

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

*L'ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUE PAR LES
METHODES DES DIAGRAPHIES DANS LA REGION DE
HASSI-GUETTAR OUEST*

Présenté par

Melle Chaded Imen

Soutenu publiquement le : 27/06/2017

Devant le jury :

Président :	Mr. MERABET Lakhder	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	Dr. BELKSIER Mohamed Salah	M. C. B Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. LAOUINI Hamza	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

Dédicace

Je dédie ce mémoire à :



Ma très chère mère

Mon chère père



Toute la famille.

Mes amis de département de géologie à Ouargla

Mes amis de département de géologie à annaba

Mes amis de Sonatrach/dp

Tous ceux qui sont chers de près ou de loin

imen

Remerciement

*Au terme de cette étude, je tiens à remercier le Bon **Dieu** qui ma a donné le courage et la volonté d'aller jusqu'au bout et de ramener ce présent travail à son point ultime.*

*Je tiens tout d'abord à remercier monsieur **belksir mouhamed** mon promoteur, qu'il a prêté une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour m'apporter de l'aide, la plus précieuse.*

Je tiens remercie également les membres de jury le président Merabet.L et l'examineur Laouini.H

*je tiens à témoigner toute mon profonde reconnaissance et tous mes remerciements les plus sincères, les plus chaleureux et les plus vifs à monsieur **zekkour othmen**, chef département géologie-Division production-Sonatrach (HMD) à d'avoir confié la réalisation de cette étude et témoigné sa vive confiance, pour ses suggestions si minutieuses, ses conseils déterminants et si judicieux et d'avoir fait tout son possible pour nous aider et nous apprendre à maîtriser les technologies du jour.*

Je tiens remercie également à tout le personnel du Division production, notamment : Mr .belqasm,oussama,farhate, khaleoui, mehdi, cherifa, othmen, samy , abdou,amine, djamel, mehrez pour leur sympathie, leur gentillesse et leur disponibilité.

Je ne peux s'arrêter là, sans évoquer tout le corps enseignant du département de geologie, notamment le chef du département monsieur belksir mouhamed Puisque grâce à eux je n'ai eu aucune difficulté à combler mon lacunes théoriques et à satisfaire mon curiosité scientifique.

Enfin, à ceux qui ont contribué et collaboré de près ou de loin à l'élaboration de cette étude.

Merci à tous.

Merci pour tout.

imen

Dédicaces

Remerciements

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Sommaire

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Généralités

Introduction.....	02
1- situation géographique	02
2- Cadre Géologique	03
3-Évolution structural	04
3-1--Structuration antétriasique	05
3-1-1- la Phase panafricaine	05
3-1-2- La Phase Eo-Calédonnienne précoce	06
3-1-3- La Phase calédonnienne	06
3-1-4- La Phase hercynienne	06
3-2 Structuration Post-triasique	06
3-2-1 La Phase autrichienne	07
3-2-2 La Phase Atlasique	07
3-3-Structuration actuelle	07
3-3-1 Les paléo-vallées hercyniennes	07
4-Stratigraphie du champ	08
4-1-Le socle.....	09
4-2-Le paléozoïque.....	09
a. L'infra-Cambrien	09
b. Le Cambrien	09
c. L'Ordovicien	10
4-3- Le mésozoïque.....	10
a. Le Trias.....	10
b. Le Jurassique.....	11
c. Le Crétacé	11
4-4- Le cénozoïque	12
5-Aspect structural local	14

6-Historique de la recherche.....	15
7-Le système pétrolier de la région	15
7-1-Genèse des hydrocarbures (Roche mere).....	16
7-2- Roche réservoir	16
7-3- Roches couvertures	17
7-4-le Piégeage des hydrocarbures	17
7-4-1-Pièges structuraux	17
7-4-2-Pièges stratigraphiques	17
7-4-3-Pièges mixtes	17
7-5- Migration des hydrocarbures	17
Conclusion.....	18

chapitre II : Généralités sur la diagraphie

Introduction.....	19
1-Définition de diagraphie.....	19
2-Le but des diagraphies.....	21
3-Les paramètres influençant les mesures.....	21
a-Diametres de sondage.....	21
b-boue de forage	21
c-tubage et cimentation	21
d-vitesse d'enregistrement.....	21
e-température et pression.....	21
4-Les différents types de diagraphies enregistrées et leur application	22
4-1-Diagaphies de radioactivité naturelle "GR"	22
4-1-1-Application.....	22
4-2-Diagaphies de résistivité.....	22
4-2-1-Application	24
4-3-Diagaphies de porosité.....	24
4-3-1-Diagaphies Neutron (Indice d'Hydrogène.....	25
4-3-1-1-Application.....	26
4-3-2-Diagaphie densité	27
4-3-2-1-Application	28
4-3-3-Diagaphies sonique.....	28
4-3-3-1-Application	29
4-4-L'IMAGERIE	30
4-4-1-Applications	30
5-Notion de réservoir.....	30
5-1-Définition	30
5-2-La Matrice.....	30
a-Matrice simple.....	30
b-Matrice complexe.....	30
c-Matrice propre.....	30
5-3-Les Fluides	31
6-Characterisation pétro-physiques des réservoirs.....	31
6-1-La porosité.....	31
a-Porosité totale.....	31
b-Porosité utile.....	31

c-Porosité restante.....	32
6-1-1-Méthodes de mesures et de calcul de la porosité	32
a-Méthodes directes	32
b-Méthodes indirectes	32
6-2-La perméabilité.....	33
-6-2-1-Méthodes de mesure de la perméabilité	33
a-Méthodes directes	33
b-Méthodes indirectes	33
6-3-Volume d'argiles.....	33
6-4-La saturation.....	33
7-Classification des paramètres pétro-physiques.....	34
a- La porosité.....	34
b-La perméabilité.....	34
c-La relation porosité – perméabilité.....	34
conclusion.....	35

chapitre III : Interprétation diagraphique des paramètres du réservoir

Introduction.....	36
1-Aperçu sur le logiciel d'interprétation diagraphique Techlog.....	36
1-1-Techlog	36
1-2- La base de données de Techlog « Techlog projet ».....	38
1-2-1- Importation de DATA.....	38
1-3- Outil Plateforme	38
1-3-1 Techdata	38
1-3-1-1 Editeur de données	38
1-3-1-2 Editeur de zones	38
1-3-1-3 Outil de rééchantillonnage	38
1-3-2- Techplot	38
1-3-2-1- Log View	38
1-3-2-2- Cross plot	39
1-3-2-3 Histogramme	39
1-3-2-4- Multi-puits	39
1-4- Outil Diagraphie	39
1-4-1- Corrections environnementales	39
1-4-2- Interprétation quantitative (Pré-calcul).....	39
1-4-2-1- Calcul de volume d'argile.....	39
1-4-2-2- Calcul de la porosité utile	40
1-4-2-3- Calcul de la Saturation en eau	41
1-4-2-4- Calcul de la perméabilité	42
2-Interprétation des paramètres petrophysiques des puits	43
2-1-Résultat de l'interprétation qualitative	43
2-2-Résultat de l'interprétation quantitative	44
2-2-1-HGAW1	44
2-2-1-1-Situation géographique	44
2-2-1-2-Les tops des formations.....	45

2-2-1-3-Les diagraphies enregistrées.....	45
2-2-1-4-Evaluation pétrophysique	47
2-2-1-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog.....	47
2-2-1-6-Cut-off utilisés	47
2-2-2--HGAW2	49
2-2-2-1-Situation géographique.....	49
2-2-2-2-Les tops des formations	49
2-2-2-3-Les diagraphies enregistrées.....	50
2-2-2-4-Evaluation pétrophysique	52
2-2-2-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog	52
2-2-2-6-Cut-off utilisés.....	52
2-2-3-HGAW3	54
2-2-3-1--Situation géographique	54
2-2-3-2--Les tops des formations.....	55
2-2-3-3-Les diagraphies enregistrées.....	55
2-2-3-4-Evaluation pétrophysique	57
2-2-3-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog	57
2-2-3-6-Cut-off utilisés	57
2-2-4-HGAW4	59
2-2-4-1-Situation géographique.....	59
2-2-4-2-Les tops des formations.....	60
2-2-4-3-Les diagraphies enregistrées	60
2-2-4-4-Evaluation pétrophysique	62
2-2-4-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog.....	62
2-2-4-6-Cut-off utilisés	62
3-Logiciel petrel	64
3-1-Interprétation des cartes	64
3-1-1-Le réservoir de QH.....	64
3-1-2-Le réservoir du cambrien.....	66
Conclusion.....	69
Conclusion Générale.....	70
Références bibliographiques	

Liste des abréviations

AEG : Argile d'El Gassi

DDP : la différence du potentiel

DH: La discordance hyrcinienne

GEA : Le Grés d'El Atchane

GR : Gamma Ray

HGA : Hassi Guettar

HGAW :Hassi Guettar ouest

HMD : Hassi Messaoud

K :permeabilite

QH : Quartzite d'El Hamra

R_t: Résistivité de formation ($\Omega.m$)

R_w: Résistivité de l'eau ($\Omega.m$)

Sw, So: La saturation des fluides

SLB: La société Schlumberger

V_p: Volume des pores (cm^3)

V_s: Volume solide (cm^3)

V_{sh}: Volume shale (%)

V_t: Volume totale (cm^3)

Zalt : La zone des Alternances

Ø: La Porosité

Ø_t: Porosité totale (%)

Ø_u: Porosité utile (%)

Unités :

Liste des abréviations

API : American petroleum institue

C° : Degré Celsius

D : darcy

Ft : feet (pied)

gr : Gramme

Khz : kilo hertz

Km: kilomètre

m: mètre

mD : mili darcy

Mev : mili volt

Psi: Pound per square inch

Ω : Ohm

Liste des Figures

FIGURE 01: Situation géographique du champ Hassi Guettar.Sonatrach/Dp.....	03
FIGURE 02 : Cadre géologique de la region de Hassi Guettar. (wec2007) modifiée.....	04
FIGURE 03 : Les principaux axes structuraux du trend Amguid El biod(fiche technique Sonatrach).....	05
FIGURE 04 : Carte structural de la région de Hassi Guettar. WEC 2007 modifier.....	08
FIGURE 05 : Fiche stratigraphique de HGAW (rapport d’implantation Sonatrach).....	13
FIGURE 06 : carte structural des failles majeures de HGAW (rapport d’implantation SH).....	14
FIGURE 07 : La carte de positionnement des puits dans HGAW (Rapport d’implantation SH).....	15
FIGURE 08 : Classification des diagraphies.....	20
Figure 09 :l’outil AIT de schlumberger.....	24
Figure 10: CNL l’outil de schlumberger.....	26
Figure 11 : l’outil SDL de Halliburton.....	28
Figure 12 : Chaine de traitement des modules de diagraphie.....	37
Figure 13 : Importation de Data.....	38
Figure 14 : Calcul de volume d’argile.....	40
Figure 15 : calcul de la porosité utile.....	41
Figure 16 : Calcul de la Saturation.....	42
Figure 17 : types d’Argile dans le champ de HGAW (Techlog).....	43
Figure 18 : Carte de positionnement de puit HGAW1 (rapport d’implantation sonatrach)....	44
Figure 19 : log composite de HGAW-1.....	46
Figure 20 : Quenti-elan de puit HGAW-1.....	48
Figure 21 :.Carte de positionnement de puit HGAW-2 (rapport d’implantation sonatrach)...	49

Figure 22 : log composite de HGAW-2.....	51
Figure 23 : Quenti-elan de puit HGAW-2.....	53
Figure 24 : Carte de positionnement de puits N : 03 (rapport d'implantation sonatrach).....	54
Figure 25 : log composite de HGAW-3.....	56
Figure 26 : Quenti-elan de puit HGAW-3.....	58
Figure 27 : Carte de positionnement de puits N : 04 (rapport d'implantation sonatrach).....	59
Figure 28: log composite de HGAW-4.....	61
Figure 29 : Quenti-elan de puit HGAW-4.....	63
Figure 30 : Cartes en isobathe au toit du réservoir QH.....	64
Figure 31 : Carte en isopaque du reservoir QH.....	65
Figure 32 : Carte d'isoporosité du réservoir QH.....	65
Figure 33 : carte d'isoperméabilité du réservoir QH.....	66
Figure 34 : Carte d'isosaturation du réservoir QH.....	66
Figure 35 : Carte en isobathe au toi du réservoir Ri.....	67
Figure 36 : carte en isopaque du reservoir cambrien (Ri-Ra).....	67
Figure 37 : carte d'isoporosité du réservoir cambrien.....	68
Figure 38 : Carte d'isopermeabilite du réservoir cambrien.....	68
Figure 39 : Carte d'isosaturation du réservoir cambrien.....	69

Liste des tableaux

Tableau.01- situation géographique de HGAW-1.....	44
Tableau.02- les tops de formation de HGAW-1.....	45
Tableau.03- résultat totale de l'interprétation au puit HGAW1 par TECHLOG.....	47
Tableau.04- situation géographique de HGAW-2.....	49
Tableau.05- les tops de formation de HGAW-2.....	49
Tableau.06- résultat totale de l'interprétation au puit HGAW-2 par TECHLOG.....	52
Tableau.07- situation géographique de HGAW-3.....	54
Tableau.08- les tops de formation de HGAW-3.....	55
Tableau.09- résultat totale de l'interprétation au puit HGAW-3 par TECHLOG.....	57
Tableau.10- situation géographique de HGAW-4.....	59
Tableau.11- les tops de formation de HGAW-4.....	60
Tableau.12- résultat totale de l'interprétation au puit HGAW-4 par TECHLOG.....	62

Introduction générale

L'aventure de l'exploration pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19ème siècle, avec les premières explorations dans le Nord, en 1877, dans la région d'Ain Zeft, près de Relizane, dans l'Ouest de l'Algérie.

Depuis, le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord, avec les promesses offertes par l'exploration, qui trouve un nouvel élan dans cette région.

Après chaque découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les gens dirigent vers les techniques d'exploration et exploitation, ces derniers dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qui les contiennent, cela détermine la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de rentabilité économique.

Le champ de Hassi Guattar Ouest qui à connu ces dernières années des découvertes au niveau du réservoir Quartzite de Hamra, et le réservoir cambrien constitue actuellement l'un des principaux objectifs de l'exploration. Les premiers tests dans ce niveau réservoir montrent des signes encourageants, signalant le déclenchement d'un plan d'exploration qui ne cesse à se développer à nos jours, pour cerner ce potentiel énorme.

Dans cette approche, ce travail présenté dans le cadre de ce mémoire, vient comme un essai de caractériser le réservoir de quartzite de Hamra, dans le champ de HGAW, situé dans le périmètre HMD, à l'aide des données des diagraphies.

Notre mémoire de fin d'étude est subdivisé en trois parties :

Chapitre I : Nous exposerons un contexte général sur le bassin Hassi Guattar et le champ de Hassi Guattar ouest.

Chapitre II : Nous allons donner un aspect théorique sur la les paramètres pétrophysiques et les différents méthodes utilisée pour la détermination de ces paramètres.

Chapitre III : Nous allons faire une intrprétation des paramètres petrophysique par logiciel TechLog et une modilisation de réservoirs par logiciel petrel.

CHAPITRE 01 :

Généralités sur la
région d'étude

Introduction :

La plateforme saharienne appartient au craton Nord-Africain où le socle cristallin, considérablement affaissé est recouvert par une puissante couverture sédimentaire paléozoïque et mésozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère. Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires et marins appartenant au Trias, Jurassique et Crétacé.

À différentes phases orogéniques, cette plateforme a été affectée par des mouvements tectoniques ayant donné naissance à des zones hautes et basses (antéclises et synéclises) et des dorsales (Amguid, Idjerran ...).

1-Situation géographique :

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 5 400 Km,il est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe constitue plusieurs champ périphérique tell-que Hassi Guettar ,

La structure de Hassi Guettar, qui est généralement située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. qui subdivise en quelque structure (HGA, HGAS, HGANE ; HGAW). Cette étude a été réalisée sur le champ satellite de Hassi Guettar ouest (HGAW).

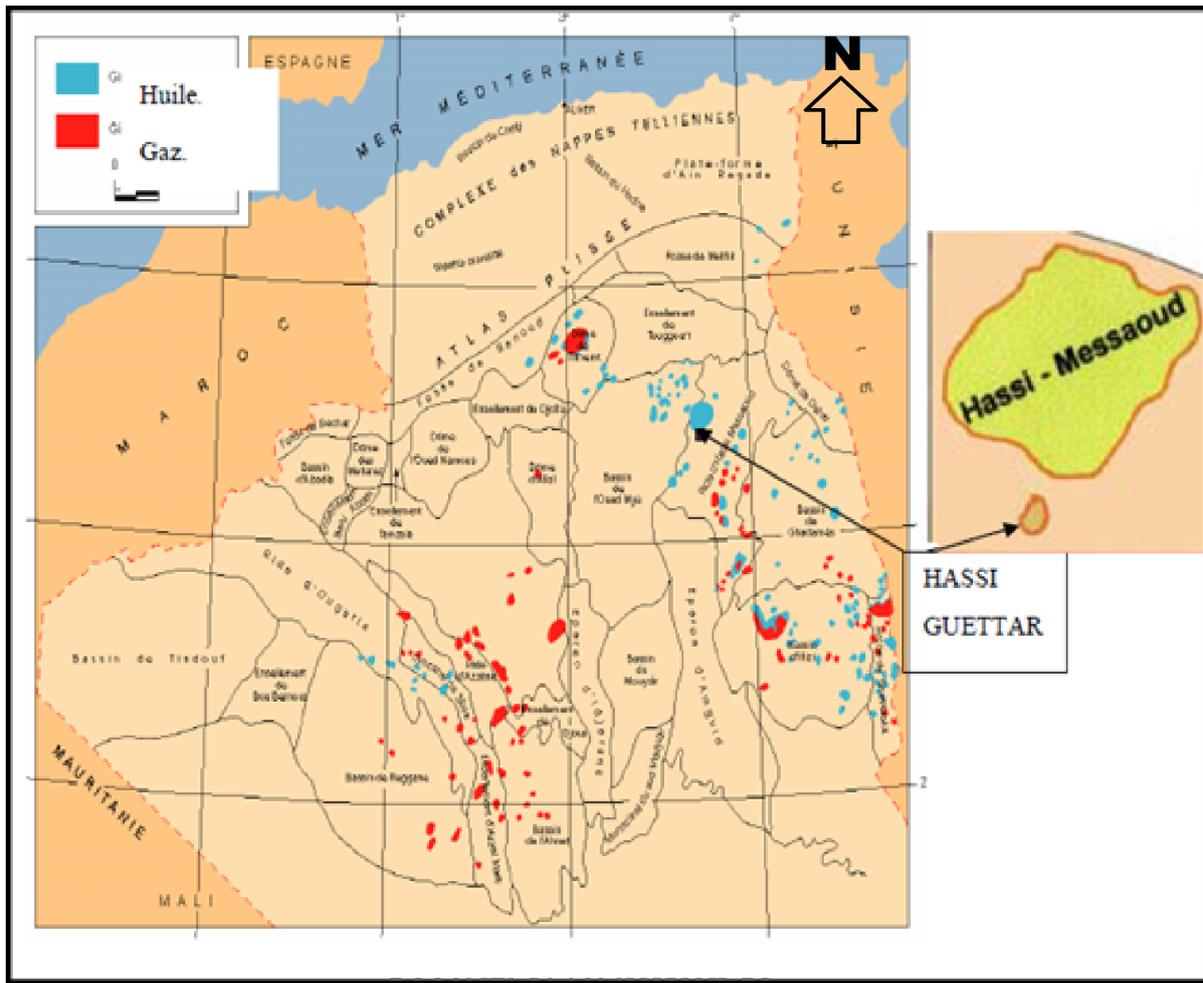


FIGURE 01: Situation géographique du champ Hassi Guettar.Sonatrach/Dp

2- Cadre Géologique Régional :

Le bassin triasique saharien est un bassin intracratonique .La subsidence guidée par l'héritage structural prés-mésozoïque, débute au Trias supérieur. Les principaux accidents affectant le substratum anté-mésozoïque ont rejoués en fonction de l'état général des contraintes tectoniques, liées souvent au mouvement des plaques : Afrique, Eurasie et Amérique. (Arezki BOUDJEMA, 1987).

Ce bassin a enregistré différents événements tectoniques et sédimentaire, ce qui lui attribut sa structure actuelle. Le bassin de Oued Mya possède une couverture sédimentaire épaisse de 5000 m. Les sédiments Cambrien sont représentés par d'épaisses séries de dépôts fluviatiles et d'environnement marin peu profond. Les dépôts sont déposés sur une surface de pénéplaine qui inaugure la première couverture sédimentaire de la plateforme saharienne.

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale amguid El Biod/Hassi Massaoud, elle occupe la partie centrale de la province triasique Il est limité (Fig. 2) :

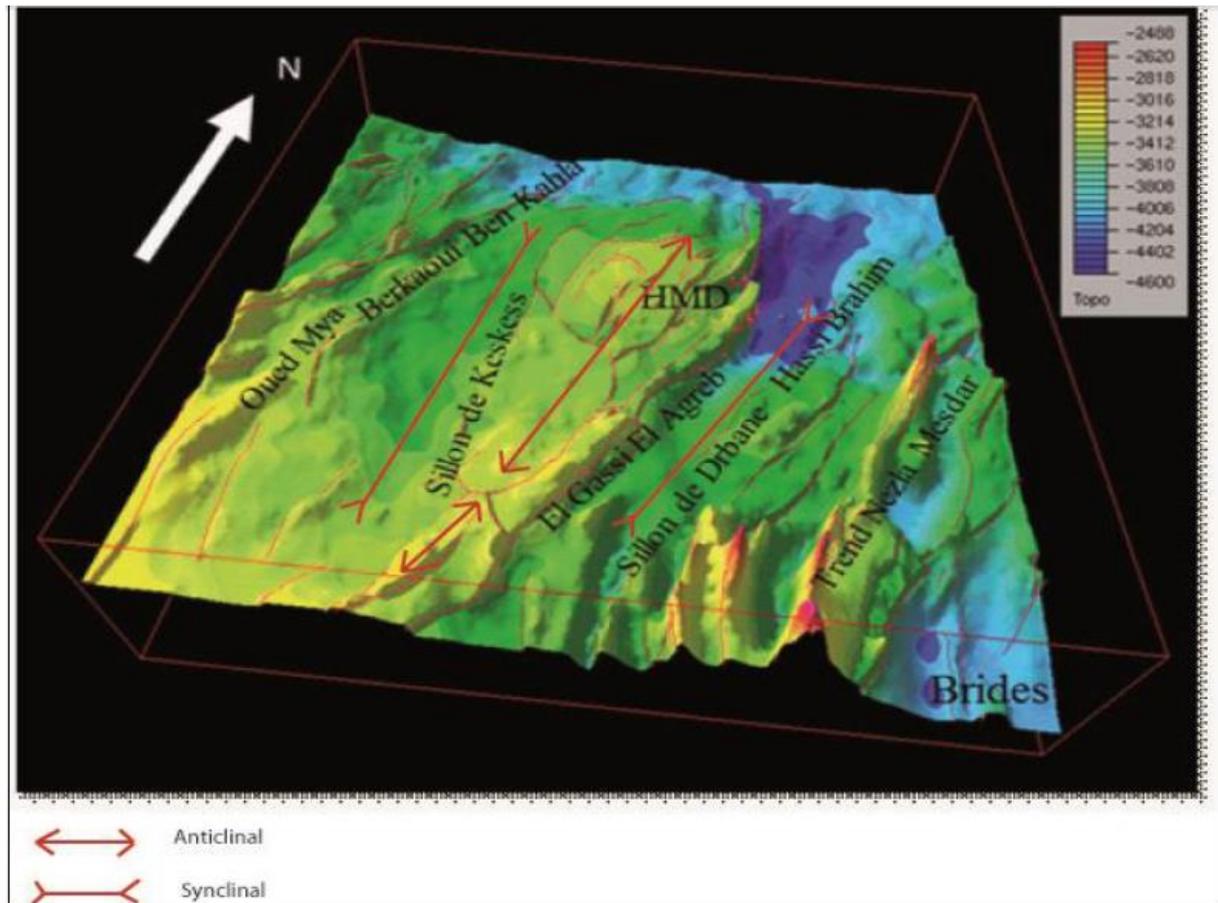


FIGURE 03 : Les principaux axes structuraux du trend Amguid El biod(fiche technique Sonatrach)

3-1--Structuration antétriasique :

3-1-1- la Phase panafricaine :

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

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

3-1-2- La Phase Eo-Calédonnienne précoce ou phase Anté-tramadocienne :

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

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

3-1-3- La Phase calédonienne :

Son âge environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur (MASSA-NICOL-1971).

3-1-4- La Phase hercynienne :

Nord-est Sud-ouest accompagnée du jeu de failles de même orientation, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord-Ouest Sud-est, c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs. (MASSA-NICOL-1971).

3-2 Structuration Post-triasique :

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

3-2-1 La Phase autrichienne :

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

Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé. (Beicip/Franlab 1979).

3-2-2 La Phase Atlasique :

C'est une phase dont la compression est de direction Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs. (Beicip/Franlab 1979).

3-3-Structuration actuelle :

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

3-3-1 Les paléo-vallées hercyniennes :

D'après des études précédemment faites, il a été mis en évidence l'existence de paléo vallées qui sont caractérisées par un remplissage plus épais du Trias, avec une série éruptive à la base, elles sont contrôlées par les niveaux d'érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inters flancs .Six paléo vallées ont été détecté au champ de Hassi Messaoud. Dans certains cas, les flancs de ces paléo vallées forment des falaises et canyon étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique.



FIGURE 04 : Carte structural de la région de Hassi Guettar. (WEC 2007)

4-Stratigraphie du champ :

La série stratigraphique de la région reposant sur le socle a environ 4400 m d'épaisseur. Elle est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien ; elle est de ce fait incomplète due a la discordance hercynienne.

Du point de vue stratigraphie de notre zone d'étude, les terrains traversés par tous les sondages HGAW sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuée d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables, Ce sont des dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. De ce fait, des dépôts mésozoïques reposent en discordance sur les couches du Cambro-ordovicien. La coupe stratigraphique type de la région se présente de la base au sommet on distingue (Fig 05) :

4-1-Le socle : Il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

4-2-Le paléozoïque :

a. L'infra-Cambrien :

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

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle à travers la discordance panafricaine.

b. Le Cambrien :

Il est essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois (3) lithozones [R1 (Ra +Ri), R2, R3]

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

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

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

Elle se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés, à ciment argileux assez abondant avec des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

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

Elle se compose de grès à grès quartzites an isométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant de nombreuses passées de silts centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

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

Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelée " cambro-ordovicien ". La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés.

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

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

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

c. L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet trois (03) unités lithologiques.

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

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

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

- **Les grès d'El Atchane :** Ils ont une épaisseur moyenne qui varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris sombre.

Ce grès peut être argileux ou glauconieux avec de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Les quartzites de Hamra :** Leur épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

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

4-3- Le mésozoïque :

a. Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien vers les flancs de la structure. C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fût à caractère laguno-marin, accompagnée par des coulées éruptives. Il est subdivisé en trois (3) unités:

- **Le Trias gréseux**

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent les unes des autres par leur lithologie et leur réponse diagraphique. Il est accompagné par des coulées éruptives. Son épaisseur varie de 0 à 75 m

- **Le Trias argileux :**

Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolés, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet. Son épaisseur moyenne est de 113m.

- **Le Trias salifère :**

Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile légèrement silteuse et dolomitique, son épaisseur moyenne est de 340m.

b. Le Jurassique :

Son épaisseur moyenne est 844 mètres. Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

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

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

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

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

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

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

c. Le Crétacé :

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres. Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Le Néocomien :** Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.
- **Le Barrémien :** Son épaisseur moyenne est de 280 mètres. Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.
- **L'Aptien :** Son épaisseur est de 25 mètres. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaro-dolomitique qui représente un bon repère sismique.
- **L'Albien :** Son épaisseur moyenne est de 350 mètres. Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.
- **Le Cénomaniens :** Son épaisseur moyenne est de 145 mètres. Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- **Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres. C'est une alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien contient une nappe d'eau salée.
- **Le Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 230 mètres. A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

4-4- Le cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène. (In YAHIAOUI LAMIA, 2010).

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires	
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles	
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux	
		MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès	
	JURASSIQUE	DOGGER	ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
			LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises
		LIAS	LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises
	LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies		
	TRIAS	SALIFERE	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
TS2				189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile	
TS3				202	Sel massif avec traces d'argiles	
ARGILEUX			113	Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite		
GRESEUX			0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux		
ERUPTIF		0 à 92	Andésite			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite	
		Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux	
		Argiles d'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolithes	
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et nigillites	
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de nigillites	
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées	

DH

FIGURE 05 : la colone lithostratigraphique de HGAW (rapport d'implantation Sonatrach)

5-Aspect structural local :

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Le Hassi Guettar Ouest s'appuie sur la bordure Ouest du trend d'El Agreb – Hassi Messaoud, qui constitue le prolongement septentrional de l'accident Amguid El Biod. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle (de direction NW-SE et NE-SW). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant rejoué ultérieurement et a été reprise en phase distensive cambro-ordovicienne, expliquant ainsi les faibles variations d'épaisseur des argiles d'El Gassi et la mise en place des roches éruptives.

L'érosion hercynienne sur cette structure permet d'avoir les Quartzites de Hamra en affleurement à la fin de la discordance hercynienne.

En effet au niveau du HGAW les séries paléozoïques sont fortement érodées (Quartzites de Hamra sous la Discordance Hercynienne).

Les mouvements postérieurs (Autrichiens et Pyrénéens) ont beaucoup plus contribué au façonnement définitif de cette structure.

L'isobathe au toit de la Discordance Hercynienne montre que la structure plonge vers la direction ENE-WSW. La structure est limitée par deux réseaux de failles de direction NE-SW et E-W.

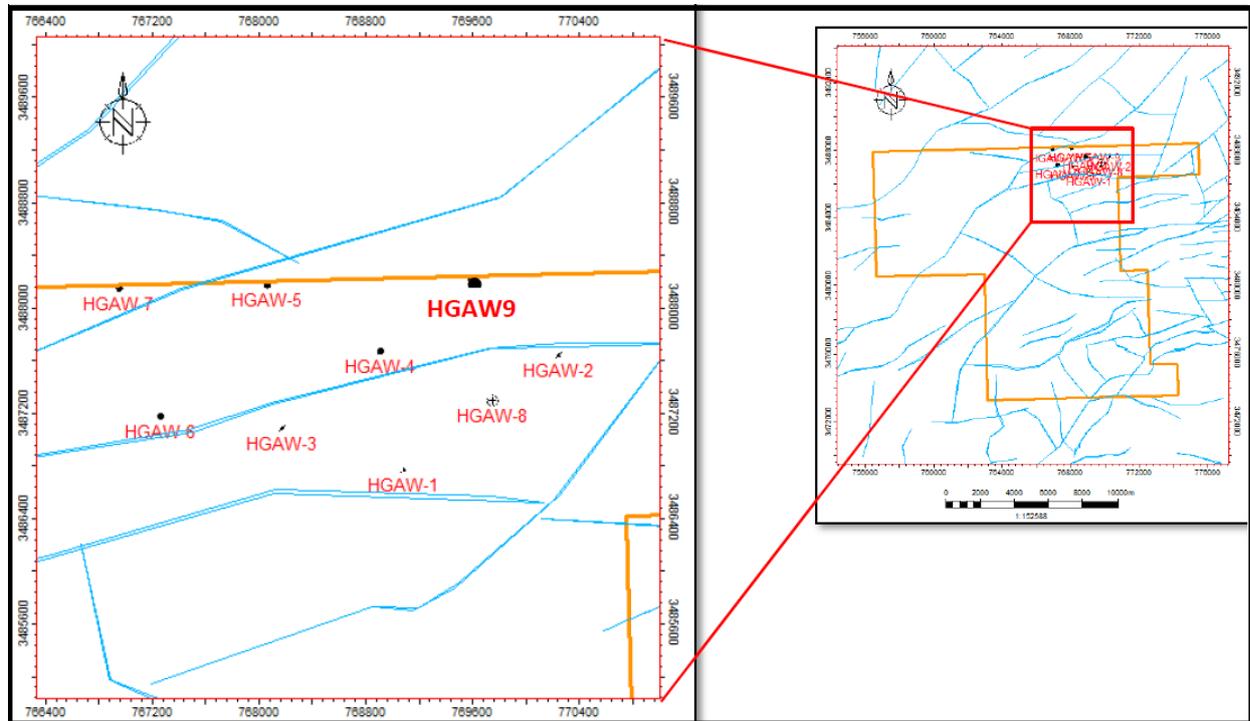


FIGURE 06 : carte structural de distributions des failles majeures de HGAW (rapport d'implantation SH)

6-Historique de la recherche :

En Juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Il a produit de l'huile à partir des niveaux Ri, la zone des alternances ainsi des Grès d'El Atchane (du Cambro-Ordovicien).

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages , En 1998 (HGA-4) puis en 2000 (HGA-5), viennent ensuite en 2002 les sondages (HGA-6, HGA-7, HGA-8 et HGA-9) ; en 2003 le forage de (HGA-10, HGA -11, HGA-12 et HGA-13,) ; puis en 2004 le forage de HGA-14 et HGA-15... Et récemment la reconnaissance profonde de la région continue par l'extension du champ vers l'ouest de la région avec les puits HGAW1 (Foré en 2005) ; HGAW2(2011) ; ... HGAW9 actuellement en cours de forage.

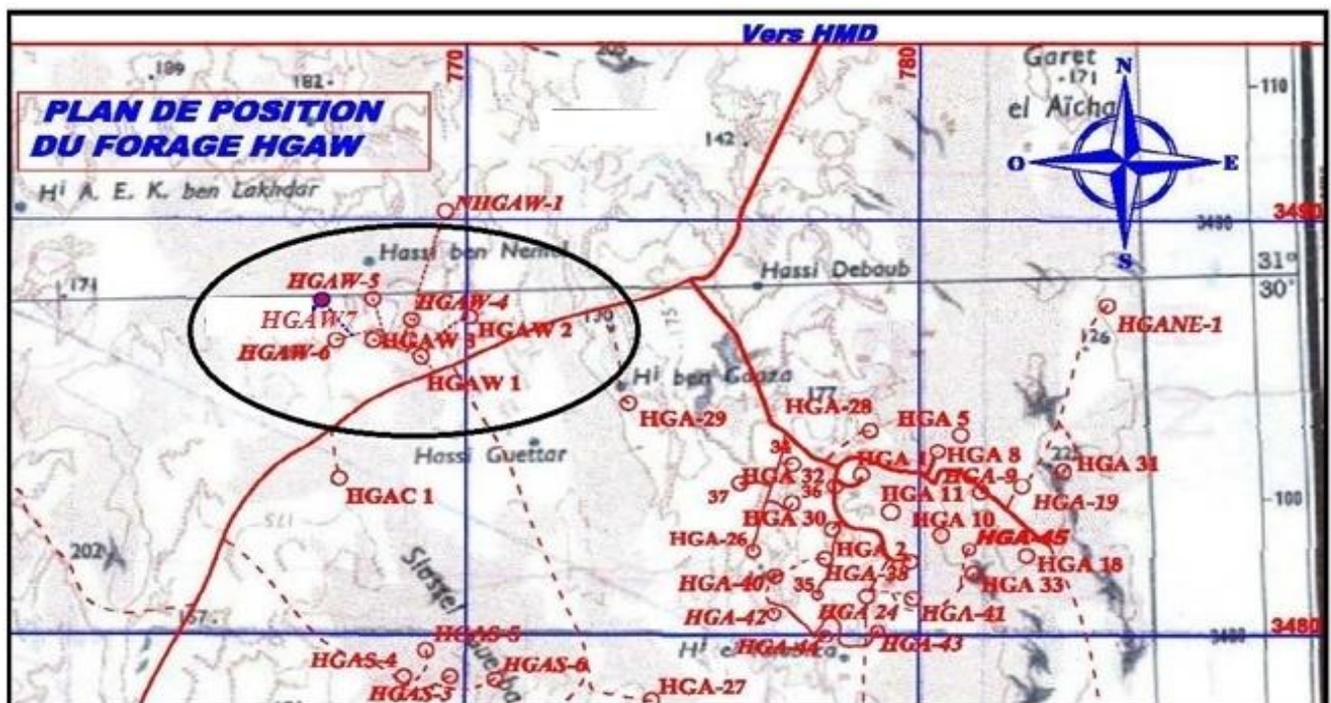


FIGURE 07 : La carte de positionnement des puits dans HGAW Rapport d'implantation (SH)

7-Le système pétrolier de la région :

La mise en production dans le gisement de Hassi Messaoud avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a conduit à appliquer les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau,

fracturations hydrauliques, acidification).Jusqu'au (Mai 2009), le nombre de puits foré est de 1369 puits.

Le Cambro-Ordovicien est l'environnement qui contient des accumulations des hydrocarbures dans le champ de Hassi Messaoud. La lithologie du réservoir Cambro-Ordovicien se présente comme un milieu hétérogène tant verticalement que latéralement. Ceci s'explique par le mode de dépôt des grès qui le constituent.

7-1-Genèse des hydrocarbures (Roche mere) :

Il existe deux hypothèses possibles sur l'origine des hydrocarbures (roche mère) :

- Les argiles de l'Ordovicien (argile d'El-gassi).
- Les argiles du Silurien

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud, Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne, sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère vers les roches réservoirs du Cambro-Ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles.

7-2- Roche réservoir :

Le dépôt des roches magazines du Cambro-Ordovicien, s'est effectué pendant une période d'instabilité du socle précambrien, avec quelques arrêts de sédimentation et cycles d'érosion engendrant une discordance intra-formationnelle entre le **Ra** et le **Ri**. Ces roches se manifestent comme des sédiments fluviatiles gréseux mal classés correspondant à une accumulation dans une plaine d'inondation très étendue. Le cambrien considère comme étant le réservoir principal de la région. Il y a d'autres réservoirs secondaires présents par l'Quartzite de Hamra de l'Ordovicien.

-Le Cambrien :

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

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

L'Ordovicien :

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure).

Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

7-3- Roches couvertures :

La couverture des réservoirs Ordoviciens est assurée par les formations argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias. Le dépôt de ces derniers a eu lieu dans une phase de repos du socle Cambrien.

Quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

7-4-le Piégeage des hydrocarbures :

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A.PERRODON.1985).

Il existe trois types de pièges :

7-4-1-Pièges structuraux : Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

7-4-2-Pièges stratigraphiques : C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux, etc....

7-4-3-Pièges mixtes : Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de Hassi Messaoud (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin d'Oued Mya et le Nord Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixte).

7-5- Migration des hydrocarbures :

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et des gisements avoisinants proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès et D'Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance Hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface D'érosion qui sont au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

Conclusion :

La structure de Hassi Guettar ouest se situe dans le prolongement Sud et Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud elle se présente se forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle. la section cambro-ordovicien est moins touchés par la discordance hercynienne, cette dernière est localise au toit de Quartzite d'El hamra (QH), ce niveau est moins érodé. Le Grés d'El Atchane (GEA).Argile d'El Gassi (AEG), la zone d'Alternance(Zalt) et le cambrien (Ri.Ra)

Chapitre 02 :

Généralités sur la diagraphie

Introduction :

Le 5 septembre 1927, à Pechelbronn, en Alsace, que, pour la première fois dans le monde, des mesures géophysiques furent effectuées dans un sondage afin d'identifier les formations traversées et de détecter les niveaux pétrolifères. Cette première diagraphie, fruit des travaux de deux frères, Conrad et Marcel Schlumberger, consista en une succession de mesures ponctuelles, espacées d'un mètre, de la résistivité des formations géologiques. Ses auteurs lui donnèrent le nom, évocateur et combien prémonitoire, indiquant par-là que cette méthode remplaçait en quelque sorte le carottage des formations, opération coûteuse et dont le succès n'était pas toujours assuré, des pertes de carotte pouvant intervenir par suite de la non consolidation ou de la fracturation des formations traversées (une carotte est un cylindre de roche prélevé dans les terrains). Aujourd'hui, les paramètres mesurés sont très nombreux et concernent à peu près tous les domaines de la physique. L'utilisateur dispose ainsi d'une grande quantité d'informations qui vont lui permettre d'analyser au mieux les formations traversées par un forage, et cela de façon continue. Cet enregistrement est représenté en profil vertical continu dit : Log.

Comme toutes les méthodes géophysiques, se pose le problème de la traduction. Toute interprétation de la diagraphie est une interprétation géologique. Il importe donc de savoir traduire correctement les données géophysique en résultats géologiques.

1-Définition de diagraphie :

La diagraphie (du grec dia, « à travers », et graphein, « dessiner ») ou par le terme américain log (qui signifie bûche, rouleau...), est définie comme étant un enregistrement continu, en fonction de la profondeur, des variations des paramètres physico-chimiques et géométriques d'une séquence lithologique traversée par un sondage.

Les diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage, et les paramètres mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de diagraphies différées. Des outils, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe.

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

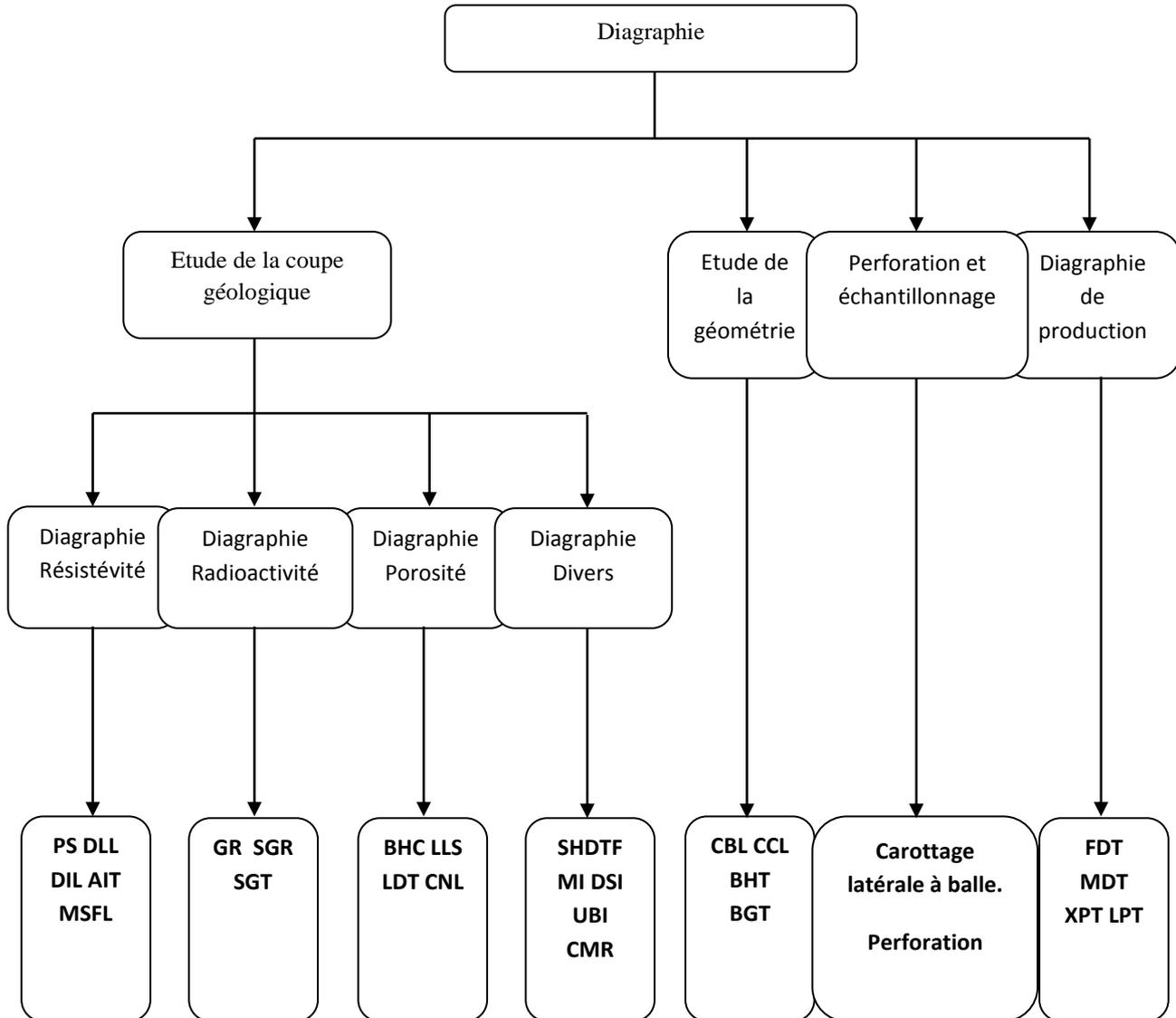


FIGURE 08 : Classification des diagraphies

2-Le but des diagraphies :

La diagraphie permet d'avoir des informations très importantes aussi bien quantitative que qualitatives sur l'estimation de certains paramètres géométriques, physico-chimiques et hydrodynamiques telles que :

- épaisseur des couche, la porosité et la minéralisation...etc;
- L'évaluation du pourcentage d'argile dans les formations perméables ;
- La détermination des formations perméables et imperméables ;
- Localisation des zones de perte de boue ou de venue d'eau ;
- Le contrôle de la cimentation ;
- Et enfin, l'établissement de l'assemblage des logs pour la corrélation entre eux afin d'arriver définir et caractériser les différents réservoirs dans la région d'étude.

3-Les paramètres influençant les mesures :

Ce sont des paramètres liée essentiellement au conditions de forage.ils ont une influence positive ou négative sur les enregistrements des diagraphies ; la connaissance de ces paramètres nous permet d'avoir une meilleur interprétation.

a-Diametres de sondage :

Le diamètre de sondage n'est pas constant le long de forage, il varie selon le type et la nature des formations traversées.

b-boue de forage :

Elle a une influence directe sur la réponse des outils, due au diamètre de trou (plus est grand plus le volume de fluide entourant l'outil est important et plus la mesure en est affectée)

c-tubage et cimentation :

Cette influence ce ressent dans le cas ou le trou est tube et cimente, et qui ne permet pas l'enregistrement de certaines diagraphies.

d-vitesse d'enregistrement :

La vitesse maximale d'enregistrement dépend essentiellement du paramètre enregistré, elle varie selon le type d'outil utilisé (chaque outil a une vitesse maximale qui ne doit pas être dépassé.

e-température et pression :

La température et la pression augmentant avec la profondeur donc, les outils utilisés doivent pouvoir supporter ces variations au cours de leur descente dans le trou, c'est pourquoi chaque outil à ses propres conditions limites d'utilisation.

4-Les différents types de diagraphies enregistrées et leur application :

4-1-Diagraphies de radioactivité naturelle "GR" :

Ces diagraphies peuvent être enregistrées en trou ouvert et en trou tubé, puisque les rayons gamma traversent suivant leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).

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

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium 40(40k), Thorium232 (232th) et l'Uranium 238(238u) dans les roches.

Ce log apporte des informations lithologiques suivantes :

- Il met bien en évidence les charbons, les évaporites et surtout les niveaux d'argiles qui constituent souvent les limites des réservoirs.
- Permet d'estimer le pourcentage d'argile dans les formations sableuses.
- En présence de boue résistante et dans les forages remplis d'air la mesure de la radioactivité naturelle est particulièrement utile pour étudier la lithologie. Les argiles, les évaporites, les charbons, etc.... présentent des réponses caractéristiques qui permettent de les identifier aisément.

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

Il est enregistré pour tous les puits d'études.

4-1-1-Application :

- Evaluation du contenu d'argile Vsh.
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur.
- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Une approche de la perméabilité.

4-2-Diagraphies de résistivité :

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et la nature des fluides contenus.

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et enregistrant la différence du potentiel (D.D.P) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement

C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis.

Plusieurs combinaison de résistivité (macro-résistivité et micro-résistivité) sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités R_t et R_{xo} .

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

- **AIT (Array Induction Tool):**le Principe de base de l'AIT est différent des autres outils d'induction, il est reconnu par sa grande précision de mesures de la conductivités,l'outil AIT est utilisé dans la boue à base d'huile, il est conçu à cinq vitesses d'investigation différentes, il nous permet l'enregistrement de cinq courbes de résistivité à des profondeurs qui varient entre (10, 20, 30, et 90) pouces, en fonction de la profondeur, 1ft, 2ft et 4ft ; est disponible selon 3 solutions verticales :
 - Un pied pour l'analyse des couches minces.
 - 2 à 4 pieds pour la corrélation facile avec le log existant.
 - La détermination de l'hétérogénéité proche du puits de forage.

La résistivité électrique des roches dépend de:

- La qualité de l'électrolyte (résistivité de l'eau d'imbibition R_w quantité de sels dissous).
- De la quantité d'électrolyte contenue dans l'unité de volume de la roche.
- Du mode de distribution des électrolytes
- Dans les roches, c'est le plus souvent l'eau qui joue le rôle de conducteur plus l'eau est abondante, plus S est grande (porosité et saturation), plus les connections entre pores sont directes plus (L) est petite.

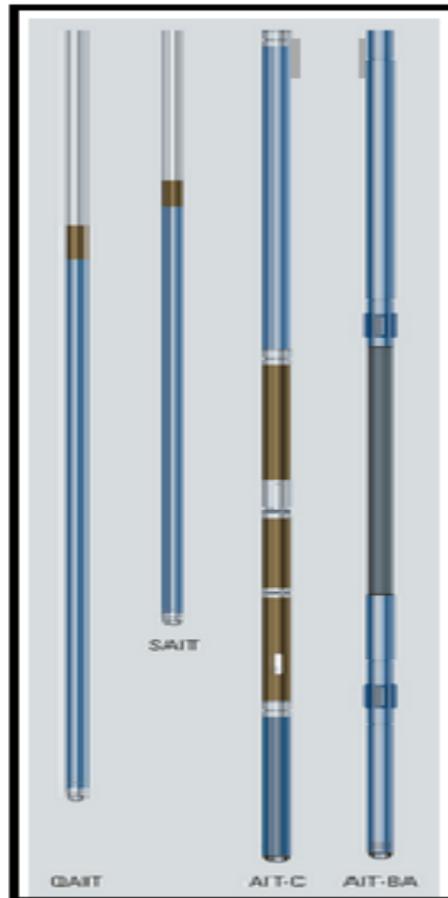


Figure 09 :l'outil AIT de schlumberger

4-2-1-Application :

- Identification des hétérogénéités latérales
- La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- Descriptions quantitative de la résistivité dans l'invasion radial et l'évaluation du volume de filtrat de boue.
- Autodétermination de résistivité de boue ou de diamètre de trou.
- Correction de l'effet de trou.
- Concevoir un contrôle de qualité.

4-3-Diagraphies de porosité :

Elle englobe trois types de porosité :

- Porosité neutron.
- Porosité densité.
- Porosité sonique.

4-3-1-Diagraphies Neutron (Indice d'Hydrogène) :

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

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

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

Malheureusement de nombreux minéraux comportent eux aussi de l'hydrogène, de ce fait l'analyse du log neutron n'est pas simple.

Les courbes neutrons enregistrés sont en échelle qui varie entre 0,45 et 0,15 m³/ m³

- **CNL (Compensated Neutron Log):**

À l'aide d'une source radioactive à base de Béryllium, la formation est soumise à un bombardement intense de neutron à grande énergie, le nombre de neutron thermique augmente avec la quantité d'hydrogène présente dans les fluides, d'où la notion d'indice hydrogène neutron (I_{H_n}) donc sa mesure sera liée à celle de la porosité.

La relation entre neutron thermique, indice hydrogène et porosité est :

$$\text{Log}(I_{H_n}) = A - B \cdot N_a$$

Tel que :

N_a : Amplitude du courbe neutron.

A et B : Constantes reliées à l'outil et aux paramètres du trou (boue, diamètre...etc.)

La porosité neutron est déduite de l'équation précédente et est donnée en unité porosité (Porosity unit PU).

On remarque toujours dans cette équation que la saturation est donnée dans la zone lavée, car l'outil à un rayon d'investigation très voisin de la zone en question et sa définition verticale est égal à l'écartement entre les détecteurs.

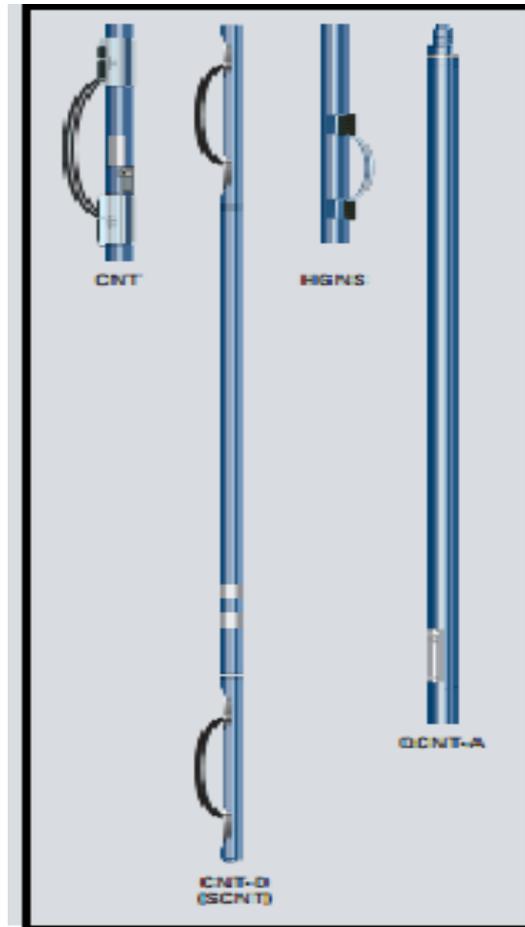


Figure 10: CNL l'outil de schlumberger

4-3-1-1-Application :

- L'évaluation de la porosité des roches de réservoirs.
- Combiné avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Combiner avec le LDT pour les poches de gaz.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.

-4-3-2Diagraphie densité :

Le log de densité a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage. Cette mesure permet à son tour de déduire les différentes porosités. Il est basé sur l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif. Grâce à une source spéciale (généralement du cobalt 60 ou du césium 137) on bombarde la formation par un faisceau de rayons gamma d'énergie comprise entre 0.1 et 1MEV. Le détecteur est constitué par un compteur à scintillation réglé de façon à ne compter que les rayons gamma dépassant un certain seuil d'énergie. Le détecteur est protégé du rayonnement direct de la source par un blindage en plomb.

$I_{\text{récepteur}} = I_{\text{émetteur}} \cdot F(\rho_b)$

$I_{\text{récepteur}}$: intensité de rayonnement gamma diffuse parvenant au récepteur.

$I_{\text{émetteur}}$: intensité de rayonnement gamma à la source.

ρ_b : densité globale de la roche.

($I_{\text{récepteur}}$) est d'autant plus grand que ρ_b est faible, en d'autres termes: que la porosité est grande, que la saturation des pores est faible, que la densité des fluides contenus dans les pores est faible, que la densité des minéraux constituant la matrice est faible.

Les courbes de densité enregistrées sont en échelle de sensibilité 1,95 à 2,95 g/cm³.

- **SDL (Spectral Density Log):**

Le Spectral Density Log fournit la densité globale et la mesure du facteur photoélectrique "Pe" de la formation traversée par le forage.

L'outil comprend :

- Une garniture rigide du tungstène.
- Une source de césium 137.
- Deux détecteurs de scintillations qui opèrent dans des conditions variables de température et pression.

L'outil SDL est combinable avec la famille d'outils qui fonctionne sous le Système de Télémétrie Interactif Numérique (DITS™).

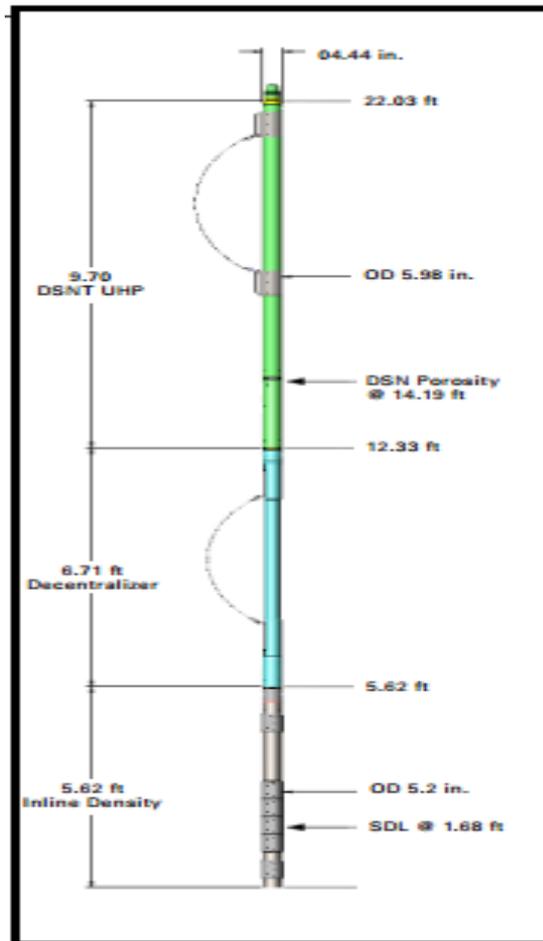


Figure 11 : l’outil SDL de Halliburton

4-3-2-1-Application :

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

-4-3-3-Diagraphies sonique :

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

La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leurs atténuations apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées.

La mesure de la porosité :

$$\Delta t_r = \emptyset \cdot \Delta t_f + (1 - \emptyset) \cdot \Delta t_m$$

Δt_r : Voyage de temps est la différence arrivée de l'onde de compression au niveau des récepteurs.

Cette relation est valable que pour les roches saturées à porosité inter-granulaire élevée et granulométrie homogène. Et la vitesse du son dans une roche dépend de :

- Le type de matrice.
- Le type de fluide et le degré de saturation.
- Un facteur lithologique : la porosité, la granulométrie, la présence de fracture, de fissures, de vacuoles et la cimentation.

BHC (Bore HoleCompensated): Afin d'effectuer une bonne mesure l'outil sonique avec compensation est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou.

Il est constitué de deux émetteurs disposés aux extrémités de la sonde, et de deux paires de récepteurs couplées chacune avec un émetteur. Ce dernier émet un train d'onde d'une fréquence moyenne de 20 à 40 KHz.

La vitesse du son dépend de la matrice lithologique, de la distribution de la porosité primaire et du type de fluide dans le puits.

La porosité ralentit l'onde sonore donc augmente le temps de transit Δt . Cependant la courbe a pour unité $\mu s/pied$.

Le paramètre mesuré Δt est exploité pour la localisation des zones à pressions anormales ; étant donné sa bonne résolution verticale (60 cm), il est utilisé pour déterminer l'épaisseur des bancs.

4-3-3-1-Application :

- Détermination de la porosité.
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- Estimation de la porosité secondaire.

4-4-L'IMAGERIE :

Un des apports de la nouvelle technologie pour les diagraphistes est l'incorporation de plusieurs mesures de la formation et d'environnement qui sont introduites dans les algorithmes d'inversion pour produire les données avec un minimum d'erreurs et des corrections de l'effet de puits sur place. Parmi les nouveautés des outils on distingue trois familles à savoir :

- Imagerie électrique
- Imagerie ultra sonique
- Imagerie de la résonance magnétique

4-4-1-Applications :

- Identification des évènements tectonique.
- Changement de texture et structure dans les roches sédimentaire.
- Evaluation précise des réservoirs à couches minces et laminés.
- Identification des fractures.
- Caractérisation des fractures (type, orientation, ouverture et extension).

5-NOTION DE RÉSERVOIR :

5-1-Définition :

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures, reliés entre eux et dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides (PERRODON, 1985). Ils sont souvent fermés par un couvercle de roches imperméables qui entrave la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre (SERRA, 1979). Géologiquement, les meilleures roches réservoirs sont :

- les roches détritiques à grains siliceux (sables et grès),
- les roches carbonatées : calcaires et dolomies.

5-2-La Matrice : Il s'agit de l'ensemble des éléments solides figurés (grains et liants) constituant la roche à l'exception des argiles. D'après SERRA (1979), il existe trois types de matrice :

a-Matrice simple : les éléments et le ciment reliant sont constitués du même minéral (calcite, quartz, etc.) ;

b-Matrice complexe: les éléments ont une composition minéralogique variable ou le ciment est de nature différente (par exemple grès à ciment calcaire) ;

c-Matrice propre: quand elle ne contient pas d'argile

5-3-Les Fluides : Une formation poreuse implique l'existence des fluides. Leur pourcentage dans les roches dépend du pourcentage des espaces vides (pores, fissures, etc.). Les fluides peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile ou bitume).

Les réservoirs gréseux représentent environ 80% des réservoirs d'hydrocarbures, renferment près de 60% des réserves, les carbonates environ 35% ; les quelques % restant se trouvent dans des formations fissurées, pas nécessairement sédimentaires.

La saturation en hydrocarbures dans un réservoir est toujours inférieure à 100%, elle est en général de l'ordre de 80% (50% dans les cas les plus défavorables). Les 20% restant représentent la saturation en eau irréductible. Avant l'accumulation des hydrocarbures, les pores de la roche réservoir étaient remplis par l'eau de formation. Des hydrocarbures ont déplacé une partie de cette eau, seule l'eau mouillant la roche est restée en place, elle constitue l'eau irréductible.

6- Caractérisation pétro-physiques des réservoirs:

Dans un réservoir la porosité a le rôle de stockage les fluides tandis que la perméabilité est liée à la productivité d'un puits.

6-1-La porosité « Φ » : La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %. Dans l'interprétation de la diagraphie, Elle est divisée en trois :

a-Porosité totale : C'est la fraction du volume total occupée par les pores, ou bien le volume disponible pour un vide par rapport au volume total de la roche.

$$\Phi_t = V_v / V_t$$

Φ_t : Porosité totale

V_v : Volume des vides

V_t : Volume total de l'échantillon

b-Porosité utile (ou effective) Ø_e : C'est le rapport du volume des pores reliés entre eux au volume total de l'échantillon exprimé en pourcentage.

$$\Phi_e = V_p / V_t$$

Φ_e : Porosité effective

V_p : Volume des vides communicants

V_t : Volume total de la roche

c-Porosité restante (Φ_u): C'est la soustraction de la porosité propre à l'argile :

$$\Phi_u = \Phi_t - V_{cl} * \Phi_{cl}$$

Φ_t : la porosité totale en (%).

V_{cl} : pourcentage d'argile.

Φ_{cl} : la porosité propre à l'argile.

Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10 -35 %.

6-1-1-Méthodes de mesures et de calcul de la porosité :

a-Méthodes directes : Trois paramètres sont à déterminer pour mesurer la porosité directement sur un échantillon. Il s'agit de :

V_t : volume total de l'échantillon ;

V_s : volume de l'échantillon sans sa porosité ;

V_p : volume des pores.

b-Méthodes indirectes : Ce sont les méthodes diagraphiques comme :

-La diagraphie sonore (BHC/ LSS/ SDT/ DT) : Elle donne la porosité sonore (Φ_s), en utilisant la formule :

$$\Phi_s = [\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}] / [\Delta t_f - \Delta t_{mat}]$$

À noter

Δt_{log} : Temps de transition de la formation lu sur le log de densité ($\mu s/m$) ;

Δt_{mat} : Temps de transition de la matrice, ex. $\Delta t_{calcaire} = 156 \mu s/m$ ($\mu s/m$) ;

Δt_f : Temps de transition du fluide, ex. $\Delta t_{huile} = 755 \mu s/m$ ($\mu s/m$).

-La Diagraphie de neutron (NPHI, CNL) : La porosité neutronique (Φ_N) est directement lue en pourcentage sur le log d'enregistrement.

-La diagraphie de densité (RHOB, FDC) : mesure la porosité de densité (Φ_{den}), en utilisant la formule :

$$\Phi_{den} = [\rho_{ma} - \rho_b] / [\rho_{ma} - \rho_f] \text{ et } \Phi_{total} = [(\Phi_{den} + \Phi_N) / 2] + \Phi_s$$

À noter :

ρ_{ma} : Densité de la matrice (g/cm^3), ex. grès = $2.65 g/cm^3$.

ρ_b : Densité de la formation, lue sur le log de densité (g/cm^3),

ρ_f : Densité du fluide (g/cm^3), ex. huile = $\sim 0.85 g/cm^3$.

6-2-La perméabilité « K » : C'est la capacité de circulation d'un fluide (liquide ou gaz) dans la formation. C'est une mesure de la vitesse d'écoulement d'un fluide à travers une surface donnée d'une formation pour un gradient de pression donné à travers ses parois. Elle est exprimée en milli darcy (md).

La Loi de Darcy :

$$k = 0.136 \frac{\phi^2}{S_w^{4.4}}$$

K : perméabilité [md].

Φ : porosité (%).

S_w : saturation en eau (%).

6-2-1-Méthodes de mesure de la perméabilité :

a-Méthodes directes : Il n'est pas simple de mesurer la perméabilité. C'est une grandeur statistique du matériau. On peut la comparer à une vitesse d'infiltration et dans ce cas, un infiltromètre est parfait pour faire la mesure.

b-Méthodes indirectes : d'après les essais de puits au cours de forage. Ou on utilisant les données diagraphiques (par l'outil de Test des formations : RFT) et autres.

6-3-Volume d'argiles (Vsh) : C'est le pourcentage volumique d'argiles. L'argilosité peut être déterminée à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{shale} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{min}]$$

À noter :

GR lue: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log (IAP) ;

GR min: Valeur GR minimum du même banc (IAP),

GR max: Valeur GR maximum du même banc (IAP).

6-4-La saturation « S » : Pour un fluide considéré, présent dans un réseau poreux en même temps que d'autres fluides, on définit une saturation. On désigne par la saturation, le volume d'un fluide donné par rapport au volume poreux total disponible pour les fluides :

$$S = V_f / V_p$$

S : Saturation

V_f : Volume de fluide

V_p : Volume poreux total disponible pour les fluides

Si de l'eau, de l'huile et du gaz sont présents dans un même réseau poreux, on a :

$S_o = (V_o / V_p) * 100\%$ S_o : Saturation en huile.

$S_g = (V_g / V_p) * 100\%$ S_g : Saturation en gaz.

V_o : Volume d'huile. V_g : Volume de gaz.

V_p : Volume des pores. Avec :

$S_w + S_o + S_g = 1.$

La Méthodes de calcul de la saturation en eau Deux principales sont utilisées :

- méthode du rapport de résistivité : (loi d'Archi).
- combinaison porosité et résistivité. En somme, les différents paramètres pétrophysiques cités précédemment peuvent être influencés par les conditions de dépôts, l'importance de l'enfouissement, les phénomènes diagénitiques (compaction), etc.

7-Classification des paramètres pétro-physiques:

a- La porosité : La porosité est classée comme :

Faible : 5%

Médiocre : 5% - 10%

Moyenne : 10% - 20%

Bonne : 20% - 30%

Très bonne : 30%

b-La perméabilité : La gamme de perméabilité rencontrée est très étendue, elle varie de 0.1 md à plus de 10 darcy pour mieux spécifier les valeurs on admet :

Très faible : $K < 1$ md

Faible : K de 1 à 10 md

Médiocre : K de 10 à 50 md

Moyenne : K de 50 à 200 md

Bonne : K de 200 à 5 0 0 m d

Excellente : K est >500 md

c-La relation porosité – perméabilité : Bien que dans les roches élastiques il puisse exister une certaine relation entre la porosité et la perméabilité, on ne constate en générale, pas de relation quantitative directe entre ces deux caractéristiques fondamentales du réservoir. C'est notamment le cas des argiles, poreuses, mais dont les pores et les canalicules extrêmement

fins renforcent les actions liées aux tensions inter faciales qui tendent à limiter les possibilités de déplacement des fluides.

A l'inverse, on peut noter le cas des roches fissurées souvent compactes et notamment des carbonates qui présentent en générale une perméabilité élevée mais des porosités faibles.

Conclusion :

Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres pétrophysiques (Porosité et Perméabilité) par les diagraphies et leur répartition dans le réservoir, ainsi que la contribution de la fracturation sur ces deux paramètres.

Chapitre 03 :

Interprétation diagraphique des paramètres du réservoir

Introduction

Depuis septembre 1927, où les frères Conrad et Marcel Schlumberger ont effectué le premier “carottage électrique” à Pechelbronn, il est impensable aujourd’hui de forer un puits sans effectuer une série de diagraphies qui, en fonction d’une interprétation en terme de lithologie, porosité, saturation, etc., permettra de décider du futur d’un puits, d’un champ ou d’un permis.

1-Aperçu sur le logiciel d’interprétation diagraphique Techlog :

1-1-Techlog : est un logiciel de géosciences pour l’interprétation géologique des diagraphies conçu par la société TECHSIA et développé après par la société SCHLUMBERGER. C’est un outil qui permet une exploitation différente et optimisée des informations contenues dans les enregistrements diagraphiques.

Il est doté d’une structure permettant ainsi d’utiliser plusieurs applications de traitement appelées couramment "modules", ces derniers sont reliés entre eux, et constituent ainsi une chaîne de traitement de manière à avoir les données d’un module comme résultats du précédent. La base de données constitue une banque de données où sont stockés tous les résultats des puits interprétés.

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

- Carotte
- Diagraphie
- Géologie
- Forage
- Réservoir
- Géophysique

L’outil Diagraphique est utilisé ici pour évaluer le réservoir de Quartzite de Hamra. La figure 01 illustre la chaîne de traitement des modules de diagraphie.

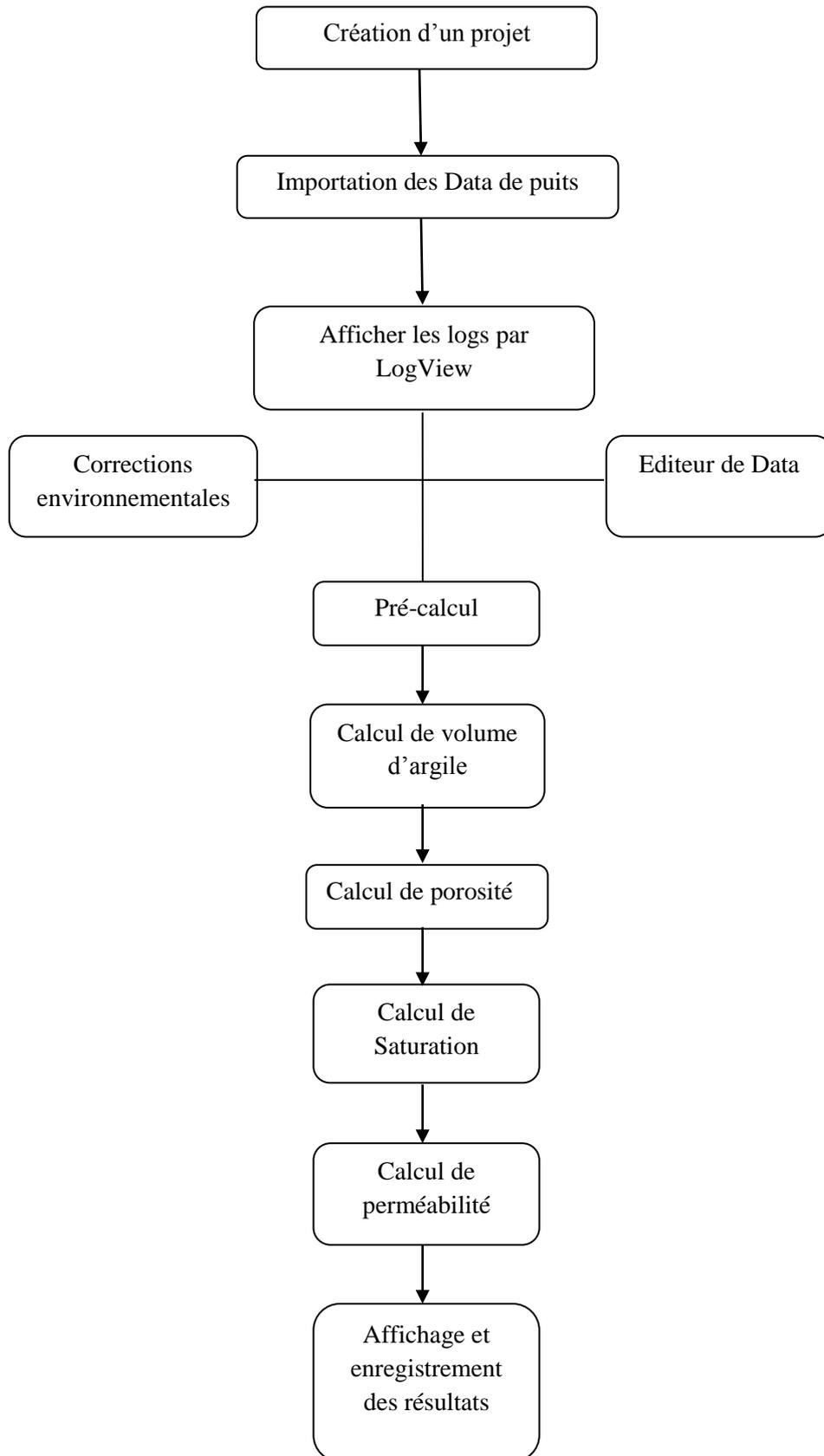


Figure 12 : Chaine de traitement des modules de diagraphie

1-2- La base de données de Techlog « Techlog projet » :

La base de données de Techlog est la façon d'organiser un groupe de puits dans un projet.

1-2-1- Importation de DATA :

On peut charger plusieurs types de données selon leur formats tels que LAS, DLIS, LIS, ASCII, CSV et XML.

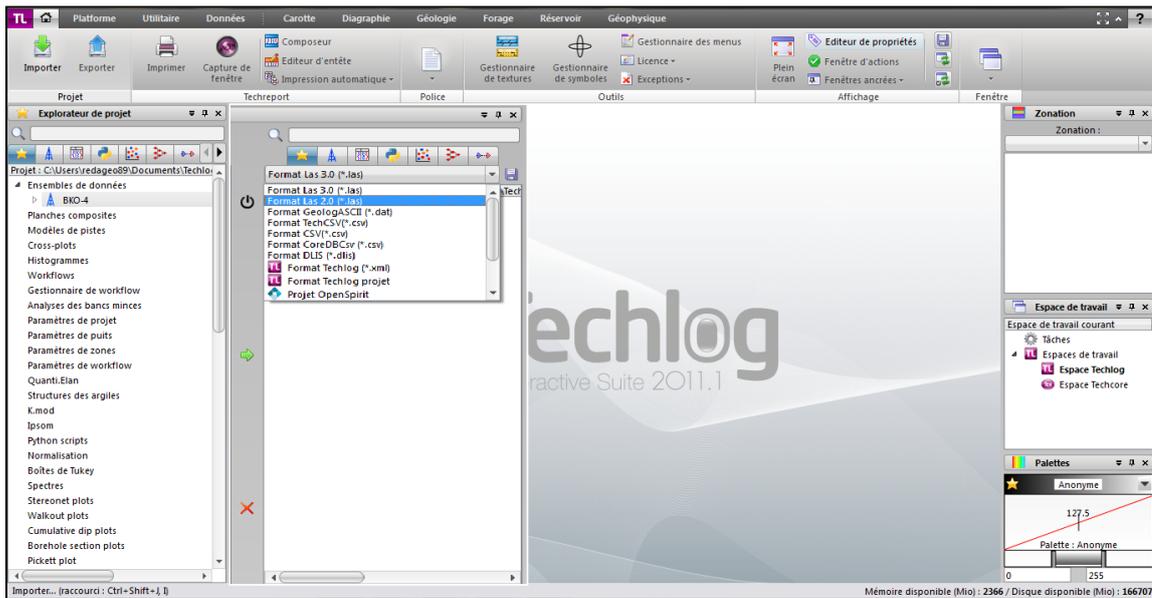


Figure 13 : Importation de Data

1-3- Outil Plateforme :

Cet outil comporte deux ensembles de modules qui sont Techdata et Techplot.

1-3-1 Techdata : Ses principaux modules sont :

1-3-1-1 Editeur de donnée : Feuille de calcul et édition des données.

1-3-1-2 Editeur de zone : Découpage du réservoir.

1-3-1-3 Outil de rééchantillonnage : Harmoniser le taux d'échantillonnage entre les différents ensembles de données.

1-3-2- Techplot :

1-3-2-1- Log View : C'est la principale interface pour afficher les données numériques sous forme de courbes appelées "Log". On peut afficher plusieurs logs de différents puits dans la même fenêtre.

1-3-2-2- Cross plot : Une fois le log composite est affiché l'utilisation du cross plot module est possible afin de visualiser graphiquement les rapports entre les données, soit en échelle linéaire ou logarithmique selon le choix de l'utilisateur.

Ce module fournit non seulement la fonction de régression mais également la possibilité de travailler par zone ceci après le découpage du réservoir, et par la suite il suffit de sélectionner les zones à intérêt afin d'avoir leur cross plot.

1-3-2-3 Histogramme : C'est un outil de l'analyse statistique de la distribution d'une variable.

1-3-2-4- Multi-puits : Pour aider l'utilisateur à gérer et interpréter plusieurs puits a la fois, Techlog dispose du Multi-puits module ce dernier met a sa disposition plusieurs modules qui facilitent la tache de traitement, de corrélation et d'interprétation de ces puits.

1-4- Outil Diagraphie :

1-4-1- Corrections environnementales :

Ce module est utilisé pour établir des corrections fournies par : Schlumberger, Baker Atlas, Halliburton et des corrections avec des outils Russes. C'est ainsi que la connaissance des caractéristiques du fabricant de l'outil utilisé pendant l'enregistrement est indispensable afin d'effectuer ces corrections.

1-4-2- Interprétation quantitative (Pré-calcul) :

Pour calculer les valeurs des paramètres (température et pression de formation, salinité et pression de boue, propriétés de résistivité de la boue et les paramètres petropysique).

1-4-2-1- Calcul de volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des Diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques. il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volumes d'argiles a l'aide de logiciel TECHLOG et selon la disposition des données on a utilisé le GR comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile et cela dans tous les puits étudiés (HGAW1/HGAW2/HGAW3/HGAW4) en utilisant la formule suivante :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \cdot 100\%$$

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

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

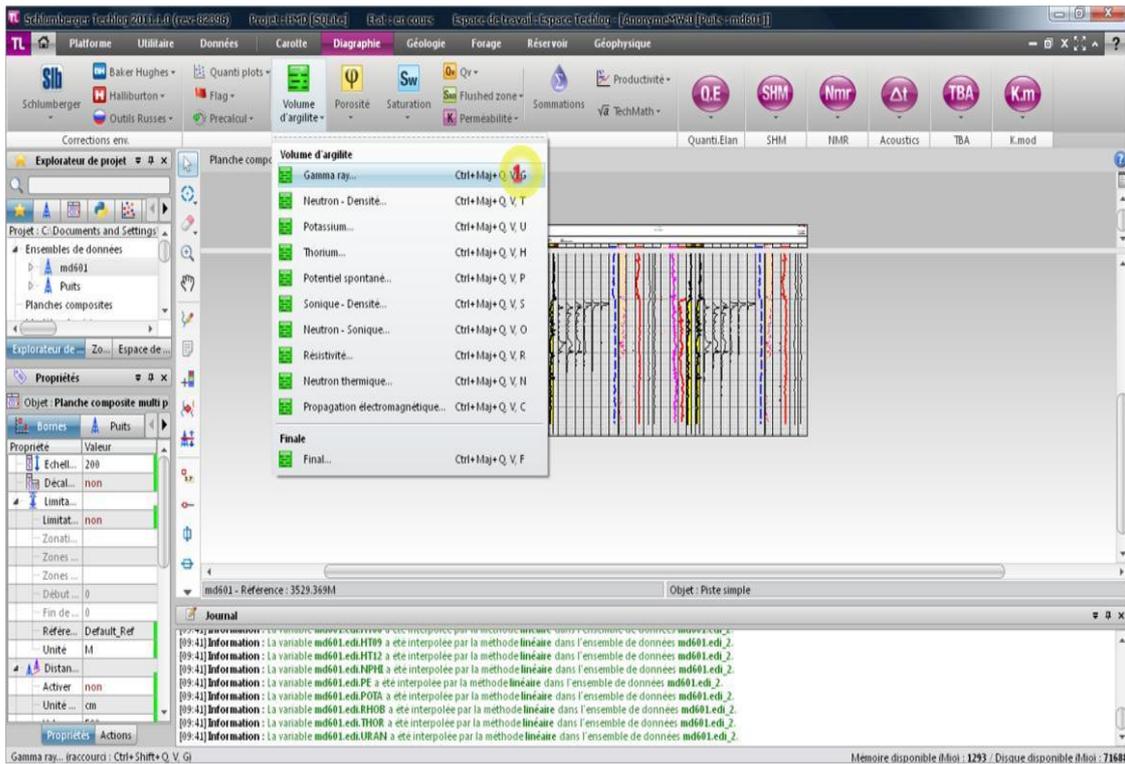


Figure 14 : Calcul de volume d'argile

1-4-2-2- Calcul de la porosité utile :

La détermination de la porosité utile est faite par la combinaison des diagraphies de porosités enregistrées :

$$\varnothing_e = \frac{(\varnothing_n^2 + \varnothing_d^2)1/2}{2}$$

En général :
Si :

$$|\varnothing_n - \varnothing_d| \leq 5\% \rightarrow \varnothing_e = \frac{(\varnothing_n + \varnothing_d)}{2} \rightarrow \text{dans le cas des huiles et des aquifères}$$

Si :

$$|\varnothing_n - \varnothing_d| > 5\% \rightarrow \varnothing_e = \frac{(7\varnothing_d + 2\varnothing_n)}{9} \rightarrow \text{dans le cas des gaz}$$

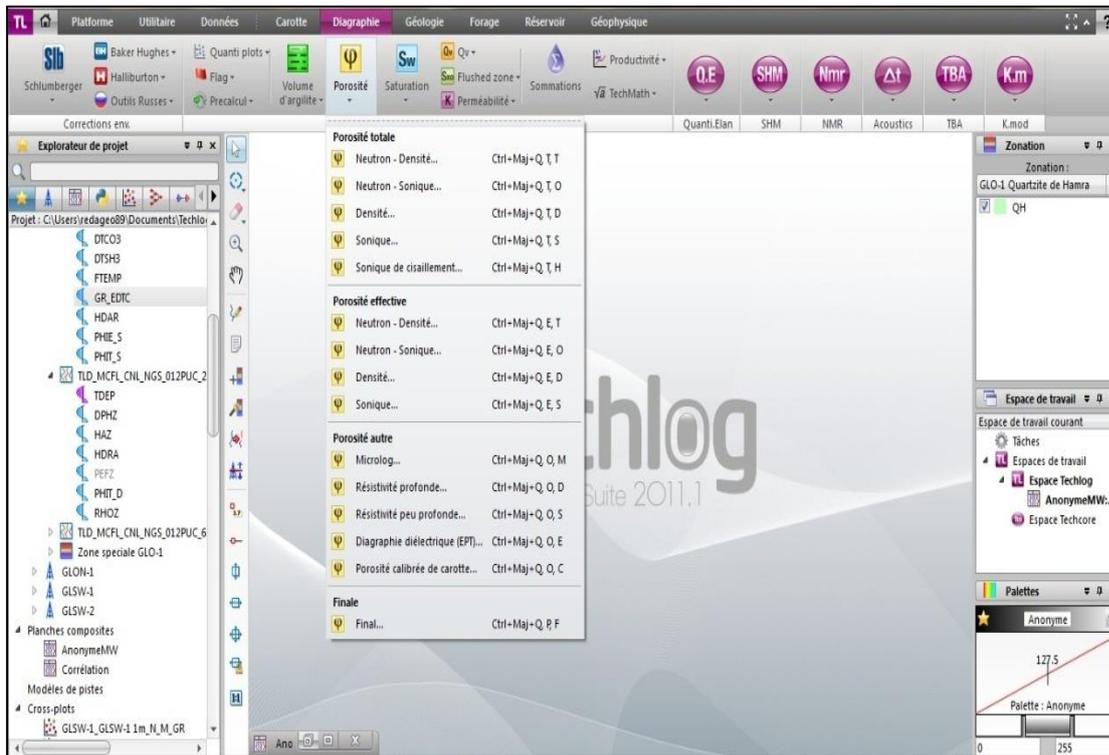


Figure 15 : calcul de la porosité utile

1-4-2-3- Calcul de la Saturation en eau :

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores : $S_w = \frac{v_f}{v_p}$

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_h , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S_w .

$$S_w^n = \frac{R_{xo}}{R_t} = F \cdot \frac{R_w}{R_t}$$

Avec : $n = 2$

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre $V_{sh} < 10\%$:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w}$$

Dans le cas de formation argileuse ils ont établies une relation de simondoux utilisés par les logiciels d'interprétation diagraphique tels que *TECHLOG* :

Simondoux

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi_m \cdot S_w^n) + V_{sh} \cdot S_w}{a \cdot R_w R_{sh}}$$

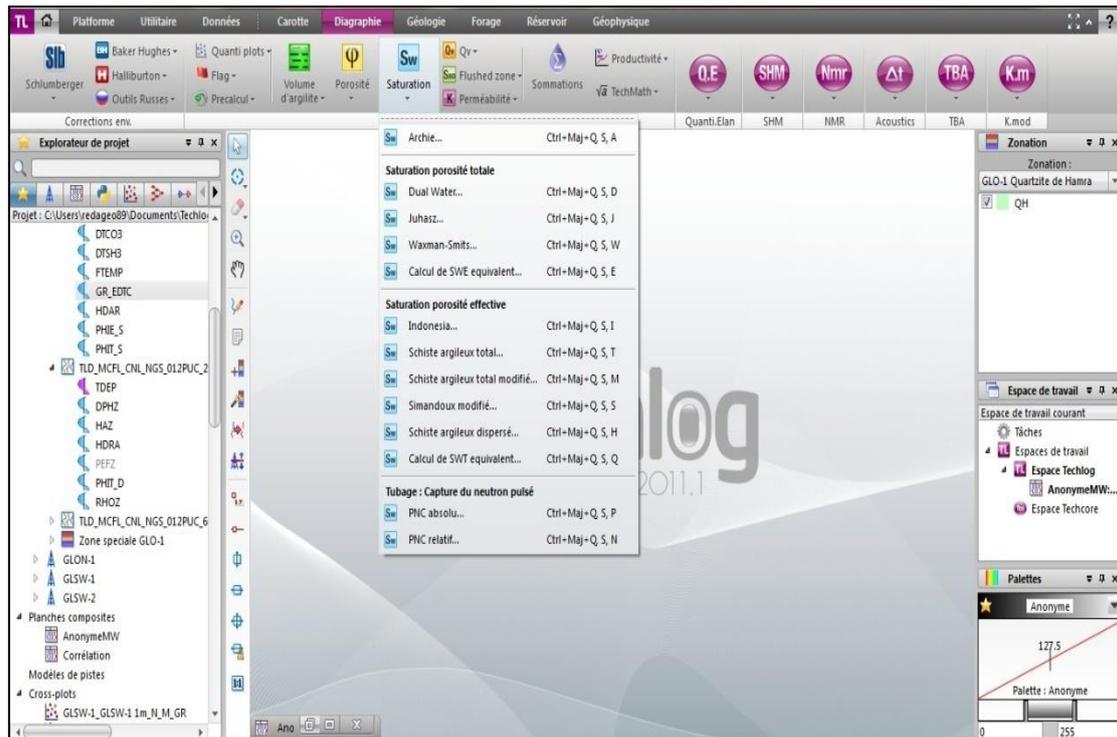


Figure 16 : Calcul de la Saturation

1-4-2-4- Calcul de la perméabilité :

Le calcul de la perméabilité peut exécuter par l'intermédiaire de module de perméabilité K.

2-Interprétation des paramètres petrophysiques des puits :

Cette interprétation a pour but l'évaluation des caractéristiques pétrophysiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans les réservoirs du HGAW.

2-1-Résultat de l'interprétation qualitative :

Le cross-plot réalisé sur les principaux réservoirs de Cambrien et la Quartzite de Hamra pour détermine le type minéralogique des argiles dans les réservoirs, on distingue :

- Les intervalles proprement gréseux (la matrice): abondance d'argile type montmorillonite.
- Les intervalles moyennement argileux composes essentielles par une mixité de différente type d'argile (Mixed layer clays).
- Les intervalles Argileux composent par la Kaolinite avec des passages d'Illite.

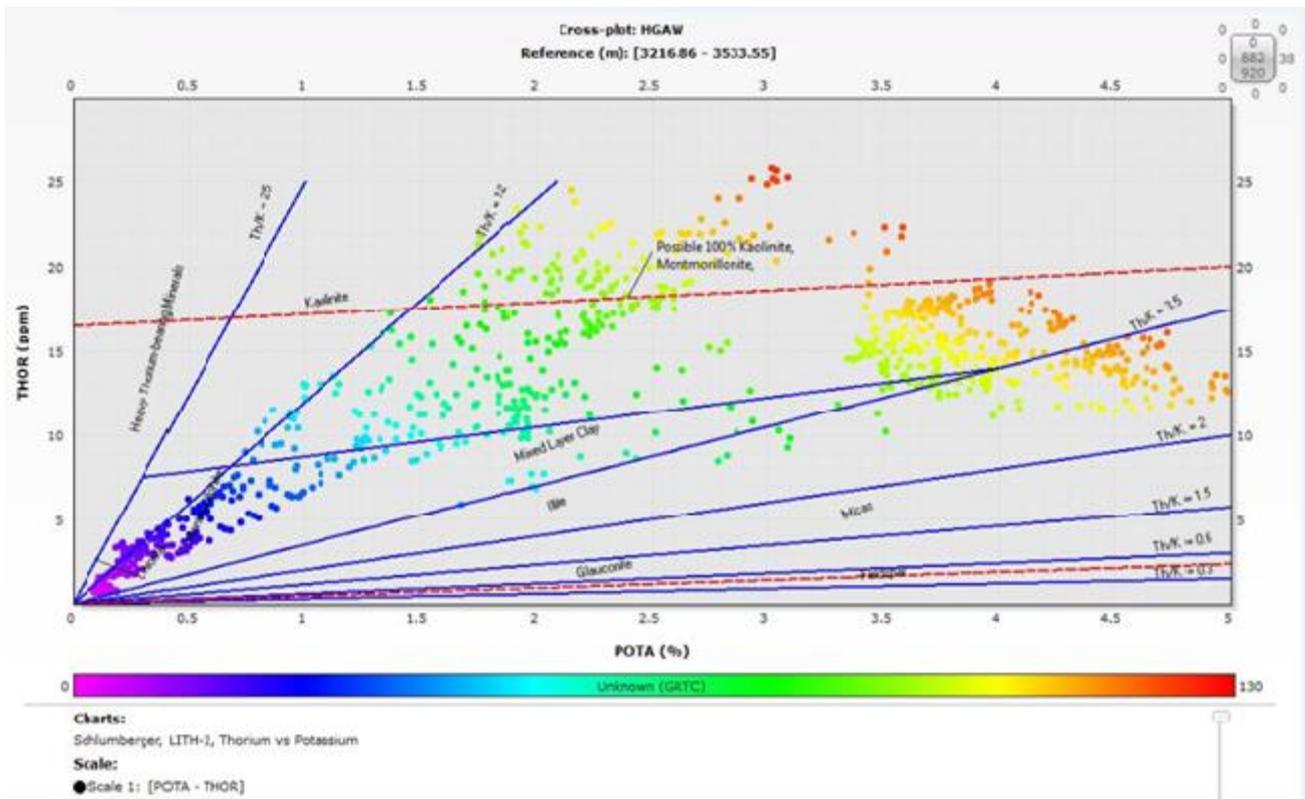


Figure 17 : types d'Argile dans le champ de HGAW (Techlog)

2-2-Résultat de l'interprétation quantitative

2-2-1-HGAW1 :

Le forage du puits de délinéation Hassi Guettar West_1 (HGAW-1) s'inscrit dans le cadre d'un programme d'exploration visant à confirmer les potentialités des réservoirs du Cambro-Ordovicien à l'Ouest du gisement de Hassi Guettar.

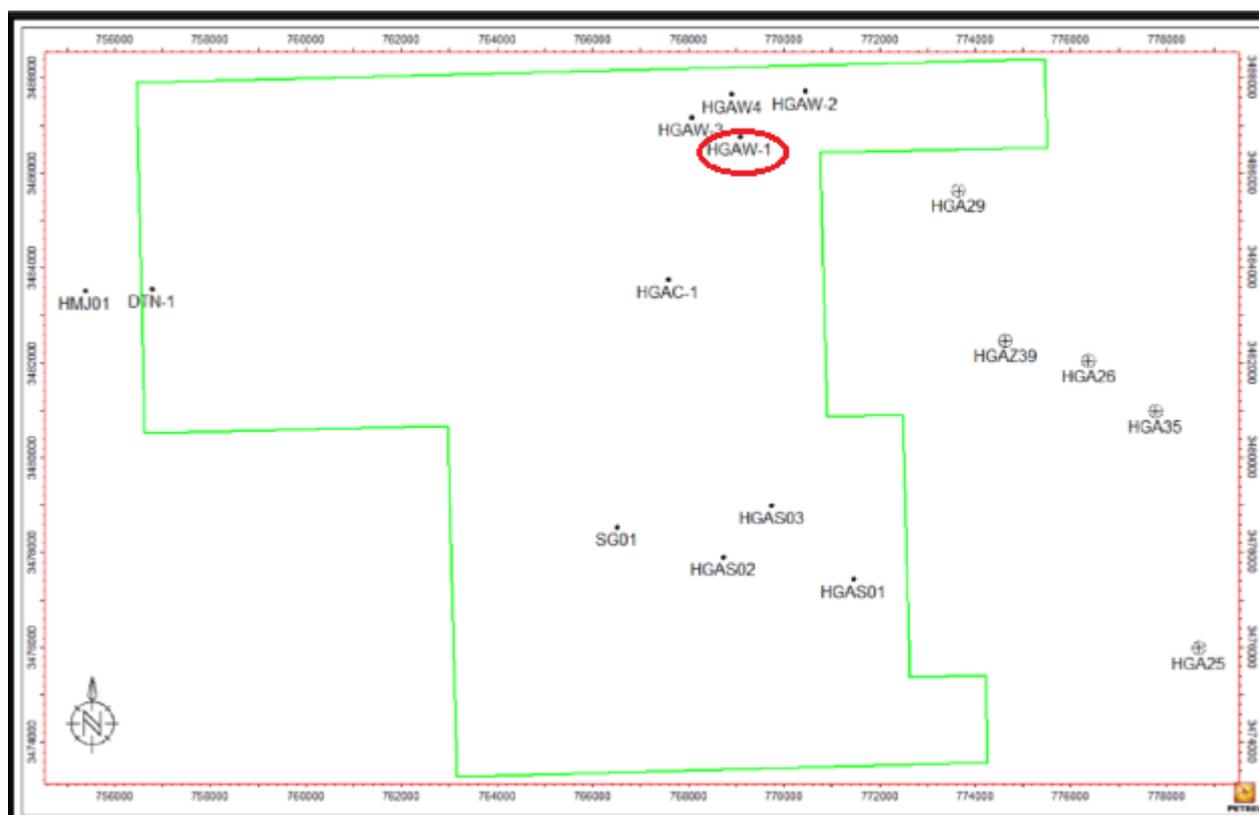


Figure 18 : Carte de positionnement de puit HGAW1 (rapport d'implantation sonatrach)

2-2-1-1-Situation géographique :

Tableau 01 : situation géographique de HGAW-1

Coordonnées	UTM	GL	KB
X	769 087.6 M	155.5 m	163.0 m
Y	3 486 780.3 M		

2-2-1-2-Les tops des formations :

Tableau 02 : les tops de formation de HGAW-1

Formations	Profondeurs réelles MD
DH/QH	3320 m
GEA	3373 m
AEG	3388 m
Z.Alternances	3445 m
Ri	3470 m
Ra	3512 m

2-2-1-3-Les diagraphies enregistrées :

Le logging fin de trou (phase 6 IN) a été réalisé par la compagnie de service Schlumberger en Avril 2005.

Le log diagraphique de puits HGAW-1 a été illustré d'une façon visible les zones d'hydrocarbures

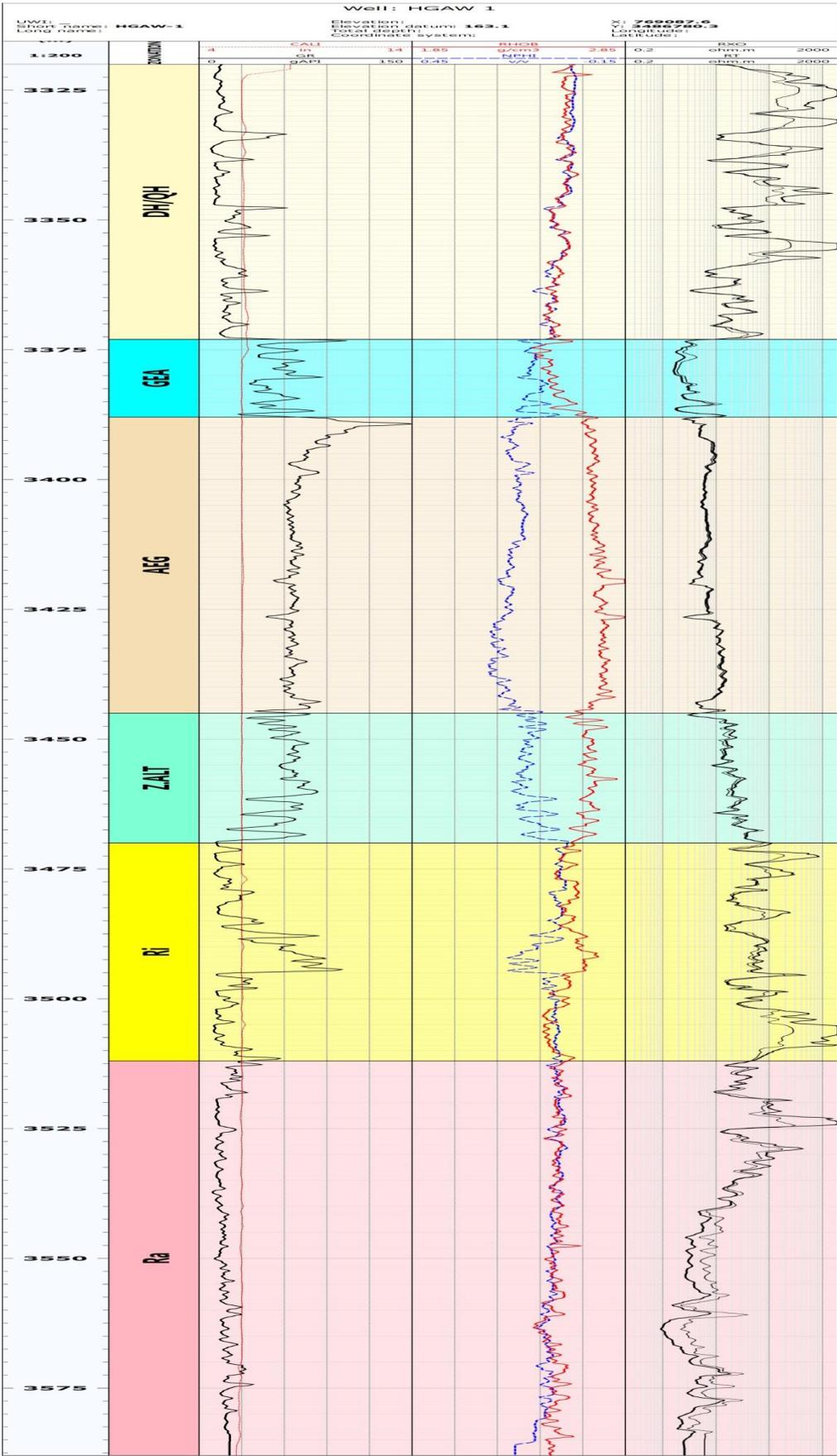


Figure 19 : log composite de HGAW-1

2-2-1-4-Evaluation pétrophysique :

-Le réservoir **QH** présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

- Porosité moyenne: 07%
- Saturation d'eau moyenne: 29%
- Volume d'argile: 13%

-Le réservoir **Cambrien** présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

Ri

- Porosité moyenne: 07%
- Saturation d'eau moyenne: 16%
- Volume d'argile: 10%

Ra

- Porosité moyenne: 07%
- Saturation d'eau moyenne: 30%
- Volume d'argile: 11%

2-2-1-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog :

Tableau 03 : résultat totale de l'interpretation au puit HGAW1 par TECHLOG

Zones	Flag Name	Top	Bottom	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
DH/QH	ROCK	3320.000	3373.000	53.000	53.000	0.035	0.050	0.325
DH/QH	RES	3320.000	3373.000	53.000	46.800	0.038	0.054	0.325
DH/QH	PAY	3320.000	3373.000	53.000	42.100	0.030	0.055	0.286
Ri	ROCK	3470.000	3512.000	42.000	36.300	0.071	0.052	0.208
Ri	RES	3470.000	3512.000	42.000	29.300	0.047	0.059	0.195
Ri	PAY	3470.000	3512.000	42.000	27.900	0.044	0.060	0.182
Ra	ROCK	3512.000	3593.000	81.000	76.800	0.046	0.075	0.652
Ra	RES	3512.000	3593.000	81.000	76.700	0.046	0.075	0.652
Ra	PAY	3512.000	3593.000	81.000	34.700	0.044	0.068	0.367

2-2-1-6-Cut-off utilisés

-Phie : 05%-sw : 55%-vsh : 35%

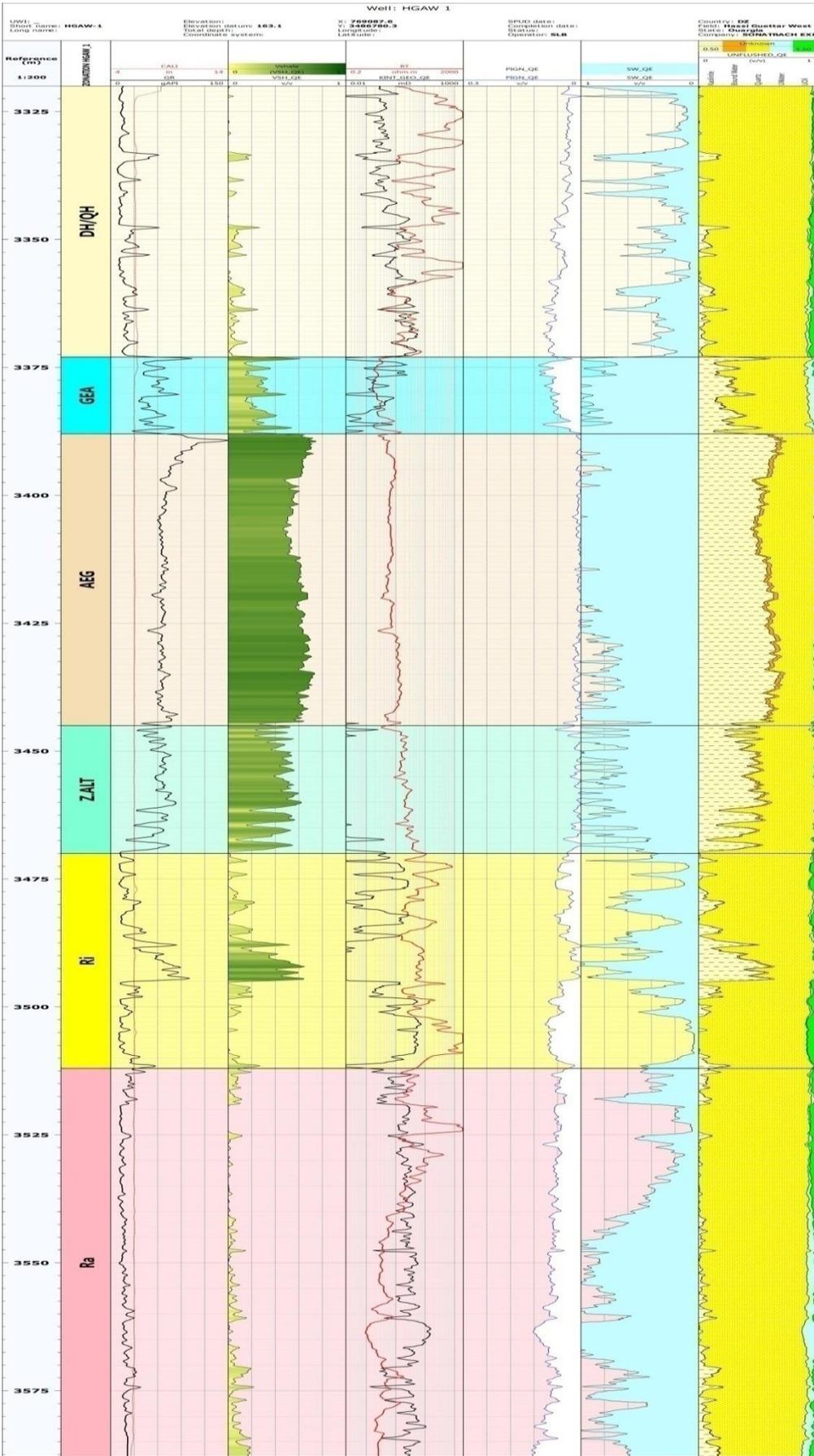


Figure 20 : Quenti-elan de puit HGAW-1

2-2-2--HGAW2 :

Le forage du puits de délinéation Hassi Guettar West_2 (HGAW-2) s'inscrit dans le cadre d'un programme d'exploration visant à confirmer les potentialités des réservoirs du Cambro-Ordovicien à l'Ouest du gisement de Hassi Guettar.

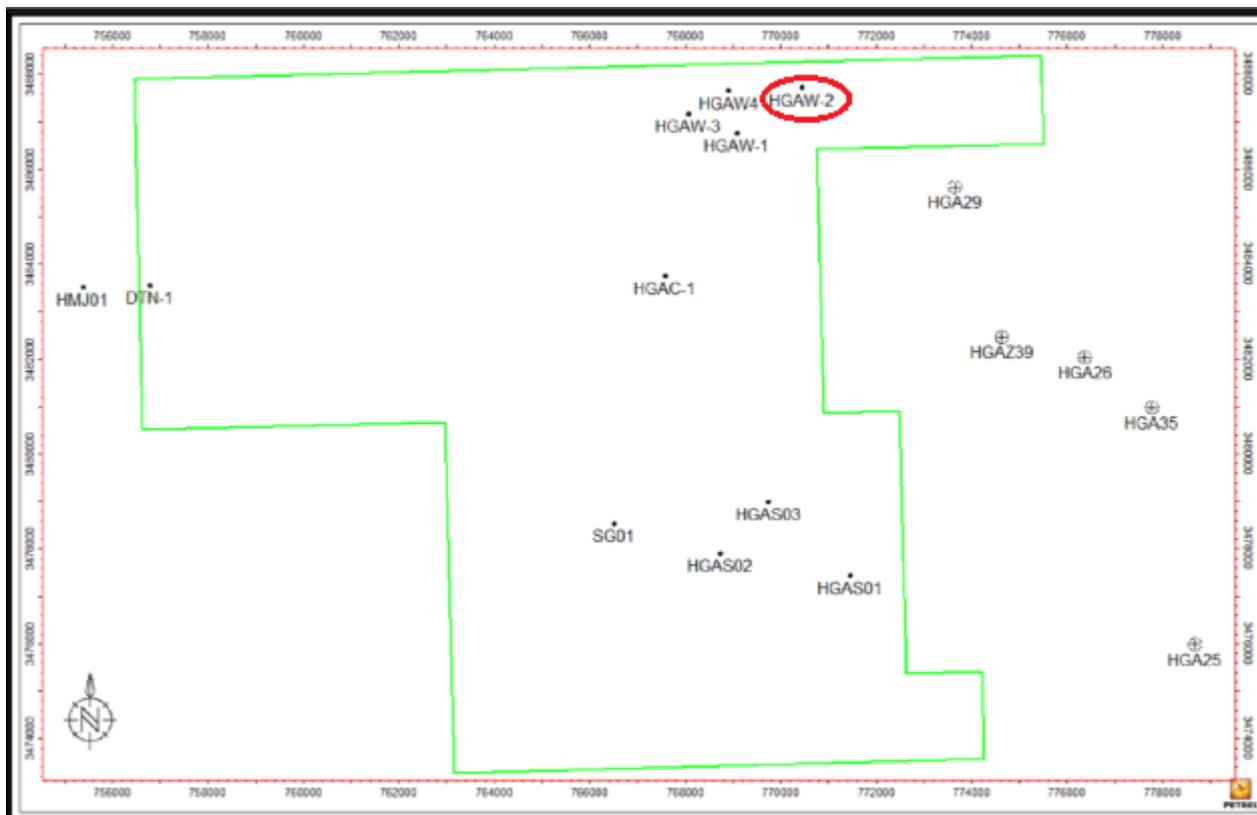


Figure 21 :.Carte de positionnement de puit HGAW-2 (rapport d'implantation sonatrach)

2-2-2-1-Situation géographique :

Tableau 04 : situation géographique de HGAW-2

Coordonnées	UTM	GL	KB
X	770 092.7 M	169.4 m	178.6 m
Y	3 487 740.9 M		

2-2-2-2-Les tops des formations :

Tableau 05 : les tops de formation de HGAW-2

Formations	Profondeurs réelles MD
DH/QH	3337 m
GEA	3391 m
AEG	3408 m
Z.Alternances	3464 m
Ri	3489 m
Ra	3530 m

2-2-2-3-Les diagraphies enregistrées :

Le logging fin de trou (phase 6 IN) a été réalisé par la compagnie de service Petcom, Inc en Novembre 2011.

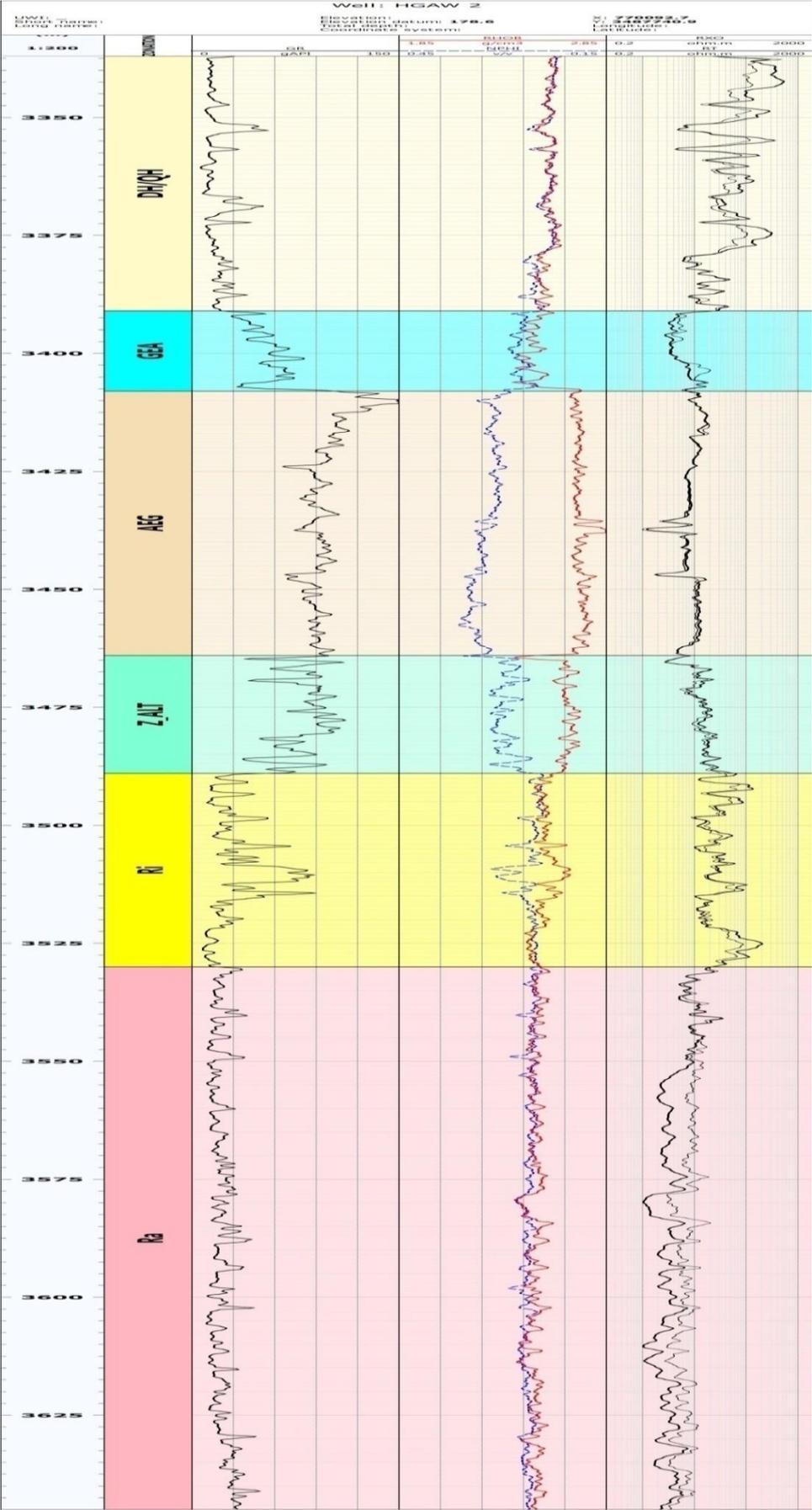


Figure 22 : log composite de HGAW-2

2-2-2-4-Evaluation pétrophysique

Le réservoir **QH** présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

- Porosité moyenne: 07%
- Saturation d'eau moyenne: 41%
- Volume d'argile: 15%

Le réservoir **Cambrien** présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

Ri

- Porosité moyenne: 07%
- Saturation d'eau moyenne: 28%
- Volume d'argile: 13%

Ra

- Porosité moyenne: 08%
- Saturation d'eau moyenne: 45%
- Volume d'argile: 13%

2-2-2-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog :

Tableau 06 : résultat totale de l'interpretation au puit HGAW2 par TECHLOG

Zones	Flag Name	Top	Bottom	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
DH/QH	ROCK	3337.000	3391.000	54.000	53.875	0.106	0.041	0.461
DH/QH	RES	3337.000	3391.000	54.000	15.625	0.083	0.024	0.467
DH/QH	PAY	3337.000	3391.000	54.000	11.125	0.068	0.026	0.366
Ri	ROCK	3489.000	3530.000	41.000	36.500	0.128	0.060	0.372
Ri	RES	3489.000	3530.000	41.000	1.375	0.267	0.025	0.867
Ri	PAY	3489.000	3530.000	41.000	0.125	0.156	0.028	0.582
Ra	ROCK	3530.000	3655.000	125.000	115.125	0.087	0.080	0.799
Ra	RES	3530.000	3655.000	125.000	0.000			
Ra	PAY	3530.000	3655.000	125.000	0.000			

2-2-2-6-Cut-off utilisés :

- -Phie : 05%
- -sw : 55%
- -vsh : 35%

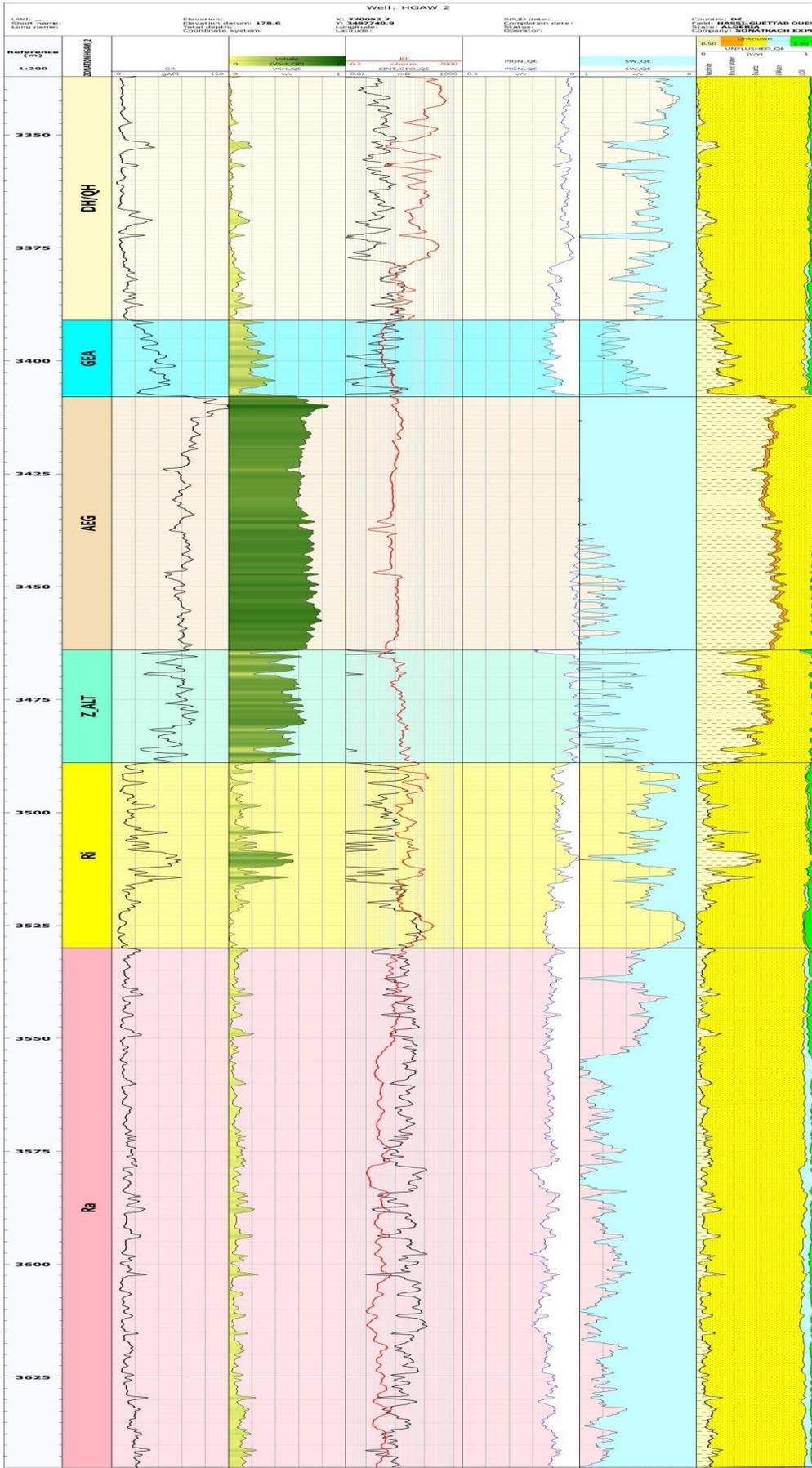


Figure 23 : Quanti-elan de puit HGAW-2

2-2-3-2--Les tops des formations :

Tableau 08 : les tops de formation de HGAW-3

Formations	Profondeurs réelles MD
DH/QH	3323 m
GEA	3362 m
AEG	3375 m
Z.Alternances	3429,5 m
Ri	3454 m
Ra	3494 m

2-2-3-3-Les diagraphies enregistrées :

Le logging fin de trou (phase 6 IN) a été réalisé par la compagnie de service Baker Atlas en Novembre 2011.

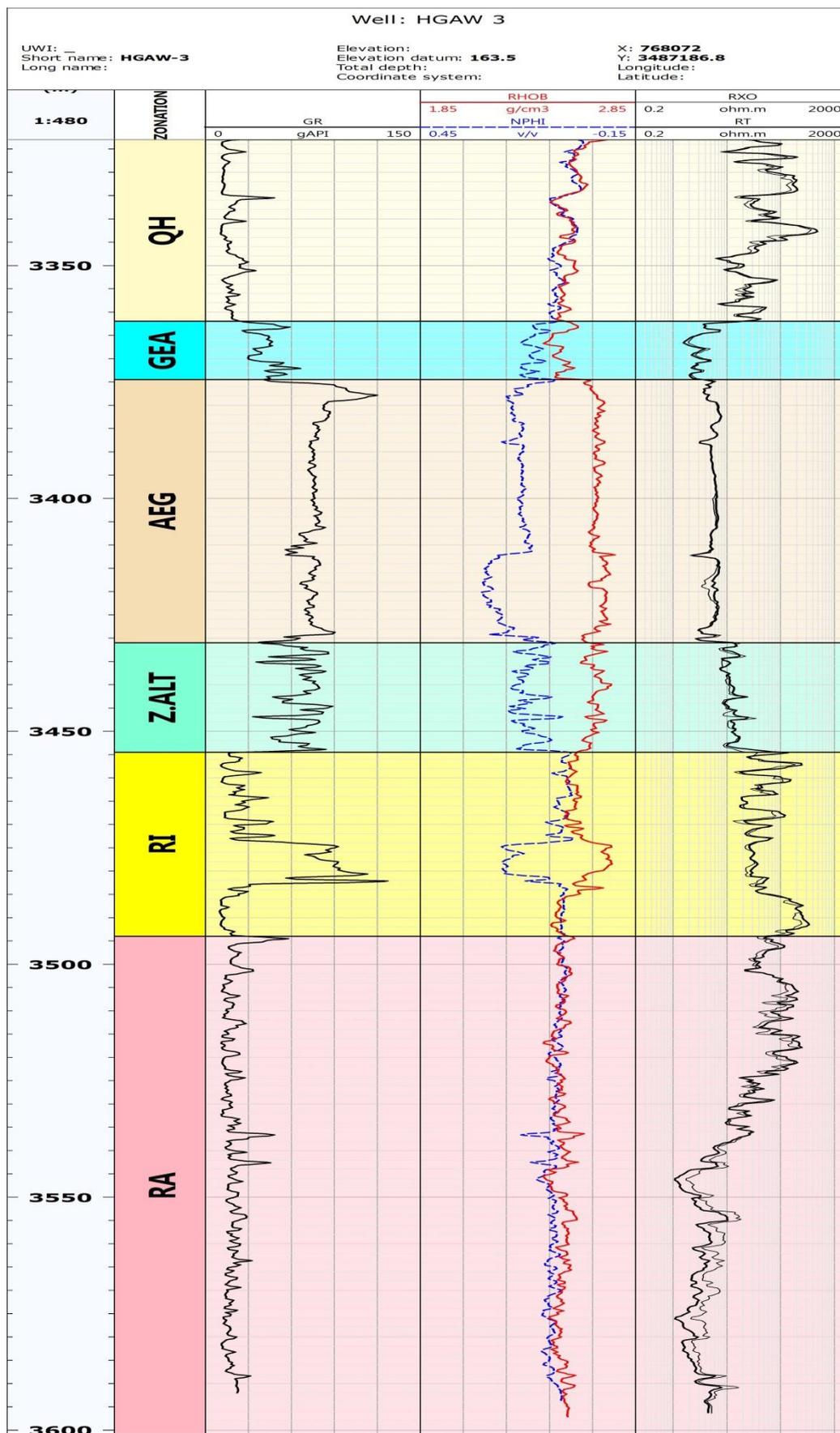


Figure 25 : log composite de HGAW-3

2-2-3-4-Evaluation pétrophysique :

Le réservoir **QH** présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

- Porosité moyenne: 08%
- Saturation d'eau moyenne: 28%
- Volume d'argile: 13%

Le réservoir **Cambrien** présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

Ri

- Porosité moyenne: 07%
- Saturation d'eau moyenne: 20%
- Volume d'argile: 11%

Ra

- Porosité moyenne: 09%
- Saturation d'eau moyenne: 20%
- Volume d'argile: 13%

2-2-3-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog :

Tableau 09 : résultat totale de l'interpretation au puit HGAW3 par TECHLOG

Zones	Flag Name	Top	Bottom	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
DH/QH	ROCK	3323.000	3362.000	39.000	39.000	0.083	0.061	0.291
DH/QH	RES	3323.000	3362.000	39.000	3.750	0.055	0.020	0.579
DH/QH	PAY	3323.000	3362.000	39.000	1.875	0.050	0.023	0.392
Ri	ROCK	3454.500	3494.000	39.500	30.625	0.111	0.056	0.261
Ri	RES	3454.500	3494.000	39.500	1.500	0.168	0.017	0.778
Ri	PAY	3454.500	3494.000	39.500	0.250	0.143	0.025	0.553
Ra	ROCK	3494.000	3601.000	107.000	98.000	0.091	0.084	0.527

2-2-3-6-Cut-off utilisés :

-Phie : 05%

-sw : 55%

-vsh : 35%

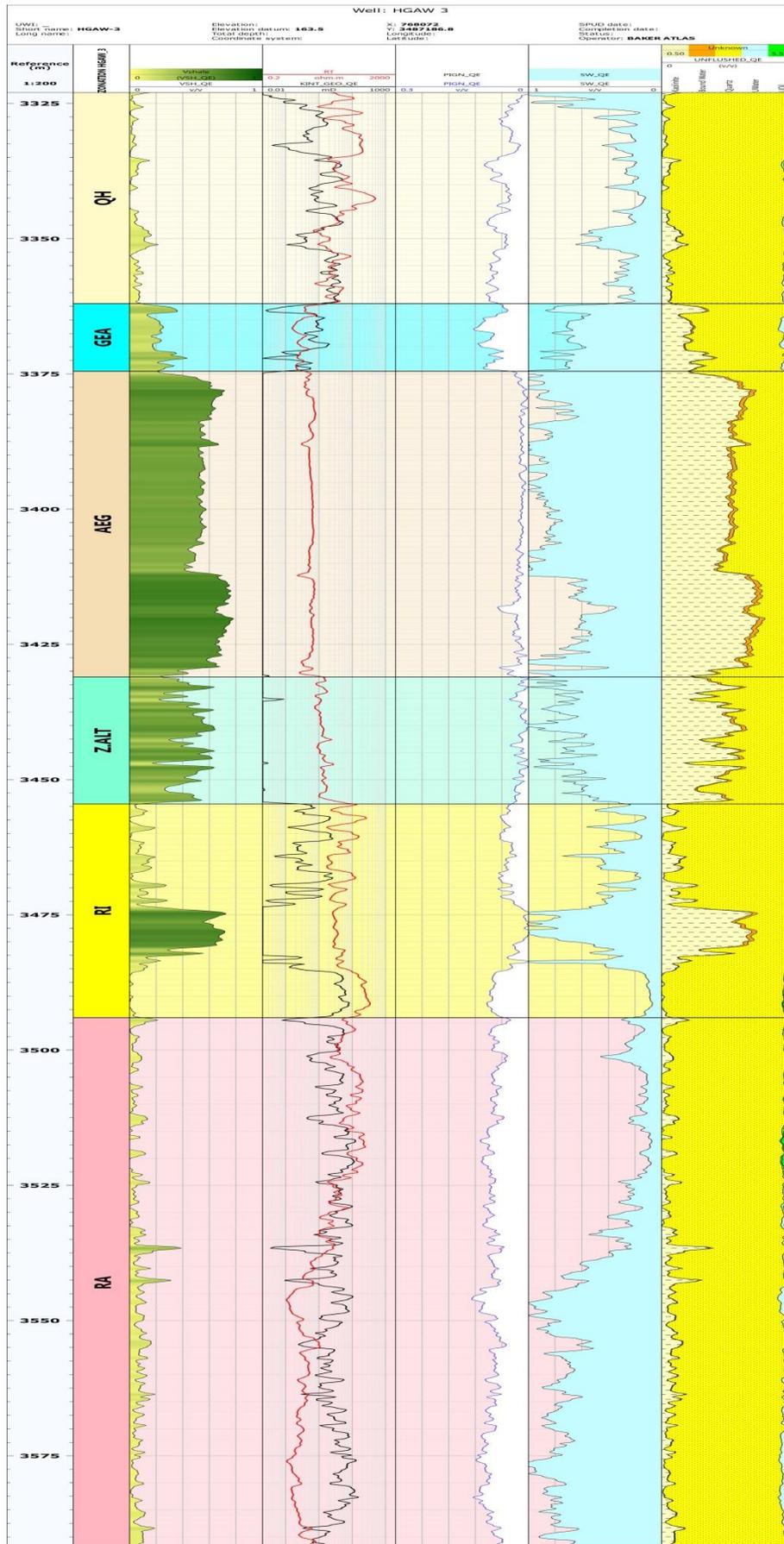


Figure 26 : Quenti-elan de puit HGAW-3

2-2-4-HGAW4 :

Le puits HGAW_4 (Hassi Guettar west 4), statut producteur d’huile, constitue le premier puits de développement dans la partie ouest du périmètre Hassi Guettar Ouest où le Cambrien (Ri-Ra) est comme objectif principal et les Quartzites de Hamra comme objectif secondaire.

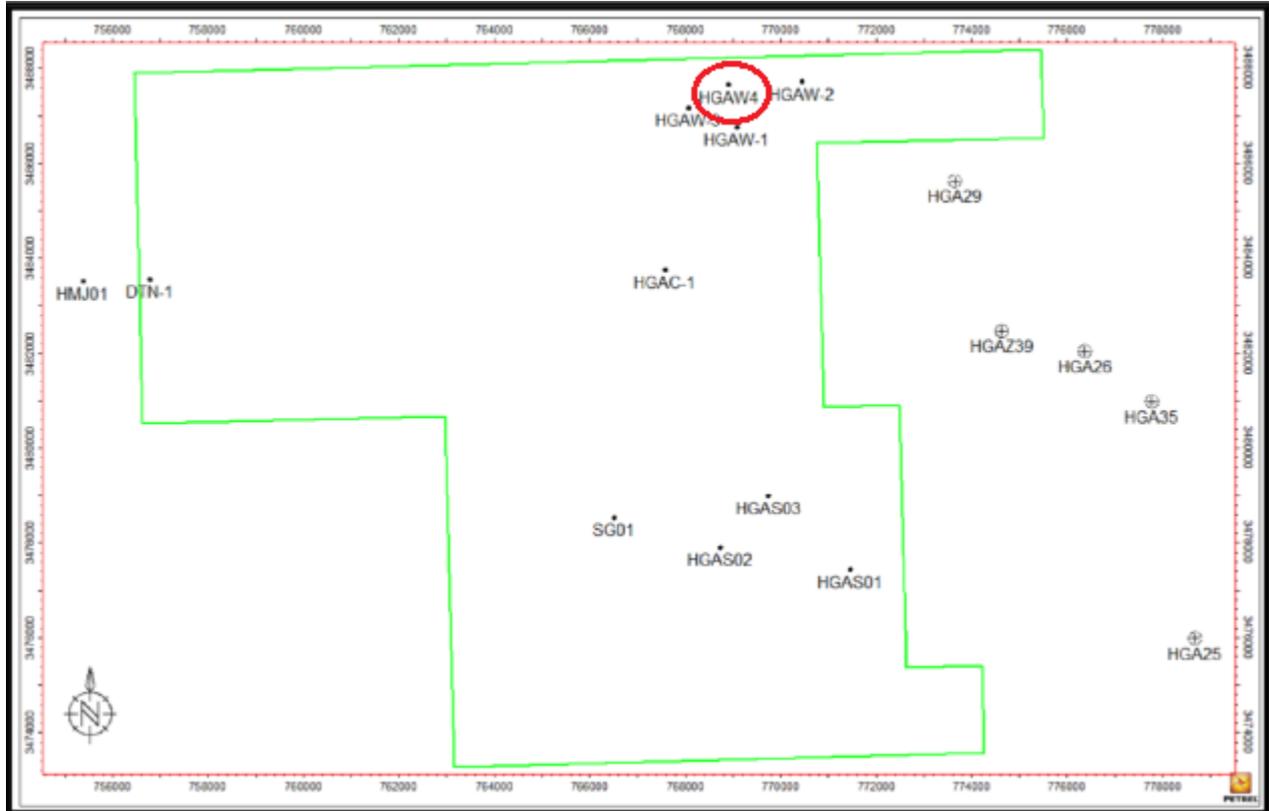


Figure 27 : Carte de positionnement de puits N : 04 (rapport d’implantation sonatrach)

2-2-4-1-Situation géographique :

Tableau 10 : situation géographique de HGAW-4

Coordonnées	UTM	GL	KB
X	768 910 M	160.424 m	169.56 m
Y	3 487 680 M		

2-2-4-2-Les tops des formations :

Tableau 11 : les tops de formation de HGAW-4

Formations	Profondeurs réelles MD
DH/QH	3334 m
GEA	3385 m
AEG	3405 m
Z.Alternances	3456 m
Ri	3482 m

2-2-4-3-Les diagraphies enregistrées :

Le logging fin de trou (phase 6 IN) a été réalisé par la compagnie de service HESP en Février 2016.

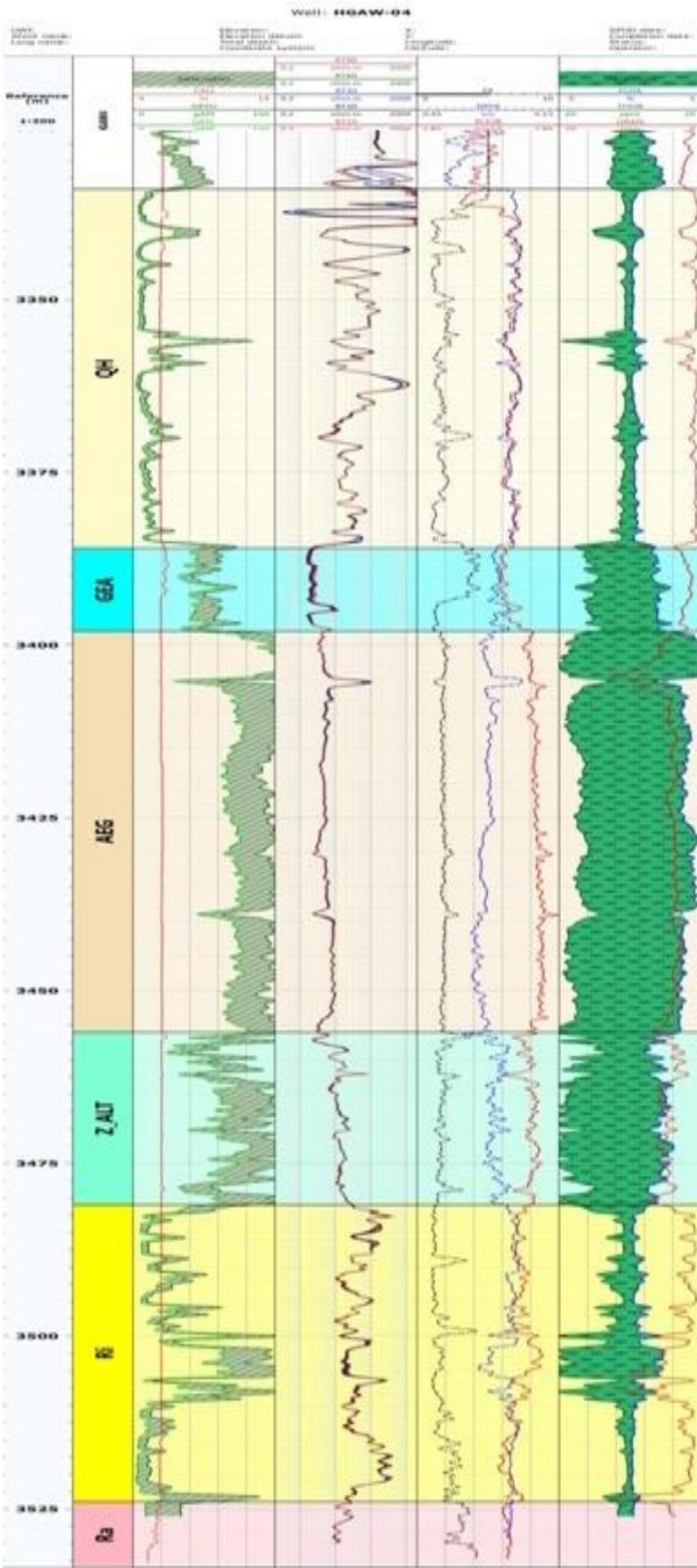


Figure 28: log composite de HGAW-4

2-2-4-4-Evaluation pétrophysique :

Le réservoir QH présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

- Porosité moyenne: 08%
- Saturation d'eau moyenne: 25%
- Volume d'argile: 08%

Le réservoir **Cambrien** présente les caractéristiques pétrophysiques suivantes:

- **Ri**
- Porosité moyenne: 08%
- Saturation d'eau moyenne: 21%
- Volume d'argile: 07%

2-2-4-5- Les résultats de traitement diagraphique par logiciel Techlog :

Tableau 12 : résultat totale de l'interpretation au puit HGAW4 par TECHLOG

Zones	Flag Name	Top	Bottom	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
DH/QH	ROCK	3334.000	3386.000	52.000	52.000	0.150	0.058	0.049
DH/QH	RES	3334.000	3386.000	52.000	48.213	0.115	0.060	0.050
DH/QH	PAY	3334.000	3386.000	52.000	47.908	0.115	0.060	0.046
Ri	ROCK	3481.000	3524.000	43.000	43.000	0.258	0.046	0.016
Ri	RES	3481.000	3524.000	43.000	34.041	0.144	0.053	0.017
Ri	PAY	3481.000	3524.000	43.000	34.041	0.144	0.053	0.017

2-2-4-6-Cut-off utilisés :

- -Phie : 05%
- -sw : 55%
- -vsh : 35%

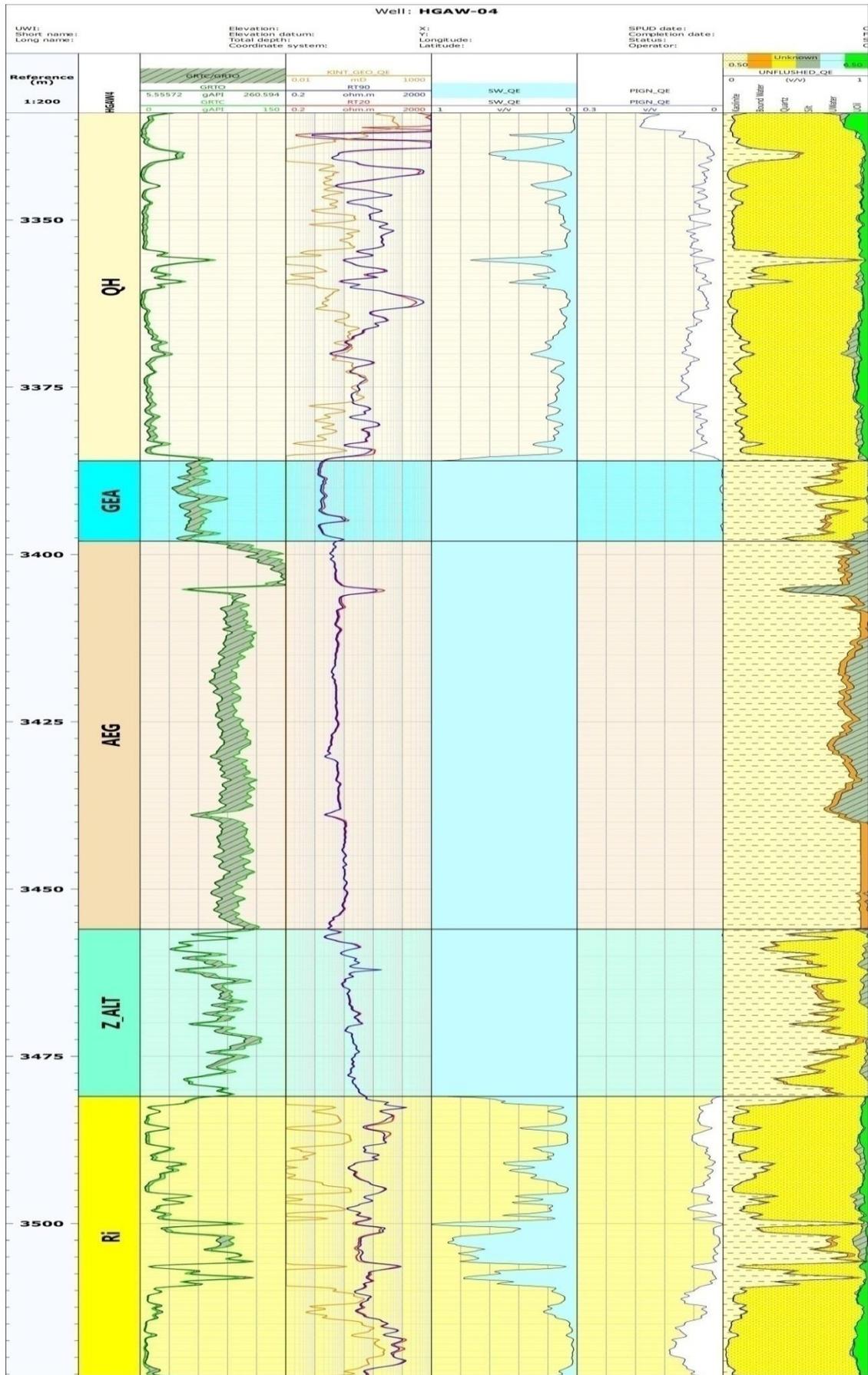


Figure 29 : Quenti-elan de puit HGAW-4

3-Logiciel petrel :

Petrel est une application complète de simulation développée par Schlumberger, entièrement intégrée avec les outils géologiques et de technologie, le logiciel tient compte d'une interprétation sismique 2D et 3D rapide. Prélever vos données sismiques directement dans le modèle du réservoir, Ce logiciel a été utilisé dans notre travail pour la visualisation de résultats obtenus des deux méthodes utilisées.

3-1-Interpretation des cartes :

3-1-1-Le reservoir de QH :

La carte isobathe montre que les profondeurs varient entre -3220m et -3130m (fig. n°29), et la carte isopaque (fig. n°30) montre que les valeurs entre 126m et 198m. Ces valeurs justifient par la coïncidence avec le toit de Quartzites El Hamra.

La carte de porosité du QH montre des valeurs allant de 0.03 (03%) à 0.12 (12%) qui sont des porosités assez bonnes surtout dans notre cas d'étude d'un réservoir compacte (figure 31). Et les valeurs de perméabilité faible à moyen sont comprises entre 3 et 32 md dans les majorités des puits (figure 32) cette augmentation de la perméabilité à cause de l'érosion au Nord, à l'effet de la phase hercynienne avec des Saturation allant de 30% à 80% (figure 33).

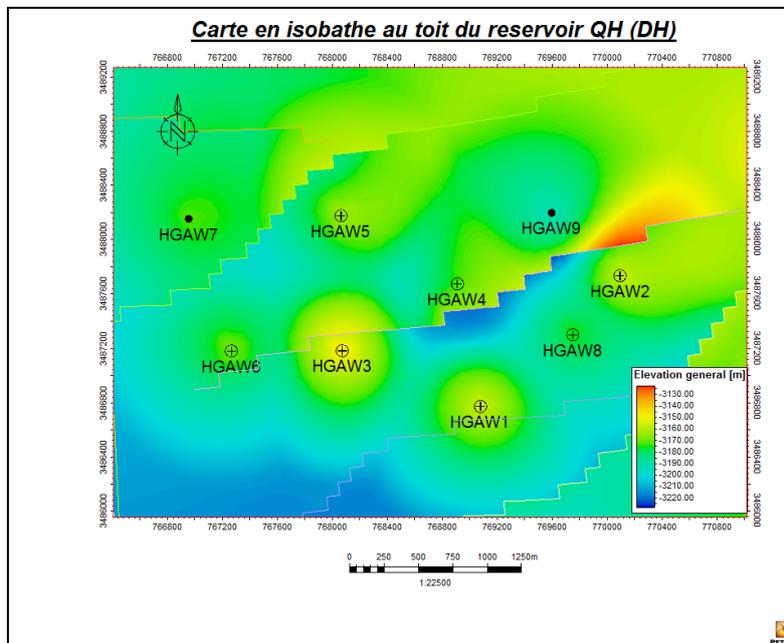


Figure 30 : Cartes en isobathe au toit du réservoir

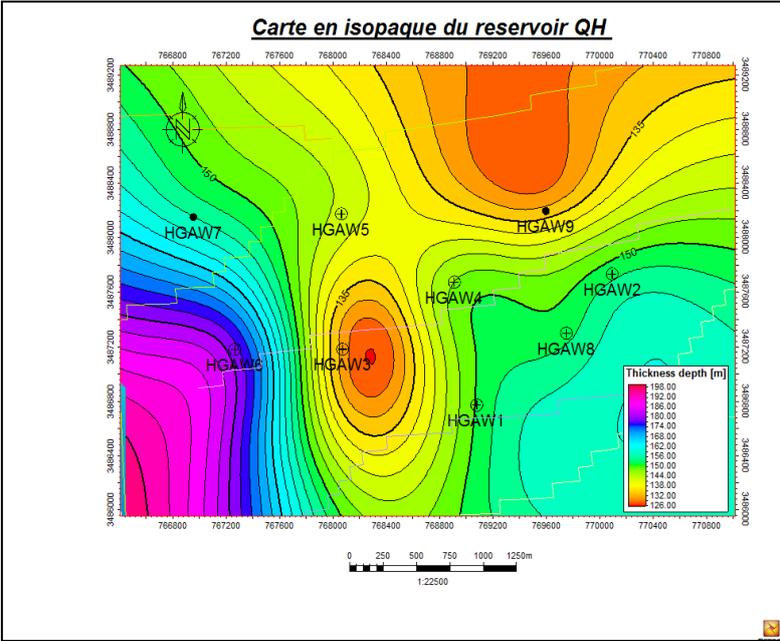


Figure 31 : Carte en isopaque du reservoir QH

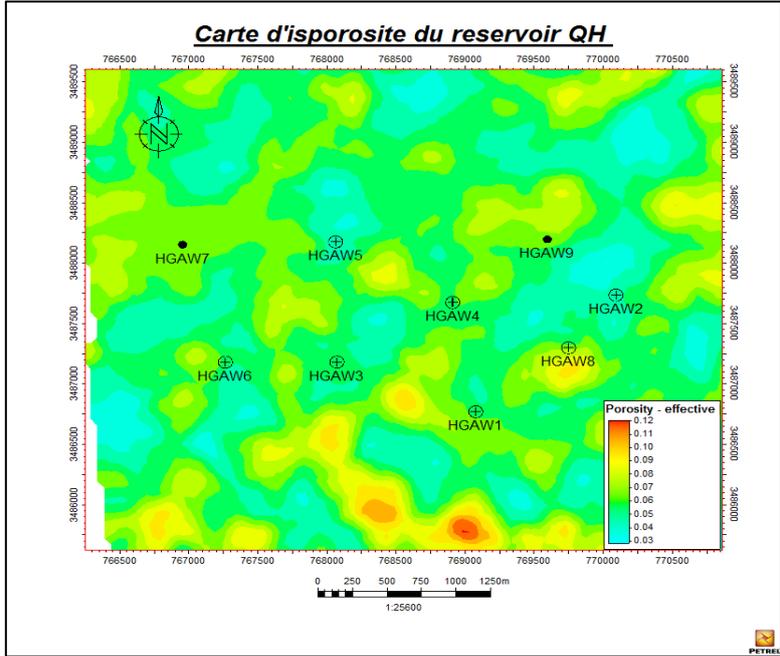


Figure 32 : Carte d'isoporosité du réservoir QH

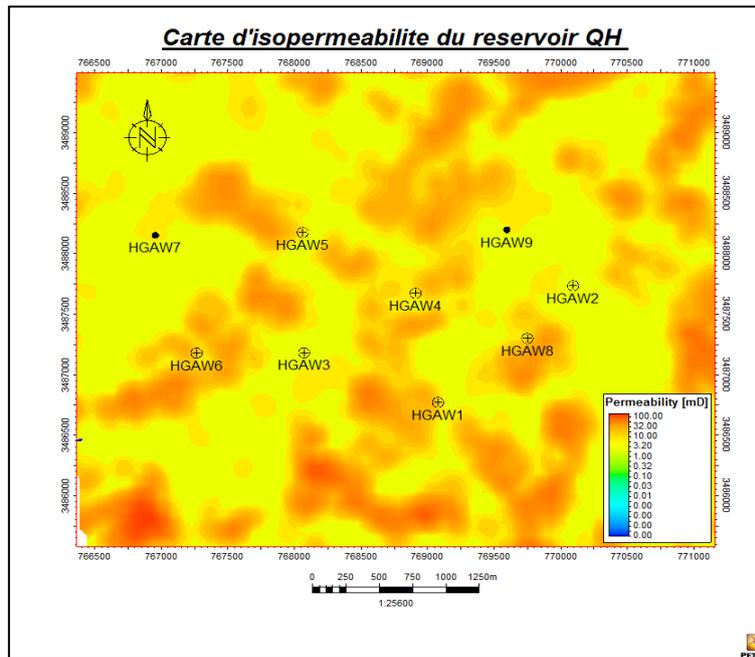


Figure 33 : carte d'isoperméabilité du réservoir QH

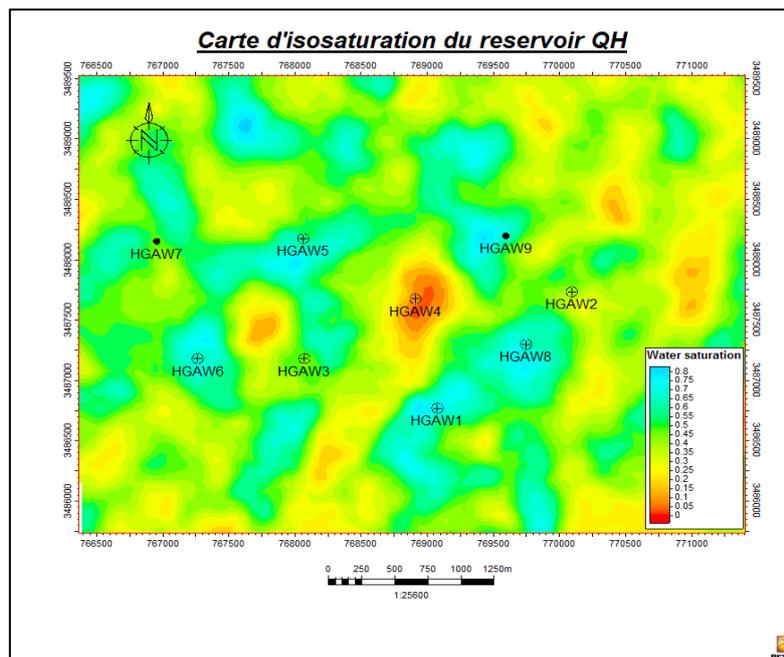


Figure 34 : Carte d'isosaturation du réservoir QH

3-1-2-Le réservoir du cambrien :

La carte une profondeur varie entre -3280m et -3350m, on remarque que la structure est très impacté par les failles. (Figure 34) et pour la carte isopaque les valeurs comprises entre -220m et -20m. (Figure 35).

Les valeurs des porosités sont faibles entre 4% et 9%,(Figure36). Et la même chose pour la perméabilité entre 0.32 md et 3.20 md (figure 37), qui sont très faibles à l'effet de la phase hercynienne.

Pour la carte iso-saturation, on remarque très fortes valeurs allant de 50% à 90%, cette augmentation des valeurs justifié par les fractures et failles. (Figure 38).

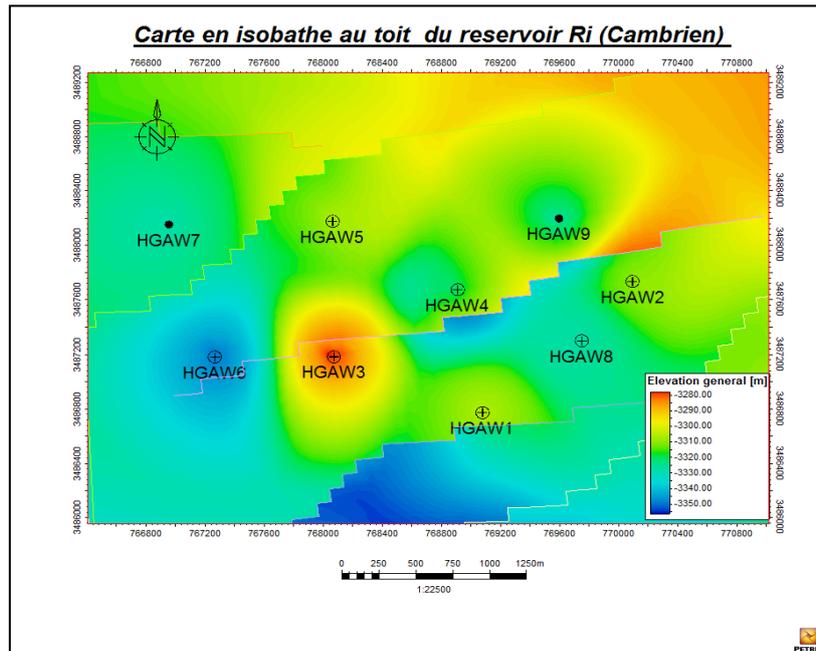


Figure 35 : Carte en isobathe au toi du réservoir Ri

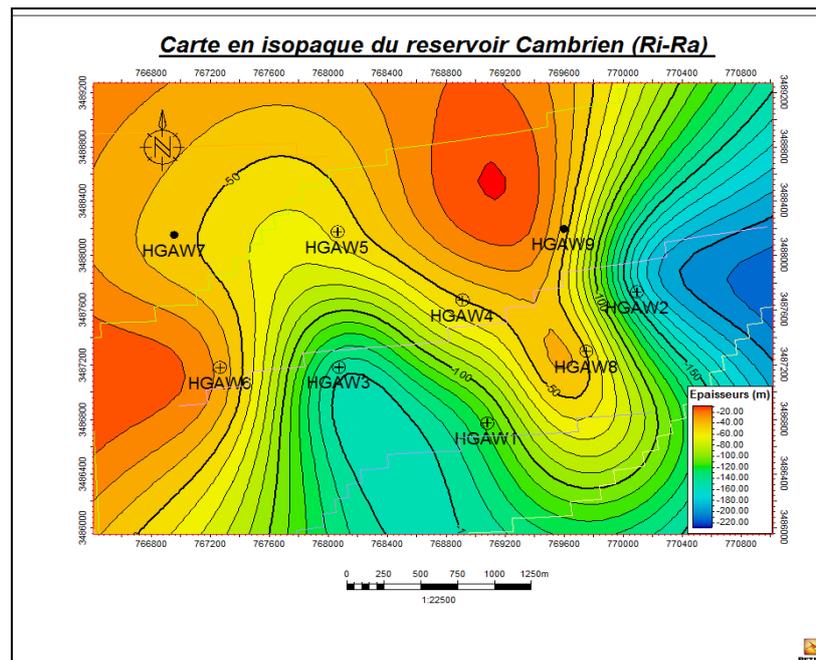


Figure 36 : carte en isopaque du reservoir cambrien

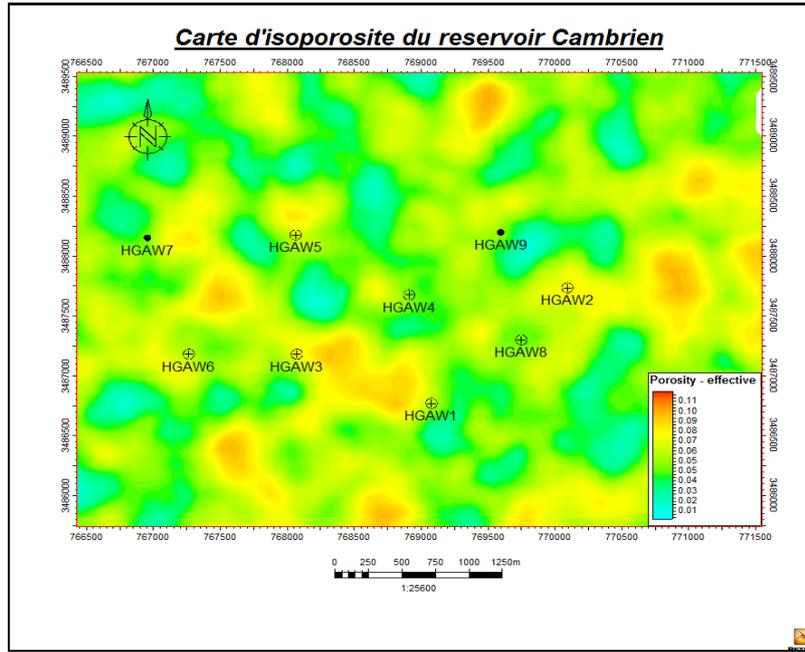


Figure 37 : carte d'isoporosité du réservoir cambrien

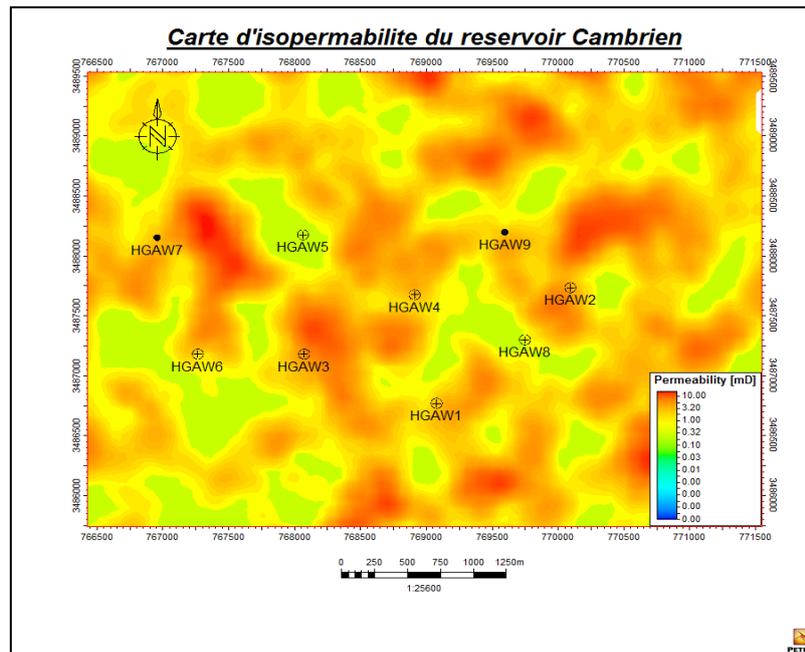


Figure 38 : Carte d'isoperméabilité du réservoir

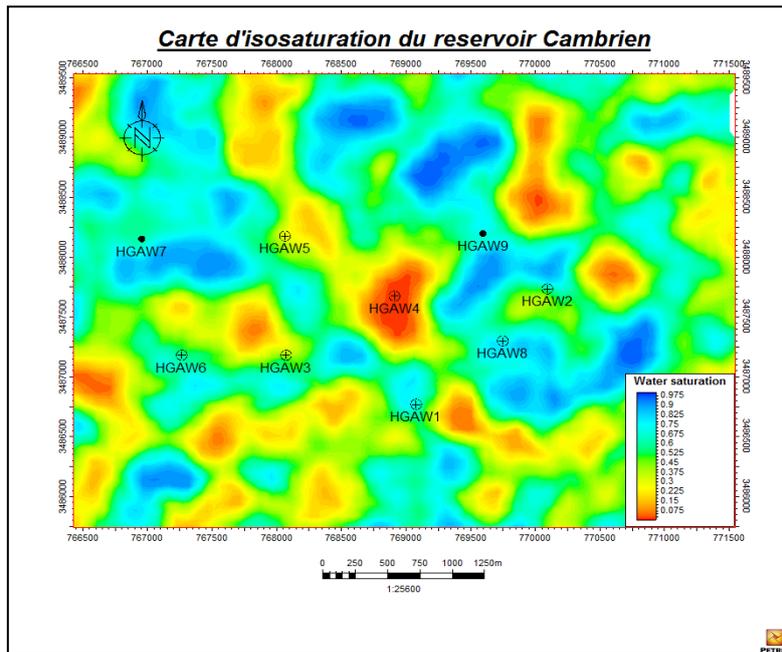


Figure 39 : Carte d'isosaturation du réservoir

Conclusion :

Les résultats de l'interprétation qualitative et quantitative montre que le réservoir de Quartzite de Hamra a une bonne porosité parce que on a un réservoir compact, pour la perméabilité est moyenne avec l'augmentation de saturation.

Pour le réservoir cambrien les résultats montre qu'on a une faible porosité et perméabilité tandis que la saturation en eau aussi forte.

Conclusion générale

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 5 400 Km ; il est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe constitue plusieurs champ périphérique tell-que Hassi Guettar

Le champ de Hassi Guettar ouest se situe au sud ouest de champ de Hassi Messaoud et à 800 km au Sud-Est de la capitale Alger

La plateforme saharienne appartient au craton Nord-Africain où le socle cristallin, considérablement affaissé est recouvert par une puissante couverture sédimentaire paléozoïque et mésozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère. Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires et marins appartenant au Trias, Jurassique et Crétacé.

Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres pétrophysiques (Porosité, Perméabilité et saturation) par les diagraphies et leur répartition dans le réservoir, ainsi que la contribution de la fracturation sur ces deux paramètres.

On utilise l'outil de diagraphie pour interpréter les données des logs effectuées sur quatre puits d'exploitation traversant le réservoir de Quartzite de Hamra et le réservoir de Cambrien.

Cette interprétation quantitative et qualitative se fait à l'aide des logiciels Techlog et Petrel et donne les paramètres pétrophysiques de réservoir.

Les résultats de l'interprétation qualitative et quantitative des logs diagraphiques montrent que le réservoir de Quartzite de Hamra a une bonne porosité, pour la perméabilité est moyenne avec l'augmentation de saturation.

Pour le réservoir cambrien les résultats montre qu'on a une faible porosité et perméabilité tandis que la saturation en eau aussi forte.

En générale, les paramètres pétrophysiques étudiés sont acceptables pour faire une exploitation des hydrocarbures en point de vue commercial.

Références Bibliographiques

- 📖 ALAIN FOUCAULT, JEAN-FRANÇOIS RAOULT, 2005 : Dictionnaire de Géologie (6ème édition).
- 📖 A.PERRODON (1985) Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures
- 📖 Arezki BOUDJEMAA(1987) « Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Oriental Thèse Doctorat, Université de PARIS XI, 1987.
- 📖 Beicip/Franlab (1979) :zone périphérique du champ de Hassi Masaoud ; réservoir de cambro-ordovicien. Rapport interne CRD Sonatrach
- 📖 Bertand et R.caby(1978)Anomalies gravimétrique et collision continentale au précambrien.
- 📖 Massa-Nicol(1979) contribution à l'étude de paléozoïque.
- 📖 SCHLUMBERGER, 2000 : SLB-Log INTERPRÉTATION-CHART
- 📖 SERRA.O : « Diagraphies Différentielles base de l'interprétation » Mémoire 1 Tome 1. Services techniques Schlumberger. Edition Serralog, Paris 1979.
- 📖 SERRA.O : Diagraphies, Acquisitions et Application. Edition Serralog, 2000.
- 📖 SONATRACH & SCHLUMBERGER : ALGÉRIE WEC 2007
- 📖 SONATRACH, 2005 : Rapport d'implantation de puits HGAW-1.
- 📖 SONATRACH, 2009 : Rapport d'implantation de puits HGAW-2.
- 📖 SONATRACH, 2005 : Rapport d'implantation de puits HGAW-3.
- 📖 SONATRACH, 2005 : Rapport d'implantation de puits HGAW-4.
- 📖 Wec. 2007
- 📖 YAHIAOUI, L. (2010). Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à Hassi Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud.

الملخص

توضح مشاريع التنقيب الجديدة التي قامت بها شركة سوناطراك على مستوى الخزان في حقل حاسي قنار وجود طاقة هيدروكربونية يمكن استغلالها في مناطق معينة. يقع حقل حاسي قنار غرب في جنوب غرب حقل حاسي مسعود وعلى بعد 800 كيلومتر جنوب شرق العاصمة الجزائرية. التفسير من بيانات التسجيل في 4 آبار استكشافية تنازلا خزان كوارتز الحمرا وخزان الكمبريان بالبرمجيات TechLog, Petrel, على أساس هذه التفسيرات الكمية والنوعية يستنتج تلك المعلمات ان الخزان البتروفيزيائي مقبول بشكل عام للاستغلال تميز الخزان المدمج ينعكس في القيم المنخفضة من المسامية والنفاذية

كلمات المفتاح:

بيانات التسجيل، برمجيات (Techlog , Petrel) ، كوارتز الحمرا ، كمبريان ، معلمات بتروفيزيائية ، مسامية ، نفاذية.

RESUMÉ

Les nouveaux projets d'exploration réalisés par la société SONATRACH au niveau de réservoir à l'ouest du champ de Hassi Guettar montrent l'existence d'un potentiel d'hydrocarbures exploitable dans certains endroits.

Le champ de hassi Guettar ouest se situe au sud ouest de champ de Hassi Massaoud et a 800 Km au Sud-Est de la capitale d'Alger.

Une interprétation des données de diagraphes effectuées sur 4 puits d'exploration transvasant le réservoir de Quartzite d'El Hamra et le réservoir Cambrien par logiciels TechLog et le Petrel. D'après ces interprétations quantitatives et qualitatives on conclue que les paramètres petrophysique de réservoir sont généralement acceptés pour l'exploitation, caractérisant un réservoir compact ceci est traduit par des valeurs faible de porosité et de perméabilité.

Mots-Clés :

Diagraphie, Techlog, Petrel, Quartzite d'El Hamra, Cambrien, paramètres petrophysique porosité, perméabilité

ABSTRACT

The new exploration projects carried out by the SONATRACH Company at reservoir level in the Hassi Guettar field show the existence of a hydrocarbon potential that can be exploited in certain areas.

The field of hassi Guettar west is located southwest of Hassi Massaoud field and 800 km south-east of the capital of Algiers.

An interpretation of the logging data on 4 exploratory wells transferring the El Hamra Quartzite reservoir and the Cambrian reservoir by software TechLog and Petrel. Based on these quantitative and qualitative interpretations it is concluded that petrophysical reservoir parameters are generally accepted for exploitation. Characterizing a compact reservoir this is reflected in low values of porosity and permeability.

Keywords :

Logging data, TechLog, Petrel, El Hamra Quartzite, Cambrian, petrophysical parameters porosity, permeability.