

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables, des  
sciences de la terre et l'univers  
Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers

*Mémoire de fin d'étude*

*En vue de l'obtention du diplôme de Master*

**Option: Forage**

Présenté Par:

**ABDERRAHMANI Zouhair, CHEKKAL Dhaouadi, KORDJANI Hicham**

**Thème**

---

**Caractérisation pétrophysique du champ  
pétrolier de hassi Messaoud par l'utilisation de  
la plate forme Techlog**

---

Soutenu Le 15 / 06 / 2019

Devant le jury composé de:

<b>Président:</b>	GHARIB Toufik	Univ. Ouargla
<b>Rapporteur:</b>	FENNAZI Bilal	Univ. Ouargla
<b>Examineur:</b>	MECIBAH Ilyes	Univ. Ouargla



# Dédicace

*Je dédie ce mémoire a :*

*A mon très cher père et ma très chère mère*

*A mon très cher frère FOUAD*

*A mes très chères sœurs*

*A toutes la famille CHEKKAL*

*A toutes mes chère amies et collègues.*

*Dhaouadi.....*

*Je dédié ce travail à mes très chers parents qui mon soutenue durant  
toutes mes études et partagé mes moments difficiles*

*A mes chers frères et sœurs*

*Toute la famille Kordjani*

*Mes chers amis d'enfance*

*Mes amis du groupe master 02 forage*

*Hichem....*

*Je voudrais dédier ce modeste travail :*

*À toute ma famille qui m'ont tant soutenu et encouragé dans toute ma  
vie,*

*Ma petite sœur Kamilai. et mes chers frères*

*À tous mes amis.*

*À toute personne qui occupe une place dans mon coeur.*

*Zouhair,....*



# REMERCIEMENT

*Nous tenons à remercier en premier lieu DIEU  
le tout puissant qui a fait que ce travail soit terminé ;  
En achevant ce modeste travail, nous remercions  
vivement notre promoteur chargé du suivi notre travail :*

*M.Fennazi bilal*

*Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.*

*Nous remercions également nos enseignants à l'UKM*

*Nos amis et toutes les personnes qui nous ont aidés*

*de près ou de loin à la réalisation*

*de ce travail*

# TABLE DES MATIERES

Titre	Page
<b>RESUME</b>	
<b>LISTE DES FIGURES</b>	
<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	
<b>LISTE D'ABRIVIATION</b>	
<b>INTRODUCTION GENERALE</b>	<b>01</b>
<b>CHAPITRE01 : GENERALITE SUR LE CHAMP HASSI MESSAOU</b>	
I.1.Introduction	<b>02</b>
I.2.Situation géographique du champ Hassi Messoud	<b>02</b>
I.3.Cadre géologique	<b>03</b>
I.4. Historique de recherche	<b>05</b>
I.5. Stratigraphie du champ	<b>05</b>
I.5.1. Socle	<b>05</b>
I.5.2. Infracambrien	<b>05</b>
I.5.3. Paléozoïque	<b>05</b>
I.5.4. Cambrien	<b>06</b>
I.5.5. Ordovicien	<b>06</b>
I.5.6 Mésozoïque	<b>07</b>
I.5.6.1 Le Trias	<b>07</b>
I.5.6.2. Le Jurassique	<b>07</b>
I.5.6.3 Le Crétacé	<b>08</b>
I.5.7. Le cénozoïque	<b>08</b>
I.6.Zonation du champ et numérotation des puits	<b>10</b>
I.7. Cadre structural (Tectonique du champ)	<b>10</b>
I.8. Aspect pétrolier	<b>12</b>
I.8.1.Roche mère (origine des hydrocarbures)	<b>12</b>
I.8.2.Roche de couverture	<b>12</b>
I.8.3.Pièges	<b>13</b>
I.8.3.1. Pièges structuraux	<b>13</b>
I.8.3.2. Pièges stratigraphiques	<b>13</b>
I.8.3.3 Pièges mixtes	<b>14</b>

I.9. Conclusion	<b>15</b>
<b>CHAPITRE II : Les diagraphie, théorie et outil</b>	
II.1. Introduction	<b>16</b>
II.2. Les paramètre pétrophysiques du réservoir	<b>16</b>
II.2.1. La porosité	<b>16</b>
II .2.2. La perméabilité	<b>17</b>
II. 2.3.Saturation en fluides	<b>19</b>
II.2.4. Argilosité Vsh (volume d'argile)	<b>19</b>
II.3. Diagraphie différée	<b>20</b>
II.3.1.Définition	<b>20</b>
II.3.2.But de diagraphie	<b>20</b>
II.3.3. Les moyenne technique d'enregistrement	<b>21</b>
II 3.4.Classification des diagraphies différe	<b>23</b>
II.3.5. Les différentes diagraphies enregistrées	<b>24</b>
II.3.5.1. Diagraphie électrique (résistivité)	<b>24</b>
II.3.5.1.1. Définition	<b>24</b>
II.3.5.1.2. Application	<b>24</b>
II.3.5.2. Digraphies de rayonnement Gamma	<b>24</b>
II.3.5.2.1. Définition	<b>24</b>
II.3.5.2.2 Application	<b>25</b>
II.3.5.3. Digraphies neutron (indice d'hydrogène966)	<b>26</b>
II.3.5.3.1. Définition	<b>26</b>
II.3.5.3.2. Application	<b>27</b>
II.3.5.4. Diagraphie gamma-gamma (de densité)	<b>27</b>
II.3.5.4.1. Definition	<b>27</b>
II.3.5.4.2. APPLICATION	<b>28</b>
II.3.5.5. Diagraphie acoustique (sonique)	<b>29</b>
II.3.5.5.1. Définition	<b>29</b>
II.3.5.5.2. Application	<b>30</b>
II.3.5.6. Caliper	<b>31</b>
II.3.5.6.1. Application	<b>31</b>
II.4.Généralité sur le plate forme Techlog	<b>32</b>
II.4.1. Définition	<b>32</b>

II.4.2. Les différentes sections de logiciel Techlog	33
I.4.3. Chargement des données	33
II.4.4. L'objective de plate forme Techlog	35
II.4.5. Amélioration de l'efficacité opérationnelle de Techlog	35
II.4.6. Systems de Techlog	35
II.5. Conclusion	36
<b>CHAPITRE III : RESULTAT ET DESCUSSIONS</b>	
III.1. INTRODUCTION	37
III.2. Calcul des paramètres pétrophysiques	37
III.2.1. Volume d'argile(Vsh)	37
III.2.2. Porosité et saturation d'eau	38
III.2.2.1. Estimation de la porosité	38
III.2.3 Saturation d'eau	40
III.2.4. Perméabilité (K)	42
III.3. Présentation des puits d'étude et son paramètre	43
III.3.1.PUITS MD-108	44
III.3.1.1.Fiche technique de puits MD-108	44
III.3.1.2. les diagraphies enregistrées de puits MD-108	45
III.3.1.3 Interprétation des logs diagraphique	46
III.3.2. PUIT OMJ-111	51
III.3.2.1. Fiche technique de puits OMJ-111	51
III.3.2.2. Les diagraphies enregistrées de puits OMJ-111	52
III.3.3. Puits OMM-302-BIS	54
III.3.3.1. Fiche technique de puits OMM-302-BIS	54
III.3.3.2. Les diagraphies enregistrées de puits OMM-302-BIS	55
III.3.4. Puits OMO-633	57
III.3.4.1. Fiche technique de puits OMO-633	57
III.3.4.2. Les diagraphies enregistrées de puits OMO-633	58
III.4. Analyse des résultats de l'interprétation de l'interprétation	60
III.5. Conclusion	62
<b>CONCLUSION GENERALE</b>	<b>63</b>
<b>Bibliographie</b>	

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure</b>	<b>Titre de figure</b>	<b>Page</b>
Figure.01	Situation géographique de la région de Hassi Messoud	03
Figure.02	Situation géologique du champ de Hassi Messoud	04
Figure.03	Le Contexte géologique de gisement du champ de Hassi Messoud	04
Figure.04	Log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messoud	09
Figure.05	Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH].	10
Figure.06	les principaux évènements tectoniques affectant la plate -forme saharienne	11
Figure.07	accumulation des hydrocarbures	12
Figure.08	les principaux pièges structuraux	13
Figure.09	pièges stratigraphiques	14
Figure.10	pièges mixtes	14
Figure.11	schéma représente l'appareille d'opération des diagraphies	21
Figure.12	Schéma général d'un matériel de diagraphie	23
Figure.13	Organigram represente la classification des diagraphies différe	23
Figure.14	Schémas de principe de la sonde gamma ray	26
Figure.15	Schémas représente le principe de la sonde neutron	27
Figure.16	Schéma de l'outil de densité	29
Figure.17	Schéma Principe de fonctionnement de la sonde sonique	30
Figure.18	Schéma représente l'outil de mesure de caliper	32
Figure.19	Chargement des données par Techlog	34
Figure.20	données sous forme LAS	34
Figure.21	fenêtre de calcule Vsh gamma ray	38
Figure.22	fenêtre de calcule la porosité densité	39
Figure.23	fenêtre de calcule la porosité sonique	40
Figure.24	fenêtre de calcule la porosité neutron-densité	40
Figure.25	fenêtre de calcule la saturation	41
Figure.26	fenêtre de perméabilité wyllieb rose dans la Techlog	42
Figure.27	plot de diagraphies enregistrées de puits MD-108	45
Figure.28	plot de volume d'argile de puits MD-108	46
Figure.29	plot de porosité de puits MD-108	47
Figure.30	plot de saturation d'eau de puits MD-108	48
Figure.31	plot de perméabilité de puits MD-108	49

Figure.32	Plot des paramètres pétrophysiques de puits MD-108	50
Figure.33	plot de diagraphies enregistrées de puits OMJ-111	52
Figure.34	Plot des paramètres pétrophysiques de puits OMJ-111	53
Figure.35	Les diagraphies enregistrées de puits OMM-302-BIS	55
Figure.36	Plot des paramètres pétrophysiques de puits OMM-302-BIS	56
Figure.37	Les diagraphies enregistrées de puits OMO-633	58
Figure.38	Plot des paramètres pétrophysiques de puits OMO-633	59

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau</b>	<b>Titre de tableau</b>	<b>page</b>
<b>Tableau.01</b>	Les diagraphies enregistrées des puits	43
<b>Tableau.02</b>	Récapitulation des résultats de l'interprétation puits MD-108	60
<b>Tableau.03</b>	Récapitulation des résultats de l'interprétation puits OMJ-111	61
<b>Tableau.04</b>	Récapitulation des résultats de l'interprétation puits OMM-302	61
<b>Tableau.05</b>	Récapitulation des résultats de l'interprétation puits OMO-633	62



# LISTE D'ABRIVIATION

<b><math>\Phi</math>:</b>	La porosité.
<b><math>\Phi_t</math>:</b>	La porosité totale.
<b><math>\Phi_1</math>:</b>	La porosité primaire.
<b><math>\Phi_2</math>:</b>	La porosité secondaire.
<b>Q:</b>	Débit du fluide traversant la roche en cm <sup>3</sup> /s.
<b>S:</b>	Surface de passage du fluide en cm <sup>2</sup> .
<b><math>\mu</math>:</b>	Viscosité du fluide en centpoises (viscosité dynamique)
<b><math>\Delta P/\Delta</math>:</b>	Gradient de pression en bar/cm.
<b>k:</b>	Perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d).
<b>Rt :</b>	Résistivité de la roche dans la zone vierge en ohms.m.
<b>Rw :</b>	Résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m.
<b>m :</b>	Facteur de cimentation, varie généralement entre 1,3 et 2,2.
<b>a:</b>	Facteur qui dépend de la lithologie et varie entre 0,6 et 2.
<b>F :</b>	Facteur de formation.
<b>Rxo :</b>	Résistivité de la roche dans la zone lavée.
<b>Rmf :</b>	Résistivité du filtrat qui remplit les pores de la roche.
<b>Sxo :</b>	Saturation en filtrat et Sw.
<b>Shc :</b>	Saturation en hydrocarbures dans la zone vierge.
<b>Shr :</b>	Saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.
<b>GRLu :</b>	Gamma ray lu à partir du log.
<b>GRmin :</b>	Gamma ray en face des bancs propres (sable).
<b>GRmax :</b>	Gamma ray lu en face des argiles.
<b>Swir :</b>	Saturation irréductible de l'eau.
<b>Vsh :</b>	Volume d'argile.
<b><math>\Phi_e</math> :</b>	Porosité Effective.
<b>SW-AR :</b>	Saturation d'eau d'après formule d'archie
<b>Bvw :</b>	Bulk volume watter.
<b><math>\Phi_{N-D}</math> :</b>	Porosité notrone densité
<b><math>\Phi_{N-D\text{ eff}}</math> :</b>	Porosité neutrone densité effectife
<b>Pma :</b>	Densité de matrice
<b>Pf :</b>	Densité de fluide de filtrat

<b>Pb :</b>	Densité lue
<b>Ød :</b>	Porosité a partir log densité
<b>ΔTlue :</b>	Valeur de log sonic lue
<b>ΔTf :</b>	Valeur de temps parcouru dans le filtrat de boue
<b>ΔTma :</b>	Valeur de temps parcouru dans le matrice
<b>FDC:</b>	Formation Density Compensated
<b>LDT:</b>	Litho Density Tool
<b>CNL:</b>	Compensated Neutron Log
<b>CBL:</b>	Cement Bond Log
<b>Co<sup>60</sup> :</b>	L'élément de Copalte
<b>Cs<sup>137</sup> :</b>	L'élément de sicioum
<b>API;</b>	American Petroleum Institute
<b>KTH:</b>	Gamma ray sélective (k : Potassium / TH: Thorium)
<b>PHIT.S :</b>	Porosité total d'après log sonic compressionnel
<b>PHIT.SS :</b>	Porosité totale d'après log sonic shear
<b>PHIE :</b>	Porosité effective d'après log sonic compressionnel
<b>ZDEN, ZCOR, ZHOR :</b>	Log densité
<b>DDP :</b>	Différence de potentiel
<b>PS :</b>	Polarisation spontané
<b>DTCO, DTSO:</b>	Log sonic compressionnel
<b>DTSM, DTSQ:</b>	Log sonic shear
<b>CNC:</b>	Log neutron
<b>AT10, M2R1:</b>	Shallow résistivity
<b>AT20/ M2R2, AT30 /M2R3, AT60/M2R6 :</b>	Array résistivité (résistivité moyen ).
<b>AT90/M2R9:</b>	Deep resistivity

# INTRODUCTION GENERALE

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

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

Dans notre travail on se base sur les l'interprétation des paramètres petrophysique a l'aide de la plate forme Techlog qui est appropriée par Schlumberger qui permettant de faciliter la tâche de traitement et d'interprétation des paramètres pétrophysiques, il est utilisé par différentes compagnies pétrolières telles que : Sonatrach, Schlumberger, Baker, Atlas, Halliburton....

Il ya quatre puits d'étude (MD-108, OMJ-111, OMM-302, OMO-633) dans chaque puits on choisit deux drains D5 et D4 qui situé successivement dans le réservoir Cambro-ordovicien et le réservoir Cambrien.

Pour cette présente étude, dont le plan est détaillé de la manière suivante :

- ✚ Généralité sur le champ de Hassi Messaoud.
- ✚ Diagraphie et outil
- ✚ Analyse et discussion

# **CHAPITRE.I**

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

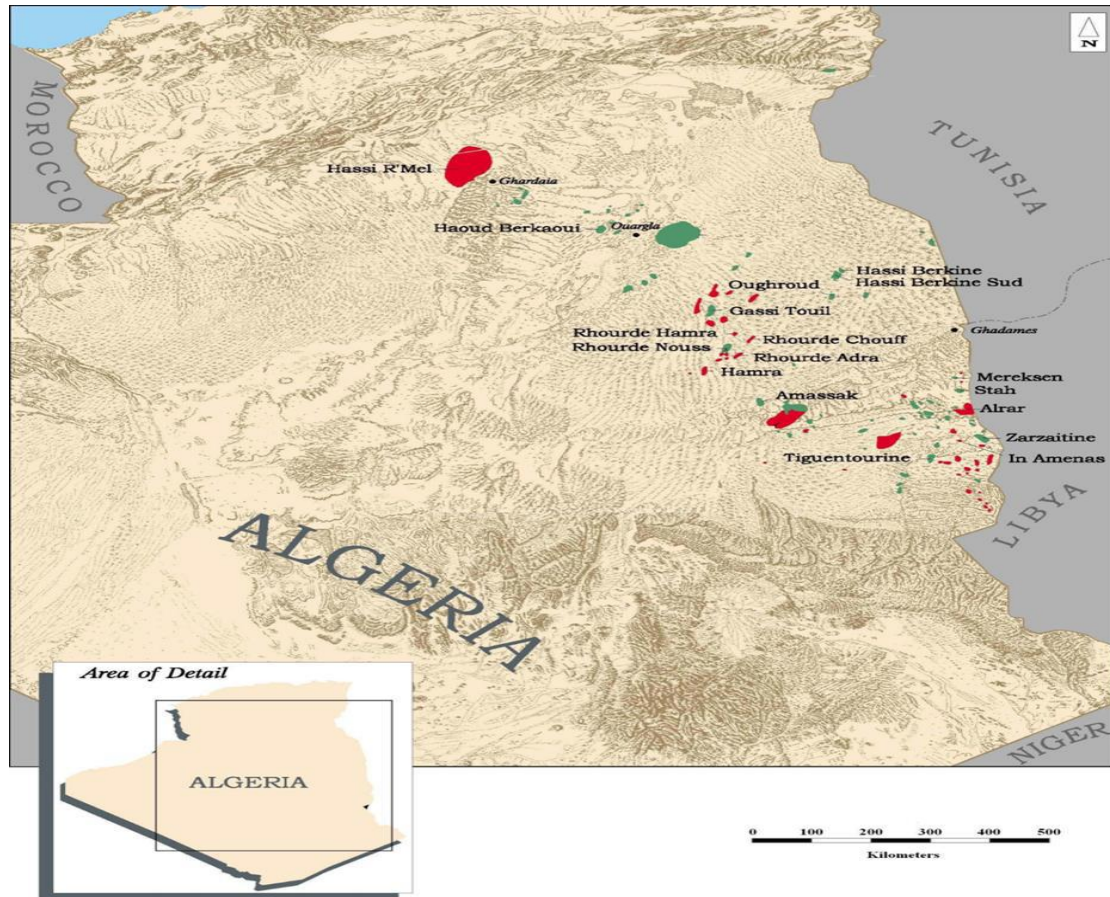
Le gisement de Hassid Messoud est le plus grand gisement d'hydrocarbure en Algérie et l'un des plus grands du monde en raison de sa richesse et de sa production des huiles légères. Il appartient à la province triasique, la plus grande et la plus riche en Algérie. Il se trouve sur la partie extrême Nord la zone haute El-Biod-Hassi-Messoud formée par une suite d'horsts et grabens limités par des failles allant dans une direction subméridienne. Après la découverte de ce champ géant, des efforts ont été multipliés à travers différentes études jusqu'à ce que cette province soit devenue la plus étudiée et la plus connue en Algérie. Le champ de Hassi Messoud apparaît comme un vaste dôme anticlinal avec une superficie de 4200 km<sup>2</sup>. Les dépôts du Cambrien constituent les réservoirs Ra, Ri, R2 et R3 de Hassi Messoud liés aux grès quartzitiques fissurés, érodés sous la discordance hercynienne et de couverture assurée par un épais dépôt du trias.

### **I.2.Situation géographique du champ Hassi Messoud :**

Le champ de Hassi Messoud se situe à 650 km Sud-Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde El Baguel et à 280 Km du gisement de gaz de Hassi R'Mel (**figure.01**). Il est limité au Nord par les structures Djemaa de Touggourt, au Sud par le horst d'Amguid, à l'Est par la dépression de Ghadamès et à l'Ouest par le bassin d'Oued Mya. Le champ de Hassi Messoud a une superficie de 4200 Km<sup>2</sup>. Sa localisation en coordonnées géographiques (Lambert) est la suivante :

X = 790.000 – 840.000 km Est.

Y = 110.000 – 150.000 km Nord [1].



**Figure.01 : Situation géographique de la région de Hassi Messoud  
(D'après Larousse 2004).**

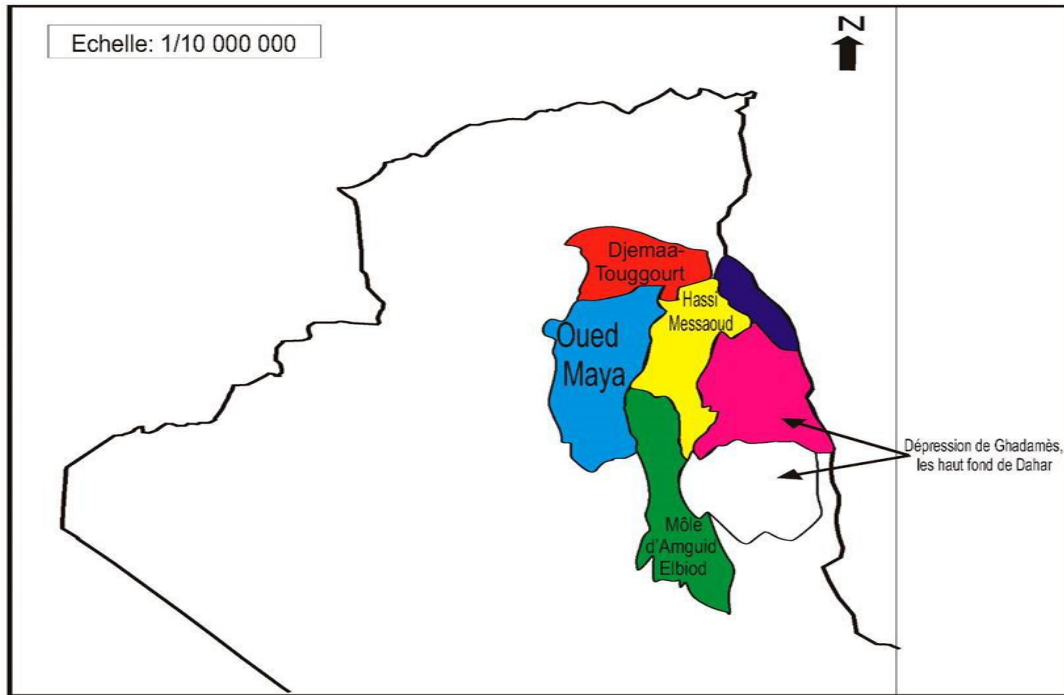
### I.3.Cadre géologique :

Le champ de Hassi Messoud occupe la partie centrale de la province triasique. Il est limité du point de vue structure géologique par les structures suivantes (**figure.02**) :

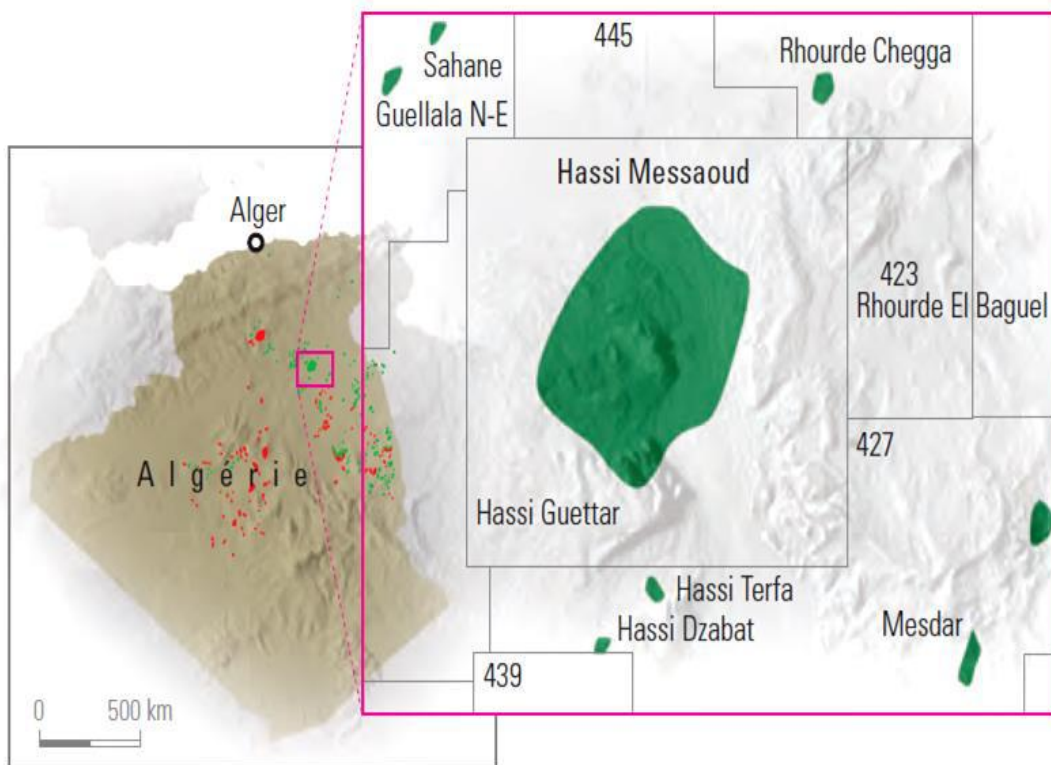
- A l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.
- Au Nord par la structure Djemmâa-Tougourt.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

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

- les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et HaoudBerkaoui), au Nord-Ouest.
- les gisements d'El Gassi, Zotti et Al Agreb, au Sud-Ouest
- les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar, au Sud-Est.[3]



**Figure.02 : situation géologique du champ de Hassi Messoud (Document Sonatrach).**



**Figure.03 : Le Contexte géologique de gisement du champ de Hassi Messoud (Document Sonatrach).**

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

Le 16 janvier 1956 la SN.REPAL a amorcé le premier forage MD1 implanté à la suite d'une campagne de sismique réfraction, non loin du puits chamelier de Hassi-Messoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a mis en évidence dans les grés du Cambrien à la profondeur 3338 m une importante accumulation d'huile.

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

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

#### **I.5. Stratigraphie du champ :**

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

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

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète (**Figure.04**). De la base au sommet on distingue :

##### **I.5.1. Socle :**

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

##### **I.5.2. Infracambrien :**

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

##### **I.5.3. Paléozoïque :**

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



**I.5.4. Cambrien :** Essentiellement constitue de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silts argileux, micacés. On y distingue quatre (04) lithozones Ra, Ri, R2 et R3.

- + **Lithozone R3 :** Son épaisseur moyenne est de 370 m. Il se compose de grés feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grés ferrugineux et d'argile silteuse.
- + **Lithozone R2 :** Son épaisseur moyenne est de 100 m, il se compose de grés moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.
- + **Lithozone Ra :** Son épaisseur moyenne est de 125m, il se compose de grés à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de 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 42m, il se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

**I.5.5. Ordovicien :** On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

- + **Zone des alternances :** Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs quartzites fins isométriques.
- + **Argile d'El-Gassi :** son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres. Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins, cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
- + **Grés d'EL Atchane:** son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres, cette formation est constituée de grés fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.
- + **Quartzites de Hamra :** son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres, ce sont des grés quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

**I.5.6. Mésozoïque :**

Il subdivise comme suite:

**I.5.6.1 Le Trias :** Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère laguno-marin, accompagnée par des coulées éruptives. Il est subdivisé en:

- + **Trias éruptif :** Son épaisseur varie entre 0 et 92 mètres, localement on rencontre des coulées éruptives interstratifiées avec des grès du Trias, ce qui semble indiquer la présence de plusieurs épanchements de coulées venant s'intercaler dans les faciès détritiques ces coulées ont souvent eu lieu dans les vallées hercyniennes.
  - + **Trias argilo-gréseux :** Son épaisseur moyenne est de 35 mètres, il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques :
    - Les grès supérieurs
    - Les grès inférieurs
  - + **Trias argileux :** Son épaisseur moyenne est de 113 mètres, il est constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses intercalés de banc de sel de couleur brunrouge.
  - + **Trias salifère :** Son épaisseur moyenne est de 340 mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitique.
- I.5.6.2 Le Jurassique :** Son épaisseur moyenne est 844 mètres, le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).
- + **Le Lias :** Son épaisseur moyenne est de 300 mètres, le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.
  - + **Le Dogger :** Son épaisseur moyenne est de 320 m, le Dogger subdivise en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.
  - + **Le Malm :** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres, il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

**I.5.6.3 Le Crétacé :** Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres, chapitre I Généralités sur le champ de Hassi Messaoud Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- ✚ **Le Néocomien :** Son épaisseur est de 185 mètres, il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.
- ✚ **Le Barrémien :** Son épaisseur moyenne est de 277 mètres, il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.
- ✚ **L'Aptien :** Son épaisseur est de 25 mètres, il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux .La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique.
- ✚ **L'Albien :** Son épaisseur moyenne est de 350 mètres, constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.
- ✚ **Le Cénomaniens :** Son épaisseur moyenne est de 148 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, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.
- ✚ **Le Sénonien :** Son épaisseur moyenne est de 230 mètres, a base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

**I.5.7. 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.[1]

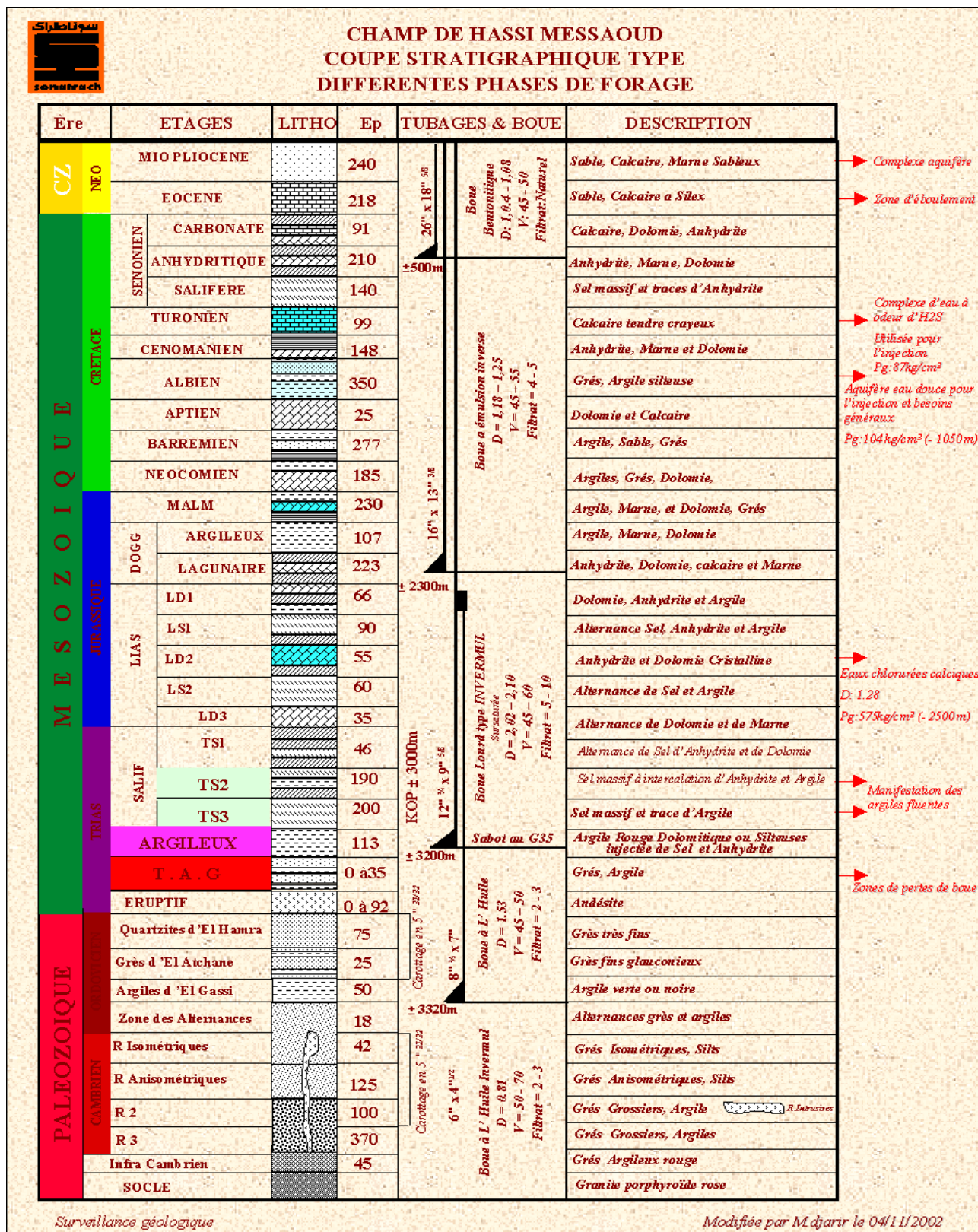
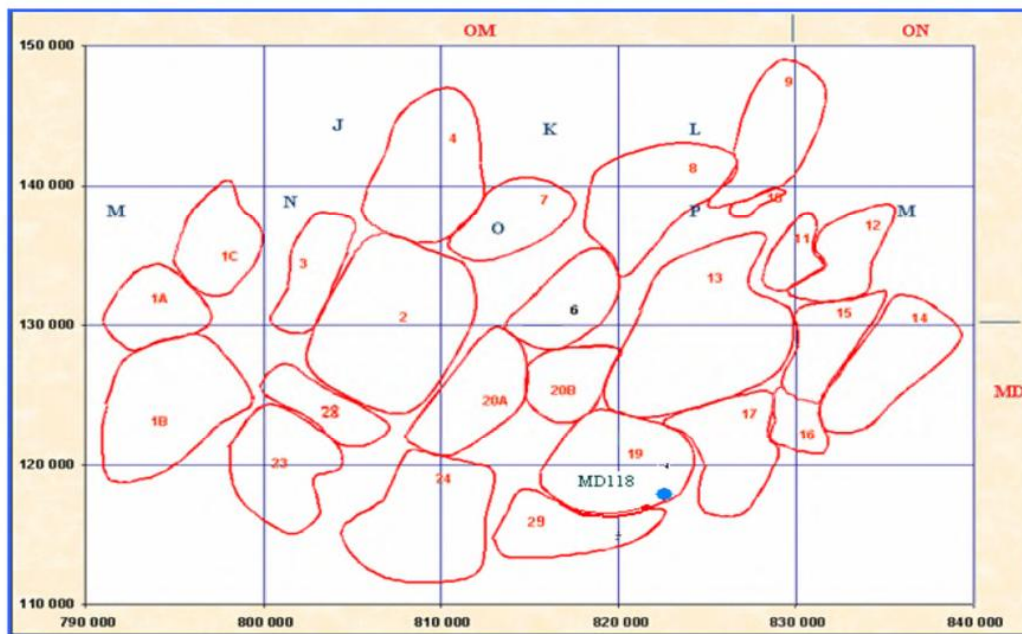


Figure.04 : Log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messoud (D'après SCHLUMBERGER-SH 2007).

### I.6.Zonation du champ et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le champ de HMD en 25 zones dites de production (**Figure.05**), d'extension variables. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établi. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.



**Figure.05 : Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH].**

### I.7. Cadre structural (Tectonique du champ) :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale Nord.Est-Sud.Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- ❖ Les failles de direction subméridiennes Nord.Nord.Est-Sud.Sud.Ouest ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction Ouest.Ouest.Nord-Est.Est.Sud ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- ❖ Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir. La présence d'une faille majeure Nord Est-Sud Ouest, certainement héritée du socle qui divise le champ en deux compartiments principaux : occidental et oriental, le compartiment occidental est affecté par quelques failles de direction Nord Est-Sud

Ouest à Nord-Sud, mais il est surtout recoupé par des accidents transverses Nord Ouest-Sud Est, et le compartiment oriental, structuralement plus bas et plus complexe, partiellement recoupé par des profonds grabens semblant. Le flanc Est est effondré par un système de failles subméridiennes avec un relais Nord Est-Sud Ouest(Figure.06).


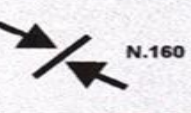



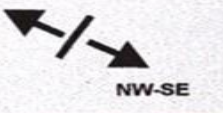


ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60	
	PALEOGENE EOCENE	TERTIAIRE ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE  (ALPIN PRECOCE)	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90	
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW	
	DEVONIEN	Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inferieur			
	SILURIEN	PHASE CALEDONNIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
	ORDOVICIEN				
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINE TARDIVE			 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)

Figure.06 : les principaux évènements tectoniques affectant la plate -forme saharienne (d'après BOUDJAMA et BEICIP, modifié par B KADI 1992).

## I.8. Aspect pétrolier :

### I.8.1. Roche mère (origine des hydrocarbures) :

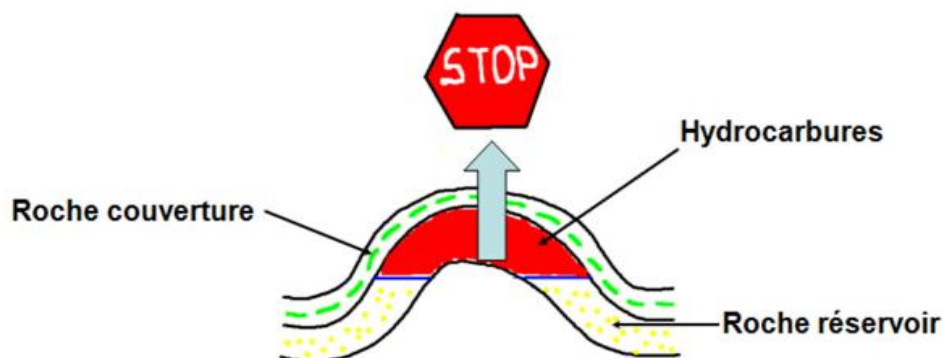
D'après les études de la S.N.REPAL du champ de HMD, il existe deux hypothèses possibles sur l'origine des hydrocarbures (roche mère) :

- ❖ Les argiles de l'Ordovicien (argiles d'El Gassi)
- ❖ Les argiles du Silurien

Les argiles d'El Gassi sont des argiles noires et organiques. Elles seraient à l'origine d'une grande contribution à l'accumulation des hydrocarbures de HMD. Cette formation de 38m à 50 m d'épaisseur est détectée dans les puits au-delà de la limite actuelle du champ ainsi que dans les grabens de la structure de HMD. Par contre les argiles du Silurien sont présentes sur les rebords du champ (à 20 km à l'Ouest, et à 100 km à l'Est).[1]

### I.8.2. Roche de couverture :

Leur rôle est de couvrir les roches réservoirs afin d'empêcher la dysmigration des hydrocarbures vers la surface. Elles doivent être plastiques et imperméables (argiles, évaporites) (**figure.07**) La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âge Triasique ou Jurassique. Pour les réservoirs cambriens, leur couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Donc les séries argilo-gréseuses du Lias et du Trias, et à un degré moindre la série inférieure (roches éruptives) du Trias, assurent l'étanchéité pour le quartzite de Hamra ; tandis que la série des argiles d'El Gassi et les intrusions intercalées forment une couverture remarquable à l'ensemble des réservoirs cambriens. [1]



**Figure.07 : accumulation des hydrocarbures**

**I.8.3. Pièges :**

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations des hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler. Il existe trois types de pièges :

**I.8.3.1. Pièges structuraux :**

Ces pièges sont le résultat de mouvement tectonique tel que les anticlinaux ou pièges par failles. (figure.08)

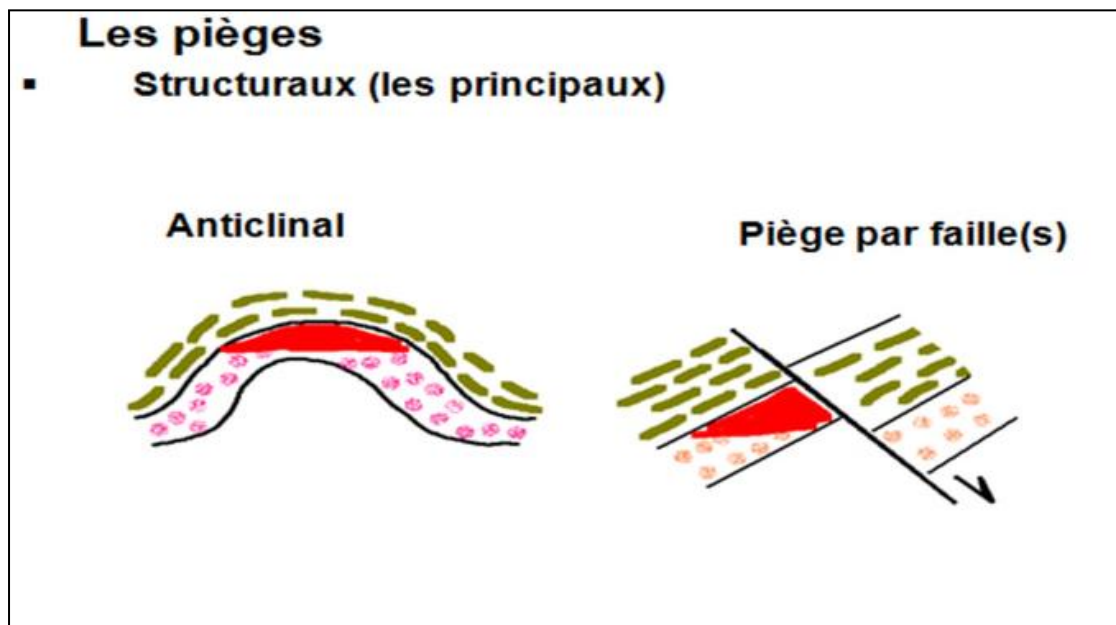


Figure.08 : les principaux pièges structuraux

**I.8.3.2. 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 et les biseaux. (figure.09)



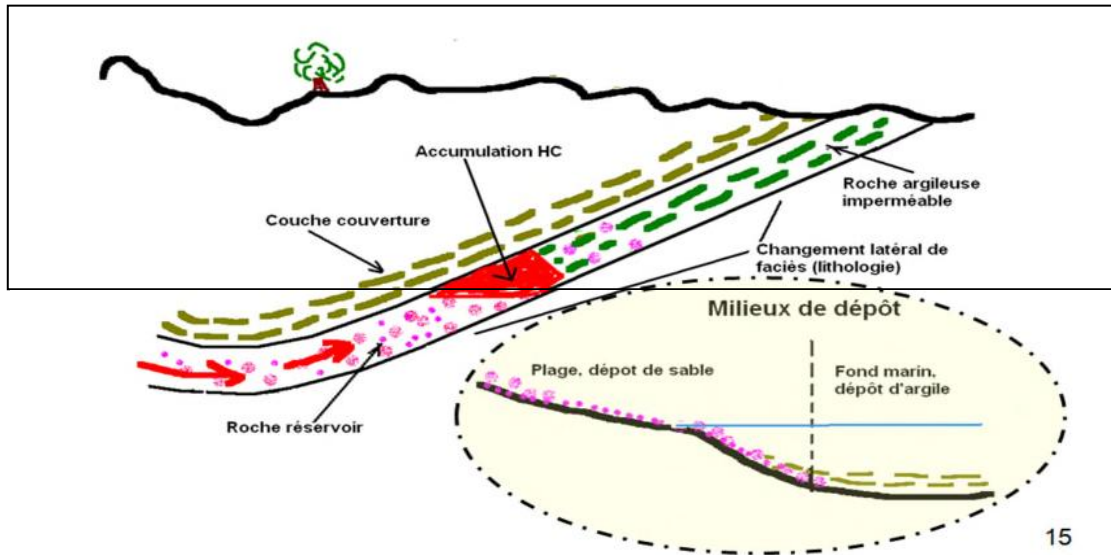


Figure.09 : pièges stratigraphiques.

I.8.3.3 Pièges mixtes :

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple les pièges contre failles. Au niveau du bassin d'Oued Mya et le Nord- Est de Hassi Messoud, les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural. (figure.10)

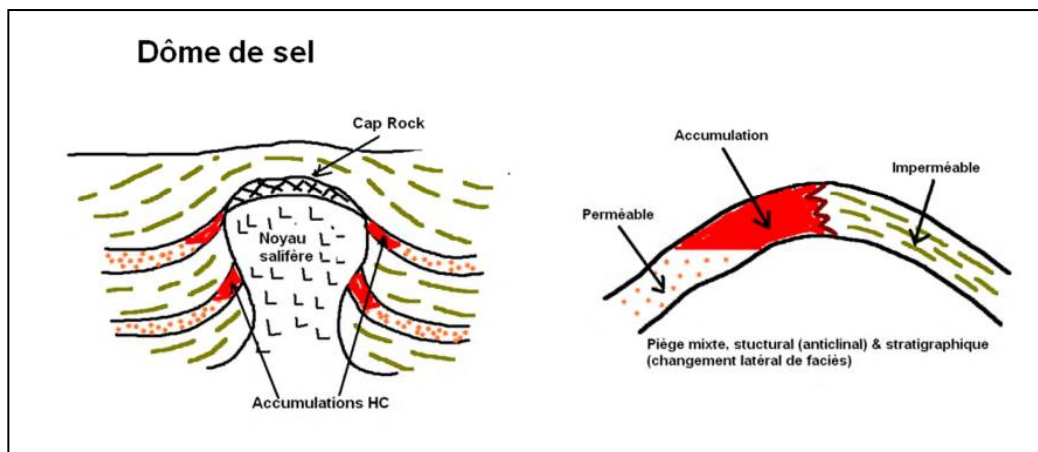


Figure.10 : pièges mixtes.

**I.9. Conclusion :**

Le champ de HMD est caractérisé par sa grande capacité du réservoir et sa production élevée, et contribue à plus de 50 % de la production algérienne, néanmoins il présente une grande complexité géologique, et une hétérogénéité des réservoirs entraînant une variabilité de la production sur l'étendue du champ.

# **CHAPITRE.II**

### II.1. Introduction :

La pétrophysique au sens de l'industrie pétrolière et gazière, est la caractérisation et l'interaction des propriétés de roches et de fluide de réservoirs et non-réservoirs :

- ✚ Déterminer la nature d'un réseau interconnecté d'espaces poreux (porosité).
- ✚ La distribution du pétrole, d'eau et du gaz dans les espaces interstitiels (saturation de l'eau).
- ✚ Le potentiel de circulation des fluides à travers le réseau (perméabilité).
- ✚ Délimitation les bancs imperméables (argilosité).
- ✚ Pour déterminer le volume d'hydrocarbures en place, il est nécessaire de connaître la porosité, les saturations et la hauteur imprégnée. Les diagraphies différées vont permettre d'obtenir ces informations. Elles permettent également de mettre en évidence les zones à pression de pore anormales.

### II.2. Les paramètre pétrophysiques du réservoir :

Pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, la qualité de réservoir des niveaux productifs doit être déterminée, en se basant sur des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, épaisseur utile, saturation...), mesurés à partir des échantillons (plugs) prélevés des carottes par l'application des différentes techniques de diagraphie. Pour rappel quelques définitions sont à prendre en considération : la porosité, la perméabilité ainsi que la saturation et l'argilosité. [4]

#### II.2.1. La porosité :

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

$$\Phi = 1 - \frac{\text{volume solide}}{\text{volume totale}} = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume totale}}$$

La porosité totale englobe :

- ✚ D'une part, la porosité intergranulaire ou inter-cristalline constituant la porosité primaire  $\Phi_1$ , qui dépend de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement,
- ✚ D'autre part, la porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fissure et de fracture, acquise mécaniquement, constituant la porosité secondaire  $\Phi_2$  que l'on rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques (calcaires).

La porosité totale est donné par :  $\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2$

La porosité connectée représente le pourcentage de pores reliés entre eux. Elle peut être très inférieure à la porosité totale.

La porosité effective (ou utile) est la porosité accessible aux fluides libres. Elle est en générale inférieure de 20 à 25 % à la porosité totale. Ce pourcentage est d'autant plus élevé que la granulométrie de la roche est plus fine, ce qui accentue l'action des phénomènes capillaires, la porosité d'une roche est dite faible si elle est inférieure à 5 %, médiocre de 5 à 10 %, moyenne de 10 à 20 %, bonne de 20 à 30 % et excellente si supérieure à 30 %. Seule la porosité effective est intéressante pour déterminer le volume d'hydrocarbures "récupérable".[4]

La porosité est influencée par la taille des grains, leur arrangement, leurs formes, le ciment et la compaction. Il existe deux méthodes de mesure :

➤ **Méthode directe :**

Les mesure de porosité par cette méthode se font au laboratoire sur des échantillons extraits. La méthode consiste à mesurer le volume du solide  $V_s$  qui est obtenu par la poussée d'Archimède dans le xylène après saturation des échantillons par ce liquide. Ce volume du solide (total) est obtenu en calculant le poids spécifiques exercés par la phase solide. La porosité sera donnée par la formule suivante

$$\Phi = (V_t - V_s / V_t) = 1 - (V_s / V_t) = V_v / V_t (\%)$$

$V_v$ : volume des vides en  $\text{cm}^3$

$V_s$  : volume solide en  $\text{cm}^3$

$V_t$ : volume total de l'échantillon en  $\text{cm}^3$

➤ **Méthode indirecte :**

Les mesures de porosité par cette méthode se font grâce aux diagraphies électriques et nucléaires.

- Neutron C.N.L (compensated neutron log)
- F.D.C (formation density compensated)
- Macro et micro résistivité (par la loi **d'archie**)
- Log sonic [5]

## II .2.2. La perméabilité :

Un milieu poreux permet l'écoulement des fluides si les pores sont reliés entre eux et si les pertes de charge ne sont pas trop élevées. La perméabilité représente la facilité avec laquelle

un fluide de viscosité donnée traverse une formation ; elle est définie par la loi de Darcy qui est une loi de pertes de charge :

$$Q = K \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

**Q** : débit du fluide traversant la roche en cm<sup>3</sup>/s,

**S** : surface de passage du fluide en cm<sup>2</sup>,

**μ** : viscosité du fluide en centipoises (viscosité dynamique),

$\frac{\Delta P}{\Delta L}$  : Gradient de pression en bar/cm,

**K** : perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d).

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

Lorsque plusieurs fluides sont présents dans une roche, on définit la perméabilité **effective** de chacun des fluides. Elle est toujours inférieure à la perméabilité absolue. Elle exprime la propriété d'une roche à être traversée par un fluide en présence d'autres fluides. Elle dépend de la roche et de la saturation des différents fluides.

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

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

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

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

La perméabilité peut être estimée par :

Le **Draw down** ou le **Buildup** enregistré pendant le pré-test lors d'une prise de mesure de pression (sondes : MDT, RDT, RCI).

A partir de la **porosité effective** et de la saturation en eau irréductible ou initiale en utilisant une formule empirique.

A partir des mesures de résonance **Magnétique Nucléaire**. [6]

**II. 2.3.Saturation en fluides :**

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores.

Par exemple, la saturation en eau  $S_w$  est :

$$S_w = \frac{\text{volume d'eau}}{\text{volume des pores}}$$

La somme des saturations est égale à 1.

Dans la quasi totalité des réservoirs d'hydrocarbures, il existe une certaine quantité d'eau qui mouille la paroi des pores dite eau irréductible. Le pourcentage de cette eau dépend de la dimension des pores de la roche. La valeur moyenne est de l'ordre de 20 %. Dans le volume de pores  $V_p$  se trouvent un volume  $V_w$  d'eau, un volume  $V_o$  d'huile et un volume  $V_g$  de gaz ( $V_w + V_o + V_g = V_p$ ).

Les saturations en huile, eau et gaz exprimés en pourcents sont :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

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

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou au moins une approche satisfaisante. [6]

**II.2.4. Argilosité  $V_{sh}$  (volume d'argile) :**

La présence d'argile dans un banc réservoir diminue l'amplitude de la déflexion (P.S). Le log (P.S) enregistré dans une série de sables et d'argiles, L'atténuation est une fonction linéaire du pourcentage d'argile dispersée dans la roche (Chapellier 1998) Le volume d'argile au point X se calcule de la façon suivante :

$$V_{sh} = \frac{P.S.S - P.S.X}{P.S.S}$$

**$V_{sh}$**  : Volume d'argile exprimé en pourcent (%).

**P.S.S.** : Valeur maximum de la déflexion P.S. dans l'intervalle considéré, valeur qui correspond à la ligne de base des sables.

**P.S.X** : Valeur de la déflexion P.S. à la profondeur choisie.

### II.3. Diagraphie différée:

#### II.3.1.Définition :

La diagraphie différée est l'enregistrement des paramètres physiques des formations traversées par le forage ou des fluides qui renferment, des outils, ou sondes, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer ( **figure.11**).

Pour autant que l'on sache relier les paramètres mesurés et leurs variations aux propriétés physiques et/ou chimiques des formations géologiques et des fluides contenus dans ces formations, on dispose d'un instrument sans égal pour étudier les roches et leur contenu éventuel.

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès géophysique " qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies.

Le "faciès géophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec les mêmes outils, dans le même trou. Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique.

Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques. Les diagraphies sont exécutées par des sociétés de service ; En Algérie: Schlumberger, Halliburton, Hesp, Western Atlas. Baker... etc.

#### II.3.2.But de diagraphie :

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



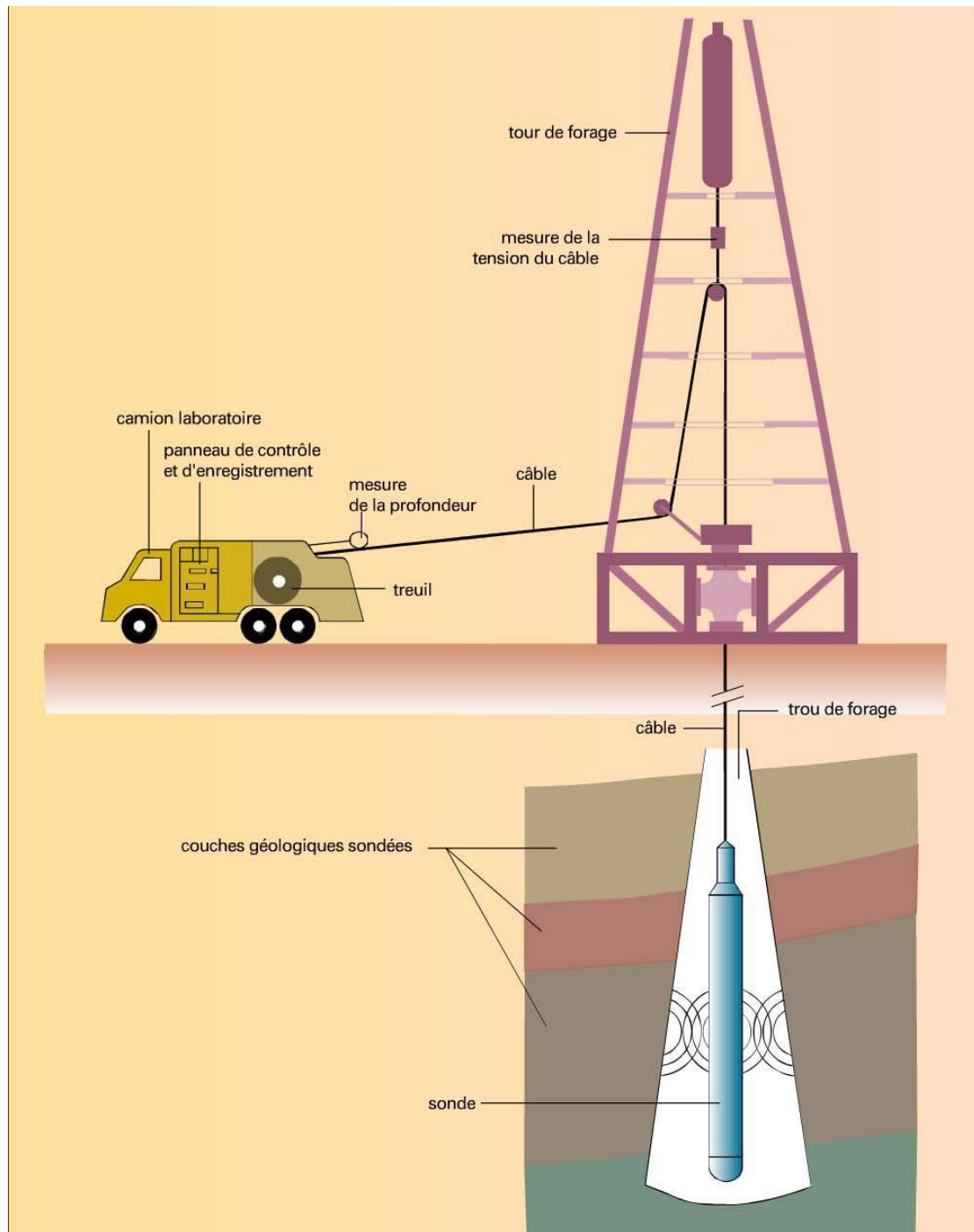


Figure.11: schéma représente l'appareil d'opération des diagraphies

### II.3.3. LES MOYENS TECHNIQUES D'ENREGISTREMENT :

L'ensemble des équipements utilisés pour l'enregistrement des diagraphies comprend :(figure.12)

- ❖ **UN TREUIL** : volumineux et puissant sur le tambour duquel sont enroulés plusieurs milliers de mètres de câble. Le câble est un organe essentiel dont le rôle est à la fois

mécanique et électrique. Fixé à une extrémité du tambour, il se termine à l'autre extrémité par un raccord rapide qui permet la connexion mécanique et électrique avec l'outil descendu dans le trou de forage. Le câble assure la transmission, vers l'outil, de l'énergie électrique assurant son fonctionnement, et permet le retour en surface des signaux émis par l'outil. C'est le défilement du câble qui permet la mesure des profondeurs. La mesure des profondeurs est une mesure imparfaite ; le câble, en effet est soumis à des efforts considérables, il peut s'allonger sous l'effet de son poids ou par vieillissement, certains outils collent à la paroi du trou, il peut aussi y avoir des dépôts de boue sur le câble ou sur la molette. Une première chose à faire avant toute interprétation est de recalibrer les diagraphies entre elles.

- ❖ **LES CIRCUITS DE CONTROLE ET DE COMMANDE** : des appareils de mesure, ainsi que les équipements de traitement de l'information. Ils sont réunis dans des "panels" que l'on met en place dans des supports adaptés en fonction des outils utilisés.
- ❖ **LES OUTILS** : ce sont les appareils que l'on descend dans le trou de forage, à l'extrémité du câble. Cela peut aller de la simple électrode aux outils à plusieurs patins et aux outils de diagraphies de production en prospection pétrolière.
- ❖ **UN SYSTEME D'ENREGISTREMENT** : L'avancement du film ou du papier est synchrone du déroulement du câble et l'enregistrement se fait en fonction de la profondeur. De plus en plus un enregistreur digital remplace les dispositifs analogiques.

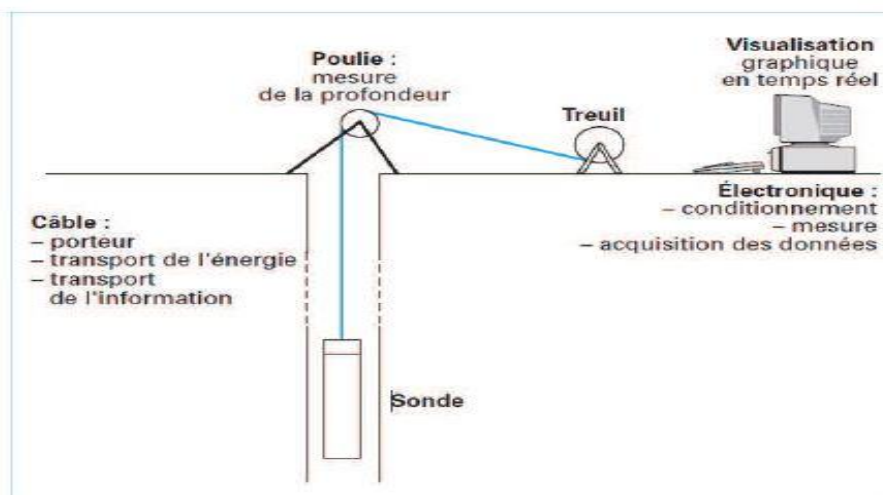


figure.12 : Schéma général d'un matériel de diagraphie [7]

II 3.4. Classification des diagraphies différenciées :

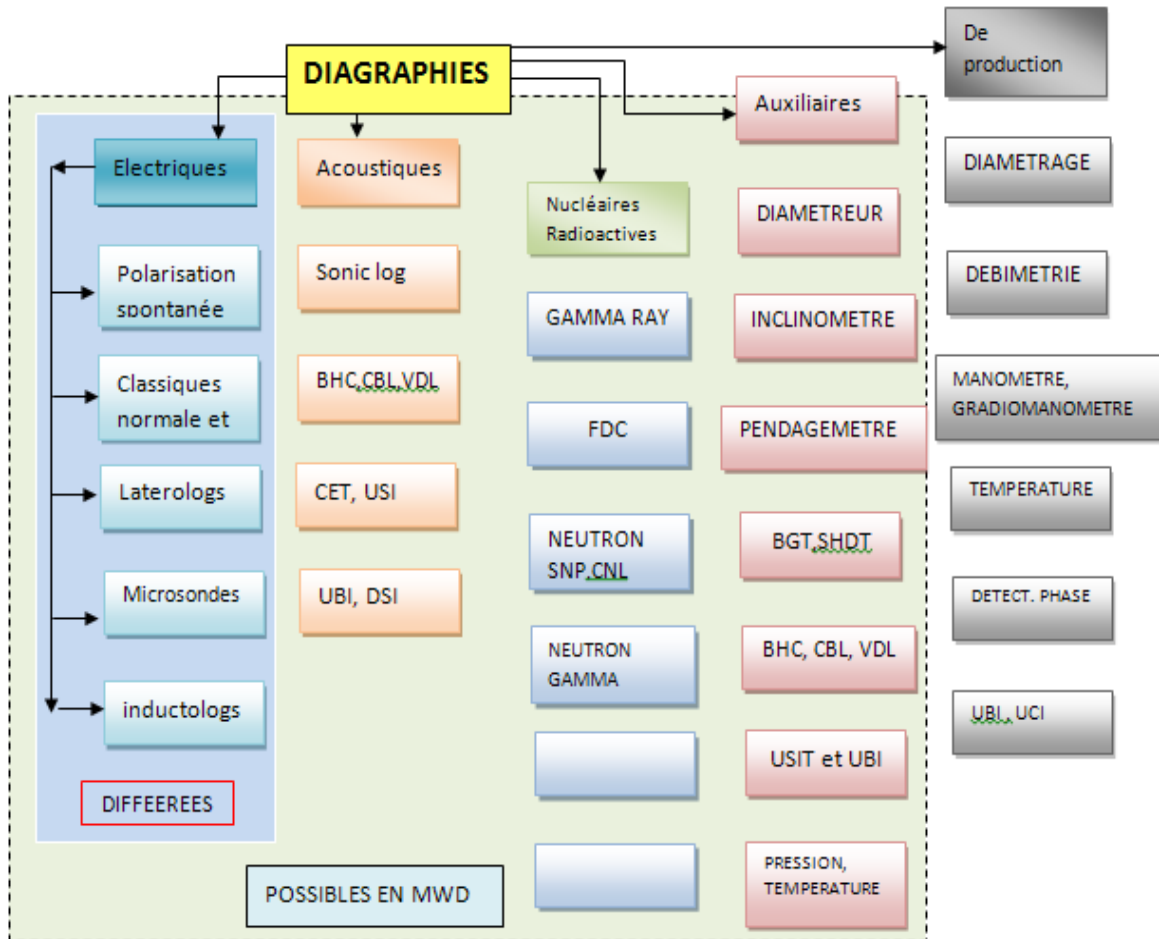


Figure.13 : Organigramme représente la classification des diagraphies différenciées

II.3.5. Les différentes diagraphies enregistrées:

Dans notre étude, on a enregistré les diagraphies suivantes :

II.3.5.1. Diagraphie électrique (résistivité) :

II.3.5.1.1. Définition :

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

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

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

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

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

### II.3.5.1.2. Application :

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

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

- **De la qualité de l'électrolyte**, c'est à dire de la résistivité du fluide d'imbibition **Rw**.
- par conséquent, de la quantité de sels dissous,
- **De la quantité d'électrolyte** contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est-à-dire de la porosité !,
- **Du mode de distribution de l'électrolyte**.

### II.3.5.2. Digraphies de rayonnement Gamma:

#### II.3.5.2.1. Définition :

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, (**figure.14**) les rayons gamma naturelle émis par les formations traversés par le forage son symbole est le **GR** est son unité est l'**API**.

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

Toutes les roches peuvent à priori être radioactives du fait de la dissémination très générale de ces éléments, cependant leur fixation préférentielle sur les sédiments fins fait que ceux-ci sont généralement plus radioactifs que les sédiments grossiers. D'autre part les argiles se montrent le plus souvent fortement radioactives cette particularité peut avoir des causes très diverses :

- ❖ Il s'agit d'argiles potassiques.
- ❖ Les argiles ne sont pas potassiques mais elles s'accompagnent de nombreux minéraux accessoires à potassium, uranium et thorium.
- ❖ Les argiles, à l'origine non radioactive, ont adsorbé des cations comportant uranium et thorium. Ce cas est fréquent.

De plus certains types lithologiques sont naturellement radioactifs : niveaux de sels potassiques, grès micacés de mer du nord etc.

En fait les principales roches réservoirs peuvent être classées selon leur degré de radioactivité

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.

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

$$\text{Vsh (\%)} = (\text{GR lu} - \text{GR min}) / (\text{GR max} - \text{GR min}).$$

**GR lu:** Gamma ray lu à partir du log

**GR min:** Gamma ray en face des bancs propres (sable)

**GR max:** Gamma ray lu en face des argiles.

#### **II.3.5.2.1.Application :**

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

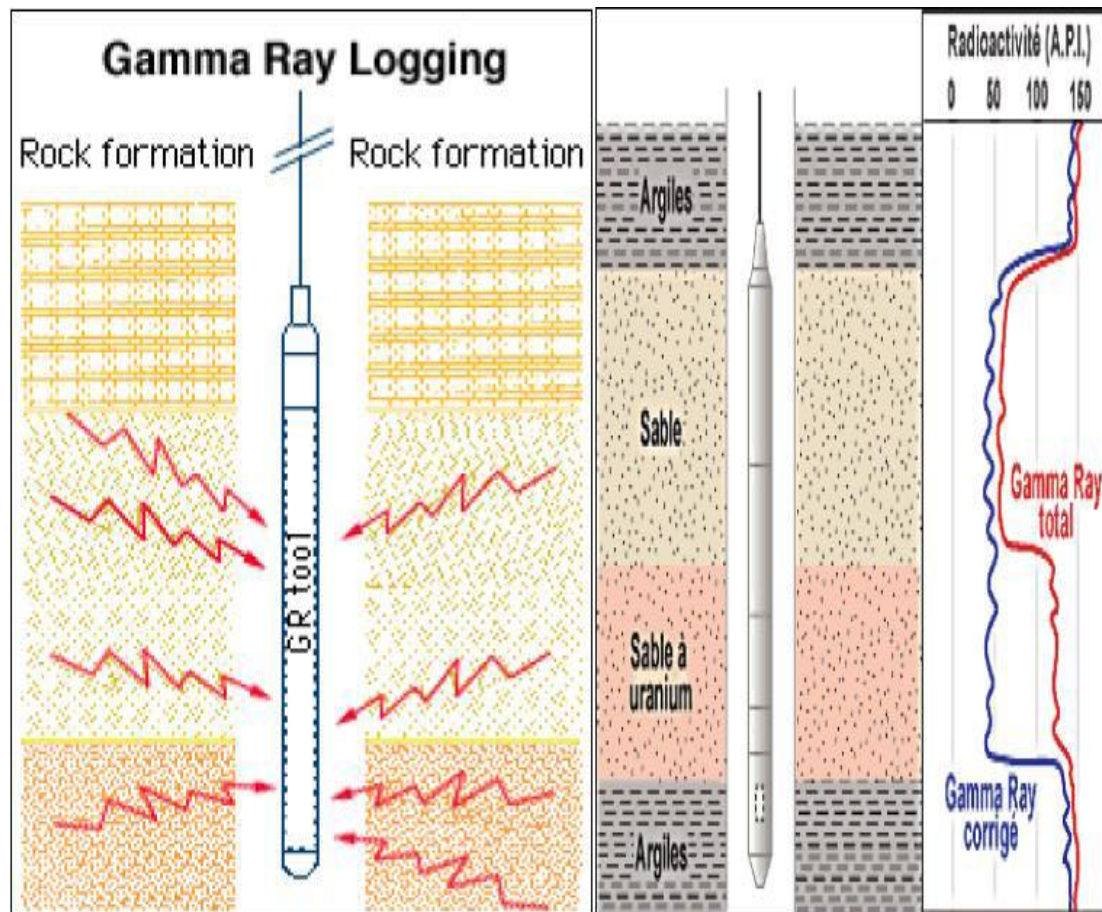


Figure.14 : Schémas de principe de la sonde gamma ray.

### II.3.5.3. Digraphies neutron (indice d'hydrogène966) :

#### II.3.5.3.1. Définition :

A l'aide de source appropriée on soumet les formations a un bombardement intense des neutrons rapides (**figure.15**), 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 l'indice d'Hydrogène 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 a l'eau ou aux l'hydrocarbure (donc a la porosité et a la saturation), soit a la composition moléculaire de la roche, mais aussi à un moindre degré, des autres atomes entrant dans la composition de la roche soit par suite de leur pouvoir ralentisseur, soit par leur pouvoir absorbant.

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

### II.3.5.3.2. Application :

- L'évaluation de la porosité des roches de réservoir.
- Combine avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.

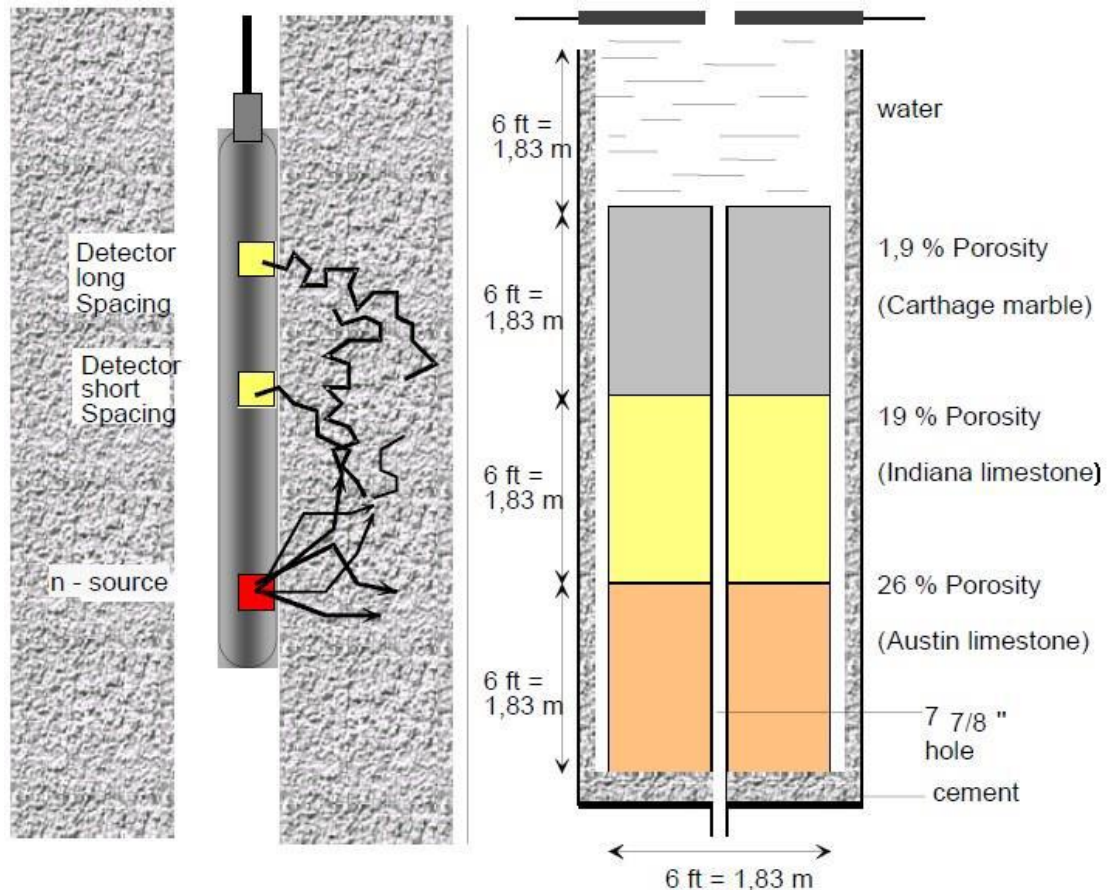


Figure.15 : Schémas représente le principe de la sonde neutron.

### II.3.5.4. Diagraphie gamma-gamma (de densité) :

#### II.3.5.4.1. Definition :

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

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

- ❖ L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieure à 0,1 MeV.
- ❖ L'effet Compton si l'énergie des photons est entre 0,1 à 1MeV.

- ❖ L'effet de production de paire si l'énergie des photons est supérieur a 1,01 MeV.(figure.16).

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

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

Les différents outils de diagraphie densité enregistrés sont **FDC**, **LDT**. [7]

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

#### II.3.5.4.2. APPLICATION :

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



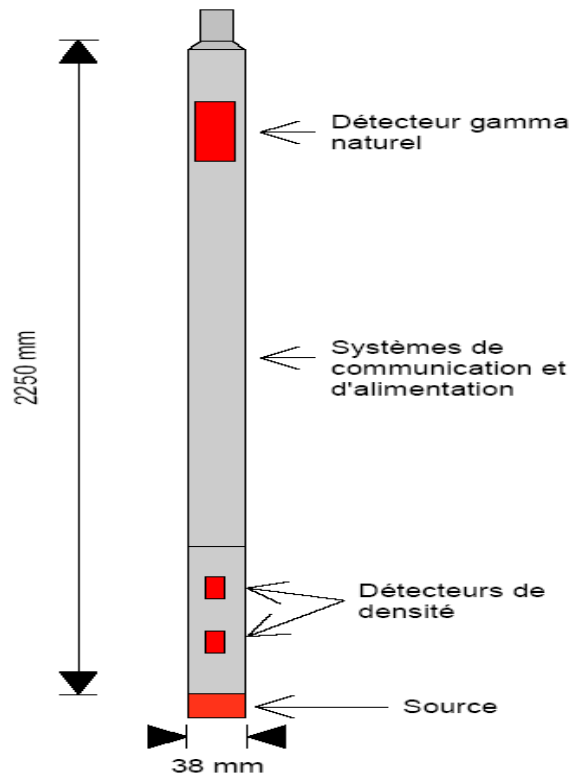


Figure.16 : Schéma de l'outil de densité.

### II.3.5.5. Diagraphie acoustique (sonique) :

#### II.3.5.5.1. Définition :

Le sonique mesure le temps que met une onde acoustique de fréquence comprise entre 20 et 40 kHz pour traverser un pied de formation. La vitesse de propagation des ondes varie suivant la densité et la nature lithologique de la formation traversée.

Elle sera importante dans les solides et faible dans les fluides.

Le sonique est perturbé par la présence de caves.

Dans la pratique, le sonique log mesure le temps de transit  $\Delta T$  entre deux récepteurs, d'onde longitudinales envoyées dans la formation.

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours, les effets de cave et le décentrement de l'outil.

Le temps de transit  $\Delta T$  entre les deux récepteurs se mesure en  $\mu$ secondes par pied,  $\mu$ s/pied.

Le  $\Delta T$  est enregistré en échelle linéaire [6].

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

$\Phi$  = valeur de la porosité secondaire.

$\Delta t$  = lecture du sonic

$\Delta t_{ma}$  = temps de transit dans la matrice

$\Delta t_f$  = temps de transit dans le fluide.

### II.3.5.5.2. Application :

- Evaluer la porosité.
- Mettre en évidence les formations à pressions anormales (cas des argiles sous compactées).
- Identifier la lithologie.
- Faire des corrélations.
- Identifier les roches mères en se servant des informations fournies par le Gamma Rayet par les logs de résistivité.
- Aider l'interprétation des profils sismiques (calcul des vitesses d'intervalle, détermination des impédances acoustiques, etc.). Il permet de faire des calages en profondeur.
- Evaluer la qualité du ciment (CBL) entre le cuvelage et la formation.

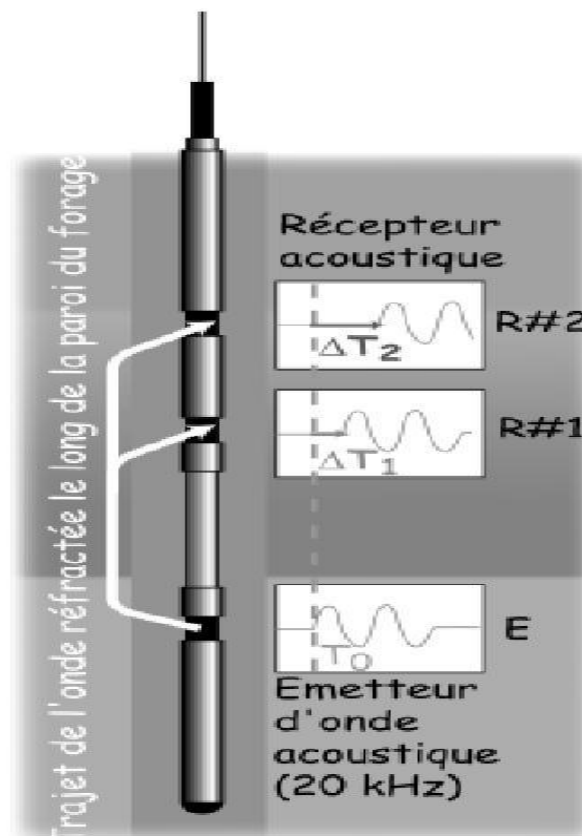


Figure.17 : Schéma Principe de fonctionnement de la sonde sonore.

**II.3.5.7. Caliper :**

Les dispositifs caliper (Figure.18), font une partie intégrante de la plupart des outils de diagraphie standard, car la mesure de l'axe de forage est un paramètre extrêmement utile pour la correction de l'environnement, l'interprétation quantitative et le calcul du volume de ciment.

Si le trou est circulaire et uniforme, tout les calipers lisent la même valeur. Dans un trou elliptique, le caliper a un seul bras généralement aligné avec l'axe long, et les trois bras du caliper indique un diamètre plus grand que le petit axe, mais inférieure à l'axe long.

**II.3.5.7.1. Application :**

- Mesure du diamètre du trou pour l'estimation du volume de ciment nécessaire.
- Reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- Localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- Correction des mesures de différentes diagraphies de l'effet du trou ou du mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- Donne une approche de la lithologie.

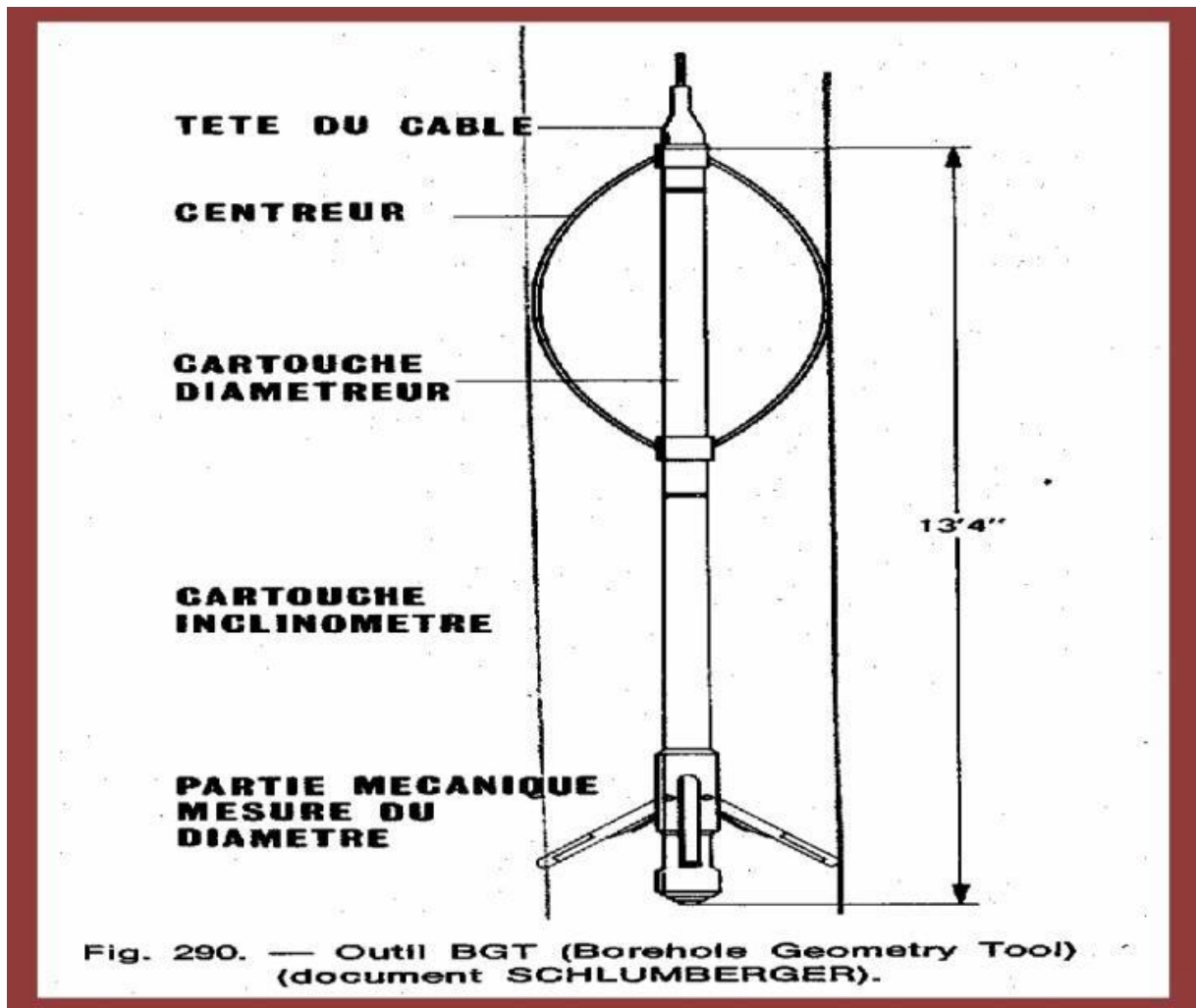


Figure.18. Schéma représente l'outil de mesure de caliper

## II.4.Généralité sur le plate forme Techlog

### II.4.1.Définition :

Le logiciel Techlog a été développé à Montpellier (Sud de la France) par la société Techsia. qui a été créée en 2000. La première version de Techlog a été commercialisée en 2002. Techlog a été développé pour avoir une interface moderne et familière permettant une visualisation et une interaction faciles de toutes les données, avec un flux de travail préétabli qui permet aux utilisateurs moins expérimentés de suivre, Techsia a rendu l'interprétation multi-puits plus accessible à tous les experts techniques. En 2009, Schlumberger a acquis Techsia et la plate-forme Techlog et assure actuellement le support et la commercialisation de Techlog. Techlog offre de nouvelles fonctionnalités dans chaque nouvelle version, non seulement dans l'interprétation pétrophysique et géologique, mais aussi dans l'interprétation géomécanique, l'incertitude et les liens avec la plate-forme standard de l'industrie comme

Petrel. Techlog dispose également du nouveau module acoustique qui ajoutera beaucoup plus de fonctionnalités à l'application.

Techlog est une plate-forme logicielle basée sur Windows, propriété de Schlumberger, destinée à agréger toutes les informations relatives aux puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter n'importe quel log et données de base. Il répond au besoin d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous les flux d'intégration de données et d'interprétation, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En regroupant l'ensemble du flux de travail sur une seule plate-forme, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la durée de vie du puits de forage.

#### **II.4.2. Les différentes sections de logiciel Techlog :**

L'logiciel Techlog contient beaucoup des sections, parmi ces sections :  
Pétrophysique, mécanique, géomécanique, drilling, réservoir.

Dans notre étude on base sur le section de pétrophysique :

La plate-forme Techlog nous permet d'effectuer des interprétations basiques et avancées sur tous les types de données de puits de forage, y compris les logs, les carottes, les images, les photos et les sections fines. Nous pouvons concevoir notre propre flux de travail pétrophysique pour générer des interprétations rapides significatives basées sur l'expertise locale et l'application des méthodes standard de l'industrie pour la lithologie, la porosité, la saturation et la perméabilité.

#### **I.4.3. Chargement des données :**

Les diagraphies (logs) de puits ont été utilisées dans l'exploration et le développement de puits dans le cadre de forage pratique, pour fournir plus d'informations et une plus grande précision de l'estimation des réserves.

Les diagraphies sont utilisées pour identifier la profondeur et l'épaisseur de zone de production et pour distinguer le contact huile-eau-gaz.

Les données brutes disponibles sont les fichiers « .las ». LAS signifie Log ASCII Standard, qui est un format de fichier commun dans l'industrie pétrolière et gazière pour stocker des informations de diagraphie (log) de forage.

Les fichiers ".las" disponibles contiennent les diagraphies de puits. Analyse de certains de ces diagraphies pour obtenir la lithologie du réservoir ainsi que certaines propriétés pétrophysiques.

Tous les formats de données courants - provenant de divers outils, fournisseurs et millésimes de données sont facilement chargés via une puissante interface glisser-déposer

dans la plate-forme Techlog. Nous pouvons ensuite créer rapidement une vue d'ensemble pour visualiser, valider et corriger les données pour les effets environnementaux et les effets du bruit du signal.

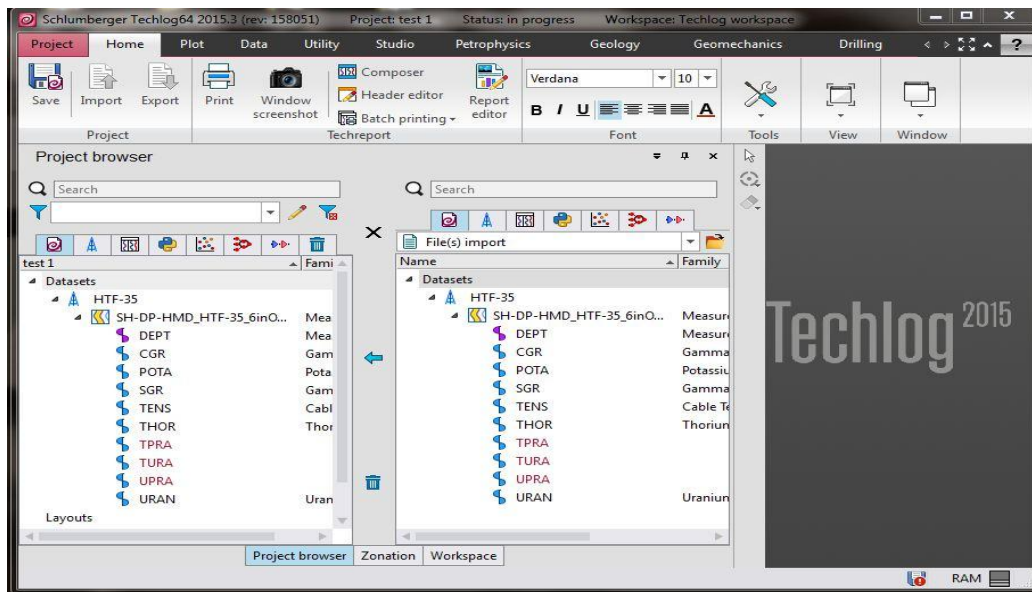


Figure.19 : Chargement des données par Techlog.

HGAW-11\_PH6IN\_MAIN OH - Bloc-notes

#	DEPT	TENS	BHVT	AHVT	CAL2	BITSIZE	CAL1	CAL3	CAL4	CAL5	CAL6	GR	CALI	RT10	RT90	RT60	RT30
#DPHI																	
#DLIM																	
#DPHD																	
#DPHS																	
#RHON																	
#RHOF																	
#NBAC																	
#NDEC																	
#NPKC																	
#NLIC																	
#FBAC																	
#FDEC																	
#FPKC																	
#FLIC																	
#DATAOK2																	
#																	
~A	DEPT	TENS	BHVT	AHVT	CAL2	BITSIZE	CAL1	CAL3	CAL4	CAL5	CAL6	GR	CALI	RT10	RT90	RT60	RT30
3150.4128	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3150.5652	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3150.7176	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3150.8700	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3151.0224	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3151.1748	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3151.3272	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3151.4796	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3151.6320	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3151.7844	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3151.9368	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3152.0892	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3152.2416	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3152.3940	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3152.5464	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3152.6988	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3152.8512	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3153.0036	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00
3153.1560	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00	-999.00

Figure.20 : données sous forme LAS

**II.4.4. L'objectif de plate forme Techlog :**

L'objectif est de traiter et d'interpréter les diagraphies du puits c'est déterminer la stratigraphie et les caractéristiques pétrophysiques du réservoir. L'étude a été réalisée grâce à une analyse qualitative et quantitative par la plate forme techlog.

L'analyse comprend la détermination des zones de roche perméable et dans chaque formation calcul de l'épaisseur de la formation et les propriétés pétrophysiques de chaque formation doivent être déterminé. La méthodologie pour chaque étape

**II.4.5. Amélioration de l'efficacité opérationnelle de Techlog :**

Nous pouvons effectuer des analyses en temps réel pour améliorer l'efficacité des opérations et réduire le temps de rotation entre le forage et l'analyse. Exécutez soit des modèles en conserve à partir du menu Techlog, soit nos propres scripts d'évaluation personnalisés qui intègrent notre propriété intellectuelle et optimisent l'interprétation dans des situations particulières.

Une fois que la minéralogie et les fluides des réservoirs sont bien compris et vérifiés par rapport aux données de base existantes, on peut les comparer aux réponses logarithmiques en utilisant des réseaux neuronaux pour extraire les faciès-nodules avec les attributs géologiques et des réservoirs. Ces attributs nous permettent de mieux comprendre le comportement de perméabilité des réservoirs. La perméabilité peut également être modélisée à l'aide de logs pondérés à l'aide de données de base et comparée aux résultats précédents.

Accroître le développement sur le terrain avec la plateforme Petrel. Les résultats pétrophysiques sont facilement extrapolés et envoyés au monde de la modélisation des réservoirs pour améliorer notre stratégie de développement sur le terrain. La plate-forme Techlog fournit des liens efficaces de l'échelle du puits de forage aux modèles géologiques, à la géomécanique et à l'ingénierie des réservoirs dans la plate-forme logicielle petrel.

**II.4.6. Systems de Techlog**

Une condition préalable pour tous les modules de la plate-forme Techlog, un noyau fournit la fonctionnalité de base, la visualisation et les capacités de recherche et de chargement des données.

Il y a 3 noyaux disponibles :

**➤ Base Techlog :**

Une licence de base qui est fondamentale pour G&G, RE, le forage et les flux de travaux pétrophysiques.

➤ **Visionneuse Techlog :**

Une interface utilisateur simplifiée et légère pour l'analyse des données et des flux de travail spécifiques.

➤ **Cadre océanique :**

L'ocean de Techlog permet aux développeurs de relier leurs logiciels et algorithmes propriétaires à la plate-forme Techlog.

**II.5. Conclusion :**

Après le travail sur le plate forme Techlog, nous tirons les informations et on les a appliqués sur cet plate forme pour les analyser et interpréter la diagraphie des puits de notre zone d'étude.



## **CHAPITRE.III**

### III.1. INTRODUCTION :

Les propriétés physiques des roches sont estimées au moyen d'une analyse quantitative des diagraphies par Wireline. Ces propriétés sont définies par leurs formules respectives et dépendent du changement de géologie du réservoir avec la profondeur enregistrée par les outils géophysiques. La caractérisation d'un réservoir nécessite également des paramètres qualitatifs qui dépendront de caractéristiques du réservoir telles que lithologie (grès, calcaire), fluide du réservoir (huile, eau, gaz), roches (à grains fins, à grains grossiers, à grains moyens, schistes, propres, poreux, fracturé) mais aussi sur les matériaux utilisés lors du forage du puits comme le type de fluide de forage (boue d'eau douce, boue d'eau saliné ou boue à base d'huile). En effectuant l'analyse pétrophysique détaillée des réservoirs Par traitement des formules applicables dans la plate forme pour générer les caractéristiques pétrophysiques de réservoir.

### III.2. Calcul des paramètres pétrophysiques :

#### III.2.1. Volume d'argile(Vsh) :

Dans les réservoirs argileux, beaucoup de paramètres sont affectés par la présence des argiles. Dans ce cas les corrections des effets d'argile sont obligatoires, pour mieux estimer ces paramètres. La présence d'argile dans la roche réservoir affecte la porosité et la perméabilité.

La correction de porosité c'est l'élimination de tous les vides remplis par l'argile, afin de donner une porosité significative. Le volume d'argile est aussi employé dans le calcul des différentes saturations. Il est considéré comme un indicateur de la qualité du réservoir dans lequel la teneur en argile est inférieure révèle généralement un meilleur réservoir.

Plusieurs méthodes peuvent estimer Vsh, la plus souvent utilisée le log (gamma ray GR) ; il y'a d'autres méthodes pour calculer ce paramètre [4]

#### ✓ Méthode des Gamma ray :

C'est l'une des meilleures méthodes utilisées pour identifier et déterminer le volume d'argile, principalement en raison de sa réponse sensible aux minéraux radioactifs normalement concentrés dans les formations argileuses.

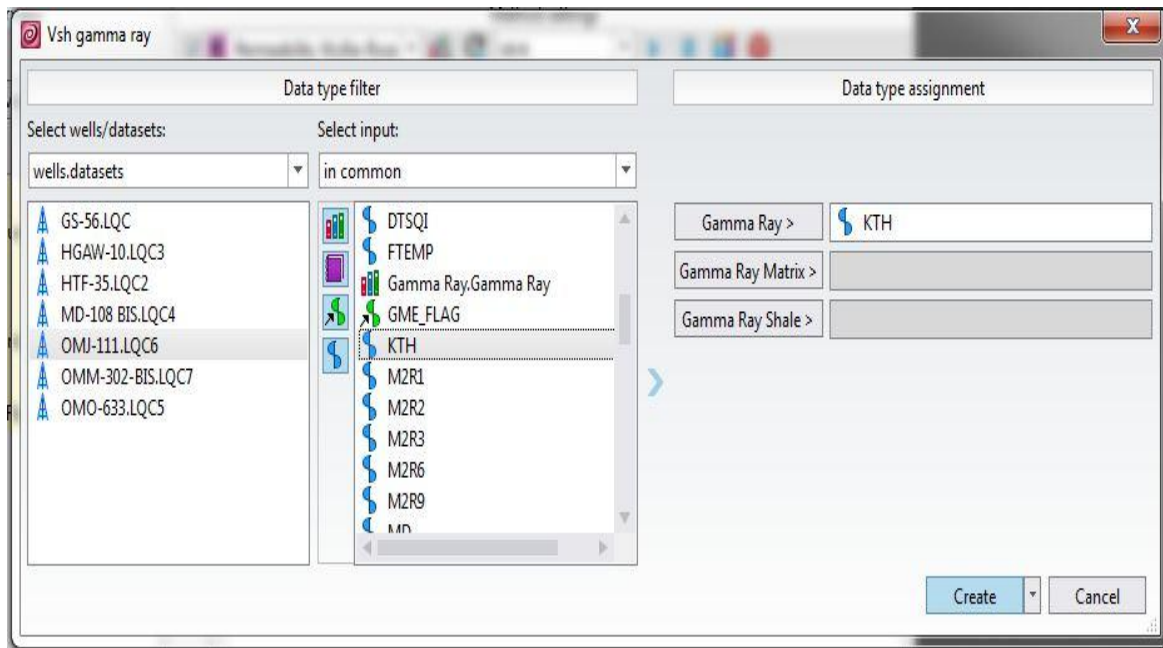
En considérant que la valeur moyenne maximale du Gamma ray est pure 100% d'argile (ligne d'argile) et la valeur la plus basse pour indiquer ligne de sable.

Si l'échelle est considérée comme linéaire, toute valeur (GR) de Log des Gamma ray donnera l'indice des rayons gamma à partir de l'équation linéaire.

Lors du calcul effectué sur les zones d'intérêt, le Vsh a été calculé automatiquement à

l'aide de la formule indiquée ci-dessus de log GR avec le plate forme Techlog, le volume des valeurs de argile donne une indication de la lithologie de la formation dans la zone du réservoir.[9]

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



**Figure.21. fenêtre de calcul Vsh gamma ray**

### III.2.2. Porosité et saturation d'eau :

#### III.2.2.1. Estimation de la porosité :

La porosité est un élément essentiel dans l'exploration pétrolière, elle est considérée comme étant une condition essentielle pour l'accumulation des hydrocarbures. Vue l'importance et la sensibilité de cette dernière beaucoup de méthodes ont été réalisées, afin de pouvoir l'estimer le mieux possible. Parmi les méthodes d'estimations on peut citer les suivantes :

#### **✚ Porosité Densité :**

A partir de log de Densité on obtient la valeur de porosité densité dans les formations propres, Cette porosité a été calculée suivant la loi :

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

Où

$\rho_b$  : densité de formation (g /cm<sup>3</sup>).

$\rho_f$  : densité du filtrat de boue (g /cm<sup>3</sup>).

$\rho_{ma}$  : densité de la matrice (g /cm<sup>3</sup>).

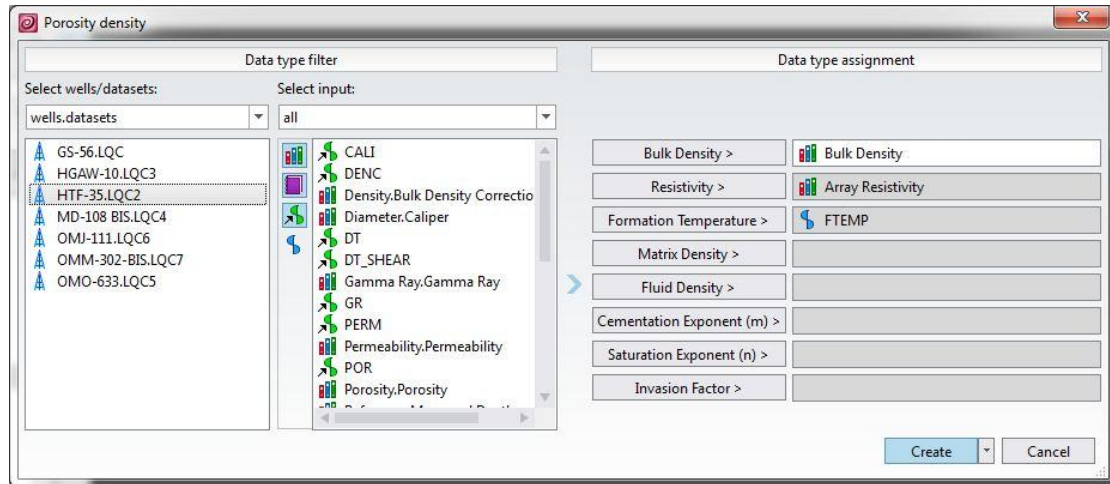


Figure.22. fenêtre de calcule la porosité densité

**Porosité sonique :**

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

Cette porosité a été calculée suivant la loi de Raymer, Hunt & Gartner[10] :

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

Où

$\Delta t_{lue}$  : valeur lue en face de l'intervalle considère (μs/ft).

$\Delta t_f$  : valeur du temps de parcours dans le filtrat de boue (μs/ft).

$\Delta t_{ma}$  : valeur du temps de parcours dans la matrice (μs/ft).

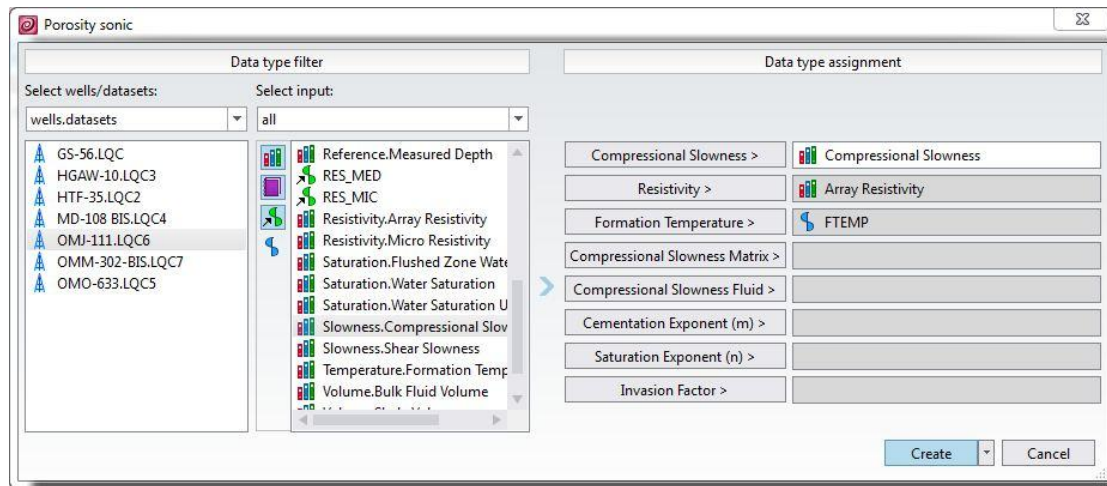


Figure.23. fenêtre de calcule la porosité sonique

**✚ Porosité de Neutron - Densité (c xN-D, φN-Deff)**

La combinaison d'un log de neutrons qui mesure l'indice d'hydrogène (teneur en fluide) d'une formation, et le log de densité permet de lire à la fois la matrice et le fluide contenu dans la formation. Cette combinaison est considérée comme une bonne approche pour déterminer la porosité.[3]

La porosité totale est calculée à partir de la méthode ci-dessous :

$$\Phi N-D=0.5(\Phi N-\Phi D)$$

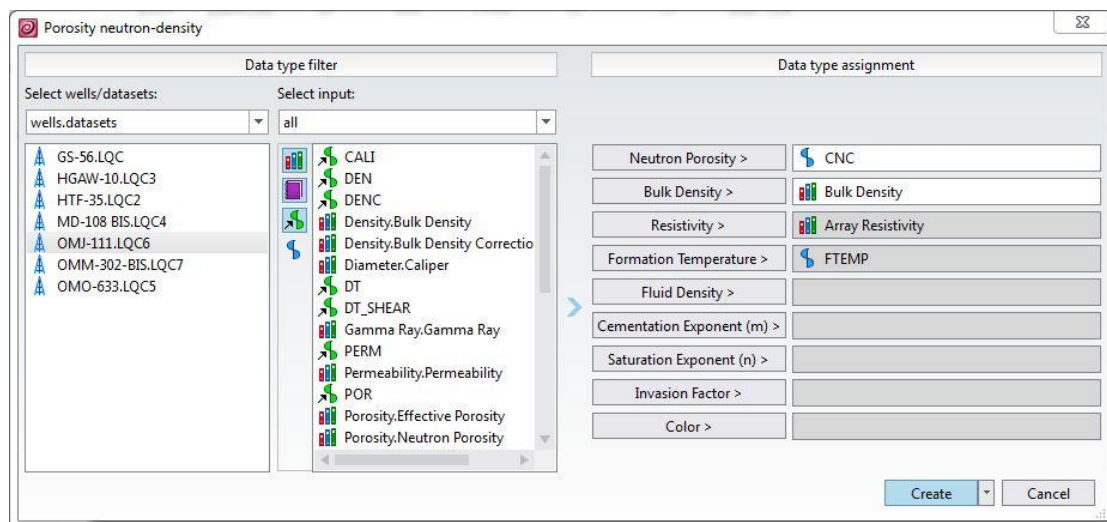


Figure.24. fenêtre de calcule la porosité neutron-densité

**III.2.3. Saturation d'eau :**

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores :  $SW = \frac{vf}{vp}$

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

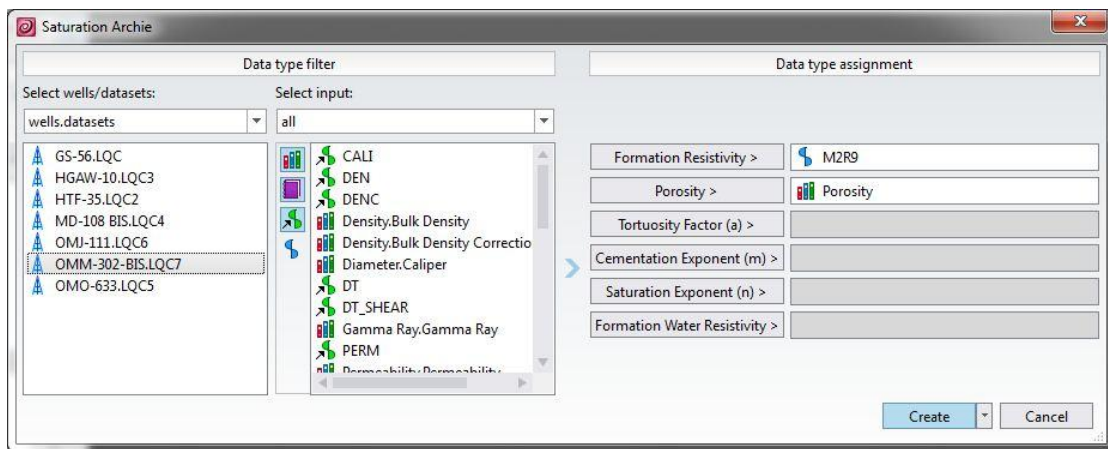
Avec :  $n=2$        $S_w^n = \frac{R_{x0}}{R_t} = \frac{F.R_w}{R_t}$

La détermination de la saturation en eau (Sw) est le plus difficile mais le plus important de tous les calculs pétrophysiques. Parce que les valeurs de saturation d'eau sont utilisées pour quantifier la saturation en hydrocarbures (1 - Sw).

La formule d'Archie est utilisée dans la formation propre Vsh < 10% :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{sw^2}{F.R_w}$$

Dans le cas des formations argileuses plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles. [4]



**Figure.25. fenêtre de calcul de la saturation**

➤ **Bulk volume water (BVW) :**

C'est le produit de la saturation en eau (Sw) et de la porosité (φ). La formule utilisée pour déterminer la BVW : [9]

$$BVW = S_w \times \phi$$

➤ **Saturation irréductible de l'eau (Swir)**

C'est l'eau résiduelle autour du grain des roches qui ne peut pas être déplacée hors du réservoir avec huile ou eau. [9]

Dans une formation propre :

$$S_{wir} = \Phi_e \times S_w$$

En formations argileux :

$$S_{wir} = (\Phi T \times S_w) / (1 - (V_{sh})^2) \times \Phi_e$$

➤ **Résistivité de l'eau de formation (Rw) :**

La résistivité de l'eau de formation est le paramètre clé dans la détermination de saturation des hydrocarbures **Shc** et saturation d'eau **Sw**.

Le filtrat de boue de forage envahit les zones perméables, de plus, la salinité du filtrat de boue peut varier sur une base ordinaire. Pour bien évaluer les logs de résistivités, **Rmf** (résistivité du filtrat de boue) doit être mesurée quotidiennement sur une plate-forme de forage.

Lorsque l'eau de la boue envahit une zone à gaz portant de l'eau salée, les résistivités entourant le puits seront considérablement modifiées.

La méthode la plus simple et plus rapide est de l'obtenir des catalogues faites suite à des recherches sur le même bassin, ou bien à partir des analyses chimiques, connaissances précédentes sur la région, tests de forage, ou bien dans les cas souvent rencontrés à partir des logs de diagraphies ( log SP, logs de résistivités).[9]

**III.2.4. Perméabilité (K) :**

La perméabilité peut être prédite à partir de différents modèles :

L'équation de Wyllie et Rose [4] :

$$K = C \times \Phi^3 / Swir$$

Morris et Biggs (1967) en tant que modèle modifié par Timur en 1968 et Schlumberger en 1972 comme suit :

$$K = a \times (\Phi^b / Swirc)$$

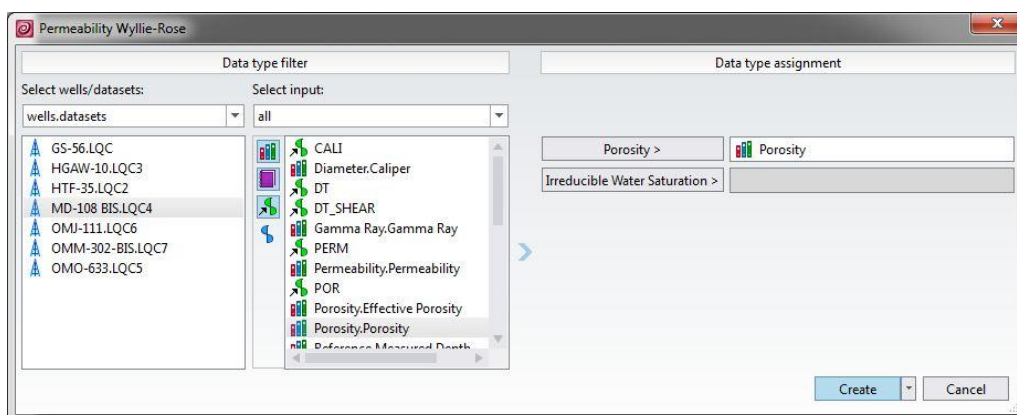


Figure.26: fenêtre de perméabilité wyllieb rose dans la Techlog

**III.3. PRESENTATION DES PUIITS D’ETUDE ET SON PARAMETRE:**

Pour réaliser notre étude nous avons utilisé des données diagaphiques des trois puits (**OMM-302, OMJ-111, MD-108, OMO-633**) qui sont répartis sur notre champ d’étude HASSI MESSAOUD.


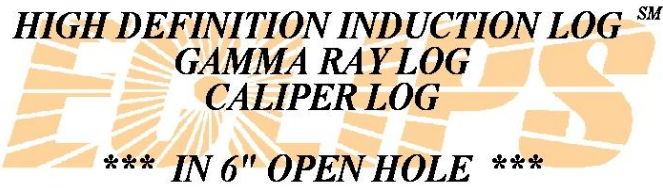
<b>Puits</b>	<b>Réservoir</b>	<b>Unité</b>	<b>Toi(m)</b>	<b>Mur(m)</b>	<b>Diagraphie enregistré</b>
<b>MD-108</b>	Cambro-ordivicien	D5	3402	3432	KTH-CAL-R1-R2 R3-R6-R9-DTSQI- DTCQI-MD- FTEMP
	Cambrien Ra	D4	3432	3454	
<b>OMJ-111</b>	Cambro-ordivicien	D5	3410	3455	KTH-CAL-MD -R1-R2-R3-R6-R9- DTSQI-DTCQI- CNC-ZDEN- FTEMP
	Cambrien Ra	D4	3455	3475	
<b>OMM-302</b>	Cambro-ordivicien	D5	3395	3442	KTH-CAL-MD- R1-R2-R3-R6-R9- -DTCQI-CNC ZDEN-FTEMP
	Cambrien Ra	D4	3442	3465	
<b>OMO-633</b>	Cambro-ordivicien	D5	3350	3390	KTH-MD-ZHOR- DTSQI-DTCQI- FTEMP- AT10-AT20-AT30- AT60-AT90
	Cambrien Ra	D4	3390	3420	

**Tableau.01:Les diagraphies enregistrées des puits**



III.3.1.PUITS MD-108 :

III.3.1.1.FICHE TECHNIQUE DE PUIITS MD-108 :

			
FILE NO:	COMPANY	SONATRACH PRODUCTION	
API NO:	WELL	MD-108 BIS	
	FIELD	HASSI MESSAOUD	
	RIG NAME	GWDC-133	COUNTRY ALGERIA
Ver. 4.11 FINAL PRINT 1:200	LOCATION:	X: 802 577.038 Y: 3 507 206.980	OTHER SERVICES BHP/GR HDIL/GR/CAL ZDL/GR CBL/GR/CCL
PERMANENT DATUM	GL	ELEVATION	139.965 M
LOG MEASURED FROM	DF	10.200 M	ABOVE P.D.
DRILL. MEAS. FROM	DF		
			ELEVATIONS: KB 150.160 M DF 150.160 M GL 139.965 M
DATE	19-NOV-2018		
RUN	TRIP	1	1
SERVICE ORDER	-		
DEPTH DRILLER	3495.0 M		
DEPTH LOGGER	3495.0 M		
BOTTOM LOGGED INTERVAL	3495.0 M		
TOP LOGGED INTERVAL	3401.0 M		
CASING DRILLER	7 IN	@ 3401.0 M	@
CASING LOGGER	3401.0 M		
BIT SIZE	6 IN		
TYPE OF FLUID IN HOLE	OBM		
DENSITY	VISCOSITY	0.86 G/C3	9.0 CP
PH	FLUID LOSS	NA	NA
SOURCE OF SAMPLE	FLOWLINE		
RM AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
RMF AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
RMC AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
SOURCE OF RMF	RMC	NA	NA
RM AT BHT	NA	@ NA	@
TIME SINCE CIRCULATION	16 HOURS		
MAX. RECORDED TEMP.	118.0 DEGC		
EQUIP. NO.	LOCATION	HL-6787	HMD
RECORDED BY	B.TOUAHIR		
WITNESSED BY	S.LARABI / Z.BENNACER		

III.3.1.2. les diagraphies enregistrées de puits MD-108 :

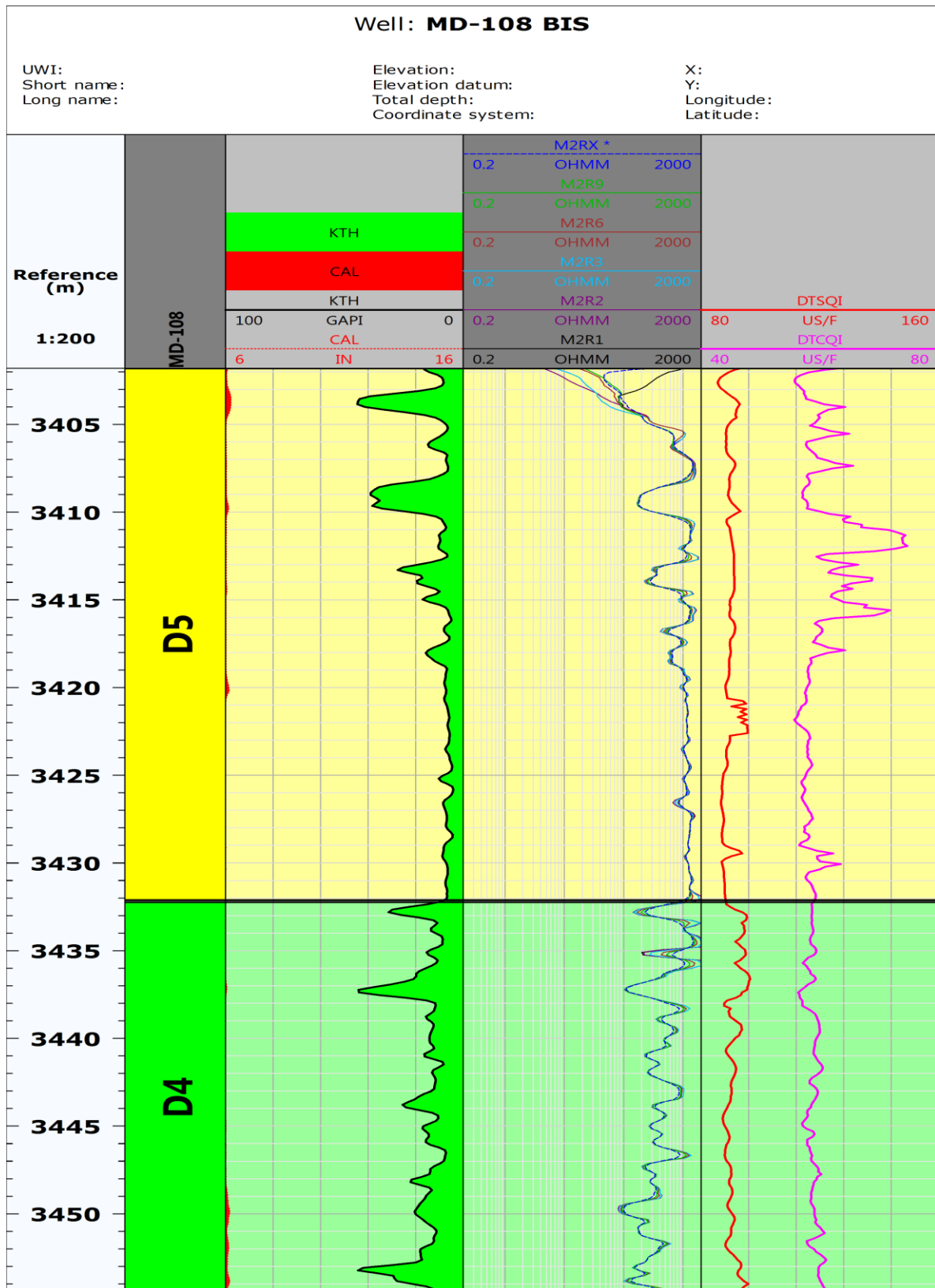


Figure.27 : plot de diagraphies enregistrées de puits MD-108

III.3.1.3 Interprétation des logs diagraphique:

- Détermination de volume d'argile du puits MD-108 :

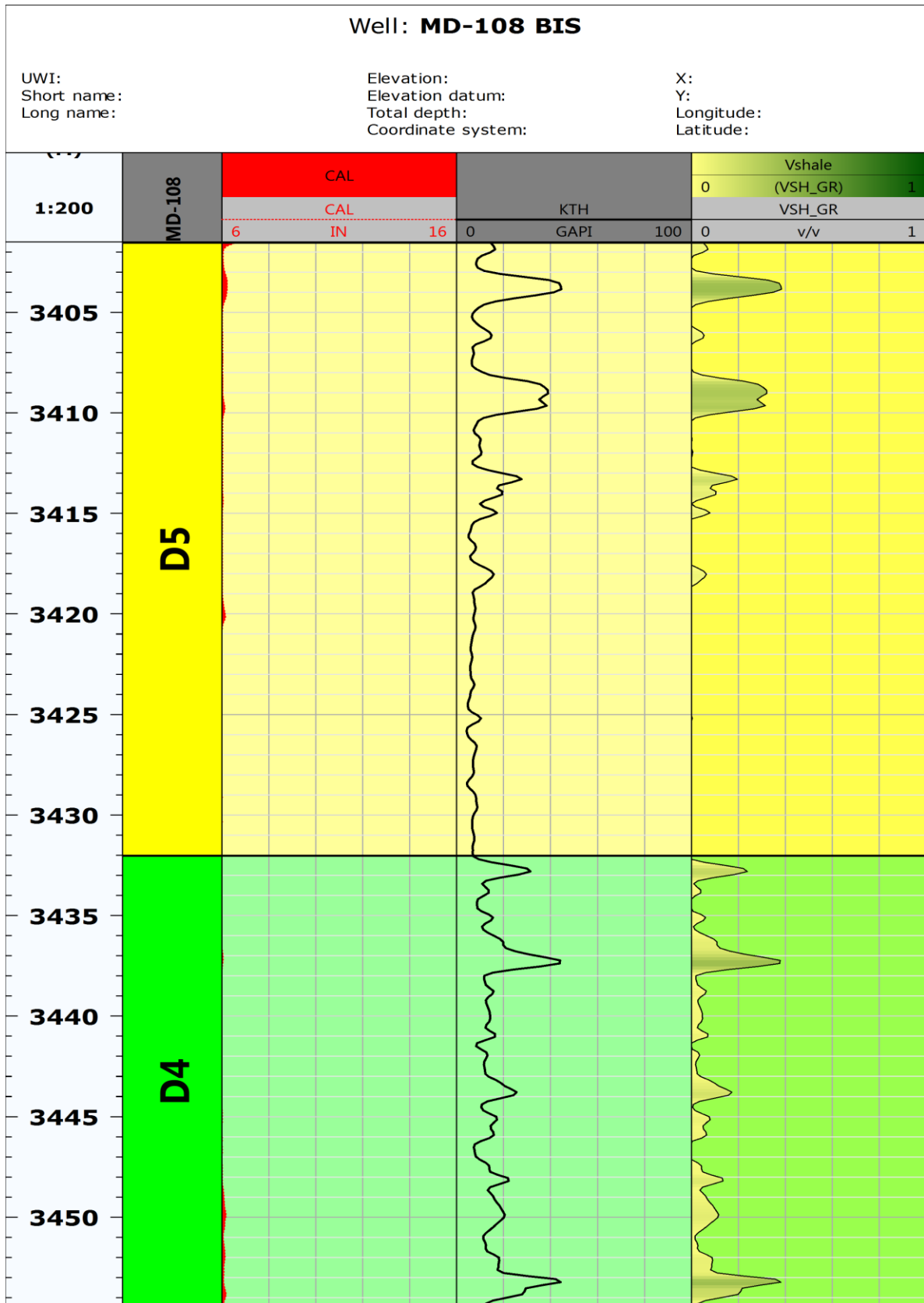


Figure.28 : plot de volume d'argile de puits MD-108

- Estimation de porosité totale et effective du puits MD-108 :

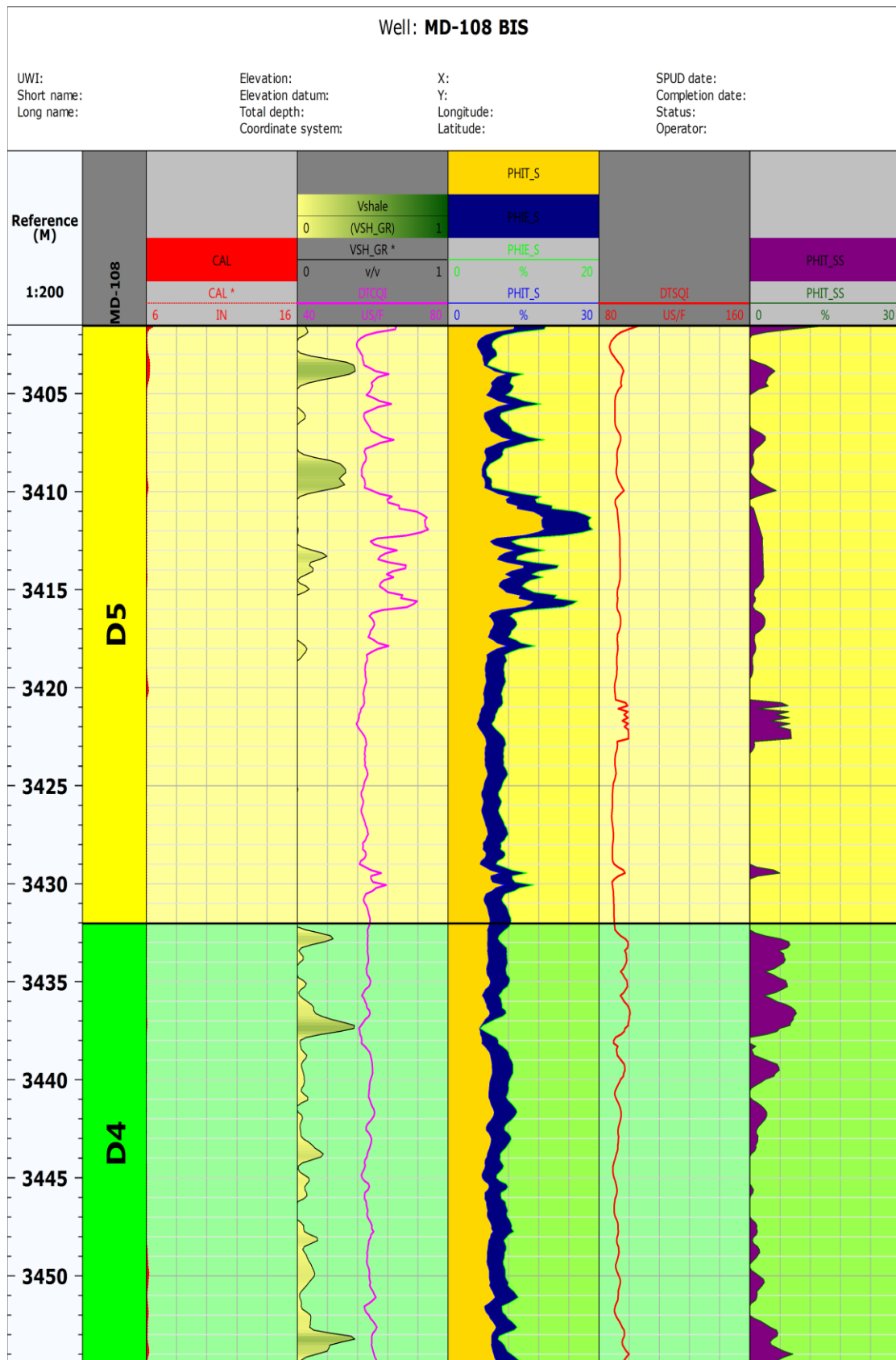


Figure.29 : plot de porosité de puits MD-108 :

- Détermination la saturation du puits MD-108 :

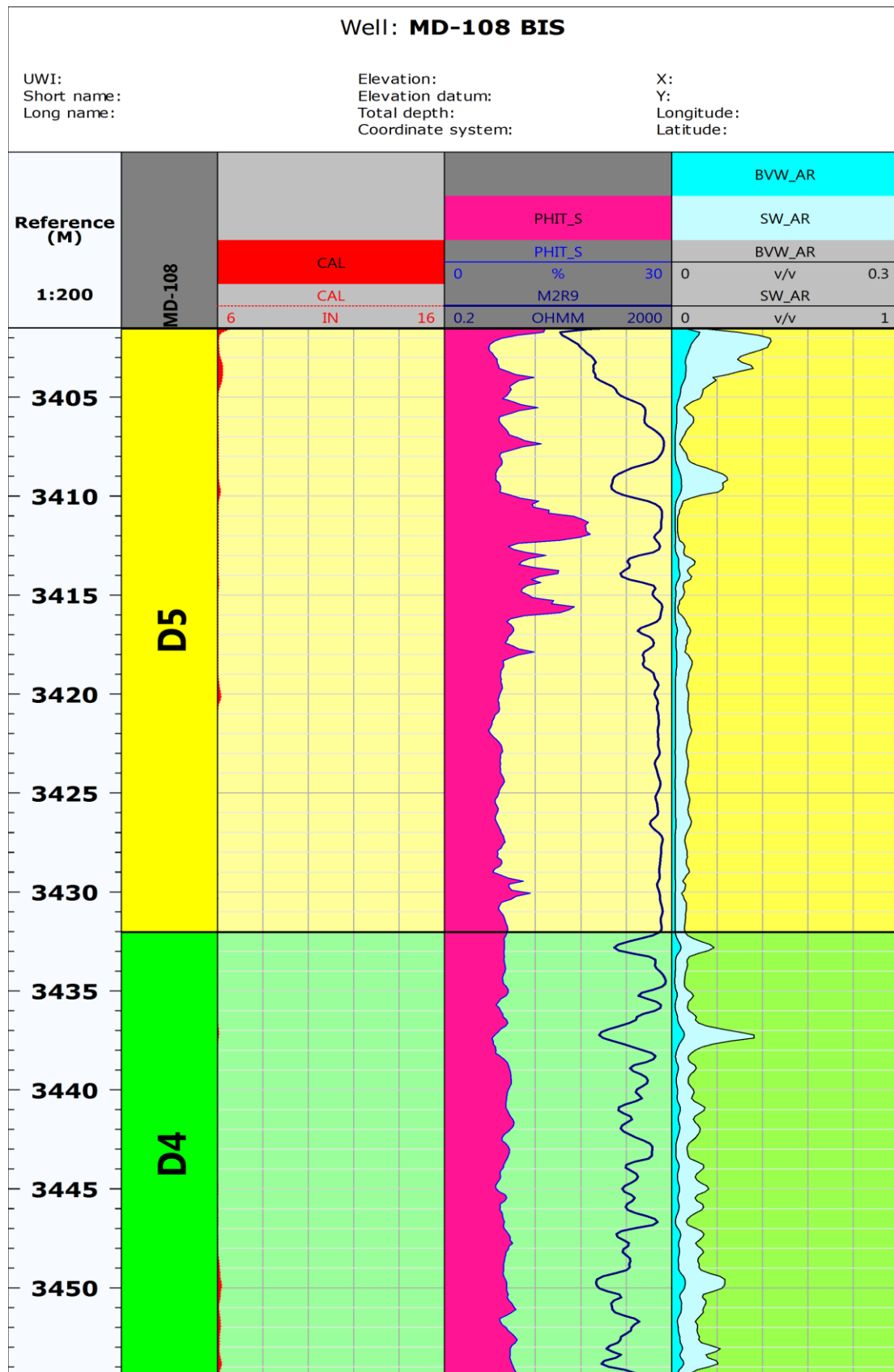


Figure.30 : plot de saturation d'eau de puits MD-108

- Détermination la perméabilité de puits MD-108 :

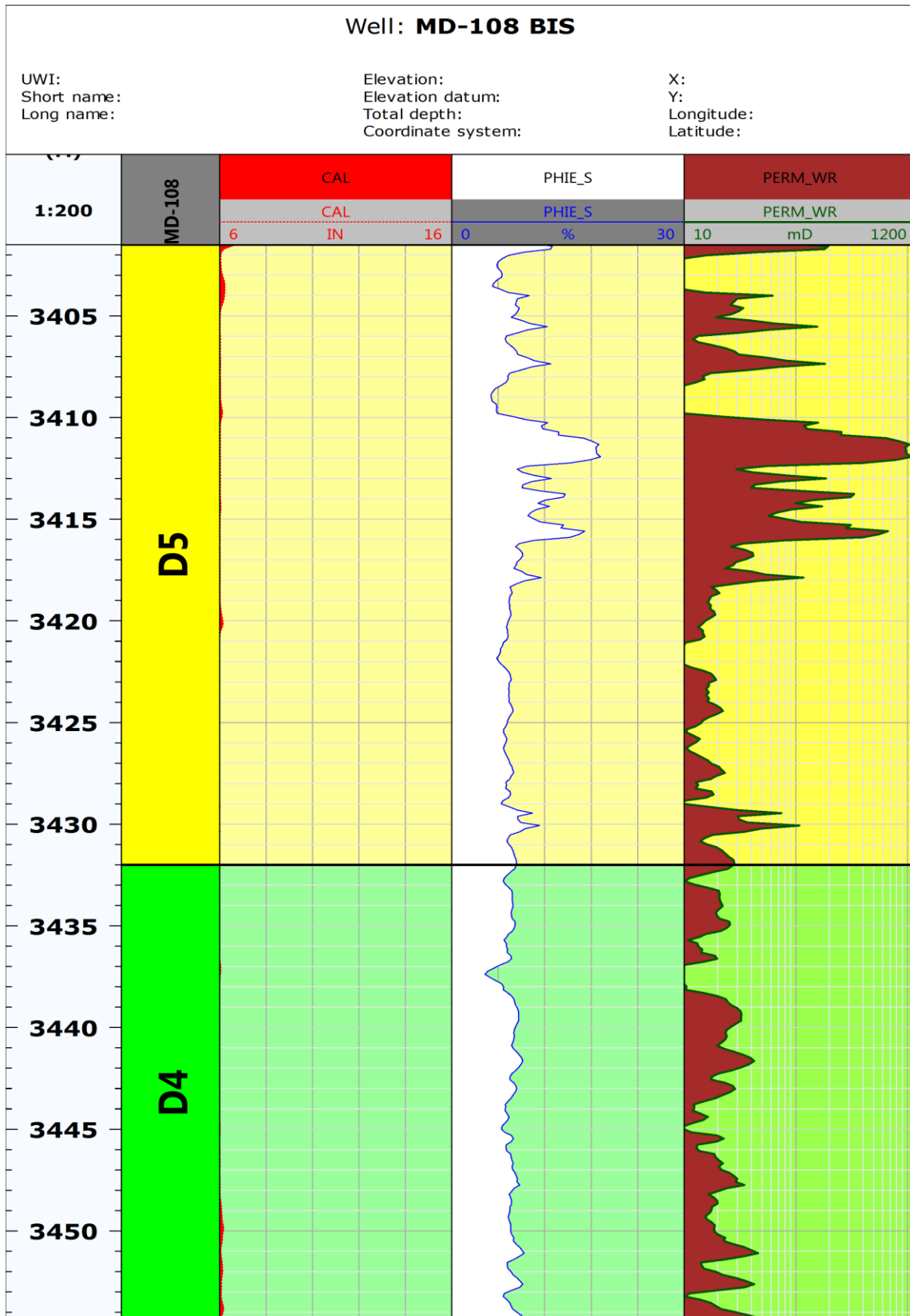


Figure.31 : plot de perméabilité de puits MD-108

- DETERMINATION DES PARAMETRES PETROPHISIQUE DE PUIITS MD-108 :

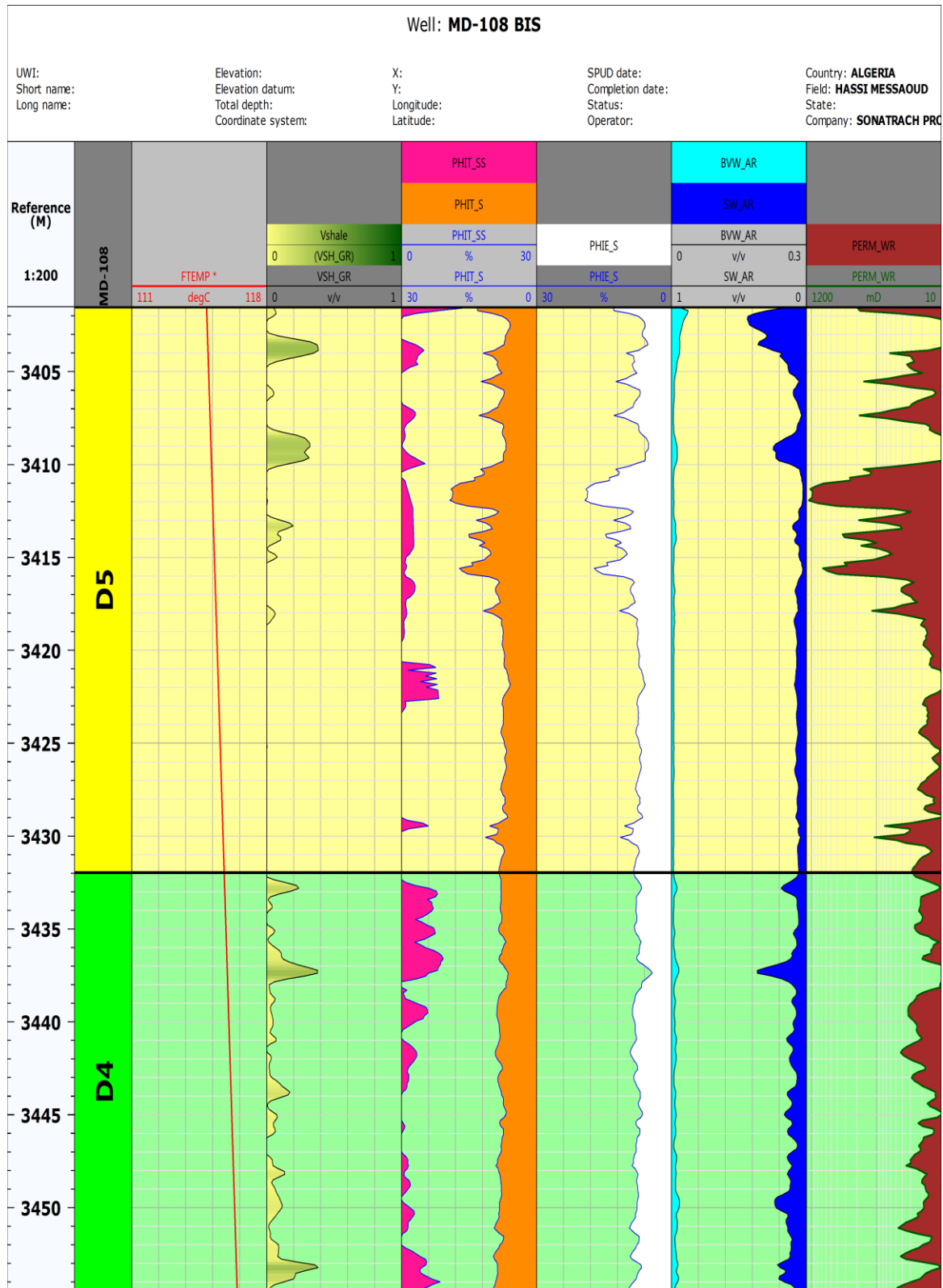


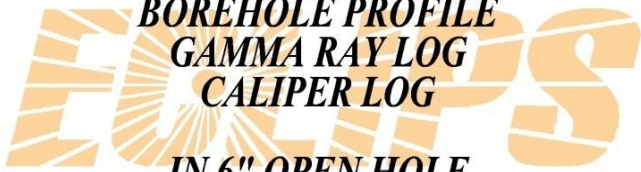


Figure.32 : Plot des paramètres pétrophysiques de puits MD-108

III.3.2. PUIT OMJ-111 :

III.3.2.1. FICHE TECHNIQUE DE PUIT OMJ-111 :

 		 <p><b>BOREHOLE PROFILE GAMMA RAY LOG CALIPER LOG IN 6" OPEN HOLE</b></p>	
FILE NO:	COMPANY	SONATRACH PRODUCTION	
API NO:	WELL	OMJ-111	
	FIELD	HASSI MESSAOUD	
	RIG NAME	SPEC-232	COUNTRY ALGERIA
Version FINAL PRINT SCALE 1:200	LOCATION:	OTHER SERVICES	
	LAT : 31DEG 49' 43.13595" N	HDIL_GR	
	LONG : 05DEG 52' 18.16933" E	EARTH_ECBIL_GR	
	X= 771 811.738 M	ZDL_CN_GR	
	Y= 3 524 768.061 M	DSL_GR	
		XMAC_GR_CAL	
PERMANENT DATUM	GL	ELEVATION	173.47 M
LOG MEASURED FROM	DF	10.52 M	ABOVE P.D.
DRILL. MEAS. FROM	DF		
		ELEVATIONS:	
		KB	183.99 M
		DF	183.99 M
		GL	173.47 M
DATE	01-JAN-2018		
RUN	TRIP	3	1
SERVICE ORDER	-		
DEPTH DRILLER	3485.0 M		
DEPTH LOGGER	3485.4 M		
BOTTOM LOGGED INTERVAL	3485.4 M		
TOP LOGGED INTERVAL	3395.0 M		
CASING DRILLER	7 IN	@ 3417.0 M	@
CASING LOGGER	3418.2 M		
BIT SIZE	6 IN		
TYPE OF FLUID IN HOLE	OBM		
DENSITY	VISCOSITY	1.38 G/C3	41.0 CP
PH	FLUID LOSS	NA	NA
SOURCE OF SAMPLE	FLOWLINE		
RM AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
RMF AT MEAS. TEMP.	NA	@	@
RMC AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
SOURCE OF RMF	RMC	NA	NA
RM AT BHT	N/A	@ N/A	@
TIME SINCE CIRCULATION	28 HRS		
MAX. RECORDED TEMP.	120.14 DEGC		
EQUIP. NO.	LOCATION	HL-6707	HMD
RECORDED BY	H.CHERIFI / T.DJEFFAL		
WITNESSED BY	MR. R. KERRAB / T. METIR		



III.3.2.2. Les diagraphies enregistrées de puits OMJ-111

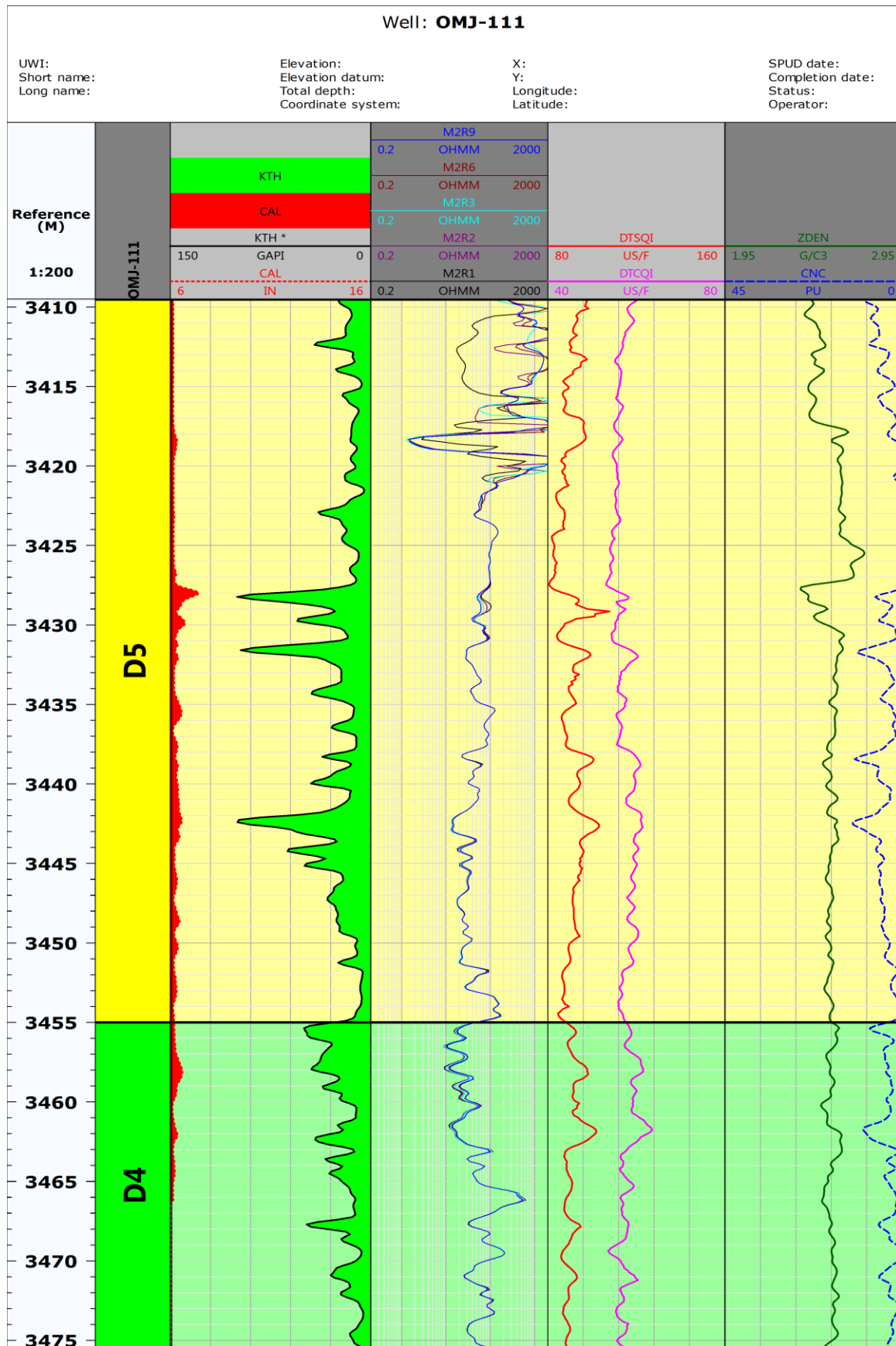


Figure.33 : plot de diagraphies enregistrées de puits OMJ-111

• DETRMINATION DES PARAMETRES PETROPHISIQUE DE PUIITS OMJ-111

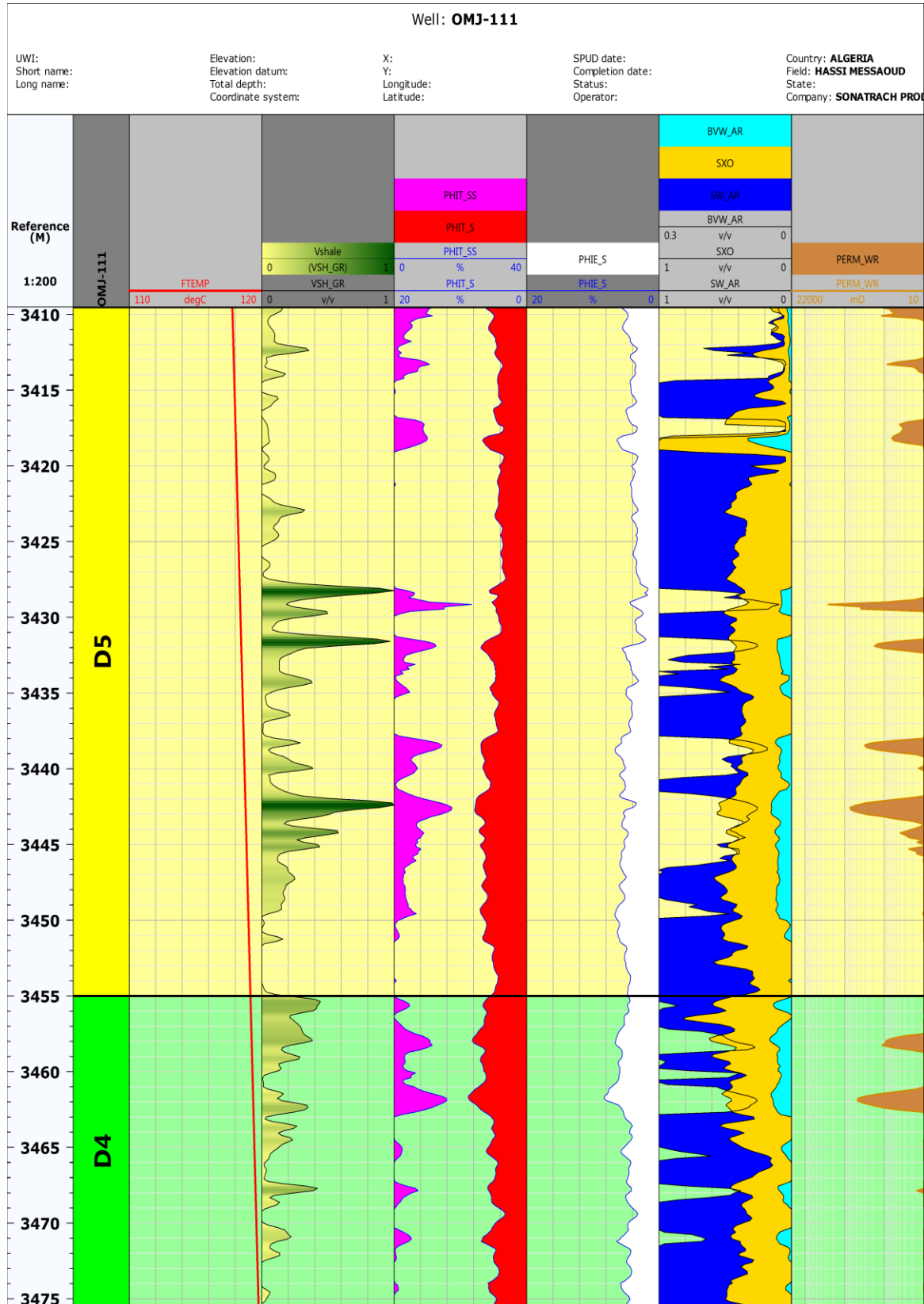




Figure.34: Plot des paramètres pétrophysiques de puits OMJ-111

III.3.3. PUITES OMM-302-BIS :

III.3.3.1. FICHE TECHNIQUE DE PUITES OMM-302-BIS :

 		<p><b>HIGH DEFINITION INDUCTION LOG <sup>SM</sup></b>  <b>GAMMA RAY LOG</b>  <b>CALIPER LOG</b>  <b>*** IN 6" OPEN HOLE ***</b></p>	
FILE NO:	COMPANY	SONATRACH PRODUCTION	
API NO:	WELL	OMM-302-BIS	
	FIELD	HASSI MESSAOUD	
	RIG NAME	SPEC-232	COUNTRY ALGERIA
Ver. 4.10 FINAL PRINT SCALE 1:200	LOCATION:	OTHER SERVICES	
	LAT : 31 DEG 43' 55.08" N	BHP/GR	
	LONG : 5 DEG 47' 13.63856 E	XMAC/GR/CAL	
	X = 764 077.02 M	ZDL/GR	
	Y = 3 513837.98 M	CBL/DL/GR/CCL	
PERMANENT DATUM	GL	ELEVATION	143.23 M
LOG MEASURED FROM	DF	10.5 M	ABOVE P.D.
DRILL. MEAS. FROM	DF		
			ELEVATIONS:
			KB 153.73 M
			DF 153.73 M
			GL 143.23 M
DATE	11-MAR-2018		
RUN	TRIP	1	1
SERVICE ORDER	-		
DEPTH DRILLER	3474.0 M		
DEPTH LOGGER	3476.5 M		
BOTTOM LOGGED INTERVAL	3476.5 M		
TOP LOGGED INTERVAL	3396.0 M		
CASING DRILLER	7 IN	@ 3394.0 M	@
CASING LOGGER	3396.0 M		
BIT SIZE	6 IN		
TYPE OF FLUID IN HOLE	OBM		
DENSITY	VISCOSITY	0.97 G/C3	12 CP
PH	FLUID LOSS	NA	NA
SOURCE OF SAMPLE	NA		
RM AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
RMF AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
RMC AT MEAS. TEMP.	NA	@ NA	@
SOURCE OF RMF	RMC	NA	NA
RM AT BHT	N/A	@ N/A	@
TIME SINCE CIRCULATION	15 HRS		
MAX. RECORDED TEMP.	120.3 DEGC		
EQUIP. NO.	LOCATION	HL-6586	HMD
RECORDED BY	Z.ASLAOU		
WITNESSED BY	-		

III.3.3.2. Les diagraphies enregistrées de puits OMM-302-BIS :

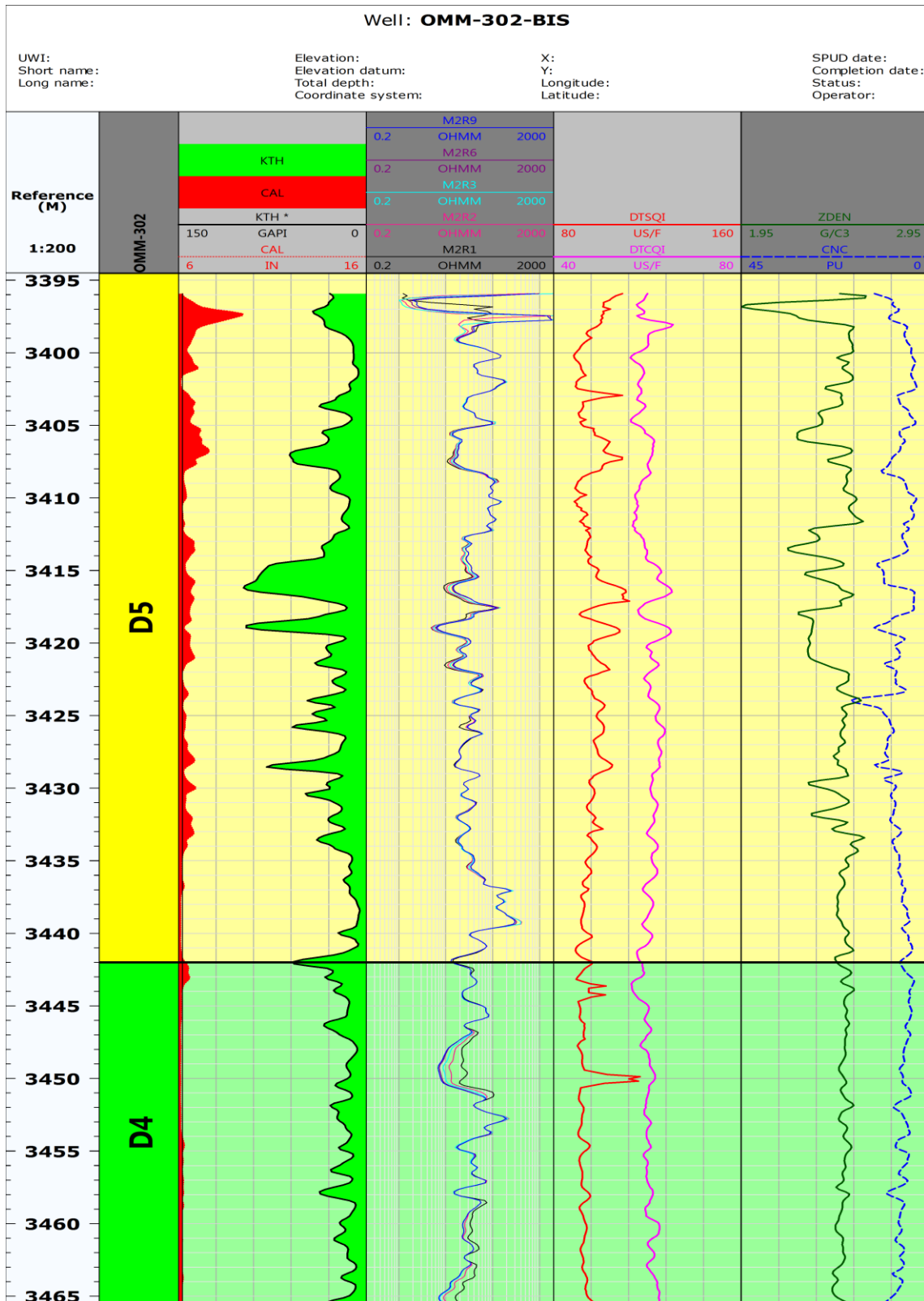


Figure.35. Les diagraphies enregistrées de puits OMM-302-BIS

- DETERMINATION DES PARAMETRES PETROPHISIQUE DE PUITS OMM-302 :

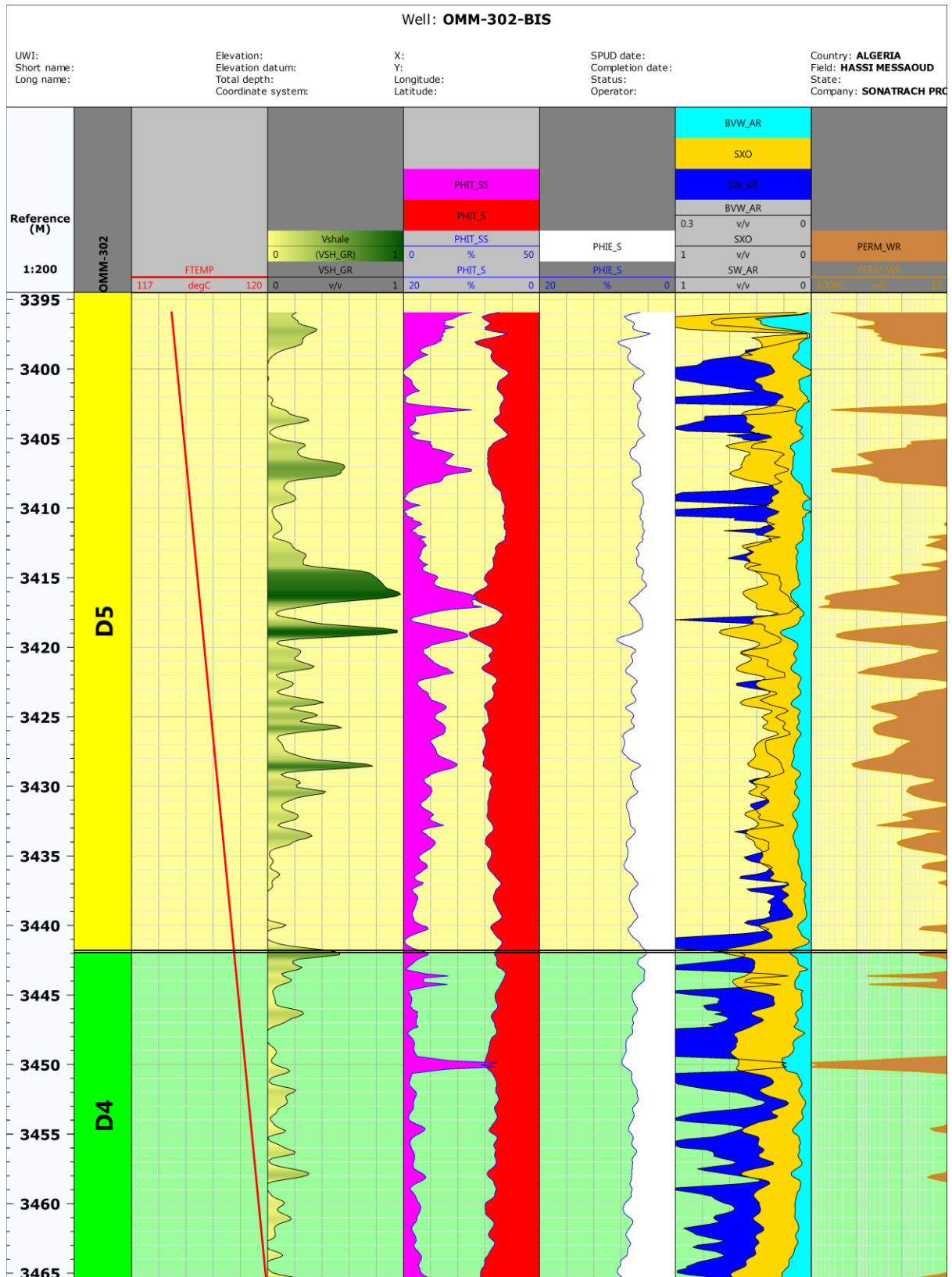


Figure.36: Plot des paramètres pétrophysiques de puits OMM-302-BIS

III.3.4. PUITES OMO-633

III.3.4.1. FICHE TECHNIQUE DE PUITES OMO-633

<b>Schlumberger</b>			
Company:		SH-DP-HMD	
Well:		OMO-633	
Field:		HASSI MESSAOUD	
Rig Name :		NABORS F-21	Country: ALGERIA
Rig Name : NABORS F-21 Field: HASSI MESSAOUD Location: HASSI MESSAOUD Well: OMO-633 Company: SH-DP-HMD	AIT-HDAR-GR (BS: 6") After DST & Deepening		
	Date : 19-January-2019		
	Scale: 1/200		
	HASSI MESSAOUD X = 788 629.491 m Y = 3 517 754.980 m		Elev.: K.B. 178.00 m G.L. 168.70 m D.F. 178.00 m
	Permanent Datum: Log Measured From: Drilling Measured From:		Ground Level Kelly Bushing Kelly Bushing Elev.: 168.70 9.30 m above Perm.Datum
Rig Name :		Section:	Longitude: Latitude:
NABORS F21		6in OH	6° 2' 49.59" E 31° 45' 40.78" N
Logging Date		19-Jan-2019	
Run Number		R5A	
Depth Driller		3429.00 m	
Schlumberger Depth		3431.50 m	
Bottom Log Interval		3431.00 m	
Top Log Interval		3310.00 m	
Casing Driller Size @ Depth		7 in @ 3308.00 m	
Casing Schlumberger		3310 m	
Bit Size		6 in	
Type Fluid In Hole		OBM	
MUD	Density	Viscosity	0.86 g/cm3 29 s
	Fluid Loss	PH	4 cm3
	Source of Sample		N/A
	RM @ Meas Temp	N/A	
RMF @ Meas Temp	N/A		
RMC @ Meas Temp	N/A		
Source RMF	RMC	N/A	N/A
RM @ BHT	RMF @ BHT	N/A	N/A
Max Recorded Temperatures		117 degC	
Circulation Stopped	Time	19-Jan-2019	09:15:00
Logger on Bottom	Time	19-Jan-2019	21:00:00
Unit Number	Location:	5525	DZH1
Recorded By	Abdessamed Benyahliou/M.BENELHADJ		
Witnessed By	LARABI/BENNACER		

III.3.4.2. Les diagraphies enregistrées de puits OMO-633

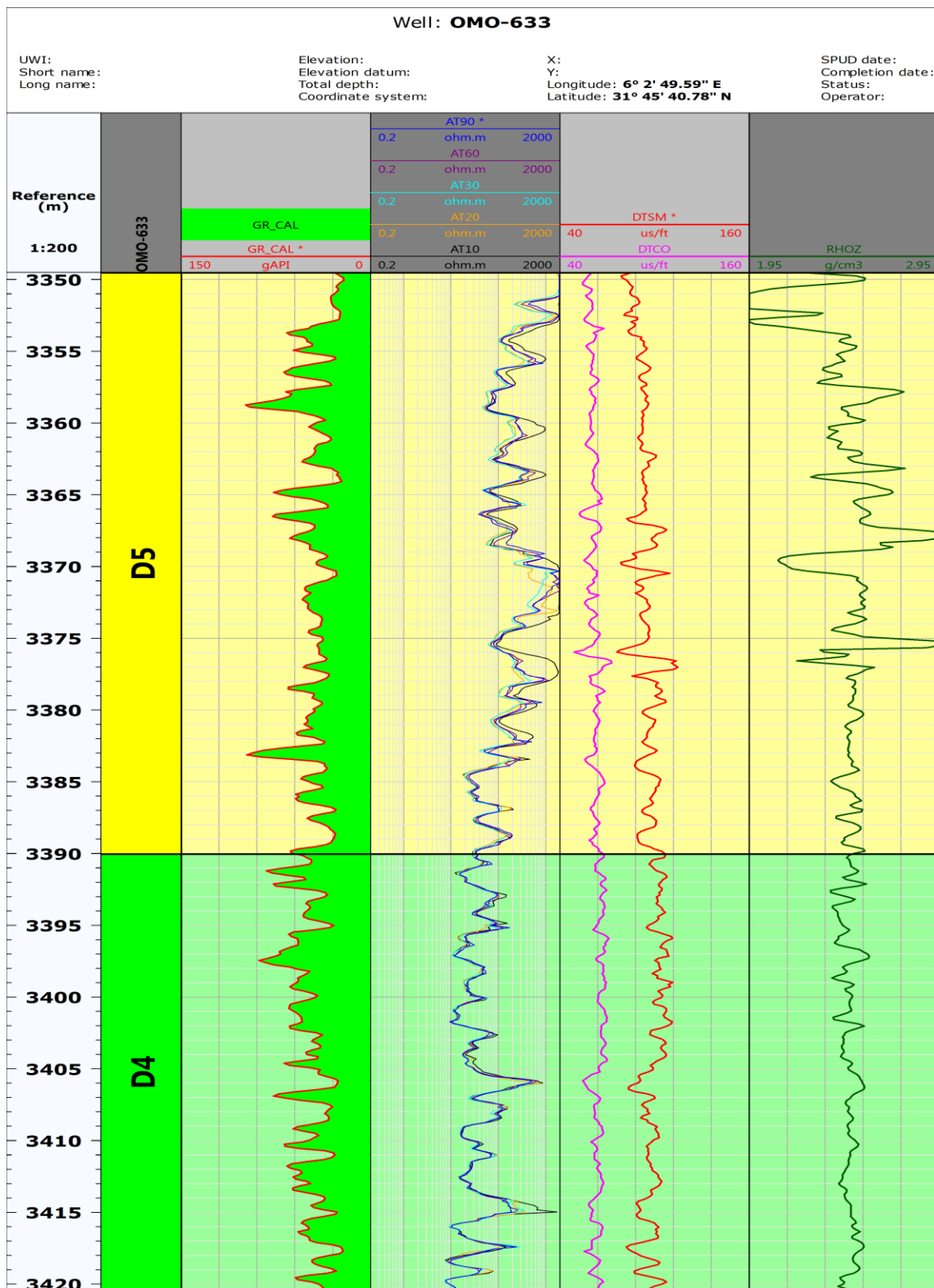


Figure.37. Les diagraphies enregistrées de puits OMO-633

- DETERMINATION DES PARAMETRES PETROPHISIQUE DE PUIITS OMO-633 :

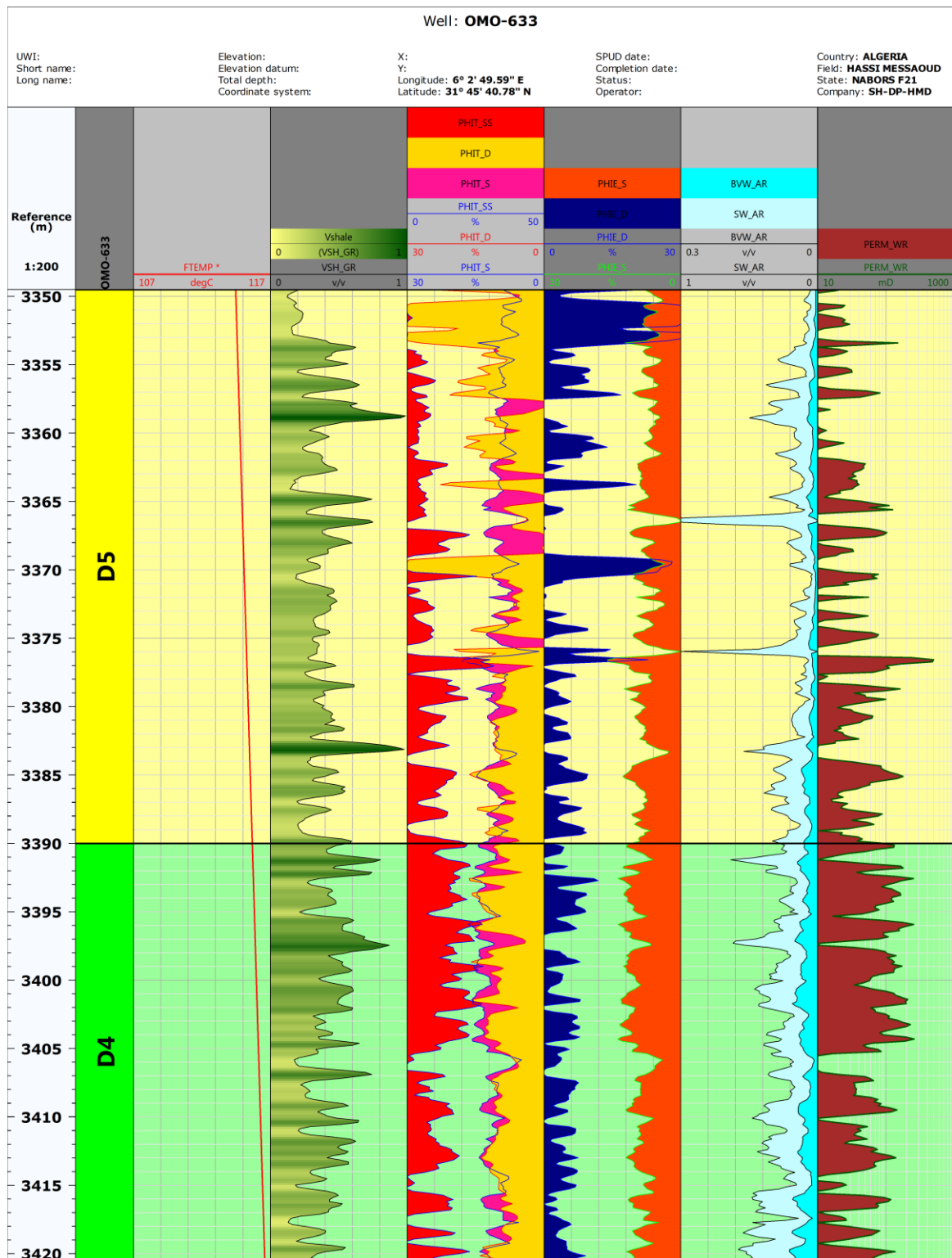


Figure.38: Plot des paramètres pétrophysiques de puits OMO-633



**III.4.ANALYSE DES RESULTATS DE L'INTERPRETATION :**

Les résultats moyens de l'interprétation sont calculés de la façon suivante :

$$X_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

Avec :

*x*: Les valeurs des points de mesure.

*n* : Nombre de points de mesure.

Les valeurs ainsi trouvés sont mentionnées dans les tableaux ci-après :

➤ **Puits MD-108 :**

<b>MD-108</b>	<b>VSHmoy</b> (%)	<b>PHIT.SS</b> (%)	<b>PHIT.S</b> (%)	<b>PHIE</b> (%)	<b>SW</b> (%)	<b>BVW</b> (%)	<b>PERM</b> (md)
<b>D5</b>	<b>6.71</b>	<b>1.52</b>	<b>15.67</b>	<b>12.6</b>	<b>9.76</b>	<b>0.71</b>	<b>91.15</b>
<b>D4</b>	<b>9.6</b>	<b>3.39</b>	<b>10.05</b>	<b>7.1</b>	<b>11.9</b>	<b>0.77</b>	<b>21.83</b>

**Tableau.02 : Récapitulation des résultats de l'interprétation puits MD-108**

Le puits MD-108 est composé de deux zones principaux, Il s'agit de :

✚ zone D5 avec une épaisseur de 30 m.

✚ zone D4 avec une épaisseur de 23m.

L'interprétation faite à l'aide du plate forme Techlog montre que l'unité D5 présente des bons paramètres pétrophysiques que unité D4.

On remarque que le volume d'argile dans la zone D5 est inférieur à celui dans la deuxième zone et il en résulte une porosité effective plus grande dans la première zone que la deuxième et par conséquent on déduit que la première zone est plus propre que la deuxième.

On remarque aussi que la saturation en eau est moins élevée dans les deux zones.que signifier la présence massive de hydrocarbure .dans un milieu grés argileux avec perméabilité moyenne.

➤ **Puits OMJ-111 :**

<b>OMJ-111</b>	<b>VSH (%)</b>	<b>PHIT.S (%)</b>	<b>PHIT.SS (%)</b>	<b>PHIE (%)</b>	<b>SW (%)</b>	<b>BVW (%)</b>	<b>PER (md)</b>
<b>D5</b>	<b>17.42</b>	<b>6.21</b>	<b>5.08</b>	<b>3.6</b>	<b>62.63</b>	<b>3.12</b>	<b>57.42</b>
<b>D4</b>	<b>16.14</b>	<b>5.84</b>	<b>4.25</b>	<b>3.45</b>	<b>74.58</b>	<b>2.85</b>	<b>12.31</b>

**Tableau.03 : Récapitulation des résultats de l'interprétation puits OMJ-111**

Le puits omj-111 est composé de deux zones :

- ✚ D5 avec une épaisseur de 45 m.
- ✚ D4 avec une épaisseur de 20 m.

L'interprétation faite à l'aide du plate forme Techlog nos donne la remarque que la porosité effective reste faible malgré que le volume d'argile est augmenté, et une bonne saturation en eau que signifie une faible saturation des hydrocarbures tous dans un milieu grés argileux de capacité de circulation médiocre.

➤ **Puits OMM-302 :**

<b>OMM-302</b>	<b>VSH (%)</b>	<b>PHIT.S (%)</b>	<b>PHIT.SS (%)</b>	<b>PHIE (%)</b>	<b>SW (%)</b>	<b>BVW (%)</b>	<b>PER (md)</b>
<b>D5</b>	<b>18.34</b>	<b>4.26</b>	<b>8.93</b>	<b>6.17</b>	<b>43.42</b>	<b>3.16</b>	<b>185.06</b>
<b>D4</b>	<b>11.86</b>	<b>7.32</b>	<b>4.78</b>	<b>4.63</b>	<b>63.54</b>	<b>3.05</b>	<b>25.86</b>

**Tableau.04 : Récapitulation des résultats de l'interprétation puits OMM-302**

Le puits OMM-302 est composé de deux zones principaux, Il s'agit de :

- ✚ D5 avec une épaisseur de 47 m.
- ✚ D4 avec une épaisseur de 23 m.

L'interprétation faite à l'aide du plate forme Techlog montre que l'unité D5 présente des bons paramètres pétrophysiques que unité D4 sauf le volume d'argile que faire l'unité D4 plus propre que D5 , mais les autres paramètres petrophisique indique que il ya bon quantités des hydrocarbure (d'après la porosité effective et la saturation en eau ) dans un milieu grés

argileux de perméabilité élevé tous qui donne une grand quantité de production ( production optimale plus élevé que l’autre unité D4).

➤ **PUITS OMO-633 :**

<b>OMO-633</b>	<b>Vsh</b>	<b>PHIT.S</b>	<b>PHIT.SS</b>	<b>PHIT.D</b>	<b>PHIE.S</b>	<b>PHIE.D</b>	<b>SW</b>	<b>BVW</b>	<b>PERM</b>
<b>D5</b>	<b>42.5</b>	<b>9.75</b>	<b>6.32</b>	<b>12.5</b>	<b>7.68</b>	<b>6.25</b>	<b>17.19</b>	<b>1.34</b>	<b>30.97</b>
<b>D4</b>	<b>43.7</b>	<b>11.38</b>	<b>12.23</b>	<b>9.67</b>	<b>9.43</b>	<b>6.45</b>	<b>28.38</b>	<b>4.19</b>	<b>61.12</b>

**Tableau.05 : Récapitulation des résultats de l’interprétation puits OMO-633**

Le puits OMO-633est composé de deux zones principaux, Il s’agit de :

- ✚ D5 avec une épaisseur de 40 m.
- ✚ D4 avec une épaisseur de 30 m.

L’interprétation faite à l’aide du plate forme Techlog montre que les deux unités D5 D4 ne sont pas propre a cause de la teneur massive des argiles on dit que ils sont grés argileux avec des bonne paramètres petrophysique d’un réservoir d’hydrocarbure avec perméabilité médiocre.

**III.5.Conclusion**

Après l’analyse des résultats de l’interprétation on conclut que le puits MD-108 est le plus performant vu qu’il possède de très bonnes caractéristiques pétrophysiques avec un réservoir moyennement épais et le puits OMJ-111 est le plus faible candidat.

## Conclusion générale

A travers cette étude, nous avons évalué une interprétation du réservoir gréseux du champ de Hassi Messaoud.

Les résultats de l'évaluation pétrophysique du réservoir gréseux du champ de Hassi Messaoud présentent des caractéristiques pétrophysiques presque moyennes dans l'ensemble de ses drains producteurs favorisant ainsi des accumulations éventuelles d'hydrocarbures.

Ceci est traduit par les valeurs moyennes des paramètres de réservoir tels que : la porosité, la saturation en eau et le volume d'argile.

Cependant, l'utilisation du logiciel « Techlog » nous a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysiques à travers ses modules interactifs.

# Bibliographie

- ✚ [1] : **Amrani Kahina** "Etude de l'influence de la géologie sur la mise en place du forage horizontal sur le champ de Hassi Messaoud " **mémoire de fin d'étude de l'université de Bejaia 2016.**
- ✚ [2] : **Hamza Benessam**" CARACTÉRISATION ET MODÉLISATION DU RÉSERVOIRE CAMBRO-ORDOVICIEN DE LA ZONE 23 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD" **mémoire de fin d'étude de l'université de Tlemcen 2016.**
- ✚ [3] : **SOUILAH OMAR** "apport des diagraphies a la reconnaissance géologique de réservoir cambrien Ra dans le secteur Nord-Ouest du champ de hassi messaoud " **mémoire de fin d'étude de l'université de Ouargla 2016.**
- ✚ [4] : **Brik Ramzi** " Interprétations et analyses des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies différées par l'utilisation du IP dans le champ du Gassi El Agreb." **mémoire de fin d'étude de l'université de Ouargla 2018.**
- ✚ [5] : **SALIMA BLAL** " ETUDE PETROPHYSIQUE ET DIAGRAPHIQUE De RESERVOIR R1 (CAMBRIEN) DE LA ZONE 17 -CHAMP DE HASSI MESSAOUD" **mémoire de fin d'étude de l'université de Tlemcen 2013.**
- ✚ [6] : **MR ; MCEIBAH.I** " Notions de réservoir et propriété pétrophysiques associés "
- ✚ [7] : **ZAHY ABDELHAMID** " Interprétation et Analyse des Paramètres Pétrophysiques a partir des Diagraphies Différées du réservoir dévonien F6 du champ de TFT (bassin d'ILLIZI " **mémoire de fin d'étude de l'université de Ouargla 2013**
- ✚ [8] : **Hacine Rachid** " Méthodes de diagraphies " **Institue Algérien de Pétrole.**
- ✚ [9] : **Benhamida Mohamed Amin** " interprétation et analysé des paramètres pétrophysiques a partir des diagraphies différés de réservoir gréseuse dans le champ de Hassi Messaoud " **mémoire de fin d'étude de l'université de Ouargla 2017.**
- ✚ [10] : **BENACHOUR Hamza** " Evaluation corrélative et diagraphique des paramètres pétrophysiques dans le gisement de BenKahla sud , réservoir TAGI (Berkaoui, bassin de Oued Mya )" **mémoire de fin d'étude de l'université Ouargla 2016.**

## ملخص:

قمنا بدراسة المعلومات البتروفيزيائية لحوض حاسي مسعود بصحراء الجزائر باستخدام التسجيلات السلكية. هذا النوع من الدراسة يسمح لنا بالكشف السريع عن منطقة الذبذبات الصوتية و تحديد الخصائص الصخرية و تقدير المسامية و التشبع للمنطقة المدروسة. من أدوات التسجيل نذكر أشعة جاما، النيوترون، المقاومة، أدوات الكثافة و الأدوات الصوتية، استخدم في الدراسة برنامج **Techlog** الذي يترجم المعلومات البتروفيزيائية في مخططات. كشفت دراستنا أن المصارف (D5, D4) في MD-108، OMJ-111، OMO-633 و OMM-302 هي المصارف المنتجة.

**الكلمات المفتاحية:** التسجيلات السلكية، Techlog، حوض، المصارف، المعلومات البتروفيزيائية.

## RESEUME :

Dans l'étude du réservoir de Hassi Messaoud, on a utilisé les diagraphies différées. Les enregistrements de ces diagraphies nous renseignent sur les paramètres pétrophysiques et nous confirment la présence des hydrocarbures dans les forages en trou ouvert. Nous nous limiterons aux outils qui permettent une mise en évidence rapide sur chantier des zones réservoirs et de déterminer la lithologie, la porosité et la saturation de ces zones. Les diagraphies utilisées sont: le caliper, le gamma ray, la résistivité, le neutron, les outils de densité et le sonique. Le software « Techlog» nous a permis d'analyser et d'exploiter les données des logs et nous a permis de faire l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir gréseux de Hassi Messaoud. Notre étude a révélé que les drains (D5, D4) dans MD-108, OMJ-111, OMO-633 et dans OMM-302 sont les drains producteurs.

**Mots clés :** diagraphies, Techlog, réservoir, drains, pétrophysique.

## ABSTRACT:

In the study of the Hassi Messaoud basin we used wireline logs. These records tell us about the pétrophysics parameters and we confirm the presence of hydrocarbons in the reservoir. We limit ourselves to the tools that allow rapid detection in the reservoir and determine the lithology, porosity and saturation .The logs used are: caliper, gamma ray, resistivity, neutron, density tools and sonic. The software "TechLog" enabled us to analyze and use the data log and allowed us to make the evaluation pétrophysics of the sandy reservoir of Hassi Messaoud. Our study revealed that the drains (D5, D4) in MD-108, OMJ-111, OMO-633, and in OMM-302 are the producing drains.

**Key words:** wireline logs, Techlog , reservoir , drains, pétrophysics.