La plus grande partie de l'eau est injectée à travers l'intervalle D2, comme le montre le profil du PLT.

Dans cette situation, un PLT doit être enregistré pour identifier le point de percée d'eau.

L'étape suivante dépend des différents types de complétion utilisés

- **Dans les puits avec une complétion en découvert:** on pose un liner cimenté et on perfore la zone d'huile selon les résultats du PLT.
- **Dans les puits complétés avec une crépine:** on perfore la crépine si la production d'huile est faible. Ou si la production d'huile est suffisante pour justifier la dépense, on remplace la crépine par un liner cimenté et on perfore la zone d'huile.
- **Dans des puits avec un liner perforé et cimenté:** on injecte du gel afin d'arrêter la production d'eau.

III.2.4.2.PRODUCTION EN PRESENCE DE SEDIMENTS :

Dans certains puits, jusqu'à 51% de la production totale d'huile a traversé les sédiments (Fig. 21). Les accroissements significatifs de la production d'huile ont été réalisés après que les puits aient été nettoyé au snubbing. Ce type de reconditionnement tend à devenir de plus en plus fréquent, car les puits développent des obstructions importantes de sédiment.

III.2.4.3. PUIITS AVEC PRODUCTION TRI-PHASIQUE, POUSSEE DE GAZ ET RAPPORT EAU-HUILE ELEVE :

Ce type de puits n'est jamais stable, il est donc impossible de faire un étalonnage exact de l'outil de mesure de débit au fond. Le profil de production obtenu à partir des passes de l'outil de mesure du débitmètre n'est pas représentatif. Les puits produisent par effet de pistonage et il n'est donc pas possible de déterminer la phase réelle du cycle de production. Dans la colonne le gradiomanomètre confirme la variation de la densité du fluide (Fig. 22).

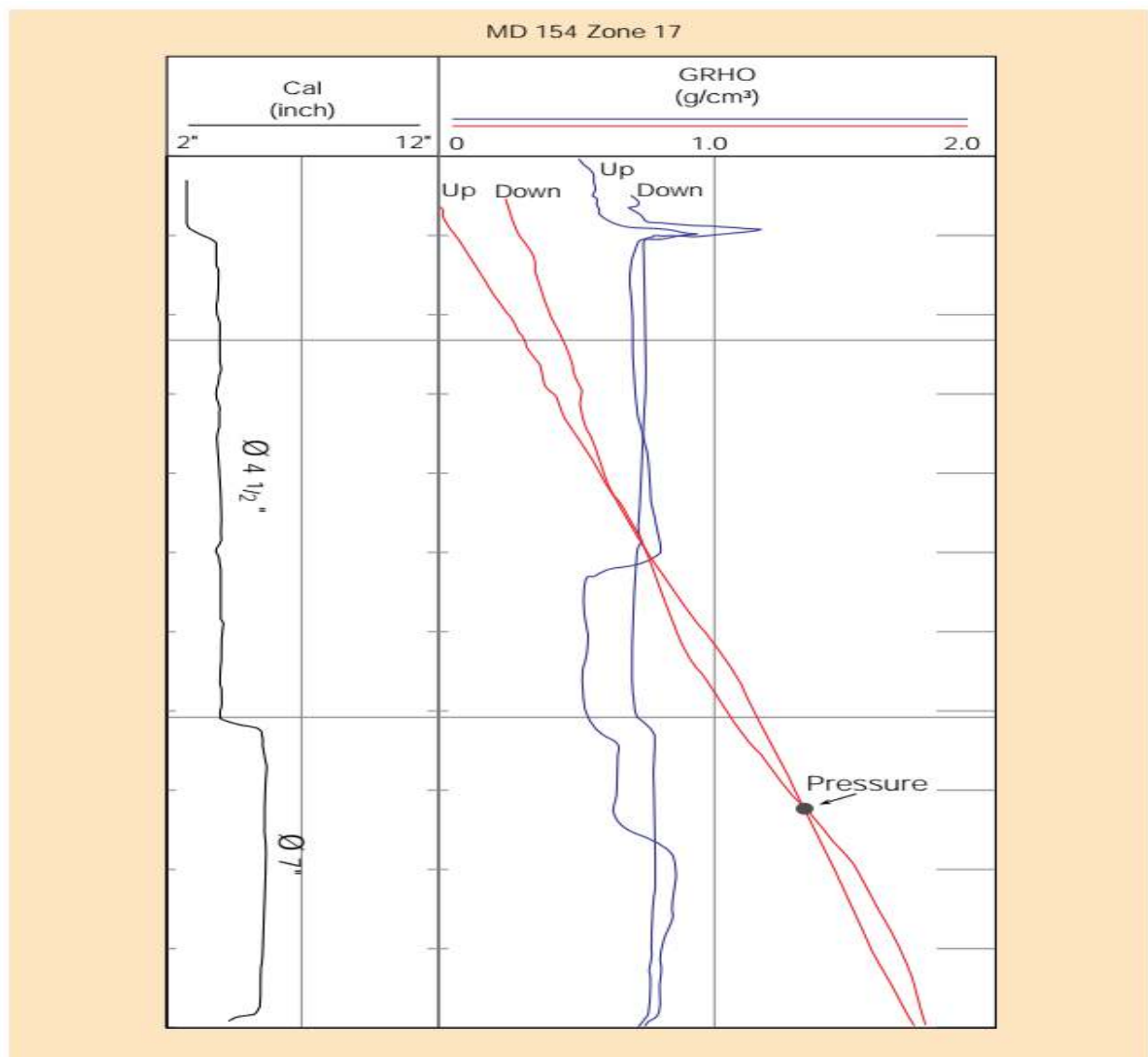


Figure III.22 :Le gradiomanomètre confirme la variation de densité du fluide. The gradiomanometer confirms the variations in fluid density.

Le puits **MD279** a été foré et complété en Février 1978 dans la zone 24 (Figure IV.12)

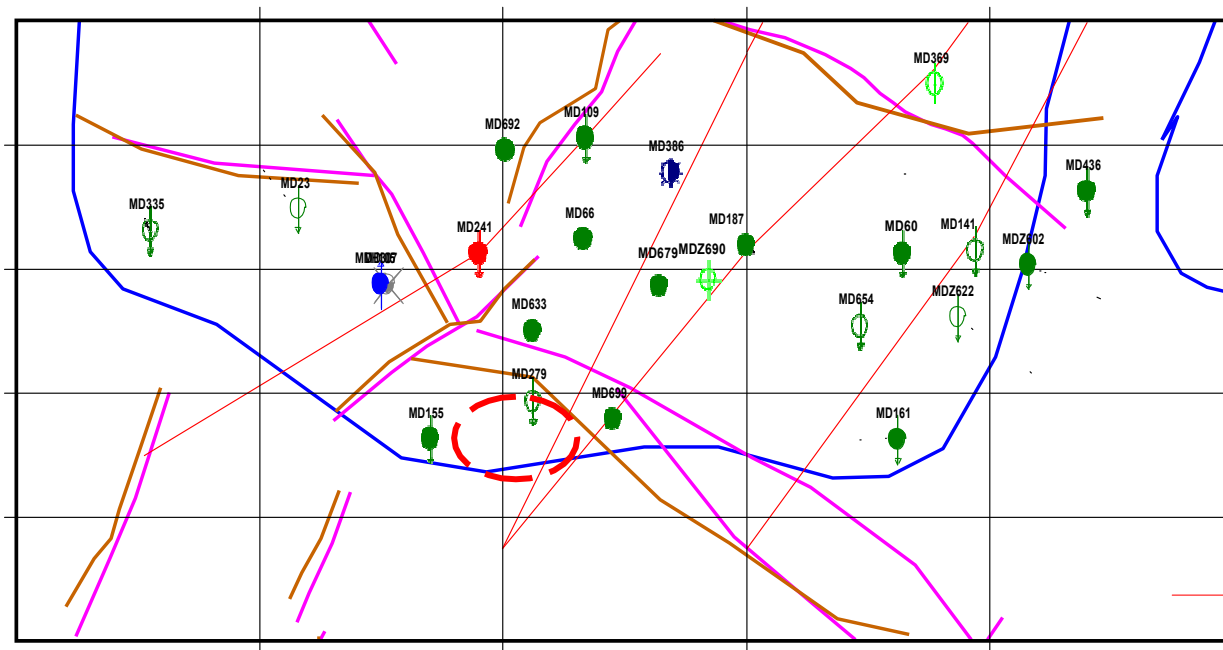


Figure III.23 : Localisation de puits MD 279 dans le champ de Hassi Messaoud

Le **12/02/2010**, BAKER HUGHES a fait un test PLT dans le puits MD279 et les résultats étaient comme suivants :

L'interprétation quantitative du PLT a montré qu'environ 63% de la quantité d'eau produite avec une faible quantité d'huile de 20% proviennent des bas perfos sur les intervalles suivant: de 3466.5m à 3467.5m et de 3456m à 3461m qui se sont situés sur la partie inférieure du D4.

Le reste de la production d'eau d'environ 47% associée avec une importante quantité d'huile de l'ordre de 30%, proviennent de l'intervalle perforé de 3442m à 3447m et qui est situé sur la partie basal du D5.

Le reste de la quantité d'huile produite d'environ 50% sans être associée avec l'eau provient du haut perfos (3438.5m à 3440.5m « 10% d'huile » et de 3428m à 3437m « 40% d'huile »).

Ils ont mis en place un bouchon de ciment dans la cote 3455,5 + top ciment 3453,5 en 13/07/2004 (Figure 24).

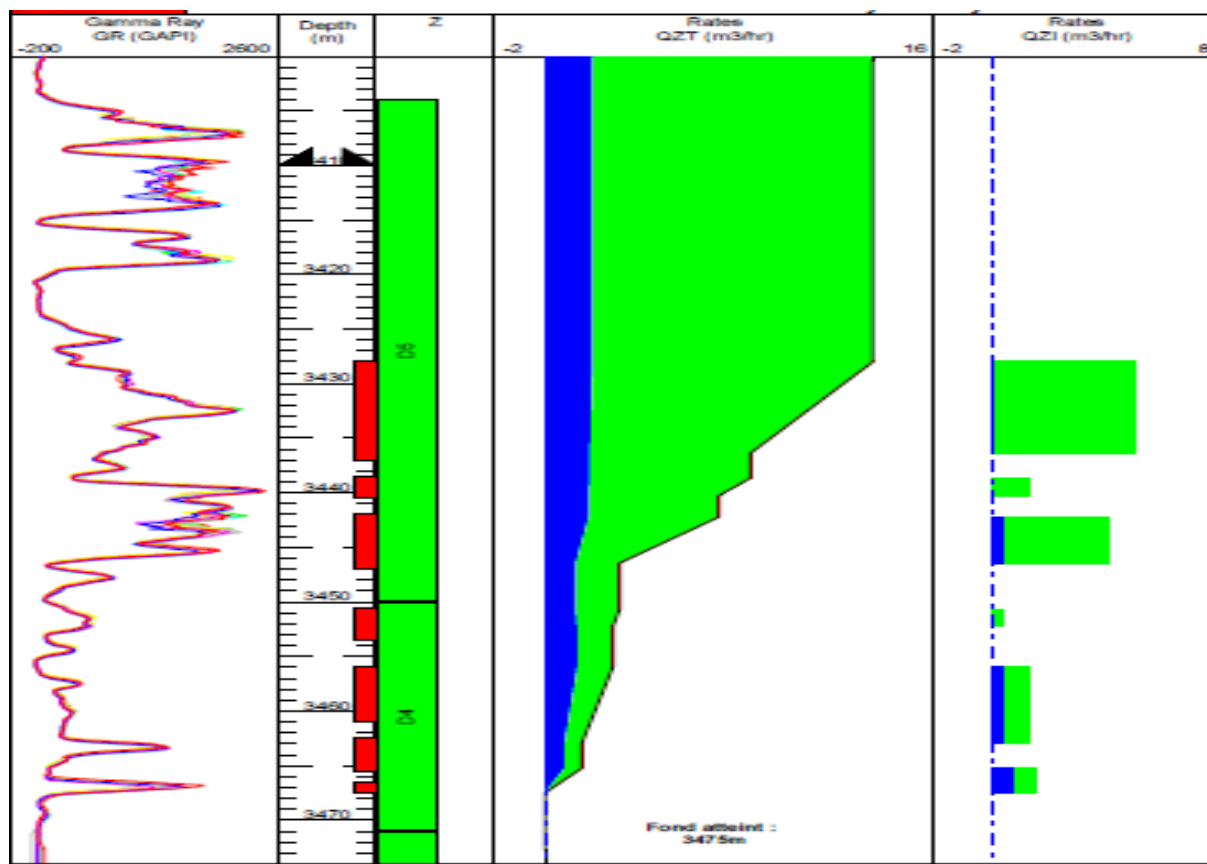


Figure III.24 : le profil de production de puits MD279.

L'eau s'est arrêtée quand on a mis le bouchon de ciment avec un débit de $5.11 \text{ m}^3/\text{h}$, Mais il n'est pas suffisant pour une solution finale car on a remarqué que l'eau est de retour (Tableau 10).

Jaugeage

Date de mesure	Débit d'huile (m^3/h)	Débit d'eau (l/h)
Avant		
29-09-2002	5.17	1010
18-02-2003	4.94	2320
30-03-2004	4.94	1890
Après		
22-07-2004	5.11	0
30-03-2005	4.35	1895

Tableau.III.10 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD279 après mise en place le bouchon de ciment.

Un autre PLT a été réalisé pour déterminer le profil de production les nouvelles entrées d'eau dans le puits. On constate d'après l'interprétation que tous jour la plus importante production d'huile provient de les trois première intervalle perforés entre 3428 et 3447m, sauf que pour le PLT 2004 cette quantité d'huile est associée avec une faible quantité d'eau qui provient entre 3442 et 3447m, cette fois ci, la présence d'un « Water Conning » (Figure 25).

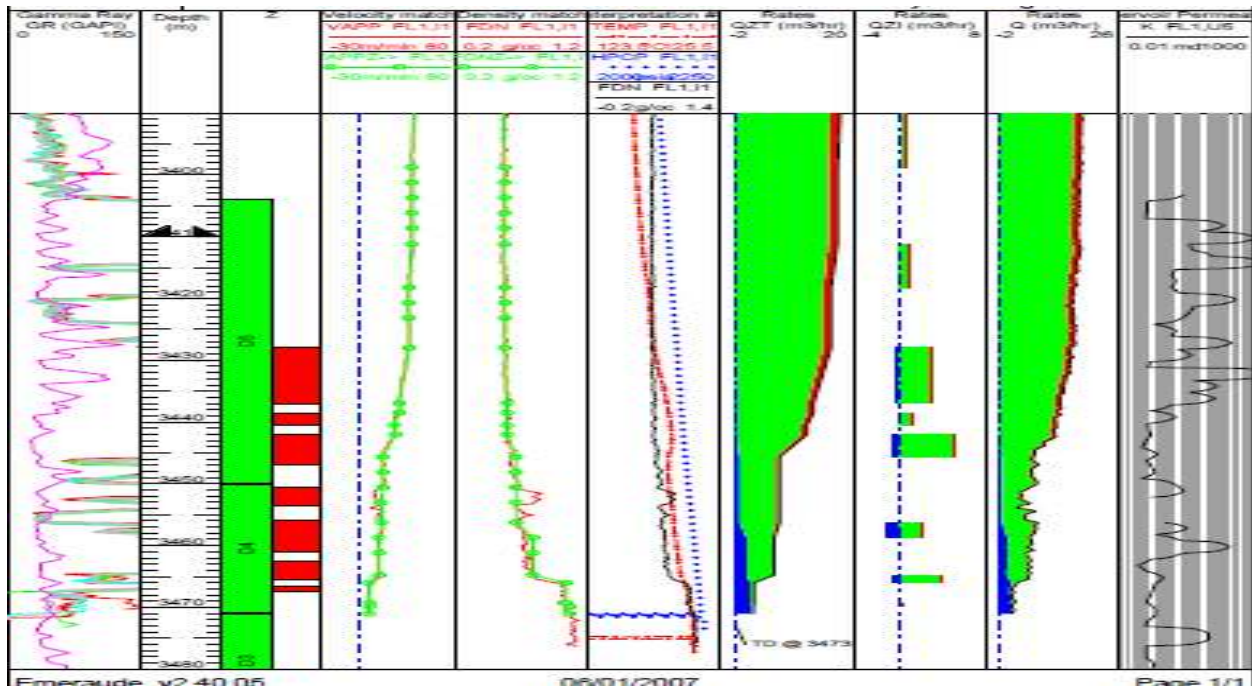


Figure III.25 : le profil de production de puits MD279.

Sidetrack +LCP a été fait la Fin 2009 à 2010 dans l'intervalle de perforation (3416 3426) et (3428 3435).

Jaugeage

Date de mesure	Débit d'huile (m ³ /h)	Débit d'eau (l/h)
Avant		
22-05-2008	4.34	1400
Après		
11-02-2010	2.09	0
14-06-2010	1.59	0
18-12-2011	1.66	0

20-08-2015	1.77	0
21-01-2017	1.4	0

Tableau.III.11: comparaison entre les données du jaugeage de puits 279.

La réalisation du Side Track à stopper de l'eau produis mais il le débit d'huile a vécu une chute libre de 4.34 m³/h à 2.09 m³/h en 2010 et 1.4 m³/h en 2017 (Tableau 11).

III.2.4.4.CROSSFLOW :

Pendant la fermeture des puits, le "crossflow" peut se produire entre des couches différentes. La figure 26 montre le cas d'un puits dans la zone 19, où le gaz d'un puits d'injection voisin transite de la couche D1 dans la couche D2.

La figure 27 expose le "crossflow", qui arrive du sommet des sédiments et penetre dans la partie supérieure de la couche ID. Cela suggère que les couches individuelles sont aussi souspartagées en régimes différents de pression par un type de barrière de perméabilité verticale.

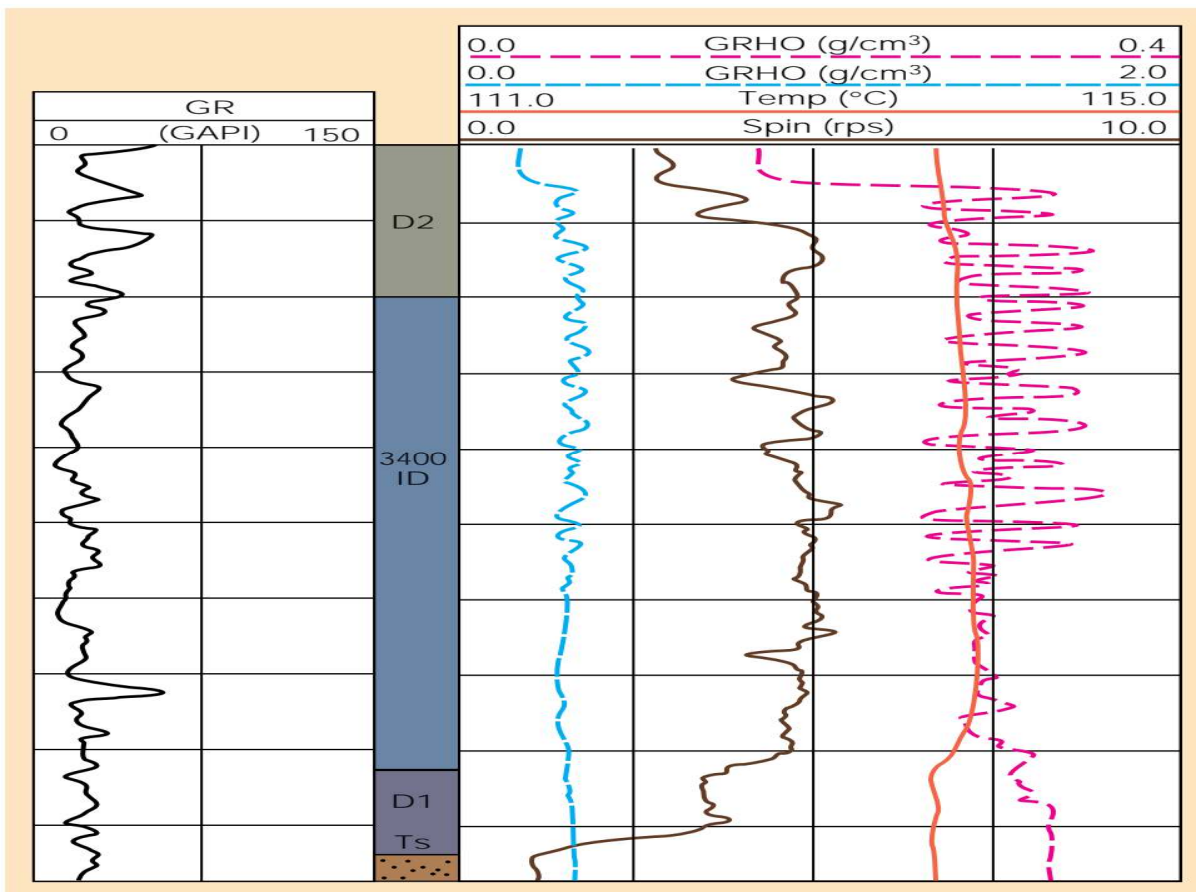


Figure III.26 :Un exemple d'un puits dans la zone 19, où le gaz d'injection d'un puits voisin circule de la couche D1 dans la couche D2.

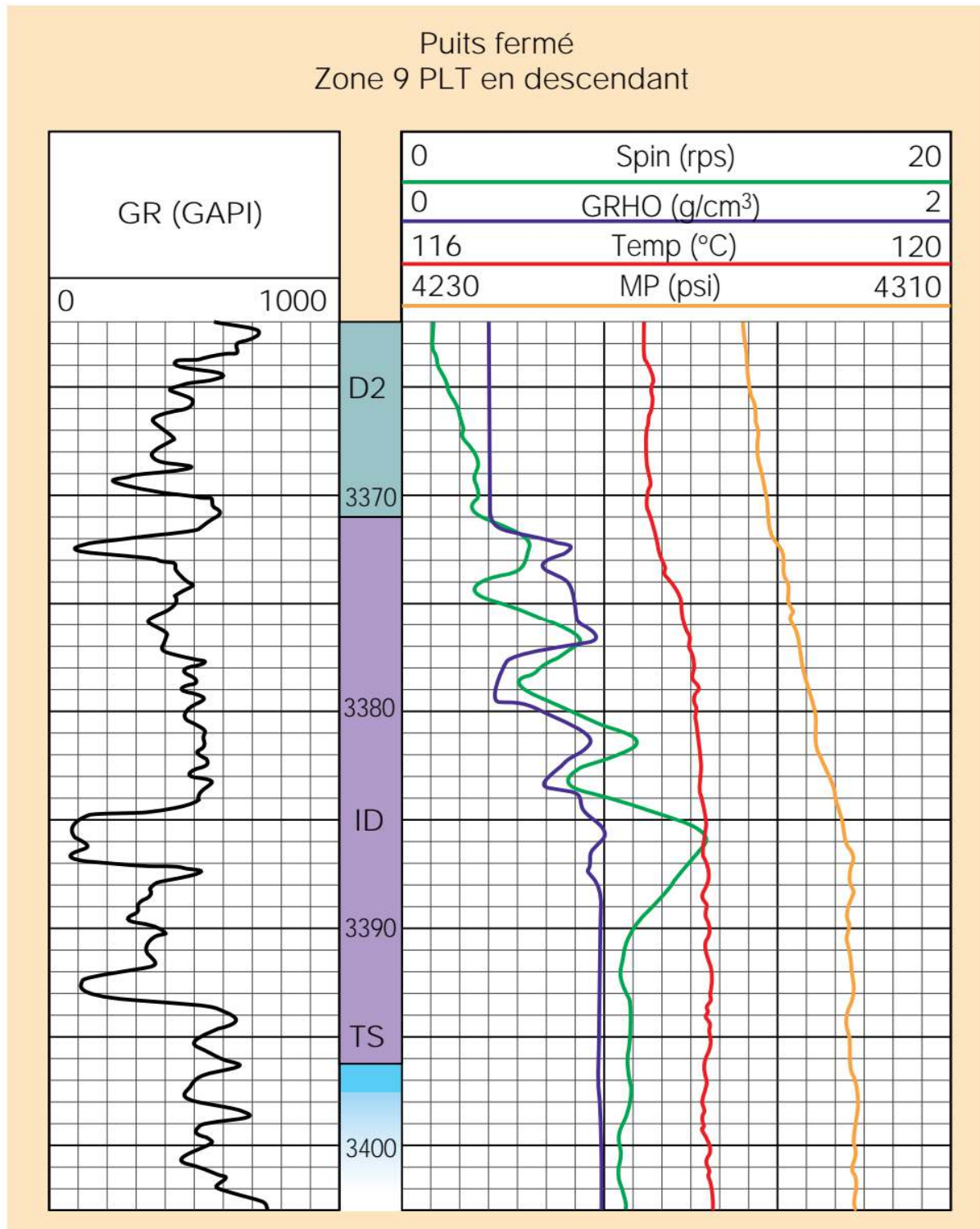


Figure III.27 :Un "crossflow" arrive du sommet des sediments et pénètre dans la partie supérieure de la couche ID. Cela suggère que les couches individuelles sont aussi sub- partagées en regime différents de pression par un type de barrière de perméabilité verticale.

La figure 28 présente un exemple de "crossflow" de la couche D2 à D5 et D1. Cela peut être dû à l'effet de déplétion différentielle comme l'indique le profil de pression de formation du RFT* (Repeat Formation Tester) Fig. 29. Ici, la couche D1 montre une déplétion significative en comparaison des couches du dessus et du dessous. Ce cas fournit un argument supplémentaire quant à l'utilisation des outils de test des formations avec le câble tels que RFT et MDT* (Modular Dynamic Formation Tester) dans des puits de développement. Ces services nous permettent aisément d'identifier les barrières de perméabilité horizontale et verticale.

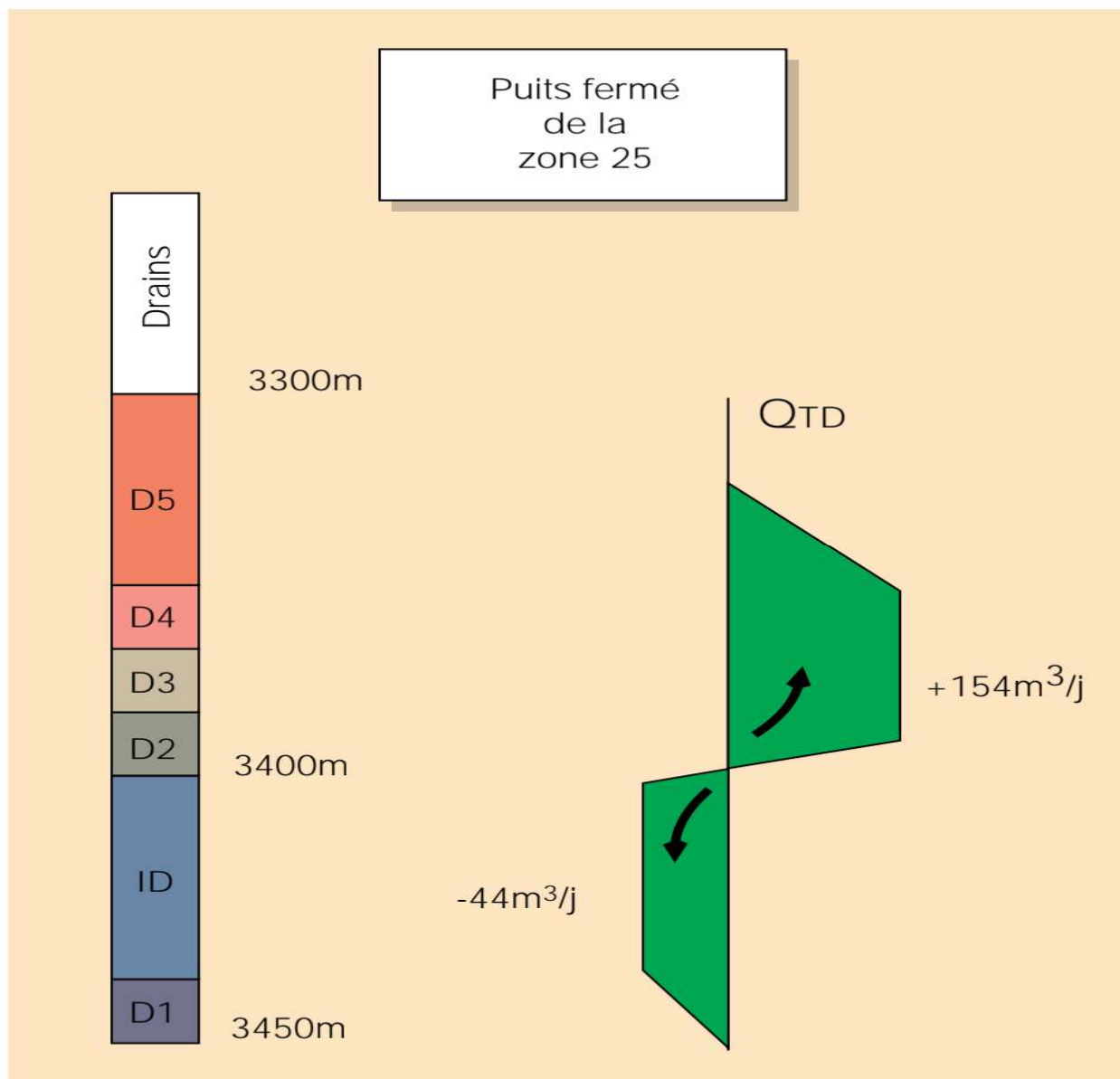


Figure III.28 :Un exemple de "crossflow" de la couche D2 au D5 et D1.

Dans ces réservoirs, la pression de chaque couche peut être estimée grâce à la mesure de la performance d'injection sélective SIP (Selective Inflow Performance). Cette technique, longuement utilisée en Algérie,, nécessite que la procédure de production des puits soit changée par étapes comprenant au moins quatre débits différents. Le PLT est employé pour mesurer la pression de fond du puits, et pour enregistrer le profil de débit à la fin de chaque étape. On en déduit la valeur de débit pour chaque couche. Avec ces données, nous pouvons construire la courbe de performance pour chaque niveau. L'extrapolation des courbes pour un débit zéro indiquera la pression de fermeture pour chaque niveau.

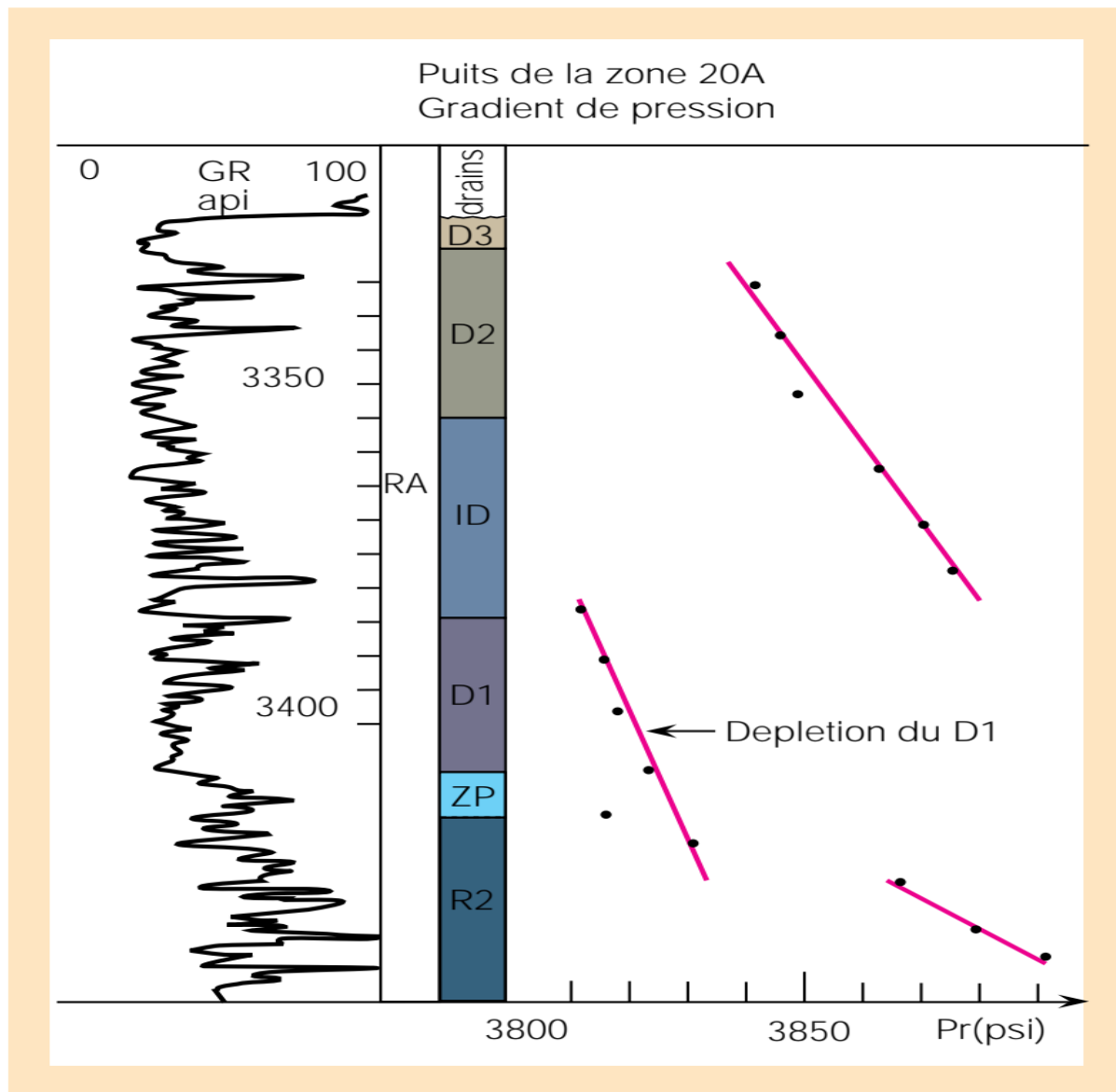


Figure III.29 :Puits de la zone 20A - Gradient de pression.

La possibilité de "crossflow" doit être considérée quand on prépare les essais de tests transitoires dans ce type de réservoir. Les essais conventionnels de remontée de pression ne sont pas valables quand il y a du "crossflow". Ils sont en générale ininterprétable. La seule alternative à cette difficulté, est l'essai à débit constant utilisant le PLT, en s'assurant que la pression d'écoulement au fond du puits reste toujours inférieure à la pression statique de la couche la plus déplétée. Les essais de réservoirs multicouches (LRT) ont été employés dans plusieurs gisements algériens pour évaluer les propriétés individuelles des niveaux producteurs.

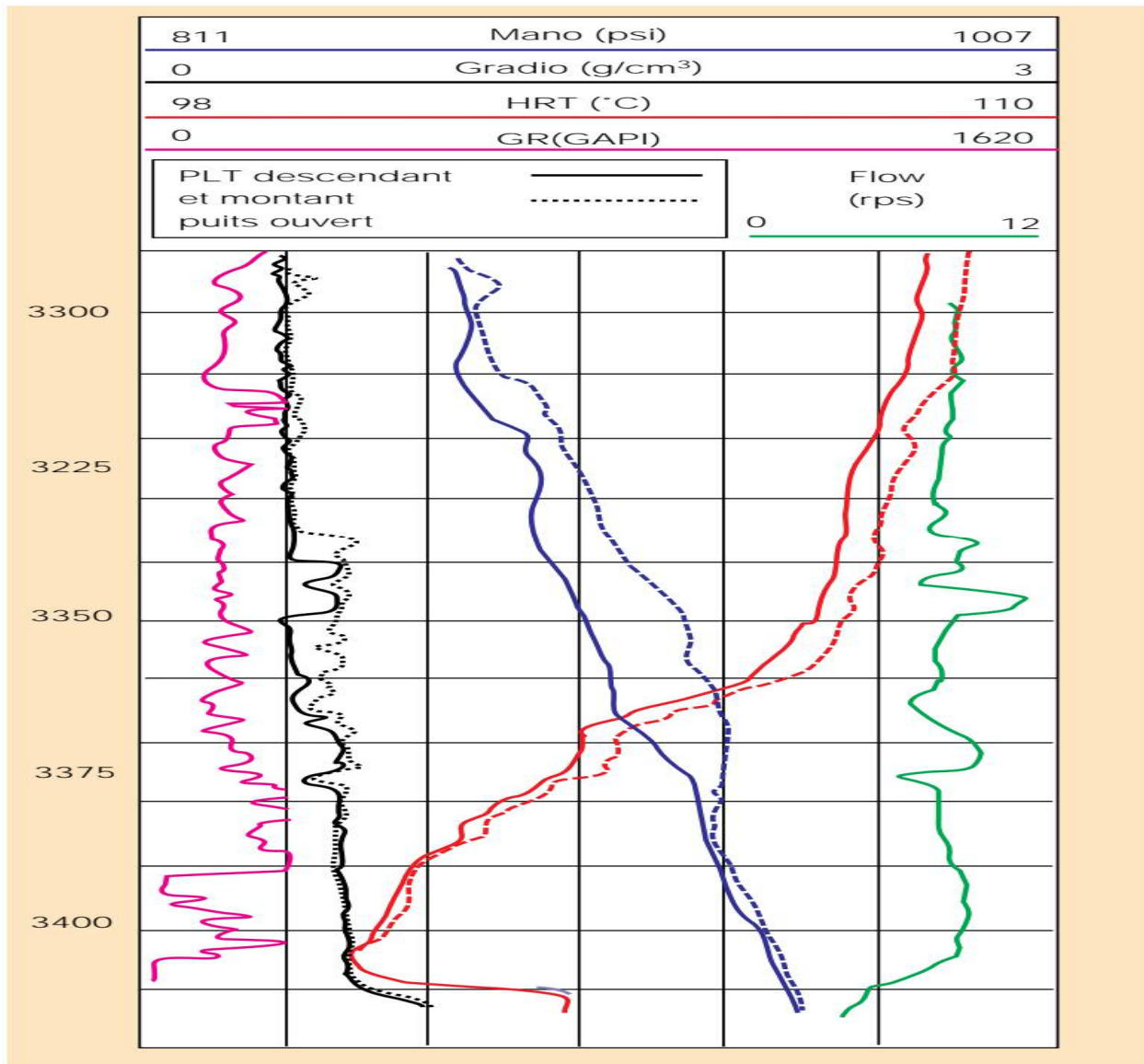


Figure III.30 :Les petites chutes de température ont été observées en face des intervalles producteurs dans des puits à basse productivité. Ceci est du à l'expansion du gaz lorsqu'il entre dans le puits.

La procédure est pratiquement identique à celle de l'essai SIP. Seules les pressions et les débits supplémentaires doivent être enregistrés lorsque l'outil reste positionné au-dessus de chaque couche du réservoir. Cela signifie que quatre transitoires sont nécessaires dans un réservoir avec quatre couches. Un minimum de quatre débits était déjà nécessaire pour un essai de SIP, l'essai LRT ne prends pas plus de temps qu'un essai conventionnel de SIP.

III.2.4.5.LES PUITES A BASSE PRODUCTIVITE :

Des petites chutes de température ont été observées en face des intervalles producteurs dans les puits à basse productivité (Fig. 30). Ceci est dû à l'expansion du gaz quand il entre dans le puits. L'exemple montre une chute de température à 3410 m , qui correspond à une chute de densité pour le gradiomanomètre. La réponse en température peut fournir un moyen supplémentaire pour évaluer le comportement d'un puits, particulièrement dans les formations à basse productivité. Cette technique est communément utilisée par SONATRACH dans l'interprétation des diagraphies de production avec le programme d'analyse PLANET sur le poste de travail interactif ATLANTIS* (interactif workstation).

III.2.5.DRAIN BLOQUEE PUITES MD 129 :

Un PLT, comprenant une sonde de mesure de débit, un thermomètre et un gradiomanomètre, est habituellement enregistré pendant l'essai d'injectivité d'eau dans la crépine. Pendant l'injection, l'outil de débitmètre indique seulement les zones qui absorbent le fluide injecté. Plusieurs heures après l'injection, une diagraphie de température va révéler des zones supplémentaires d'injection. Cela confirme l'hypothèse d'obstruction partielle de la crépine, et le passage de fluide injecté par des canaux situés derrière celle-ci. De plus, des pertes de charges significatives sont observées pendant ces essais d'injection (au step-rate).

Le puits **MD129** a été foré et complété en Mai 1970 dans la zone 20A (Figure 31).

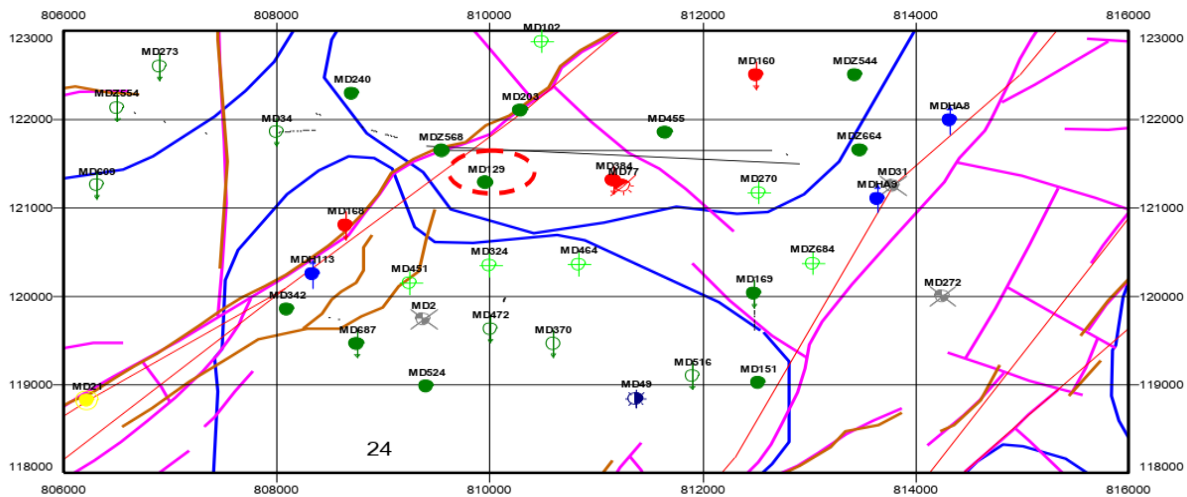


Figure III.31 : Localisation de puits MD129 dans le champ de Hassi Messaoud.

le PLT fait par SPES dans le puits MD129 a démontré que La plus grande partie de la production d'huile (68%) provient de l'intervalle 3359 - 3383 m qui correspond au bas du D3 et a la partie supérieure du D2, mais également de l'intervalle 3423 – 3429 m (30%) (D1) et a un degré moins de l'intervalle 3411 -3422m (2%) (ID). Le gaz est produit par toutes les zones du réservoir mais la grande partie (68%) vient de l'intervalle 3340 - 3350 (D3 et D4) (voir figure IV.18). Une production d'eau est enregistrée dans la D1 (fond du puits).

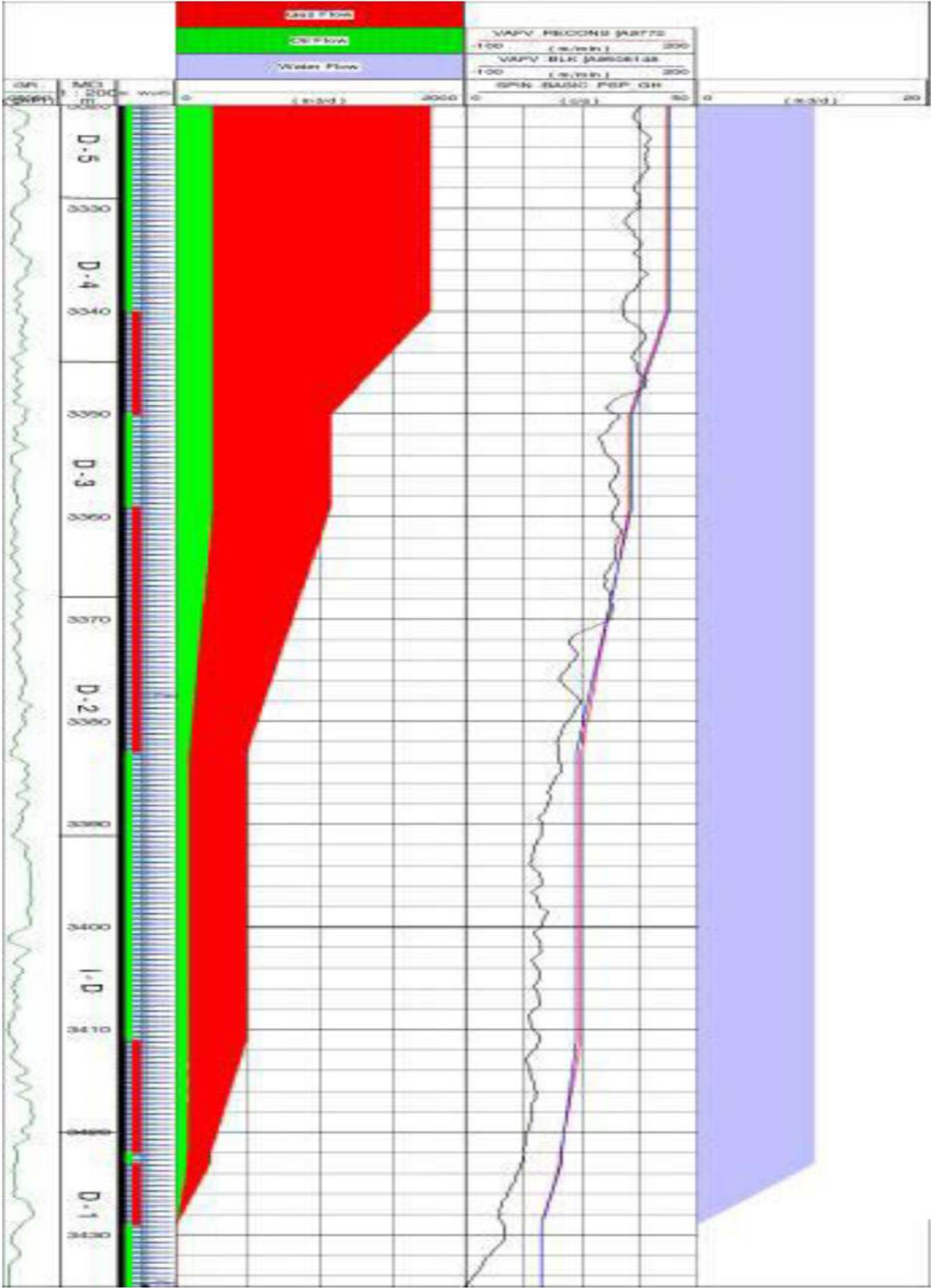


Figure III.32: le profil de production du puits MD129

L'équipe de département du réservoir a décidé de faire une fracturation hydraulique dans la partie inférieure D2 en 17/02/2002. Le débit d'huile est diminué de presque 4m³/h jusqu'à 1.78 m³/h, Et après la fracturation hydraulique en 2002 une augmentation inattendue de débit d'huile jusqu'à 13.24 m³/h (Tableau 12).

Jaugeage

Date de mesure	Débit d'huile
Avant	
28-05 -2001	3.56
15-07-2001	3.56
23-11-2001	2.35
13-01-2002	1.78
Après	
20-02-2002	10.47
06-03-2002	13.24
08-06-2002	9.88
10-11-2002	8.43

Tableau III.12 : comparaison entre les données du jaugeage de puits MD129 avant et après fracturation hydraulique.

CONCLUSION :

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. Grâce à l'utilisation du logiciel de SCHLUMBERGER Techlog a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysique.

L'analyse quantitative et qualitative des données citées au paravent en utilisant logiciel EMERAUD a permis à détecter les zones responsables des fluides indésirables dans les puits sélectionner, le puits MD279 est un bon exemple, des fois en réussir à éliminer le problème sans avoir une augmentation importante dans le débit d'huile c'est le cas pour MD114 ,aussi à l'aide d'un bon PLT nous avons pu réussir à établir un gain de presque 10m³/h dans le puits MD129, la réalisation du side-track dans le puits MD302 avait un gain de 6m³/h.

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 enregistrements 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.

Conclusion générale

Nous avons étudié la nature des propriétés de la roche du réservoir ou la lithologie qui se compose 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 varié entre 4.2% à 7.3%, saturation moyenne est faible mais bonne pour les paramètre critique est varié entre 17.3% jusqu'à 54.8 %. et le volume d'argile moyenne est faible mais bonne pour les paramètre critique est varié entre 3.9% à 25.8 % .

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.

On a démontré aussi dans la deuxième étude des certaines procédures dans lesquelles les diagraphies de production sont utilisées pour assister la gestion du champ pétrolier de Hassi Messaoud, telles que :

- la perforation des crépines colmatées;
- le nettoyage des sédiments avec le tube d'intervention enroulé ou l'intervention sous pression (CTL ou snubbing);
- l'installation et la perforation, en workover, d'un liner cimenté (complétion en trou ouvert) ou sondage dévié (puits tubé) afin d'isoler les percées de fluide d'injection (gaz et ou eau);
- l'élimination des percées d'eau dans le liner perforé au gel.

Le bénéfice des diagraphies de production n'est pas limité à l'enregistrement de profils de débit, mais permet l'identification de nombreux types de problèmes de production, et aide au "diagnostic" du comportement du réservoir pendant le développement. C'est une valeur inestimable pour établir les stratégies de procédés de récupération assistée, et pour la

Conclusion générale

planification des nouveaux puits. Les diagraphies de production, avec les profils de pression de formation du RFT ou MDT dans des puits de développement, fournissent les informations fiables sur la localisation de barrières de perméabilité horizontale et verticale dans les réservoirs.

Les essais SIP et LRT peuvent également donner une évaluation des propriétés des réservoir et des puits qui permettent l'établissement de programmes de stimulation et complétion plus efficaces et plus performants.

D'autres outils sont employés pour compléter les mesures du PLT dans le contrôle des réservoirs. Le TDT* (Thermal Decay Time) en est un exemple. Il détecte les changements de saturation d'eau derrière le tubage durant la production d'un puits. Dans une configuration légèrement différente, ce type d'outil peut aussi être employé pour identifier les débits de fluide derrière un tubage, fournissant de cette façon une indication d'éventuels canaux dans le ciment, ou de communications entre des zones à travers des fractures.

- Pour les enregistrements de température détectants les entrées de gaz dans les tubing de très petit diamètre (1,66 in.) SONATRACH introduira un outil de température avec un diamètre de 1 in.
- Afin d'améliorer l'opération de carottage un nouveau type d'outil mécanique, le MSTS (Mechanical Slimhole Testing System) sera employé prochainement.

Les diagraphies de production ont toujours joué un rôle très important dans la gestion et le développement du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Ces opérations seront réalisées tant que la demande économique et technique sera justifiée. De nouvelles techniques dans le domaine de l'acquisition et dans le domaine de l'interprétation des diagraphie de production sont régulièrement mises au point, développées et introduites pour surmonter les difficultés présentes de façon plus sûre et plus efficace.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIES

- [1]. Aperçu sur les Diagraphies Différées.
- [2]. Diagraphies pétrole, Professeur D. Chapellier.
- [3]. Méthodes de Diagraphies, Hacine Rachid, IAP boumerdes 2015.
- [4]. Technique d'exploitation pétrolière Le gisement 1988.
- [5]. la gestion d'un gisement à l'aide de diagraphie de production, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2018.
- [6]. Analyse et interprétation des données des diagraphies pour les puits (HGAW_04-HGAW_05-HGAW_07-HGAW_08)-Champs Hassi Guettar (HGA), Université Kasdi Merbah Ouargla,2017.
- [7]. Re-evaluation the Reservoir Properties of Al-Rutba Formation in Tal Marmar and East Tal Marmar Fields by Well Logging, Mutassim Al-Rifai, Damascus university 2015-2014.
- [8]. Gestion d'un Gisement à l'Aide des Diagraphies de Production Contribution de SONATRACH, Division Petroleum, Engineering et Développement.
- [9]. https://en.wikipedia.org/wiki/Logging_while_drilling
- [10]. [https://petrowiki.org/Logging_while_drilling_\(LWD\)](https://petrowiki.org/Logging_while_drilling_(LWD)).
- [11]. <https://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/lwd.html>
- [12]. <https://www.spec2000.net/00-index.htm>.
- [13]. <https://www.slb.com/drilling/surface-and-downhole-logging/logging-while-drilling-services>.
- [14]. <https://www.google.com/url?sa=i&url=http%3A%2F%2Flibrary.univ-boumerdes.dz%3A8080%2Fjspui%2Fbitstream%2F123456789%2F3051%2F1%2Fflasmi%2520rachid.pdf>.
- [15]. Etude de la précipitation des asphaltènes dans la zone1 de Hassi Messaoud, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2015.
- [16]. MWD and LWD and geosteering, Iain Dowell, Halliburton Energy services Andrew A.Mills, Esso Australia Ltd.
- [17]. Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway, Université Kasdi Merbah Ouargla,2013

Annexe 1 : Résultats de l'interprétation puits HGAW-07
Annexe 2 : Résultats de l'interprétation puits HGAW-08



**SONATRACH PRODUCTION HMD
WELL: HGAW-7
SECT:
ELAN**

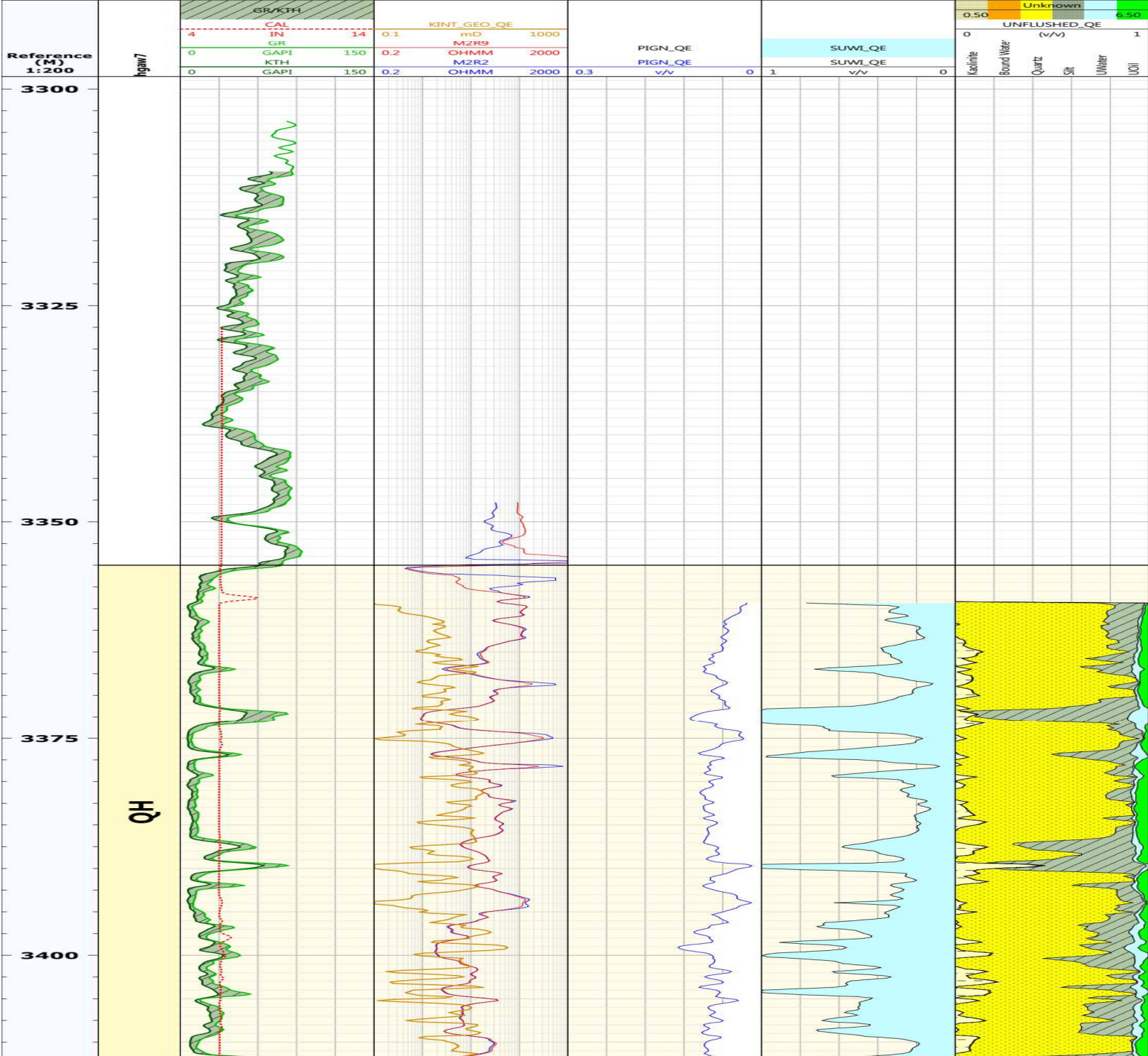
EKBM
EGLM
Scale200

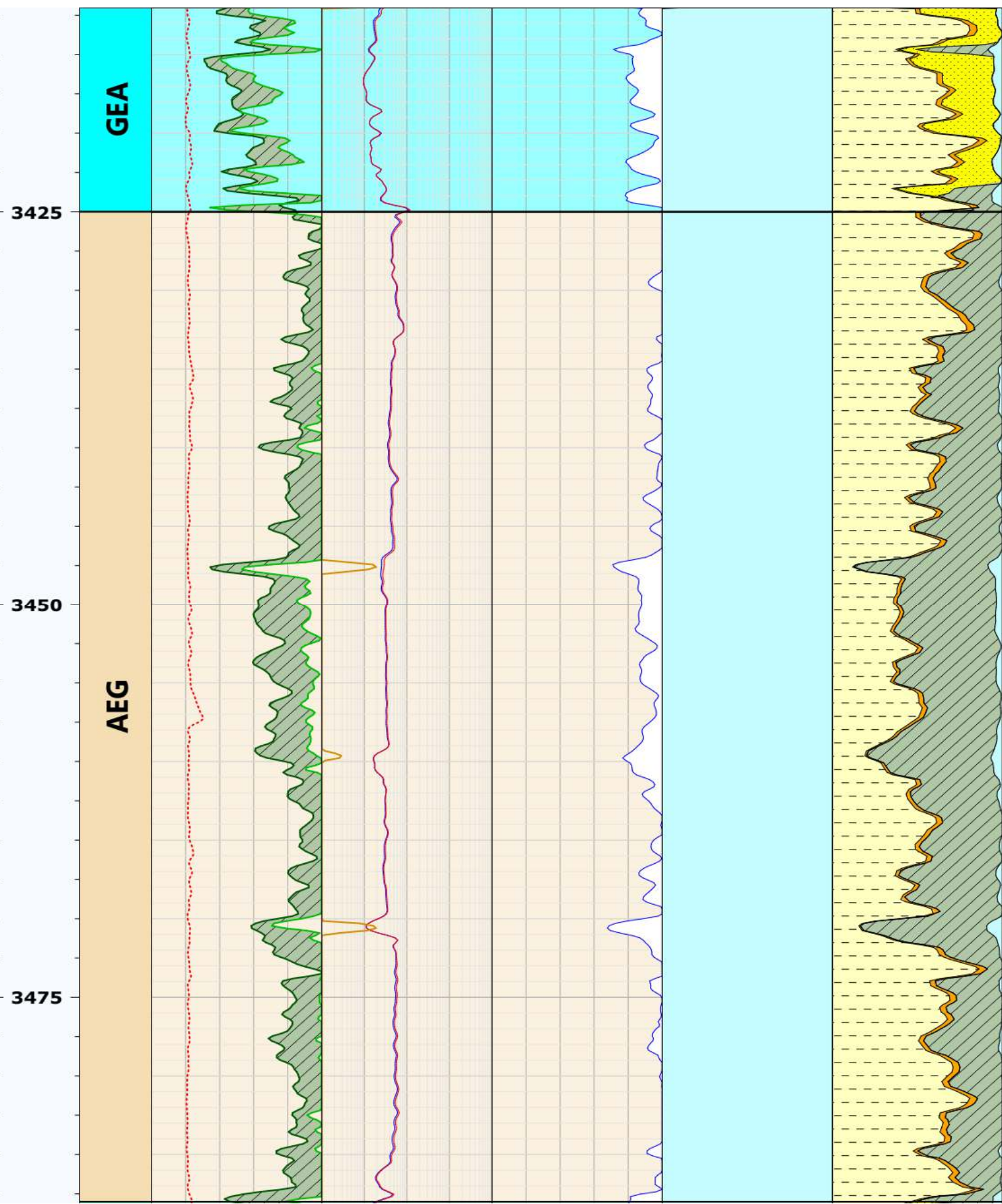
LOC:
Longitude:
Latitude:
RIGN

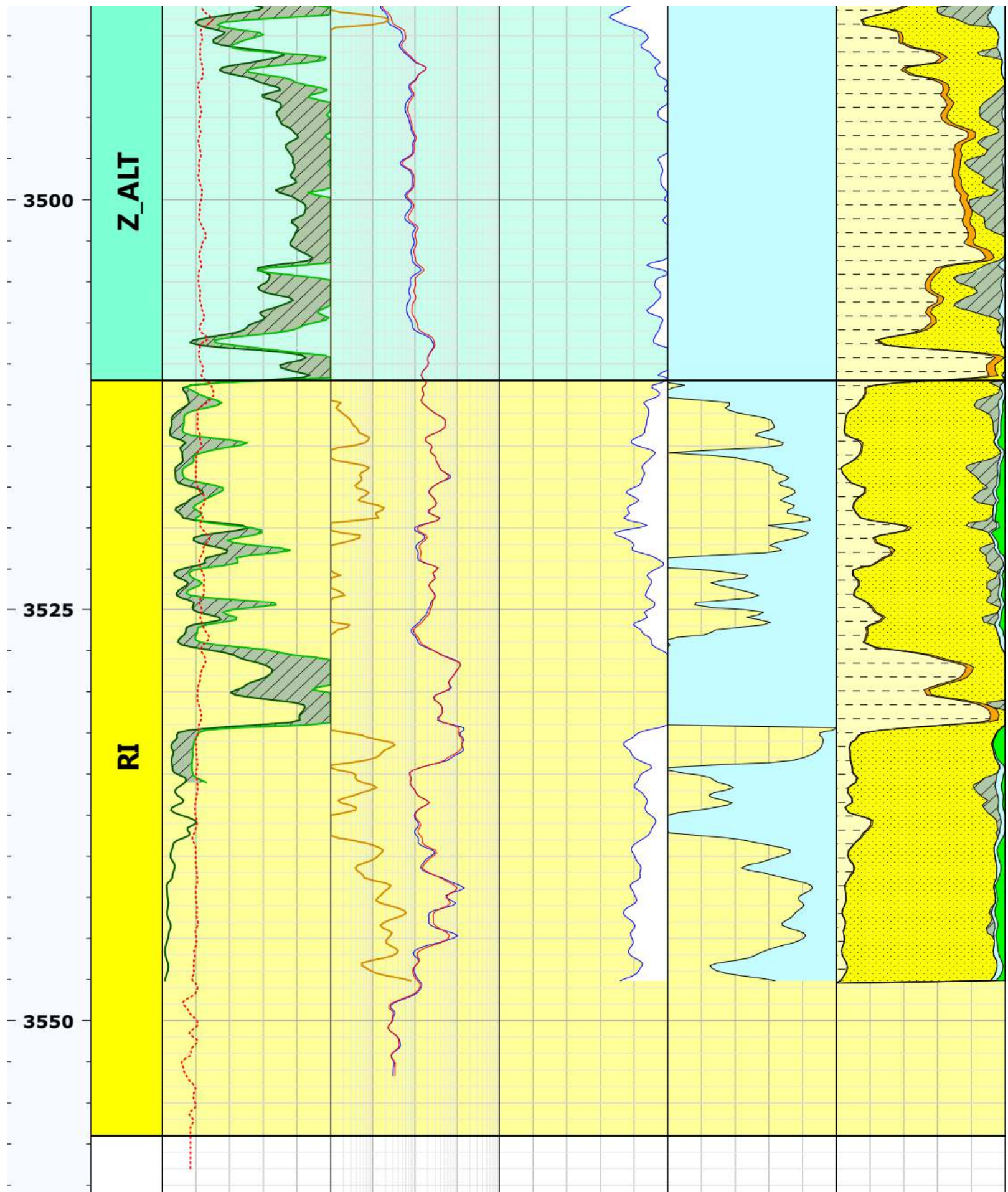
DATE	22-DEC-2016
STOP-DEPTH	3556.2540M
START-DEPTH	3231.1848M
Date	1/1/2017
Project	hga
UserID	BOUTERA1

Well: HGAW-7

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







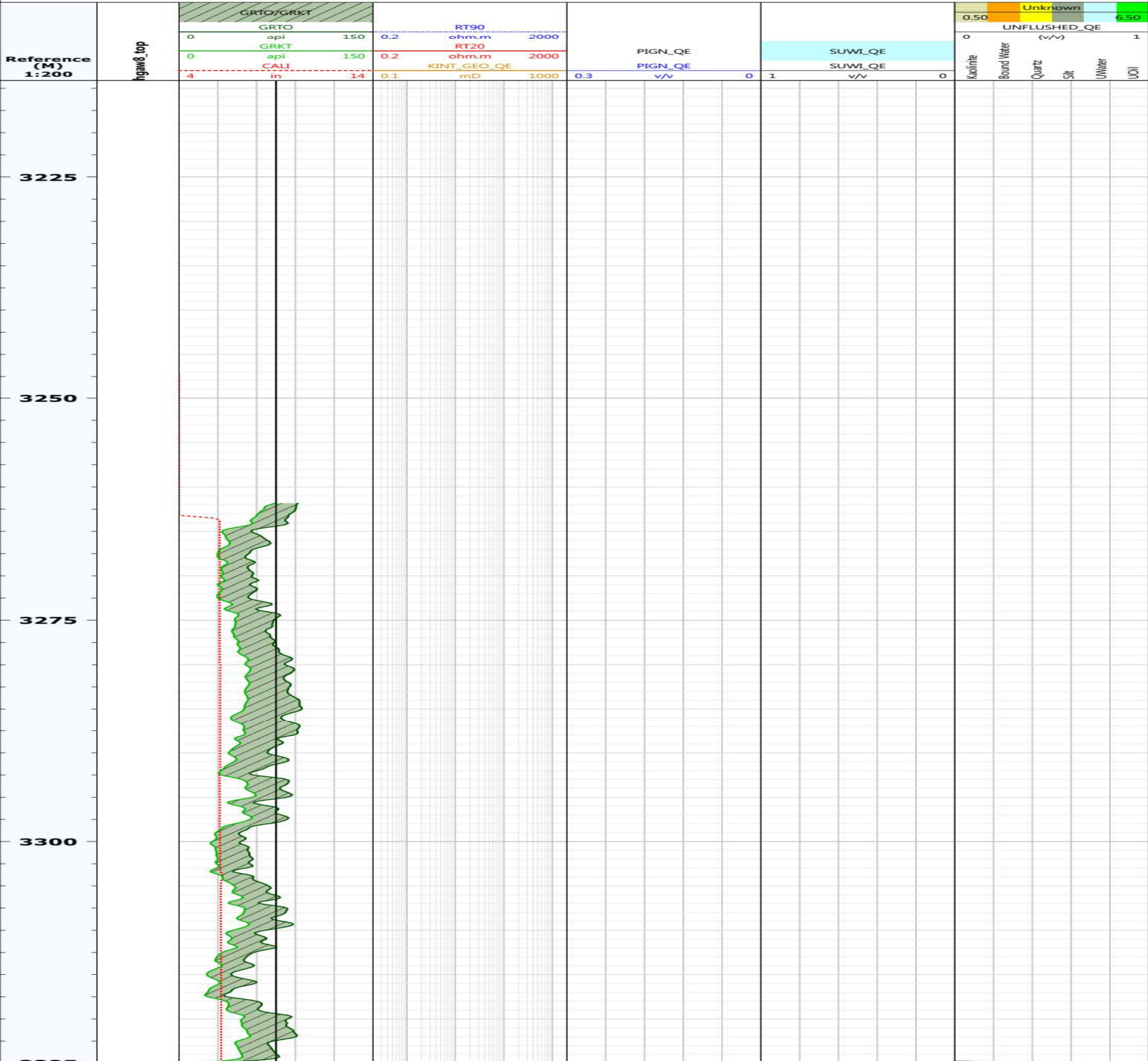


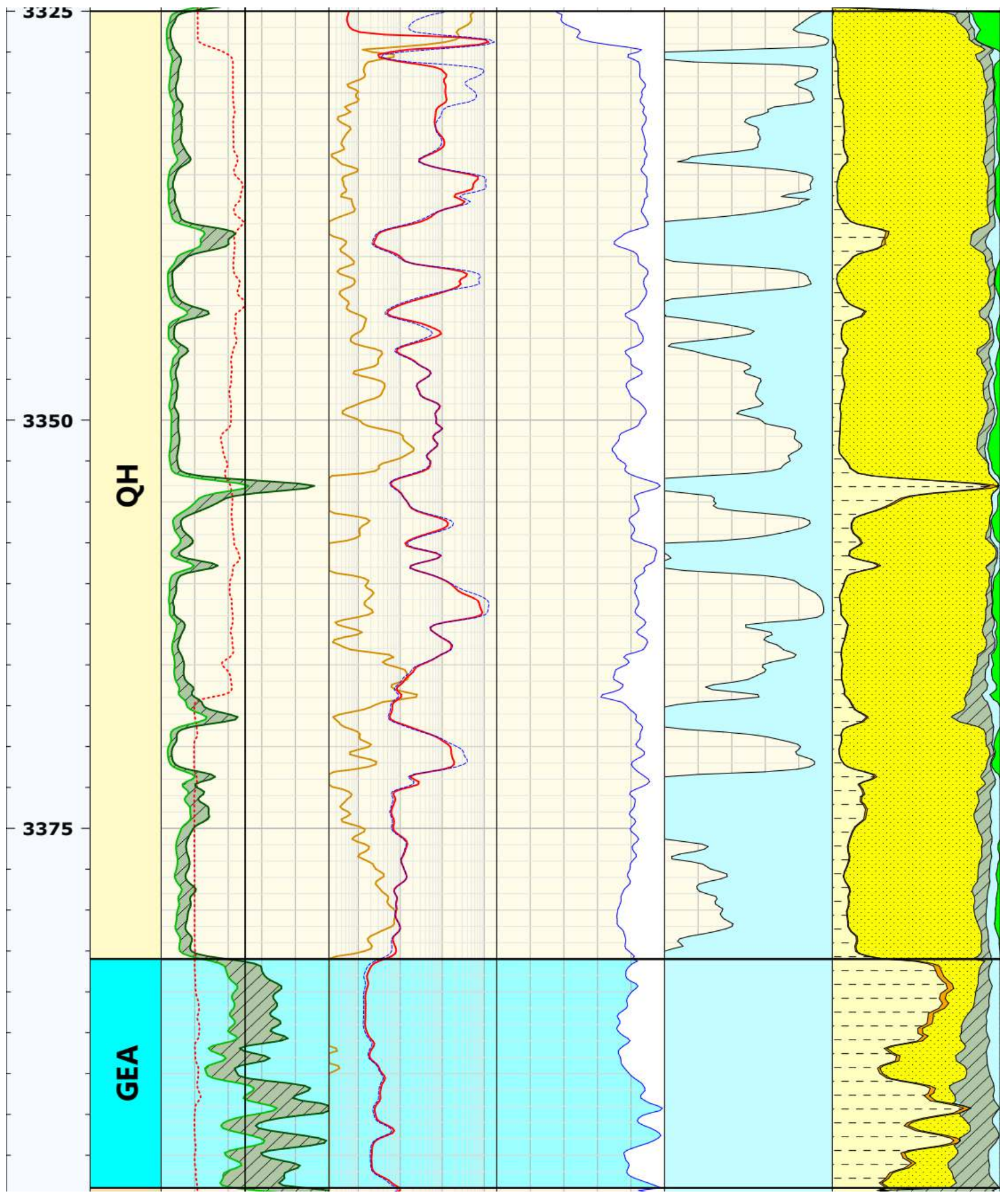
**SONATRACH PRODUCTION HMD
WELL: HGAW-8
SECT:
ELAN**

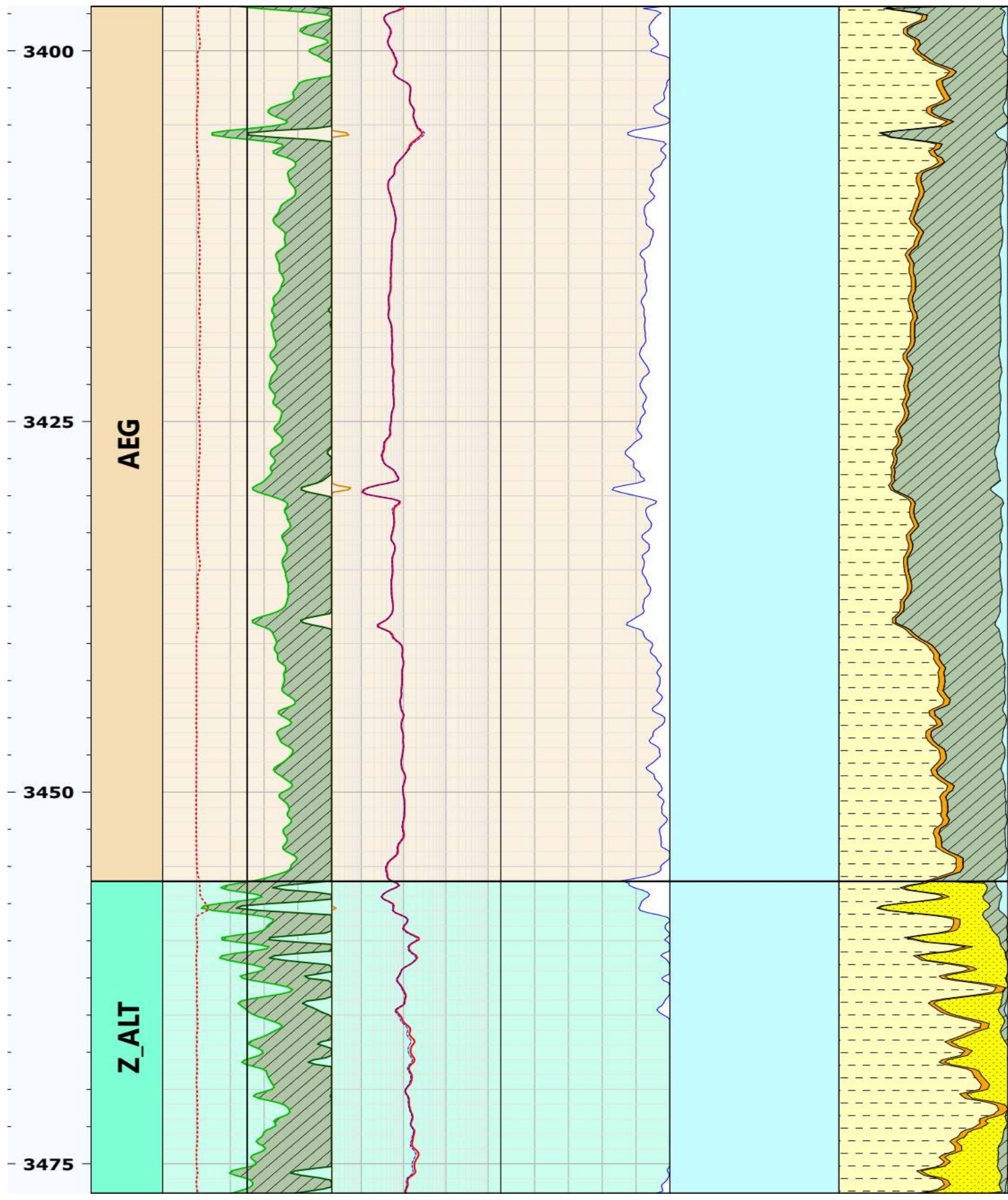
EKBM EGLM Scale200	LOC: Longitude: Latitude: RIGN	
DATE		
STOP-DEPTH	3528.9744M	
START-DEPTH	3214.1160M	
Date	4/15/2017	
Project	hga	
UserID	BOUTERA	

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:
-----------------------------------	--	-------------------------------------	--



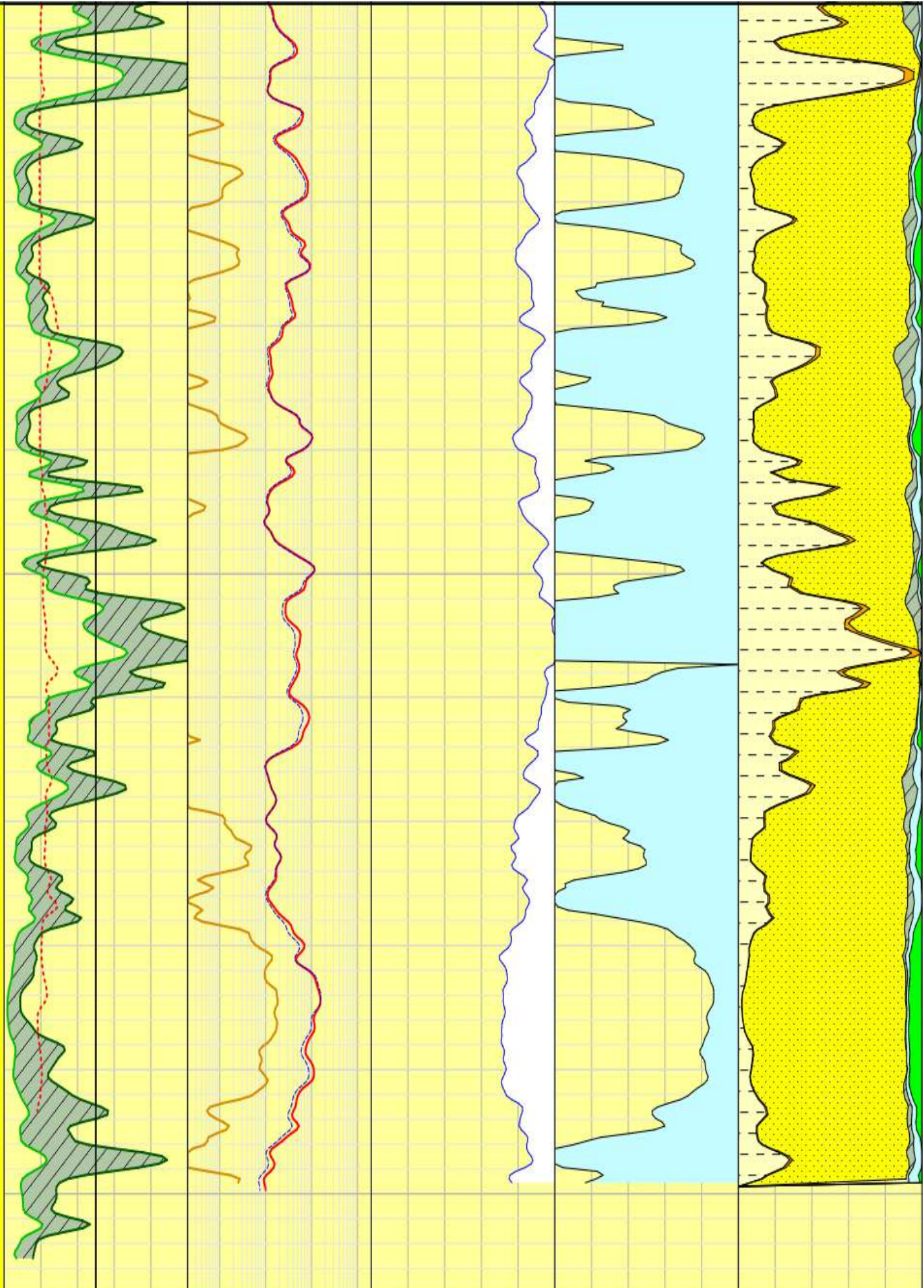




3500

3525

RI



Annexe 3 : la fiche technique de puits OMN302

Annexe 4 : la fiche technique de puits MD279

Annexe 5 : la fiche technique de puits MD129

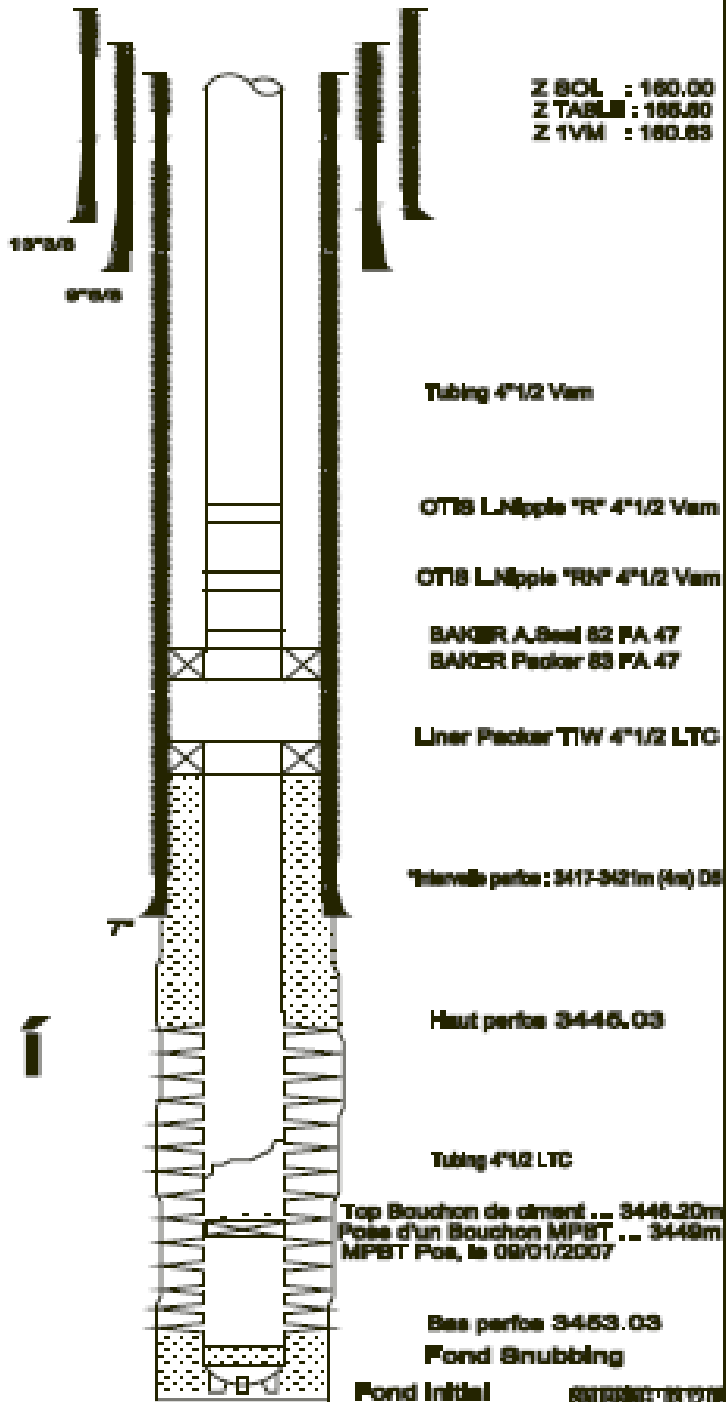


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

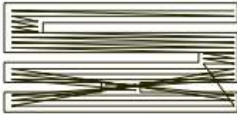
COMPLETION 4"1/2 VAM ANCRE

MD279

M M		COTES	
OD	ID	ELUC/VAM	SOND/TR
			367.00
			2430.00
114.30	99.57		
122.00	98.39		
128.20	99.87	3339.89	3344.89
128.20	87.78	3348.88	3354.88
139.80	103.20	3369.83	3364.83
144.10	101.80	3360.83	3366.83
		3361.80	3366.80
177.80	164.79		3410.00
114.30	99.57		
122.00	98.39		
		3488.44	
127.00	100.00	3483.80	3490.00



SONATRACH



**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

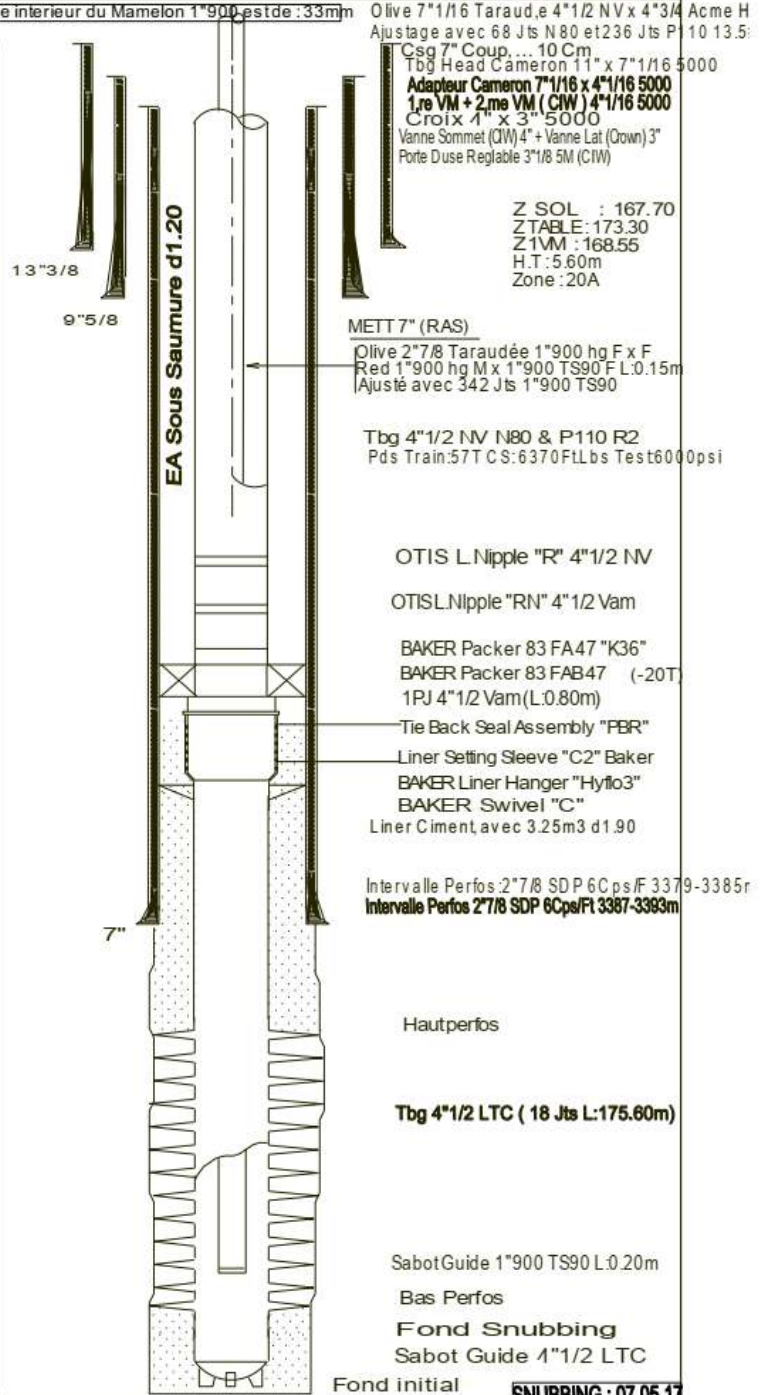
**COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE
CONCENTRIQUE 1"900TS90 MD129**

X : 810 000
Y : 121 250

[A Noter que le Diametre interieur du Mamelon 1"900 est de : 33mm]

Olive 7"1/16 Taraud.e 4"1/2 NV x 4"3/4 Acme H
Ajustage avec 68 Jts N80 et 236 Jts P 10 13.5:

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/M	SOND/TR
			243.50
			2348.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
126.20	93.67	3253.85	3255.60
126.20	87.78	3263.55	3265.30
139.60	103.20	3273.35	3275.10
144.10	101.60	3274.25	3276.00
		3276.25	3278.00
		3280.75	3282.50
			3320.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		3428.77	
		3444.00	
		3451.25	3453.00
127.00	100.00	3453.75	3455.50



Csg 7" Coup... 10 Cm
Tbg Head Cameron 11" x 7"1/16 5000
Adaptateur Cameron 7"1/16 x 4"1/16 5000
1^{re} VM + 2^{me} VM (CIW) 4"1/16 5000
Croix 4" x 3" 5000
Vanne Sommet (CIW) 4" + Vanne Lat (Down) 3"
Porte Duse Reglable 3"1/8 5M (CIW)

Z SOL : 167.70
Z TABLE: 173.30
Z 1VM : 168.55
H.T : 5.60m
Zone : 20A

METT 7" (RAS)
Olive 2"7/8 Taraudée 1"900 hg F x F
Red 1"900 hg M x 1"900 TS90 F L.O.15m
Ajusté avec 342 Jts 1"900 TS90

Tbg 4"1/2 NV N80 & P110 R2
Pds Train: 57T CS: 6370 FLbs Test 6000psi

OTIS L Nipple "R" 4"1/2 NV

OTIS L Nipple "RN" 4"1/2 Vam

BAKER Packer 83 FA47 "K36"
BAKER Packer 83 FAB47 (-20T)
1PJ 4"1/2 Vam (L:0.80m)

Tie Back Seal Assembly "PBR"
Liner Setting Sleeve "C2" Baker
BAKER Liner Hanger "Hyflo3"
BAKER Swivel "C"
Liner Ciment, avec 3.25m3 d1.90

Intervalle Perfos: 2"7/8 SDP 6Cps/F 3379-3385r
Intervalle Perfos 2"7/8 SDP 6Cps/FI 3387-3393m

Hautperfos

Tbg 4"1/2 LTC (18 Jts L:175.60m)

Sabot Guide 1"900 TS90 L:0.20m

Bas Perfos

Fond Snubbing

Sabot Guide 4"1/2 LTC

Fond initial

SNUBBING : 07.05.17