

# UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département de forage et mécanique des chantiers  
pétroliers



## Mémoire de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques  
Filière : hydrocarbure  
Spécialité : forage professionnel

Présenté par : Radji Lamine, Oussama Khatir Ben Meheimda, Sadji Riadh

### Thème

Détermination des paramètres pétrophysiques  
Dans un champ pétrolier( cas de Haoud  
berkaoui ) par l'utilisation du logiciel TECHLOG  
2015.3.

Soutenu publiquement le : 14/06/2021 Devant le jury :

	Nom et Prénoms	Grade	Qualité	Etablissement
M.	Gharbi brahim	MAA	Président	UKM Ouargla
M.	Fenazi bilel	MAA	Encadreur/rapporteur	UKM Ouargla
M.	Mecibah ilyes	MCB	Examineur	UKM Ouargla
				UKM Ouargla

Année Universitaire : 2020 /2021

# *Dédicace*

*Nous dédions ce modeste fondement :*

*À nos très chers et précieux parents qui sont à la base de notre engagement et le secret de nos prés réussite grâce à leurs amples soutiens.*

*À tous nos enseignants sans exception qui nous ont transmet leurs connaissances, leurs savoirs et qui sont à la hauteur de nos exigences.*

*À tous nos amis avec lesquels on a passé des moments mémorable et grandiose tout a long de ces années passées, c'était vraiment fabuleux.*

*À toute le groupe de **UKMO** qui nous ont attribué et créer un climat et des conditions d'études adéquates et adaptés.*

# Remerciement

*Nous remercions le seigneur qui nous a donné la force et le courage pour achever toute sorte d'obligation et relever les défis de la vie y compris la réalisation de ce mémoire.*

*Nous remercions bien sûre tous nos enseignants sans exception pour leurs aides, leurs inspirations et leur contribution consistante a notre formation.*

*Nous tenons à remercier on particulier notre encadreur monsieur **Fenazi Bilel** qui nous a énormément aidé et orienté grâce à ses précieux conseils.*

*Pour conclure un grand merci pour nos chers amis et toutes les personnes qui ont participé et contribué de près ou de loin pour mettre au bout ce fondeme*

## Table de matière

Liste des figures.....	I
Liste des tableaux.....	II
Symboles –Notation- Abréviations.....	III
Introduction générale .....	IV

### Chapitre 1 : Généralité sur la région de Haoud Berkaoui

1. Généralité géographique et géologique .....	2
1.1. Bassin d'Oued Mya .....	2
1.1.1. Contexte géographique .....	2
1.1.2. Contexte géologique .....	2
1.1.2.1. Sur le plan stratigraphique : .....	2
1.1.2.2. Sur le plan structural.....	8
1.2. Champ de Haoud Berkaoui .....	9
1.2.1. Contexte géographique .....	9
1.2.2. Contexte géologique .....	10
1.2.2.1. Sur le plan stratigraphique .....	10
1.2.2.2. Sur le plan structural.....	15

### Chapitre 2 : matériel et méthode

1. Introduction.....	16
2. Les paramètres pétro-physiques du réservoir .....	16
2.1. La porosité.....	16
2.1.1. Les différents types de porosité .....	17
2.2. La perméabilité (k).....	17
2.2.1. Définition .....	17
2.2.2. Types de perméabilités .....	18
2.3. Saturations (S).....	19
3. L'invasion d'une formation poreuse perméable par le fluide de forage .....	19
4. Aperçu sur la diagraphie .....	21
4.1. Introduction .....	21
4.2. Diagraphie différée.....	21
4.2.1. Définition .....	21

4.2.2.	Présentation d'une diagraphie .....	21
4.2.3.	Types de diagraphie .....	22
4.2.4.	But de diagraphie .....	22
4.2.5.	Les principaux types d'enregistrements.....	23
4.2.6.	Classification des diagraphies.....	23
4.2.6.1.	Diagraphies électriques (diagraphies de résistivité).....	24
4.2.6.2.	Diagraphie nucléaire.....	24
A)	Diagraphie gamma-ray (GR).....	24
B)	Diagraphie neutron (CNL).....	26
C)	Diagraphie densité (FDC) ou gamma-gamma.....	28
4.2.6.3.	Diagraphie acoustique .....	29
4.2.6.4.	Diamètre (Caliper).....	31
5.	Conclusion .....	33

### **Chapitre 3 : Résultats et discussion**

1.	Introduction.....	34
2.	Interprétation des paramètres pétrophysiques à partir de logiciel Techlog .....	34
2.1.	Définition du logiciel Techlog 2015.3 .....	34
2.2.	Historique du Techlog.....	34
2.3.	But du logiciel Techlog .....	34
2.4.	La base de données de « Techlog ».....	35
2.5.	Chargement des données .....	35
3.	Présentation de la situation géographique des puits d'étude .....	36
4.	Les diagraphies enregistrées .....	37
5.	Calcul des paramètres pétrophysiques .....	38
5.1.	Volume d'argile (Vsh) .....	38
5.1.1.	Méthode des Gamma ray (GR).....	38
5.1.2.	Les paramètres d'entrés pour le calcul de volume d'argile par Techlog.....	38
5.1.3.	Les résultats de calcul du volume d'argile par Techlog .....	39
5.2.	Porosité et saturation d'eau (Sw) .....	45
5.2.1.	Estimation de la porosité ( $\phi$ ).....	45
5.2.1.1.	La porosité à partir des logs.....	45
5.2.1.2.	Porosité de Neutron - Densité ( $c \times N-D, \phi N-Deff$ ) .....	45
5.2.1.3.	Les paramètres d'entrés pour le calcul de la porosité par Techlog .....	46
5.2.1.4.	Les résultats de calcul de la porosité par Techlog .....	46
5.2.2.	Les résultats de calcul de saturation par Techlog .....	52

5.3. Les résultats de calcul de la perméabilité par Tech log .....	58
6. Interprétation et analyse des résultats : .....	64
7. Conclusion .....	66
Conclusion générale.....	67
Résumé.....	68
Bibliographies et reference.....	70

## Liste des figures

### Chapitre 1: Généralité sur la région de Haoud Berkaoui

<b>Figure 1:</b> situation géographique d'Oued Mya .....	2
<b>Figure 2:</b> coupe stratigraphique de bassin d'Oued Mya .....	7
<b>Figure 3:</b> situation géographique du champ de Haoud Berkaoui.....	10
<b>Figure 4 :</b> coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui .....	14
<b>Figure 5:</b> carte structurale du champ de Haoud Berkaoui. ....	15

### Chapitre 2 : Aperçu sur les diagraphies et l'analyse des pétrophysique

<b>Figure 6 :</b> les différents volumes dans la roche .....	16
<b>Figure 7 :</b> L'expérience de Darcy .....	17
<b>Figure 8 :</b> Représentation schématique de l'invasion.....	20
<b>Figure 9 :</b> Représentation schématique de l'invasion .....	20
<b>Figure 10 :</b> Appareille opération des diagraphies. ....	23
<b>Figure 11 :</b> Schéma présente la classification diagraphique. ....	24
<b>Figure 12:</b> Classifications de principales roches réservoirs selon leur radioactivité ..	25
<b>Figure 13 :</b> principe de fonctionnement du log newtron (CNL).....	28
<b>Figure 14:</b> Schéma de principe d'une sonde $\gamma$ - $\gamma$ .....	29
<b>Figure 15 :</b> Principe de l'outil Sonic à deux récepteurs.....	30
<b>Figure 16:</b> Influence de la lithologie sur le caliper et représentation des .....	32

### Chapitre 3 : Résultats et discussion

<b>Figure 17 :</b> Chargement des données par logiciel Techlog.....	36
<b>Figure 18 :</b> Les paramètres de calcule de volume d'argile par Techlog. ....	39
<b>Figure 19 :</b> Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits BKRE-01 par Tech log. ....	40
<b>Figure 20 :</b> Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits BKRE-02 par Tech log. ....	41
<b>Figure 21 :</b> Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits BKRE-03 par Tech log. ....	42

<b>Figure 22:</b> Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits BKRE-04 par Tech log. ....	43
<b>Figure 23:</b> Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits BKRE-05 par Tech log. ....	44
<b>Figure 24:</b> les paramètres d'entrés pour le calcul de porosité par Techlog .....	46
<b>Figure 25 :</b> log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-01 par Tech log.	47
<b>Figure 26 :</b> log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-02 par Tech log.	48
<b>Figure 27 :</b> log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-03 par Tech log.	49
<b>Figure 28 :</b> log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-04 par Tech log.	50
<b>Figure 29 :</b> log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-05 par Tech log.	51
<b>Figure 30 :</b> log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-01 par Techlog. ....	53
<b>Figure 31:</b> log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-02 par Techlog.	54
<b>Figure 32:</b> log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-03 par Techlog.	55
<b>Figure 33 :</b> log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-04 par Techlog. ....	56
<b>Figure 34 :</b> log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-05 par Tech log. ....	57
<b>Figure 35 :</b> log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-01 par Tech log. ....	59
<b>Figure 36 :</b> log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-02 par Tech log. ....	60
<b>Figure 37 :</b> log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-03 par Tech log. ....	61
<b>Figure 38:</b> log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-04 par Tech log. ....	62
<b>Figure 39 :</b> log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-05 par Tech log. ....	63



## Liste des tableaux

### Chapitre 1: Généralité sur la région de Haoud Berkaoui

<b>Tableau 1:</b> différentes phases tectoniques ayant affecté la région de Haoud Berkaoui .....	8
--	---

### Chapitre 3 : Résultats et discussion

<b>Tableau 2:</b> Situation géographique des puits et leurs années de forage. ....	36
<b>Tableau 3 :</b> Diagraphies enregistrées.....	37
<b>Tableau 4 :</b> Résultats de calcul de volume d'argile par Techlog. ....	45
<b>Tableau 5 :</b> Résultats de calcul de porosité par Techlog. ....	52
<b>Tableau 6:</b> Résultats de calcul de saturation par Techlog.....	58
<b>Tableau 7 :</b> Résultats de calcul de perméabilité par Techlog. ....	64
<b>Tableau 8:</b> récapitulation de résultats de l'interprétation des puits .....	64
<b>Conclusion Général</b> .....	65

## **Symboles –Notation- Abréviations :**

$\Phi$  : La porosité.

$\Phi_1$  : La porosité primaire.

$\Phi_2$  : La porosité secondaire.

$\Phi_t$  : La porosité totale.

Q : Débit du fluide traversant la roche en cm<sup>3</sup>/s.

S : Surface de passage du fluide en cm<sup>2</sup>.

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

R<sub>t</sub> : Résistivité de la roche dans la zone vierge en ohms.m.

R<sub>w</sub> : Résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m.

m : Facteur de cimentation, varie généralement entre 1,3 et 2,2.

a : Facteur qui dépend de la lithologie et varie entre 0,6 et 2. F : Facteur de formation.

R<sub>xo</sub> : Résistivité de la roche dans la zone lavée .

R<sub>mf</sub> : Résistivité du filtrat qui remplit les pores de la roche.

S<sub>xo</sub> : Saturation en filtrat et S<sub>w</sub>.

S<sub>hc</sub> : Saturation en hydrocarbures dans la zone vierge.

S<sub>hr</sub> : Saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

GR<sub>lu</sub> : Gamma ray lu à partir du log.

GR<sub>min</sub> : Gamma ray en face des bancs propres (sable).

GR<sub>max</sub> : Gamma ray lu en face des argiles.

S<sub>w</sub> : Saturation d'eau.

V<sub>sh</sub> : Volume d'argile.

$\Phi_e$  : Porosité Effective.

V<sub>sh</sub> : Volume d'argile.

GR: Gamma ray.

GR max: Gamma ray maximum.

GR min: Gamma ray minimum.

GR lu : Gamma ray lu.

## **Introduction générale**

Une consommation excessive d'hydrocarbures a favorisé le monde, en particulier la société les compagnies pétrolières recherchent des nouvelles réserves. Pour ce là des disciplines et des technologies ont été inventé et développé, à savoir la géologie et la géophysique.

L'existence de forages peut confirmer ou nier l'existence d'hydrocarbures, dans lesquels de multiples paramètres physiques peuvent être enregistrés à partir de la diagraphie de puits, afin de refléter les caractéristiques pétrophysiques de la série sédimentaire à travers laquelle passe le forage utilisé dans le puits, de sorte que le sédiment ou le réservoir sera affecté.

Le désert du Sahara en Algérie est l'une des ressources mondiales potentielles en hydrocarbures. Au vu de son vaste territoire et de ses ressources réparties dans de multiples bassins

Le champ pétrolier " Haoud Berkaoui " fait partie du bassin " Oued Mya " Dans cette zone a reconnu l'accumulation de nombreux hydrocarbures situés dans les ces réservoirs. Le but de cet article est d'étudier les paramètres pétrophysiques des réservoirs traversés par le secteur « Haoud Berkaoui » forés à partir de diagraphies tardives dans plusieurs fossés de drainage du réservoir.

Les plans que nous avons adoptés pour la recherche comprenaient :

- Le 1er chapitre : Généralité sur la région de « Haoud Berkaoui ».
- Le 2eme chapitre : matériel et méthode
- Le 3eme chapitre : résultats et discussion

# **Chapitre 1**

## **Généralité géographique Et géologique sur la région De « Haoud Berkaoui ».**

## 1. Généralité géographique et géologique

### 1.1. Bassin d'Oued Mya

#### 1.1.1. Contexte géographique

Le bassin d'Oued Mya est situé dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne à environ 600 km au sud d'Alger, il couvre une superficie de 5300 km<sup>2</sup>, il se localise plus précisément dans la province centrale. Ce bassin est délimité par une latitude 31° 15' et 33° 00' Nord et une longitude 4° 28' et 5° 08' Est.

Il est limité au Nord par la zone haute de DJEMAA-TOUGGOURT, au Sud par le Bassin de Mouydir, à l'Est par le haut structural d'Amquid-El Bioud-Hassi Messaoud et à l'Ouest par la route d'Allal.

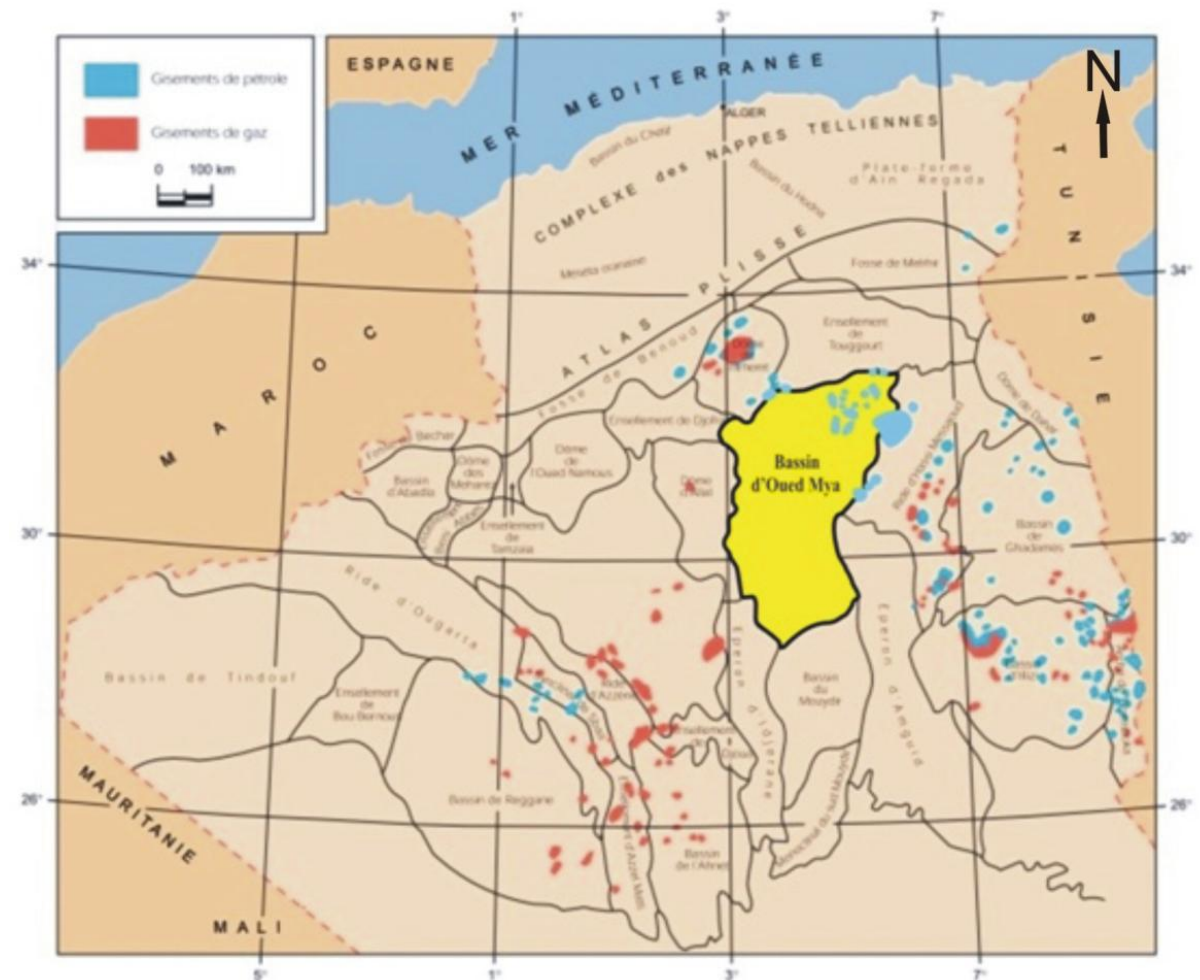


Figure 1: situation géographique d'Oued Mya [20]

#### 1.1.2. Contexte géologique

##### 1.1.2.1. Sur le plan stratigraphique :

D'après les travaux réalisés par (BOUKLILA, 2013 ; BENZAOUI, 2009 ; Document SONATRACH, 2014 ; HAFSI, 2015 ; KHAZANI & BENNANA, 2016 ; BOULEDROUA, 2014), on a constaté que :

La région d'Oued Mya est représentée par le Bassin triasique saharien, qui constitue un sous bassin de type intra-cratonique de la plate-forme saharienne, Il forme une vaste dépression NE SO.

Dans la partie septentrionale de la plate-forme (Oued Mya), la série sédimentaire type dont l'épaisseur peut atteindre 6000 mètres, présente des dépôts Paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien.

- Le mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé.
- Le Cénozoïque est représenté par une mince série détritique du Mio-Pliocène.

Cette couverture sédimentaire marquée par plusieurs discordances qui sont :

- La discordance hercynienne : qui affecte les dépôts de Paléozoïque supérieur ;
- La discordance autrichienne : affectant les dépôts du Crétacé inférieur ;
- La discordance pyrénéenne : qui a érodée les dépôts du Tertiaire.

La série se présente de haut en bas :

### **A) Cénozoïque**

Cet étage est discordant et incomplet peu épais de 8 à 36 mètres, subdivisée en deux unités :

#### **a) Mio-Pliocène**

Grés fin, sable avec des intercalations d'argile

#### **b) Eocène**

Composé de calcaire dolomitique, d'anhydrite et d'argile.

### **B) Mésozoïque**

Il est considérablement développé dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya, son épaisseur moyenne est de 3700 mètres.

Il est subdivisé en trois grandes unités :

#### **a) Crétacé**

C'est une série très puissante avec 1900 mètres d'épaisseur, sa base composée par des dépôts clastiques continentaux et son sommet formé de sédiments halogènes d'origine marine et lagunaire.

Il est subdivisé en : Sénonien, Turonien, Cénomaniens, Albien, Aptien, Barrémien, Néocomien.

#### **b) Le Jurassique**

C'est une série évaporitique à la base, devenant argilo-gréseuse vers le sommet, son épaisseur est de 1450 mètres en moyenne, comprenant les trois séries suivantes :

- **Le Malm**

Il s'agit d'une alternance d'argile, de dolomie et de grés, son épaisseur peut atteindre les 200m.

- **Le Dogger**

Composé de deux unités :

- Dogger argileux : argile rouge sableux à intercalations de dolomie, son épaisseur est de l'ordre de 205m.
- Dogger lagunaire : constitué d'anhydrites à passées de dolomie et d'argile, son épaisseur est de 110m environ ;

- **Le Lias**

Est Constitué de plusieurs ensembles lithologiques :

- Lias carbonaté et marneux.
- Lias anhydritique : série anhydritique massive à passées de dolomie.
- Lias salifère : sel massif intercalé d'argile brun-rouge.
- Lias dolomitique (Horizon B) : repère dolomitique de grande extension constitué de dolomie et de marne.
- Lias salifère (S1+S2) : anhydrite blanche avec des intercalations de sel massif incolore avec des passées d'argiles gris et brun-rouge élastique.
- Lias salifère S3 : sel massif avec des intercalations d'argile brun-rouge.
- Lias argileux : constitue par l'argile brun rouge salifère à intercalation de sel.

**c) Le Trias**

Défini par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires, son épaisseur moyenne est de 35 mètres. Il est composé de haut en bas par la succession suivante :

- **Le Trias salifère**

C'est la clôture de toute la série argilo-gréseuse du Trias, elle est constituée de sel blanchâtre, parfois rosâtre, intercalée par l'argile de couleur rouge, plastique et parfois salifère. Son épaisseur moyenne est de 45 mètres. [34]

- **Le Trias Argileux**

C'est un niveau d'argiles pâteuses et de silts de couleur rougeâtre son épaisseur relativement constante dans tout le secteur étudié, de l'ordre de 30 m.

- **Le Trias Argilo-gréseux T2**



Formé par des bancs de grès fins à moyens à ciment argileux avec des intercalations d'argiles brunes rouges, parfois dolomitiques d'origine fluviale.

➤ **Le Trias Argilo-gréseux T1**

Il comprend une alternance des grès et d'argiles brunes rouge, ferrugineuses au sommet. Cette formation représente le réservoir secondaire de la région.

➤ **Les roches éruptives**

C'est une série andésitique fortement altérées à fissurées de couleur vert sombre, Cette formation joue le rôle d'une roche couverture pour les hydrocarbures de la série inférieure,

Son épaisseur moyenne est de 10m.

➤ **Série inférieure (Trias Argilo-Gréseux Inférieur "TAGI")**

Elle représente le terme de base du Trias et constitue le réservoir principal dans la partie centrale de la dépression (bloc 438). Elle est représentée par une alternance d'argile silteuse brune à verte et de grès blancs, brun-rouge à verdâtres, fins à grossiers et conglomératiques. L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 50 à 70 m (variant de 0 m à plus de 90 m).

**C) Le Paléozoïque**

C'est une épaisse série sédimentaire formée essentiellement par des dépôts du Cambrien et d'Ordovicien, elle est fortement érodée.

**a) L'Ordovicien**

Il comprend du haut en bas la succession suivante :

- **Dalle de M'Kratta** : quelques mètres de grès quartzitique blanc, fins à moyens, avec intercalation d'argile.
- **Argiles conglomératiques (Ep = 80m)** : une série d'argile intercalée par des niveaux micro conglomératiques.
- **Grès d'Oued Saret (Ep = 50m)** : une succession des argiles gris à noirs silteuse avec des grès blanc fin à moyen.
- **Argiles d'Azzel (Ep = 50m)** : des argiles grises foncé à noire riche en fossiles.
- **Grès d'Ouargla (Ep = 110m)** : des grès fins quartzitique grises claires des passées d'argile noire.
- **Quartzites Hamra (Ep = 100m)** : des grès quartzitiques feldspathiques très fin a moyen.
- **Grès d'El Atchane (Ep = 45m)** : des grès blancs a gris, fin argileuse.
- **Argiles d'El Gassi (Ep = 110m)** : C'est une formation d'argile grise à noire, verte indurée silteuse avec des intercalations centimétriques des grès fins.

**b) Le Cambrien**

Il est formé par un ensemble gréseux quartzitique à conglomératique, d'origine continentale, rarement fossilifère. Son épaisseur moyenne est de 500 mètres. Il est subdivisé en quatre unités : R3, R2, R1 et une zone d'alternance.

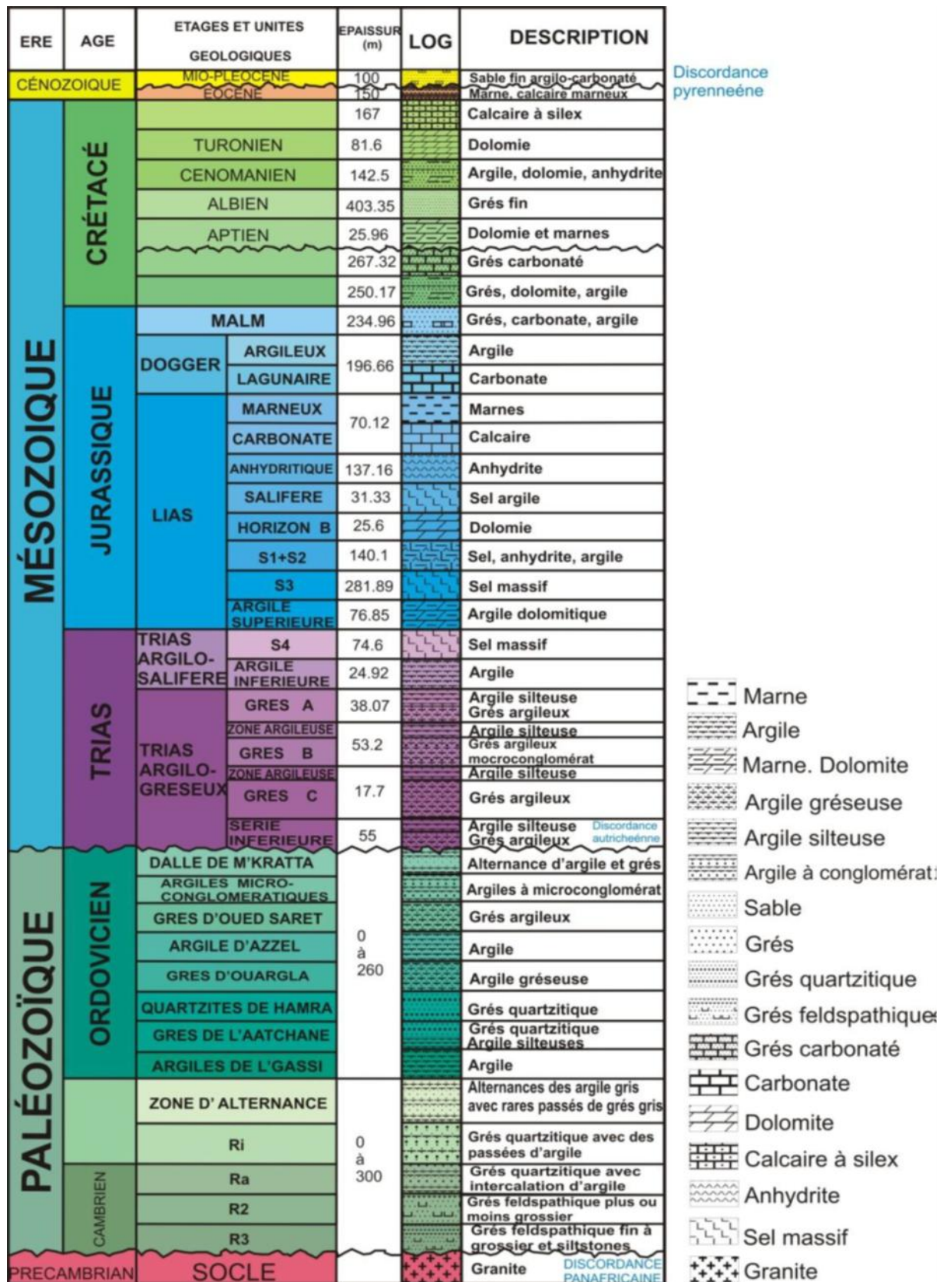


Figure 2: coupe stratigraphique de bassin d'Oued Mya [17]

### 1.1.2.2. Sur le plan structural

Le bassin d'Oued Mya est affecté par un ensemble de bourrelets de direction N-S, NE-SW, qui ont la même direction des failles, il se situe entre deux axes structuraux ; le haut fond du Mzab-Talenzane au Nord-Ouest, et El Gassi-Hassi Messaoud au Sud-Est. Ces derniers constituent une réponse à plusieurs phases tectoniques (phase panafricaine, phase hercynienne, phase autrichienne et phase alpine).

Nous avons résumé les différentes phases tectoniques ayant affecté la région dans le tableau 1. Elles se subdivisent en deux types, antérieures ou synsédimentaires aux dépôts, qui sont la cause principale du façonnement du paléo-environnement, contrôlant donc la sédimentation du Trias argilo-gréseux inférieur et postérieures aux dépôts, causant les différentes déformations structurales des séries, modifiant ainsi leurs structures internes et leurs caractéristiques pétrophysiques.

**Tableau 1:** différentes phases tectoniques ayant affecté la région de Haoud Berkaoui [18]

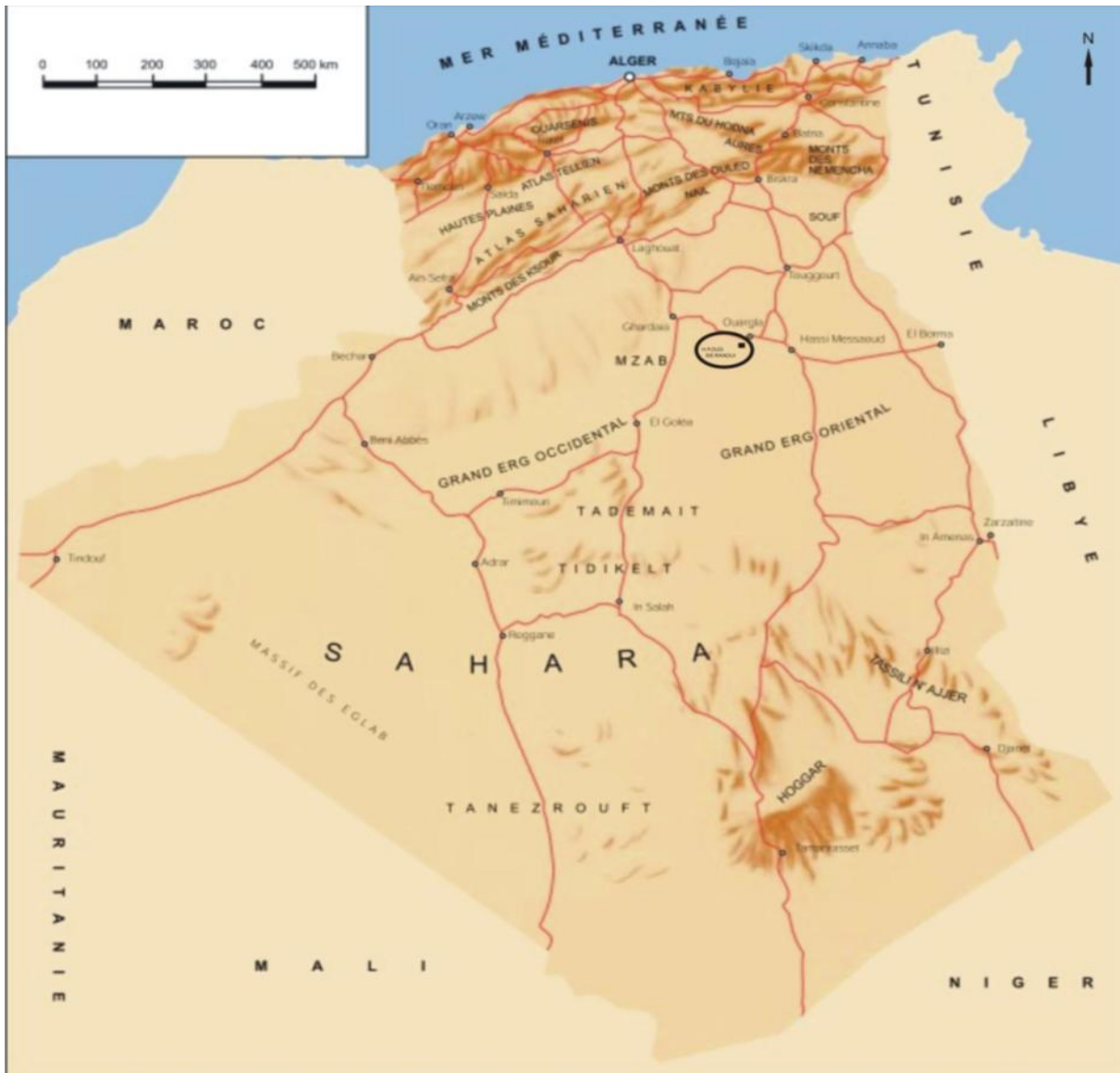
Phase	Age	Type	Direction
Panafricaine	/	Compressive	Est-Ouest
cambro-ordovicienne	Ordovicien supérieur	Distensive	NW-SE
Taconique	Ordovicien supérieur	Compressive	Nord-Sud
Calédonienne		Compressive	Est-Ouest
Dévonienne	Dévonien inférieur	Distensive	NW-SE
hercynienne précoce	/	Compressive	Nord 40°
Hercynienne principale	Carbonifère sup-Permien	Compressive	Nord 120°

Trias-Lias	/	Distensive	NW-SE
Autrichienne	Crétacé terminal	Compressive	NW-SE
Eocène	Eocène	Compressive	Nord-Sud
Miocène	Miocene	Compressive	N-S, NW-S
Villafranchienne	/	Compressive	Nord-Sud

## 1.2. Champ de Haoud Berkaoui

### 1.2.1. Contexte géographique

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt [3]



**Figure 3:** situation géographique du champ de Haoud Berkaoui. [20]

## 1.2.2. Contexte géologique

### 1.2.2.1. Sur le plan stratigraphique

La série stratigraphique de Berkaoui représenté par le Mio-Pliocène qui affleure en surface : Le crétacé ; Le jurassique ; Le trias ; Le Gothlandien et l'ordovicien.

Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistant ; Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien).

La série se présente comme suivant :

#### A) Le Cénozoïque

Il est représenté par les dépôts détritiques du Moi-Pliocène, il est composé d'alternance de grés beiges, ciment calcaire avec des intercalations de sables blancs et de grés peu consolidé. Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

## **B) Le Mésozoïque**

### **a) Crétacé**

Il s'étend sur tout le bassin, il comporte à la base des grés et des argiles continentales, au sommet des carbonates et des sédiments argileux marins, il est subdivisé du bas vers le haut comme suit :

- **Néocomien**

Son épaisseur est de moyenne de 180 mètres, il est composé d'un ensemble des argiles et des carbonates avec des passées d'argile.

- **Barrémien**

Il est composé de grés bruns rouge, fins à moyens avec des intercalations d'argiles et de calcaire, son épaisseur entre 350m.

- **Aptien**

C'est une série carbonatée et dolomitique avec une épaisseur de 10 à 30m.

- **Albien**

C'est un ensemble de grés et d'argile d'épaisseur de 400 à 470m, comportes des passées dolomitiques.

- **Cénomanién**

Son épaisseur moyenne est de 130m, composé d'une alternance de grés et d'argiles dolomitique.

- **Turonien**

Son épaisseur moyenne est de 80m, il est constitué à la base d'un ensemble marin carbonate et du calcaire avec des intercalations fines d'argiles au sommet. [16]

- **Sénonien**



Sénonien lagunaire : composé d'anhydrites et de carbonates à la base, avec une épaisseur de 400m.

Sénonien carbonaté : composé d'une dominance de carbonate au sommet avec une épaisseur moyenne de 160m.

#### a) Le Jurassique

Il constitue de bas en haut par :

- **Le lias**

- Lias salifère : C'est une formation formée de sel massif avec des fines intercalations d'argiles, son épaisseur moyenne est de 80m.
- Lias anhydritique : Son épaisseur est de 260m environ, il est composé d'une alternance anhydritique.

- **Le Dogger**

- Le Dogger lagunaire : il est composé par des marnes et des argiles grises avec des passées d'anhydrites blanches, son épaisseur est de 110m.
- Le Dogger argileux : composé par des argiles grises, tendre à plastique parfois siliceuse, son épaisseur est de 205m.

- **Le Malm**

Il est constitué d'argiles rouges, parfois sableuses avec des intercalations dolomitiques de couleur beiges, son épaisseur peut atteindre les 200m.

#### b) Le Trias

- **Le Trias argileux gréseux**

Il est constitué du bas en haut par les principaux réservoirs de la région suivante :

- Série Inférieur : le réservoir principal de la région, son épaisseur est de 50m, constitue par des grés grossiers, de gré fin à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques [32]
- Série éruptive : c'est une formation volcanique avec une épaisseur variable constitue par des roches éruptives.
- Trias argilo-gréseux T1 : c'est un réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m, elle est composée par des argiles brunes-rouges à grises dolomitiques et



des grés fins gris à brun-rouge à ciment d'argile et carbonaté. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement. [32]

- Trias argilo-gréseux T2 : Ce réservoir directement sus-jacent au T1 et contient des indices indique la présence d'huile, elle est exploitée juste dans certains puits. Elle est composée par des grés fins a cimentés par du sel, Et les porosités varient de 2 à 4 % avec des perméabilités moyennes de 0,1 à 34 md. [32]
- Le Trias salifère : C'est une alternance du sel, d'anhydrite et d'argile, son épaisseur est de 450m.17

### **C) Le Paléozoïque**

Le Gothlandien constitue la roche mère principale du bassin triasique avec une épaisseur de l'ordre de 20m, il représente le premier horizon et la seule formation Paléozoïque reconnue entièrement sous la discordance Triasique. Il est formé par des argiles indurées et silteuse à noires, avec des passées fins blancs à gris beiges. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653 m.

Age	Prof Moyenne	Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur	
TERTIAIRE	Mio-Pliocène	Mio-pliocene		Gres et Argiles	0 à 60 m	
	65	S. Carbonaté		Calcaire dolomique	0 à 700 m	
		S. Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile		
S. Salifere		sel massif				
CRETACE	752	Turonien		calcaire crayeux	300 à 900 m	
		Cenomanien		argile grise, anhydri. blche. dol. marnes		
	976	Albien		Gres fin à moy. à intercal d'arg. brun-rou et sable gr. à la base		
		1426	Aptien			Dolomie et marne
	1445	Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et marne.		600 à 700 m
		Neocomien		Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.		
JURASSIQUE	1969	MALM		Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marne.	700 à 900m	
	2200	Dogger argil.		Argile indurée.		
		Dogger Lag.		Anhyd. et dolomie		
	2450	(Anhydritique Massive)		Anhydrite massive, blanche intcl. de dolomie et argile.		
		Sel massif I		sel massif hyalin		
		Horizon "B"		Argile dolomitique		
	3290	Sel + Anhydr S2		sel massif p. arg. plastique		
		Sel Massif III		Sel massif incolore à rose		
		Argiles Sup.		Arg. plastique salifere calcaire dolomitique		
		Argilo-sal. S4		sel incolore		
TRIAS ARGILO-GRESEUX		argile inf.		Argile silteuse	100 à 250m	
		T2		Grès fin argilo-silteux		
		T1		Grès Argileux		
		Andesites		Andesite altérée		
DEVONIEN inf	3460	Serie Infer.		Grès fin à moyen	100 à 130 m	
		Devonien Inf.		Argiles noires. grés fin à moyen		
SILURIEN	3580	Silurien radioa.		Argiles noires radioactives, fossill-	60 à 65 m	
ORDOVICIE	DALLE DE MKRATA			Grés quartite et Argiles	12 A 25 m	
	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT			Argiles noires, micro-conglomé	90 à 100 m	
	GRES D'OUED SARET			Argiles noires, passées Grés	50 à 70 m	
	ARGILES D'AZEL			Argiles noires, passées Grés	40 à 50 m	
	GRES D'OUARGLA			Argiles noire, passées Grés	120 à 140 m	
	QUARTZITES DE HAMRA			Quartzite et grés quartzite fissurés	90 à 110 m	
	GRES D'EL ATCHANE			Grés fin, intercalations argileuses	49 m	
ARGILES D'EL GASSI			Argiles noires silteuses, grés-argileux	>10 m		

Figure 4 : coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui [19]

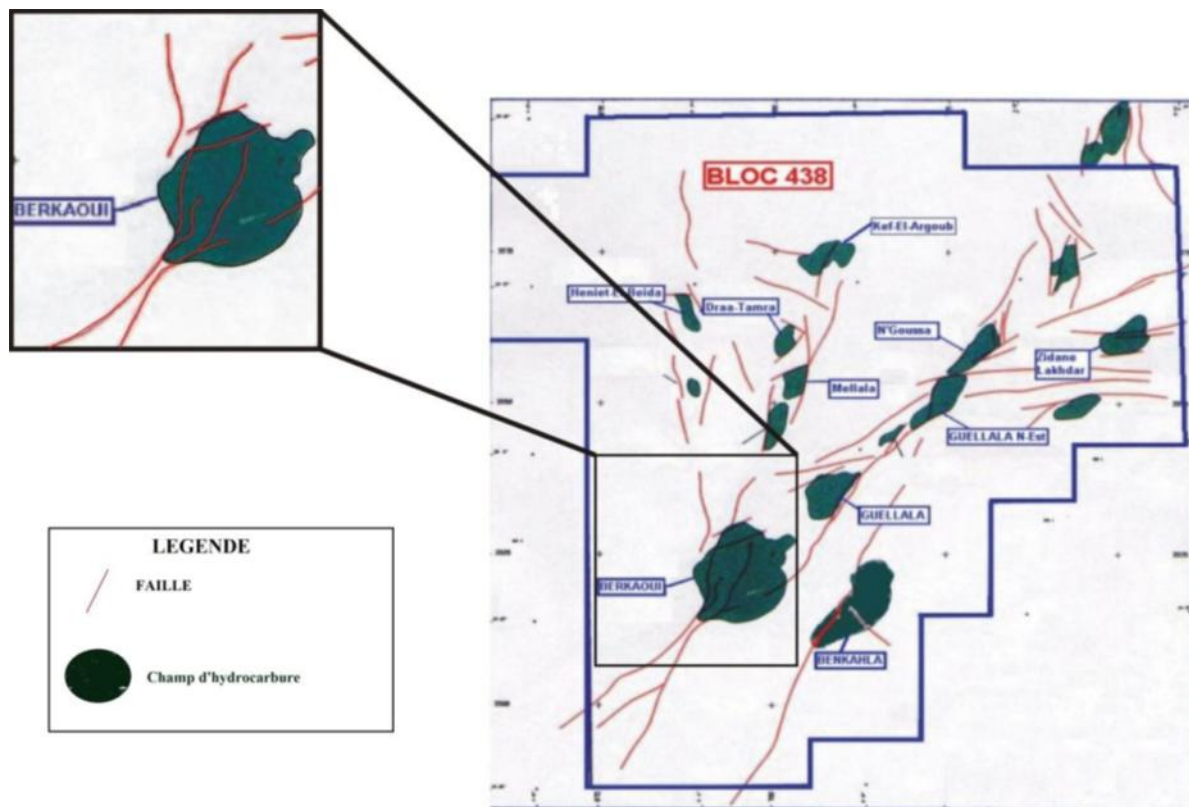
### 1.2.2.2. Sur le plan structural

La structure anticlinale de Haoud Berkaoui orienté N-S, se situe sur le bourrelet Est de la dépression d'Oued Mya, au niveau de cette région le Mésozoïque repose sur le Gothlandien Argileux.

Le gisement de Haoud Berkaoui a subi plusieurs accidents structuraux, ce qui a créé une certaine complexité structurale, cette structure est traversée par une faille étanche Sud-Nord qui divise le gisement en deux parties :

- ❖ Zone des OKJ ;
- ❖ Zone des OKN

La majorité des failles affectant ce champ sont de la même direction structurale, soit normal, soit inverse.



**Figure 5:** carte structurale du champ de Haoud Berkaoui.

**-Chapitre 2-**  
**Matériel et méthode**

## 1. Introduction

L'étude des paramètres pétro-physiques des roches constitue une importante étape dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet, pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétro-physiques (porosité, perméabilité, saturation, densité) des roches réservoirs. Dans ce contexte l'objectif de cette étude consiste à 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).

Avant d'utiliser le tech-log pour faciliter la tâche de traitement et d'interprétation des paramètres pétro-physiques. [5][24]

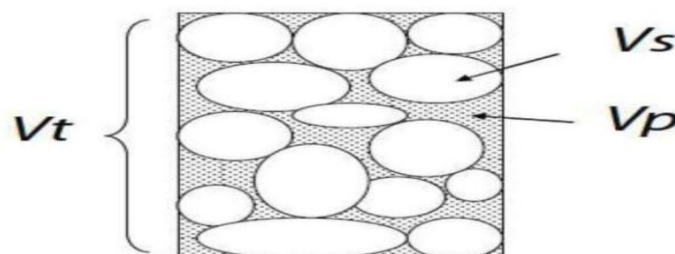
## 2. Les paramètres pétro-physiques du réservoir

Pour atteindre à l'exploitation optimal des ressources gazéifier et pétrolière, la qualité de réservoir des niveaux productifs doit être déterminée, en se basant sur des paramètres pétro-physiques (porosité, perméabilité, épaisseur utile, saturation...). Pour rappel quelques définitions sont à prendre en considération : la porosité, la perméabilité ainsi que la saturation. [33]

### 2.1.La porosité

La porosité ( $\Phi$ ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime par le rapport entre le volume des vides (pores) et le volume total de la roche (grain, ciment, fluide...etc.)

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



**Figure 6** : les différents volumes dans la roche

### 2.1.1. Les différents types de porosité

#### a) La porosité utile ( $\Phi_u$ )

La porosité utile (ou connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon.

#### b) La porosité résiduelle ( $\Phi_r$ )

Due aux seuls pores non reliés. Il peut s'agir soit de vides intra-cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple), soit inters cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits. La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25% à la porosité totale.

#### c) La porosité totale ( $\Phi_t$ )

Donné par  $\Phi_t = \Phi_u + \Phi_r$  [27] [33]

- Classification selon la porosité :
  - Faible si  $\Phi < 5\%$ .
  - Médiocre si  $5\% < \Phi < 10\%$ .
  - Moyenne si  $10\% < \Phi < 20\%$ .
  - Bonne si  $20\% < \Phi < 30\%$ .
  - Excellente si  $\Phi > 30\%$ .

## 2.2. La perméabilité (k)

### 2.2.1. Définition

La perméabilité d'une roche représente sa capacité à permettre de traverser les fluides contenus dans son espace poreux. Cette dernière ne permet le déplacement des fluides que dans le cas où ses pores sont reliés entre eux ; on dit que la roche est perméable.

La perméabilité est donnée par Loi améliorée de Darcy :

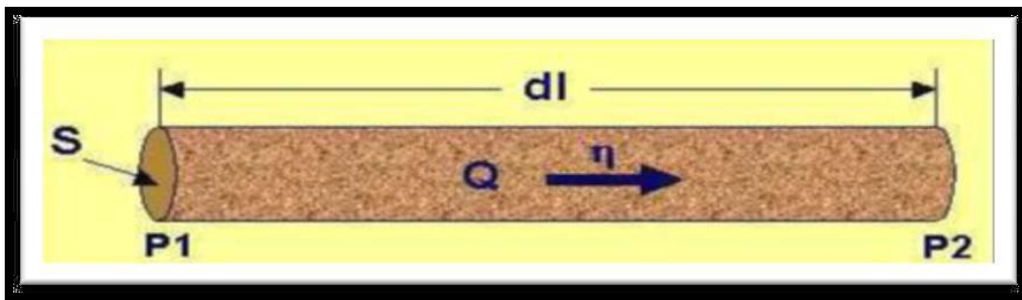


Figure 7 : L'expérience de Darcy

$$Q = A \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}$$

Q : Débit d'écoulement de fluide ( $cm^3/s$ ).

K : Perméabilité (mD).

$\mu$  : viscosité du fluide (Cp).

$dP/dx$ : la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon (pa/cm).

A : Surface de l'échantillon cylindrique ( $cm^2$ ).

Et Nous distinguons, Trois types de perméabilité

- la perméabilité absolue ou intrinsèque (K) ;

- la perméabilité efficace (Ke) ;

- la perméabilité relative (Kr).

### 2.2.2. Types de perméabilités

- **Perméabilité absolue**

C'est la perméabilité mesurée dans le cas où on a un milieu saturé par un seul fluide telle que : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile

- **Perméabilité effective**

Représente la perméabilité mesurée d'un fluide à la présence des plusieurs fluides la valeur de ce type de perméabilité est toujours inférieur à la perméabilité absolue, elle exprime l'aptitude de la roche à traverser le fluide contenu en présence d'autre fluide et cette propriété dépend à la nature de la roche et la saturation des fluides.

- **Perméabilité relative**

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité intrinsèque. La perméabilité relative à un fluide donné est exprimée en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

La perméabilité absolue d'une roche est variée en fonction de la direction considérée (les roches ne sont pas isotropes à cause de l'hétérogénéité de la formation). On définit en particulier les perméabilités horizontales  $K_h$  (écoulement parallèle et vers les puits) et verticales  $K_v$  (problèmes de ségrégation de fluides car les masses volumiques sont différentes). Par suite de la stratification, en règle générale, la perméabilité verticale est toujours plus faible que la perméabilité horizontale (rapport de 1 à 10 par exemple).

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.

Généralement, dans les réservoirs il y a plus qu'un seul fluide présent (eau/gaz/pétrole). Les dernières méthodes techniques (logging) ne permettent pas à mesurer la perméabilité sauf

le carottage qu'il nous donne la valeur de cette dernière à partie de laboratoire (mais il représente un caractère ponctuel). [30]

### 2.3. Saturations (S)

C'est une grandeur adimensionnelle représente la fraction des vides des pores remplies par un fluide quelconque (eau ou hydrocarbure) et on peut la définir aussi comme étant le rapport entre le volume des fluides incluse dans la roche et le volume des pores, On définit ainsi :

- La saturation en eau  $Se = Ve / Vp$
- La saturation en huile  $Sh = Vh / Vp$
- La saturation en gaz  $Sg = Vg / Vp$

$$\text{Avec } Se + Sh + Sg = 1 \quad [35]$$

### 3. L'invasion d'une formation poreuse perméable par le fluide de forage

Dans le forage il y a toujours des fluides contenus dans la formation (eau/huile/gaz) poussés la colonne hydrostatique (fluide de forage) vers la surface ceux qu'il nous mettre face à face à une éruption d'un puits de forage et c'est pour ça on maintenir la pression de cette colonne supérieure à celle de la formation ceux qu'il va causer une filtration dans les formations traversées par ce que la phase liquide de la boue (filtrat) va pénétrer et propager dans les voisinages du puits.

Les particules solides de la boue de forage s'accumulent sur les parois du puits et forment le mud cake « gâteaux de boue » la composition, l'épaisseur et la perméabilité de ce dernier baser sur la nature de boue (l'épaisseur est variée entre 1/8 vers 1" (3 mm à 2.54 cm) et la perméabilité est généralement faible) après une certaine longueur de propagation la filtration va diminuer et stopper.

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

La figure suivante montre la représentation schématique de l'invasion d'une formation par La fraction liquide et les fines substances dissoutes dans la boue (le filtrat) qu'il caractériser par ça résistivité  $R_{mf}$ , ce filtrat va évacuer tous les fluides de formation créant la zone lavée, Cette zone a pour résistivité  $R_{xo}$ .

Selon les données précédentes on peut déduire que l'effet de l'invasion (propagation de



filtrat) va diminuer jusqu'à une zone où les pores sont saturés complètement par l'eau de résistivité  $R_w$  cette zone appeler la zone vierge sa résistivité représenter par la valeur  $R_t$

Il existe une zone de transition entre ces deux zones appelée zone intermédiaire. En effet :  
 Zone envahie = Zone lavée + Zone intermédiaire. [10]

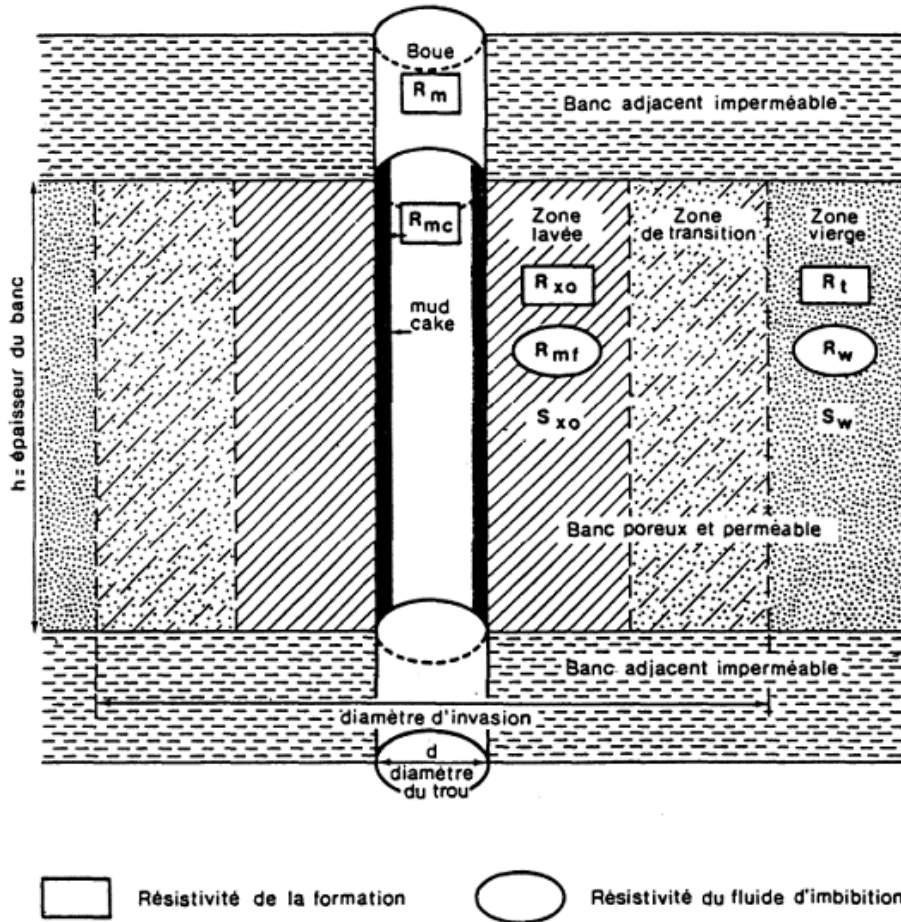


Figure 8 : Représentation schématique de l'invasion [9]

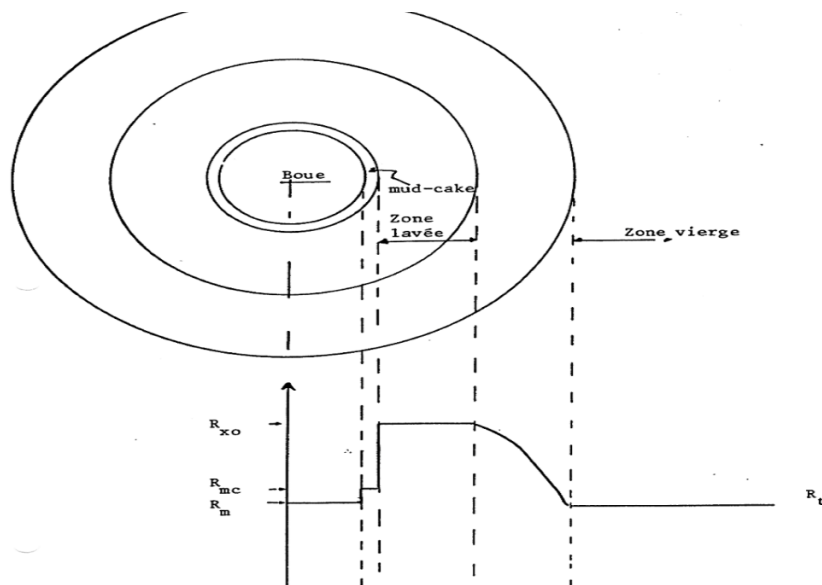


Figure 9 : Représentation schématique de l'invasion [9]

## 4. Aperçu sur la diagraphie

### 4.1. Introduction

Le forage reste la seule méthode pour découvrir l'existence des réservoirs des hydrocarbures et ça ne peut pas être réalisé avant d'étudier ; les paramètres pétro-physiques telle que (la porosité, la perméabilité, saturation), le volume estimé du réservoir et sa nature (eau, gaz, huile) et là où l'importance de diagraphie différée apparaît. [35]

### 4.2. Diagraphie différée

#### 4.2.1. Définition

Les diagraphies différées sont des techniques de mesure, cette technique représente des enregistrements continus des paramètres physiques avec un retard dans l'émission et la réception des mesures.

- Les principales informations recueillies de ces diagraphies sont essentiellement :
- La résistivité et le potentiel spontané
- La radioactivité naturelle (contenu en Potassium, Thorium et Uranium).
- La vitesse du son.
- La densité de la formation, sa porosité, sa perméabilité.
- La température de boue de forage.
- Les paramètres géométriques, comme le diamètre du sondage ainsi que la déviation et l'azymite.
- Le pendage de la formation.
- La constante électrique.
- Les principaux minéraux constituant la matrice de formation. [5]

#### 4.2.2. Présentation d'une diagraphie

La présentation est très importante. Sur l'en tête du log on doit voir figurer un certain nombre de renseignements :

- Le nom de la compagnie ;
- Le numéro du forage et ces coordonnées ;
- L'outil utilisé ;
- Tous les autres logs enregistrés en même temps, c'est-à-dire pendant la même opération. ;
- Depth - driller = la profondeur atteinte par le forage ;
- Depth - logger = la profondeur maximum atteinte par le log ;
- Btm log interval = La profondeur à laquelle le log commence véritablement ;

- Top log interval = la profondeur à laquelle le log est arrêté ;
- Type fluid in hole = le type de fluide remplissant le forage, type de boue avec ses caractéristiques, densité, viscosité, PH, etc. ;
- Source sample = l'endroit où l'on a prélevé l'échantillon de boue, généralement à la dernière circulation dans le bac à boue ;
- Rm (de m = mud = boue) = résistivité de la boue ;
- Rmf (mud filtrate) = résistivité du filtrat ;
- Rmc (mud cake) = résistivité du mud cake. [14]

### 4.2.3. Types de diaggraphie

On distingue 2 types de diaggraphie :

#### Diaggraphie différée (Carottage électrique)

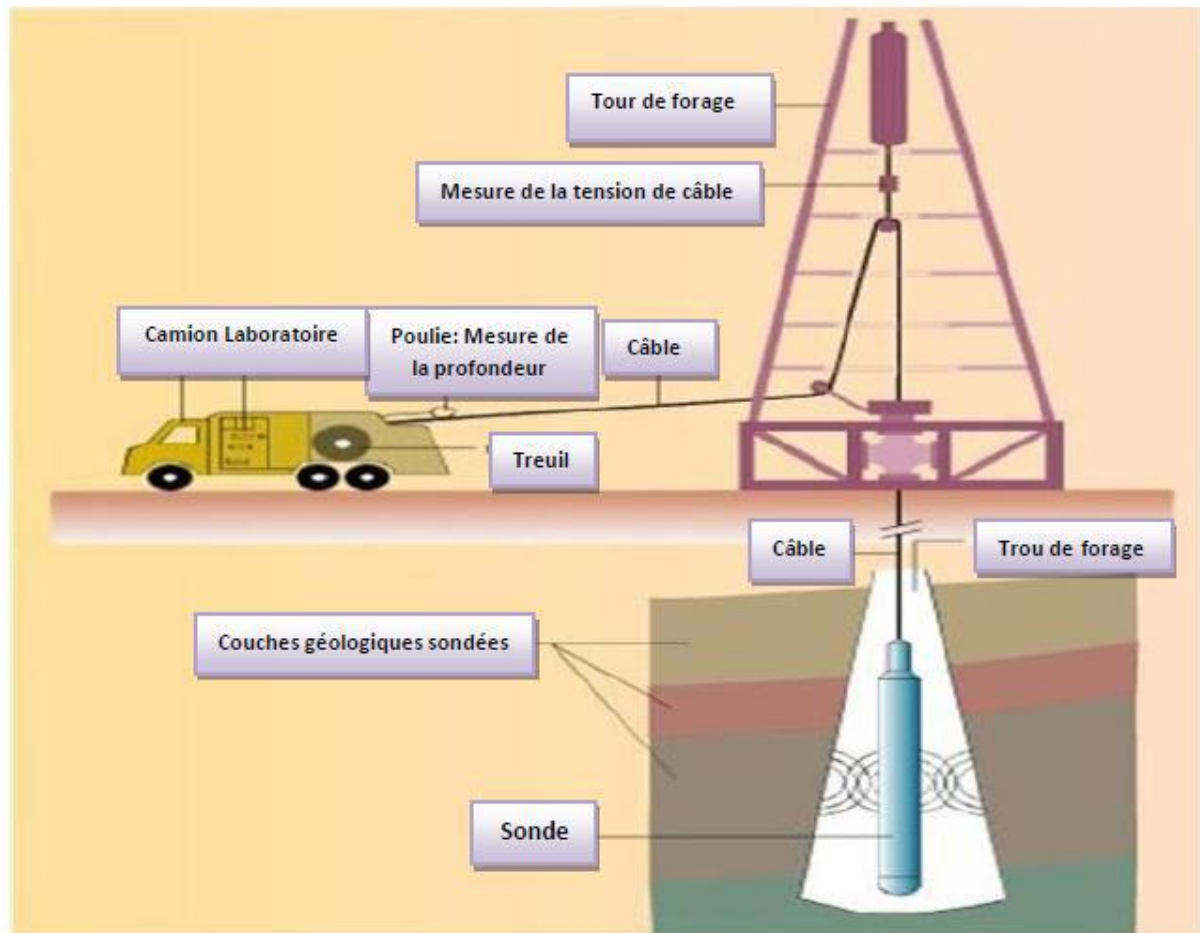
Ce fait une partie de notre étude. C'est l'enregistrement de paramètres géophysiques après la réalisation d'une partie, ou du sondage entier, en utilisant des sondes diaggraphiques qui communique avec la surface par le biais de lignes électrifiées.

- La résistivité et le potentiel spontané ;
- La radioactivité naturelle (contenu en Potassium, Thorium et Uranium) ;
- La vitesse du son ;
- La densité de la formation, sa porosité, sa perméabilité
- La température de boue de forage ;
- Les paramètres géométriques, comme le diamètre du sondage ainsi que la déviation et l'azymite
- Le pendage de la formation ;
- La constante électrique ;
- Les principaux minéraux constituant la matrice de formation. [21]

### 4.2.4. But de diaggraphie

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

- Déterminer le pourcentage d'argile.
- 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. [28] [5]



**Figure 10 :** Appareillage opération des diagraphies. [2]

#### 4.2.5. Les principaux types d'enregistrements

Dans le domaine des diagraphies il existe deux types d'enregistrement :

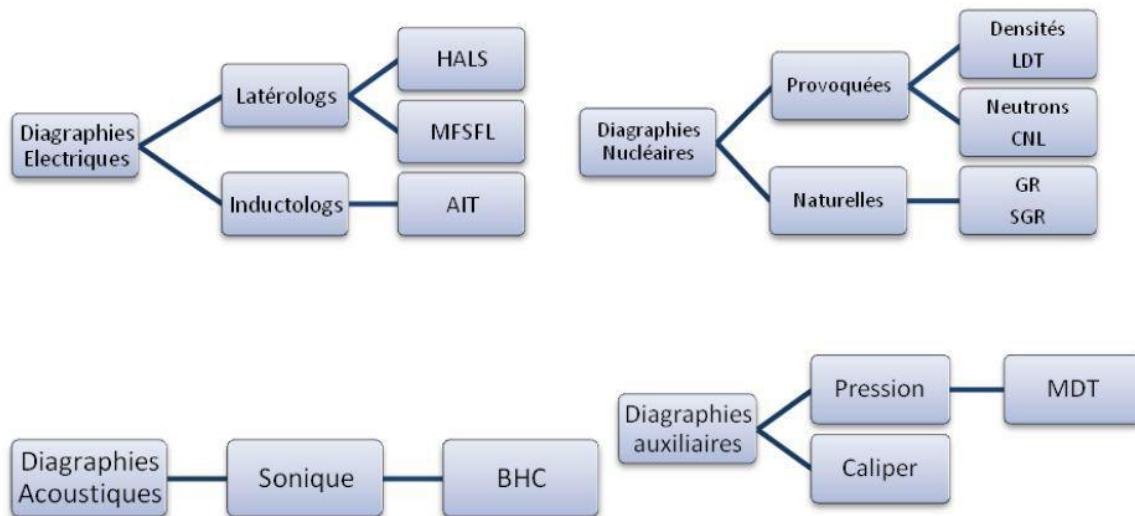
- Potentiel spontané (PS).
- Radioactivité naturelle (GR).
- Radioactivité sélective (SGR ou spectralog).
- Log de température (HRT).
- Log de déviation du puits.
- Diamètreur (géométrie du puits).
- Meneur de la résistivité de la colonne de boue (EMS).

#### 4.2.6. Classification des diagraphies

Les diagraphies peuvent être subdivisées en quatre grands groupes :

- Diagraphies Electriques.
- Diagraphies Nucléaires.

- Diagraphies Acoustiques.
- Diagraphies Auxiliaires



**Figure 11 :** Schéma présente la classification diagraphique.

#### 4.2.6.1. Diagraphies électriques (diagraphies de résistivité)

##### a) Définition

Parmi les paramètres mesurés par les outils de diagraphies il en est un qui intervient à maintes reprises : la résistivité électrique des roches. Elle est, dans la plupart des cas, de type électrolytique, c'est à dire que les roches conduisent le courant électrique grâce au fluide qu'elles contiennent. 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  $R_w$  et, par conséquent, de la quantité de sels dissous.
- De la quantité d'électrolyte contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est à dire de la porosité.
- Du mode de distribution de l'électrolyte. [10]

##### b) Application

- La détermination des différentes résistivités  $R_t$  et  $R_{xo}$ .
- 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. [36]

#### 4.2.6.2. Diagraphie nucléaire

##### A) Diagraphie gamma-ray (GR)

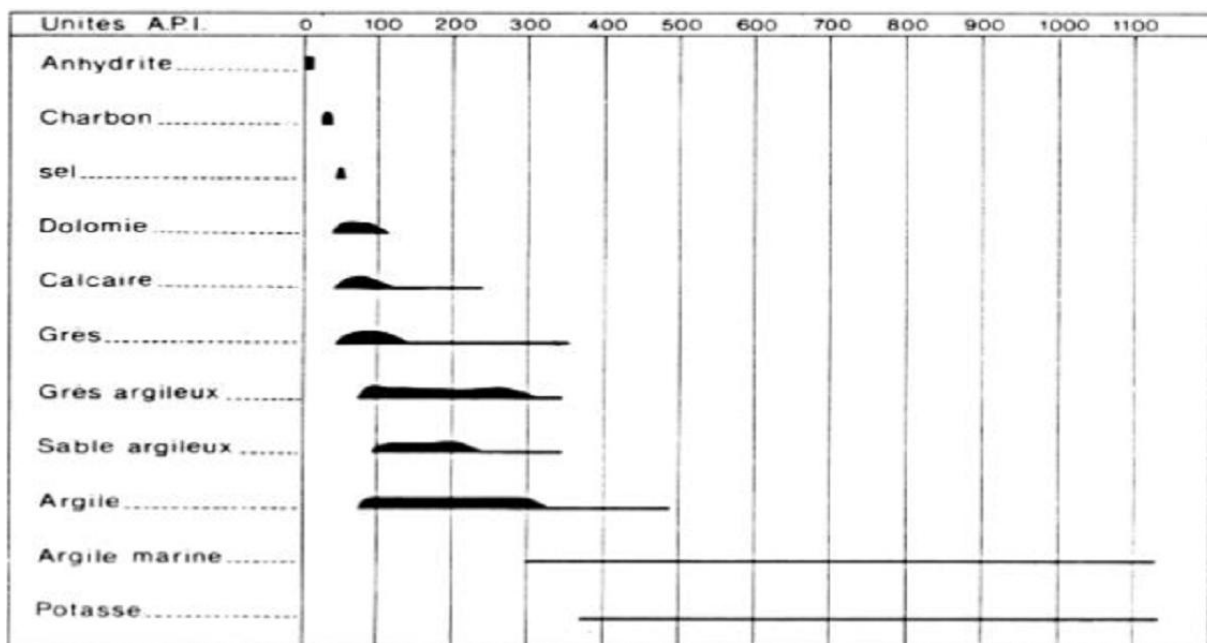
### a) Définition

L'outil Gamma-Ray mesure l'intensité du rayonnement Gamma émis spontanément des formations géologiques, cette radioactivité naturelle des couches est due à la désintégration de certains éléments contenus dans la composition chimique de certains minéraux des roches. Dans les roches sédimentaires, trois éléments contribuent à la radioactivité gamma (K, Th, U).

Notons que, les réflexions données par les diagrammes des rayons gamma sont en fonction non seulement de la radioactivité des formations, mais aussi de celle de la densité de la boue de forage, du diamètre du trou de forage et de l'existence du tubage. L'utilisation des abaques nous permet de réaliser les corrections nécessaires.

En ce qui concerne l'unité de mesure de la radioactivité gamma, plusieurs unités sont employées :

- L'unité ancienne utilisé par Schlumberger est le microgramme équivalent du Radium par tonne ( $\mu\text{g.Ra-eg} / \text{tonne}$ ).
- L'unité calibration microrentgen par heure ( $\mu\text{r} / \text{h}$ ), exprimant l'intensité du rayonnement gamma, utilisée par Pan Geo –Alas Comp any et par Mc. Cullough Tool Company.
- L'unité API (American -Petroleum –Institut).
- L'unité de mesure coup par division (cps/division). [30]



**Figure 12:** Classifications de principales roches réservoirs selon leur

### b) Applications de la diagraphie GR



### •Propriétés principales

- Corrélation de puits à puits
- Corrélation du trou ouvert et après casing
- Évaluation du contenu d'argile Vsh

### •Usages auxiliaires

- Définition des couches perméables
- Evaluation des minéraux radioactifs
- Diviser le réservoir [36]

#### c) Facteurs influençant le gamma ray Log

**Le diamètre du trou :** Il est évident que lorsque le détecteur de rayons gammas se trouve en face d'une cave, il ne mesurera pas autant de rayons gammas. Cette diminution sera d'autant plus forte que la densité de la boue est élevée.

**Le tubage :** Le log gamma peut s'enregistrer en trou tubé. L'acier du tubage joue le rôle d'écran, de telle sorte que l'activité mesurée n'est pas comparable aux mesures faites en trou ouvert

#### d) Interprétation quantitative

Il faut pour que l'évaluation du pourcentage d'argile soit possible que la série contienne un véritable banc d'argile, et une zone de sable (ou calcaire) propre qui serviront de référence. Le volume d'argile au point X se calcule alors de la façon suivante : [36]

$$Ish = \frac{GRx - GR_{propre}}{GR_{argile} - GR_{propre}} [6]$$

#### e) Interpretation qualitative

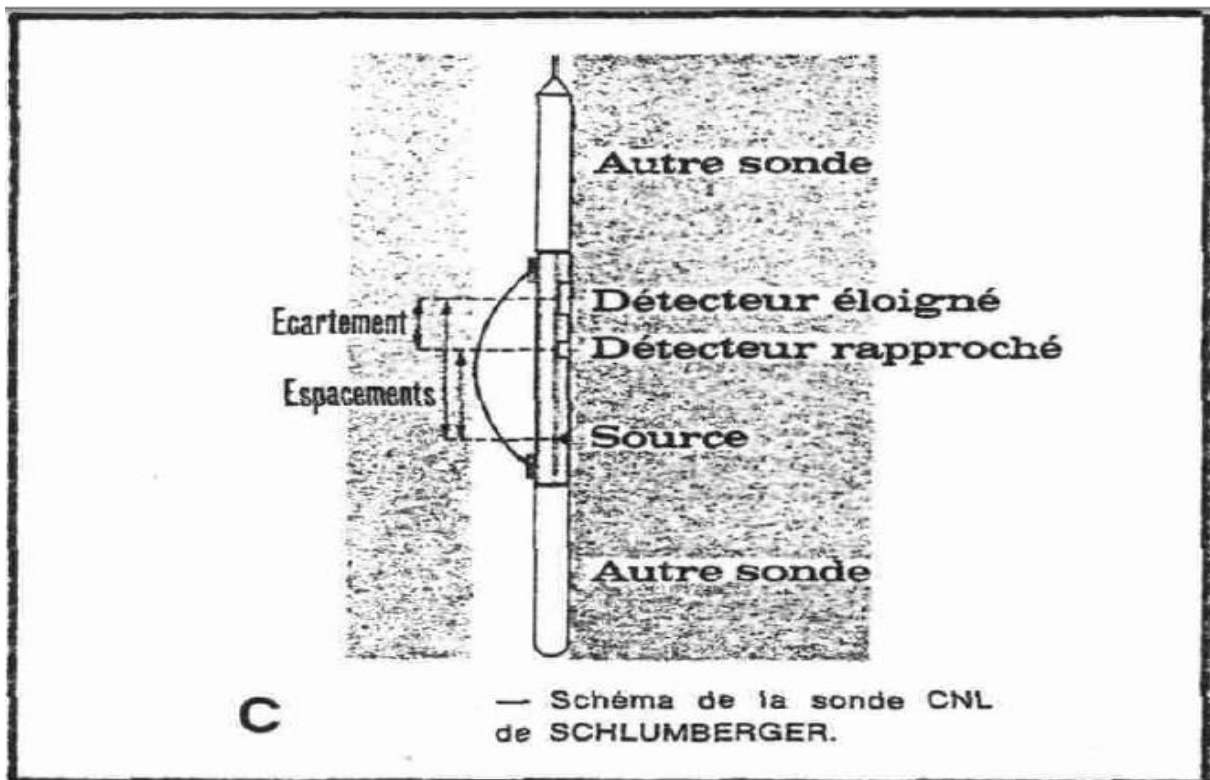
On définit le volume d'investigation d'une sonde gamma ray comme étant le volume sphérique centré sur le détecteur, dont proviennent 99 % des photons gammas détectés. Ce volume n'a pas de limites bien marquées, il dépend de l'instrument, du fluide de forage, du diamètre du trou, de la présence du tubage, de la densité de la roche etc.

Le rayon de la sphère d'investigation varie entre 20 cm pour les formations denses telles que la dolomie, jusqu'à 90 cm dans des lignites. [36]

### B) Diagraphie neutron (CNL)







**Figure 13** : principe de fonctionnement du log neutron (CNL) [24]

#### b) Application

- La première application des outils neutrons est la détermination de la porosité.
- Combine avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Évaluation de la densité des hydrocarbures.
- Bon critère de corrélation de puits à puits. [36]

### C) Diagraphie densité (FDC) ou gamma-gamma

#### a) Définition

On bombarde la formation par un faisceau de rayons gamma d'Énergie constante (0.1 à 1 Mev). Ces photons gammas entrent en collision avec les Électrons de la matière.

A chaque collision, l'Énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation peut se faire de trois façons : effet photoélectrique, effet Compton, effet de production de pair.

Dans les domaines d'Énergie qui nous intéressent l'effet Compton est nettement prépondérant sur les deux autres modes d'atténuation.

Dans cette réaction, le photon incident perd une partie de son Énergie pour Éjecter un Électron et continue sa trajectoire dans une autre direction sous forme d'un photon diffusé. Cet effet est proportionnel au nombre d'Électrons Z des Eléments rencontrés.

A une certaine distance de la source, un détecteur permet de compter les rayons gammas.

Le nombre de photons diffusés retournant au détecteur dépendra du nombre d'Électrons orbitaux présents et de l'Énergie de la source.

La réponse de l'outil est donc déterminée essentiellement par la densité Électronique (nombre d'Électrons par  $\text{cm}^3$ ) de la formation. La densité Électronique est pratiquement proportionnelle à la masse atomique.

En définitive il est donc justifié de considérer que la densité Électronique que l'on mesure est proportionnelle à la densité de la formation, qui elle dépend de la densité de la matrice, de la porosité, de la densité des fluides remplissant les pores [14].

### b) Application

- Détermination une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute. [36].

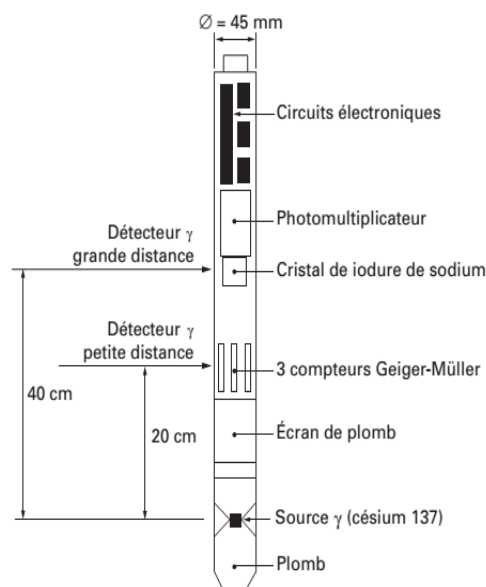


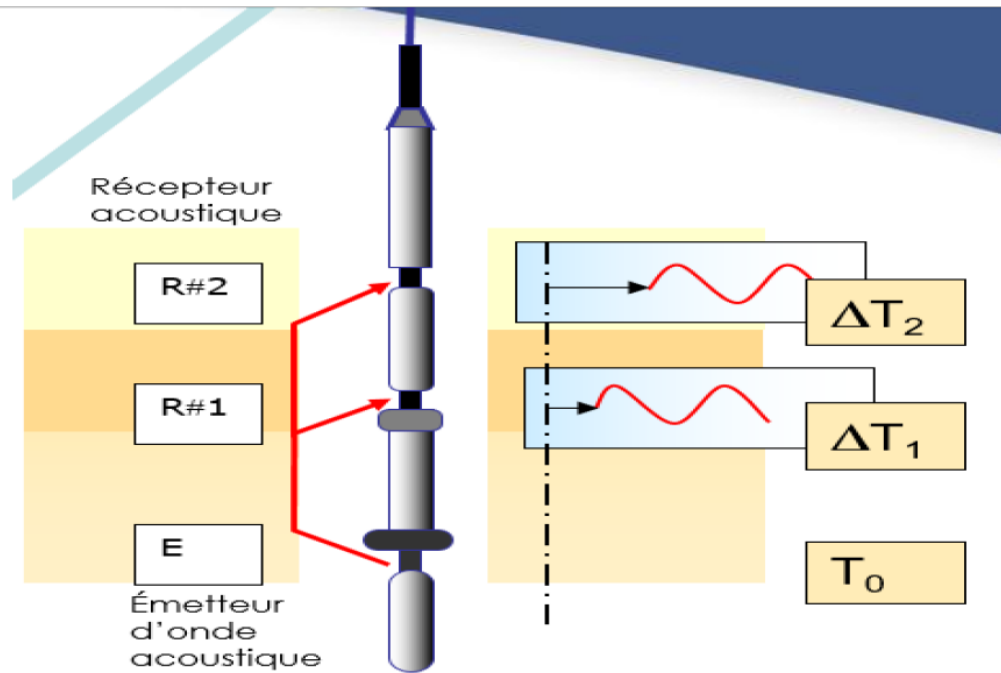
Figure 14: Schéma de principe d'une sonde  $\gamma$ -  $\gamma$  [29]

#### 4.2.6.3. Diagraphie acoustique

##### a) Définition

Le log sonique (CCV –sonic log) est une méthode de diagraphie de vitesse destinée à mesurer en chaque point le long du trou de forage la vitesse instantanée (c'est-à-dire la vitesse d'une couche amplement mince) de propagation des ondes sismiques dans les roches traversées par un forage (puits) à l'aide d'une sonde spéciale composée d'un système émetteur – récepteur.

Celle-ci enregistre d'une manière ininterrompue en profondeur, le temps de parcours de l'onde acoustique de fréquence (10-40 kHz) générée par les ou l'émetteur(s). [7]



**Figure 15 :** Principe de l'outil Sonic à deux récepteurs.

### b) Application

- Détermination de la valeur de porosité
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies
- Estimation de la porosité secondaire. [36]

### c) Principe de fonctionnement

La diagraphie acoustique est une diagraphie visant à mesurer la vitesse de propagation du son dans les formations géologiques, en utilisant un outil de puits composé d'un système émetteur et d'un système récepteur. À l'origine, cette mesure, appelée sonique (sonic log) était essentiellement destinée à mesurer l'intervalle ( $\Delta t$ ) des temps d'arrivée de la première onde de compression, au niveau de deux récepteurs, distants de 25 à 50 centimètres, l'énergie étant émise par un émetteur situé à environ 1 mètre du premier récepteur. On obtient une courbe de lenteur ( $1/V$ ) de laquelle est déduite la vitesse de propagation de l'onde sonique réfractée (15 à 30 kHz) dans les formations. Dans ce cas, on ne prend en compte que le pointé de la première arrivée de l'onde de compression (P) des milieux traversés.

La diagraphie acoustique repose sur l'analyse et le traitement des différents trains d'onde (ondes réfractées, ondes guidées, ondes réfléchies) enregistrés par l'outil acoustique.

Les enregistrements du champ d'ondes total permettent de déterminer les vitesses de propagation des différentes ondes et certains paramètres pétrophysiques, et d'obtenir des informations lithologiques et mécaniques.

Le puits peut être un trou ouvert, un trou tubé (acier et/ou PVC), un trou tubé cimenté. Dans ce dernier cas, la diagraphie acoustique est utilisée pour faire un contrôle de cimentation et pour déterminer les paramètres caractéristiques des formations (vitesses, ...). [1]

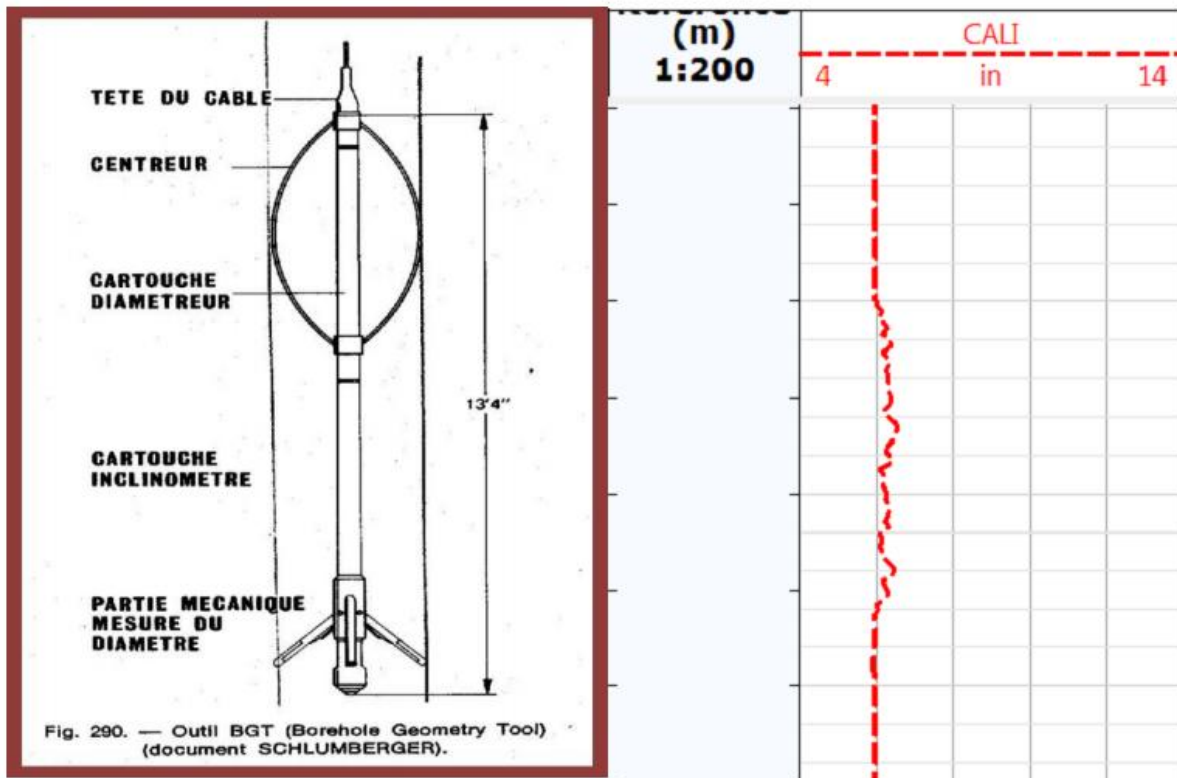
#### 4.2.6.4. Diamètreur (Caliper)

##### a) Définition

La mesure du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance. Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres. Le log du caliper enregistré, est une échelle qui varie entre 6 et 16 in. Il est enregistré pour tous les puits d'étude. L'outil comprend :

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

La sonde est motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil pouvant être réalisées dans le trou. Les informations peuvent être enregistrées sur film ou bande magnétique. Enfin il est combinable avec un gamma-ray [23]



**Figure 16:** Influence de la lithologie sur le caliper et représentation des

## b) Application

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour

- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment.
- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- La correction des mesures des différentes diagraphies pour effet de trou ou de mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- Une approche de la lithologie. [36]

## 5. Conclusion

La caractérisation et l'interaction des propriétés de roches et de fluide de réservoirs fait partie de la diagraphe par l'enregistrement en continu au cours de sondage, Afin d'obtenir toutes les caractéristiques de réservoirs pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné et connaître la qualité de réservoir des niveaux productifs.

**-Chapitre 3-**

**Interprétation des  
résultats et discussion**

## 1. Introduction

Après l'acquisition des différents logs pour les cinq puits situés un peu partout dans le champ de Haoud Berkaoui, en effectuant l'analyse pétrophysique détaillée des réservoirs Par traitement des formules applicables dans le logiciel pour générer les caractéristiques pétrophysiques des puits.

## 2. Interprétation des paramètres pétrophysiques à partir de logiciel Techlog

### 2.1. Définition du logiciel Techlog 2015.3

Techlog est une plate-forme logicielle Windows appartenant à Schlumberger et destinée à regrouper toutes les informations relatives aux puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter tous les journaux et les données de base. Il répond au besoin d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous les flux de travail d'intégration d'interprétation et de données de puits de forage, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En regroupant l'ensemble du flux de travail sur une plate-forme unique, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la vie du puits de forage. [4], [12].

### 2.2. Historique du Techlog

Le logiciel Techlog a été développé à Montpellier (Sud de la France) par une société appelée Techsia. Techsia a été créée en 2000. La première version de Techlog était disponible dans le commerce en 2002. Techlog a été développé pour offrir une interface moderne et conviviale, permettant une visualisation et une interaction faciles de toutes les données, avec un workflow pré-arrangé permettant 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 ils supportent et commercialisent actuellement Techlog. Techlog offre de nouvelles fonctionnalités dans chaque nouvelle version, non seulement en interprétation pétro-physique et géologique, mais également en interprétation géo-mécanique, en incertitude et en liens avec la plate-forme standard de l'industrie telle que Pétrel .Techlog propose également le nouveau module acoustique qui ajoutera beaucoup plus de fonctionnalités à l'application.[4],[13],[15].

### 2.3. But du logiciel Techlog

Le logiciel Techlog peut rassembler toutes vos données de forage dans une seule application hautement intuitive pour effectuer des analyses. En plus d'offrir des modules avancés pour les experts du domaine, la plate-forme Techlog fournit une base solide aux



utilisateurs généralistes pour examiner et analyser les données. il prend en charge des flux de travail complexes dans plusieurs disciplines. [13]. [15].

#### **2.4. La base de données de « Techlog »**

La base de données de TECHLOG est la façon dont sont organisés un groupe de puits dans un projet. Elle consiste en une collection de fichiers binaires stockés dans un répertoire. On peut charger ces données avec un maximum de 200 puits résident dans la mémoire interne du computer « RAM » bien que la base de données du TECHLOG puisse contenir les données de 9.999 puits.

À tout moment l'utilisateur peut sauver son travail et le programme enregistrera automatiquement les modifications apportées aux puits dans la base de données. [4]. [15].

#### **2.5. Chargement des données**

On dispose des cinq fichiers sous formats LAS des puits : BKRE-1, BKRE-2, BKRE-3, BKRE-3, BKRE-4 et BKRE-5. Pour cela, on utilise le menu Import pour charger les différents enregistrements. Une fois les données chargées, les enregistrements peuvent être visualisés en utilisant le module Log View.

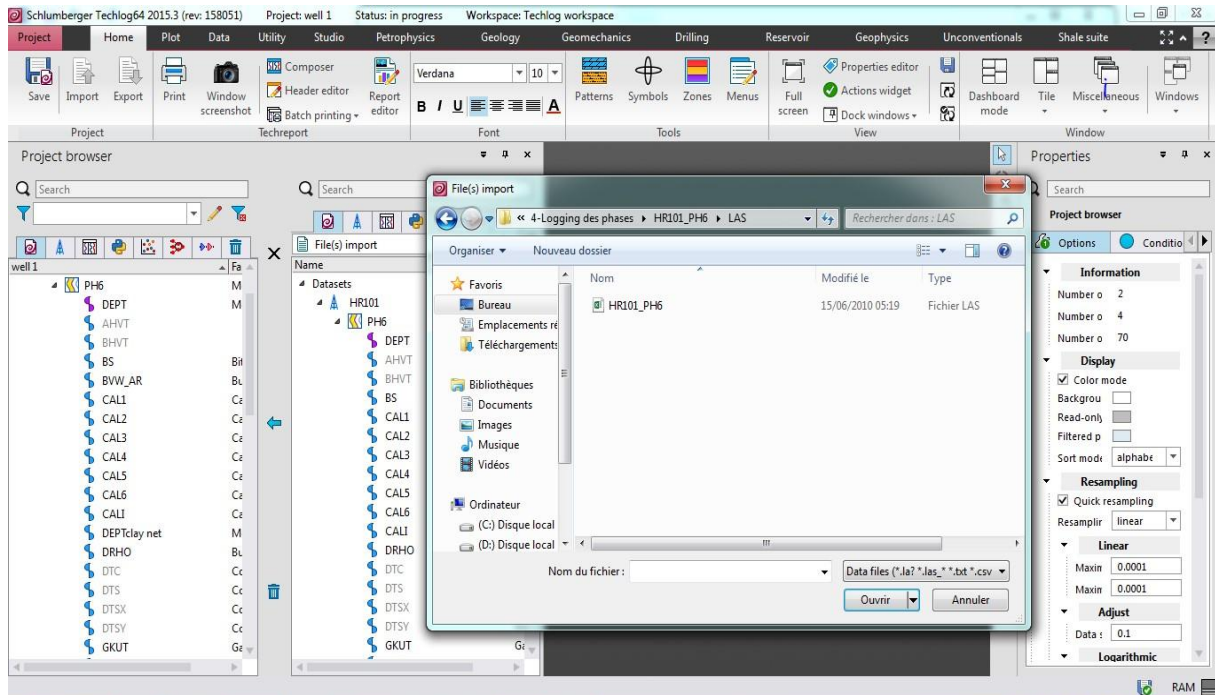


Figure 17 : Chargement des données par logiciel Techlog

### 3. Présentation de la situation géographique des puits d'étude

Tableau 2: Situation géographique des puits et leurs années de forage.

Les puits	Année de forage	L'attitude (N)	Longitude(E)	Le nom de l'appareille de forage	Société de service
BKRE-1	14/09/2005	/	/	ENAFOR-04	BAKER ATLAS
BKRE-2	27/03/2007	/	/	ENAFOR-04	Schumberger
BKRE-3	25/06/2008	30* 45' 12.8094" N (DEG)	05* 07' 42.2825" E (DEG)	ENAFOR-15	Schumberger
BKRE-4	17/10/2016	31° 44' 37.269" N (deg)	5° 6' 32.775" E (deg)	ENTP-184	Schumberger

BKRE-5	18/08/2017	31° 44' 19.86" N (deg)	5° 7' 34.909" E (deg)	ENTP-184	Schumberger
--------	------------	------------------------------	--------------------------	----------	-------------

#### 4. Les diagraphies enregistrées

Les paramètres utilisés pour faire calculer les différents paramètres dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans le tableau ci-après :

**Tableau 3** : Diagraphies enregistrées.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Diagraphies enregistrées
Puits 01	Réservoir	3328.568	3744.621	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI- CBIL
Puits 02	Réservoir	3301.1364	4242.054	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI-CBIL
Puits 03	Réservoir	3316.376	3802.076	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI- MRIL, CBI
Puits 04	Réservoir	3345.79	3579.419	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI-CBIL

Puits05	Réservoir	3344.57	3564.332	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI-CBIL
---------	-----------	---------	----------	--

## 5. Calcule des paramètres pétrophysiques

### 5.1. 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], [5]

#### 5.1.1. Méthode des Gamma ray (GR)

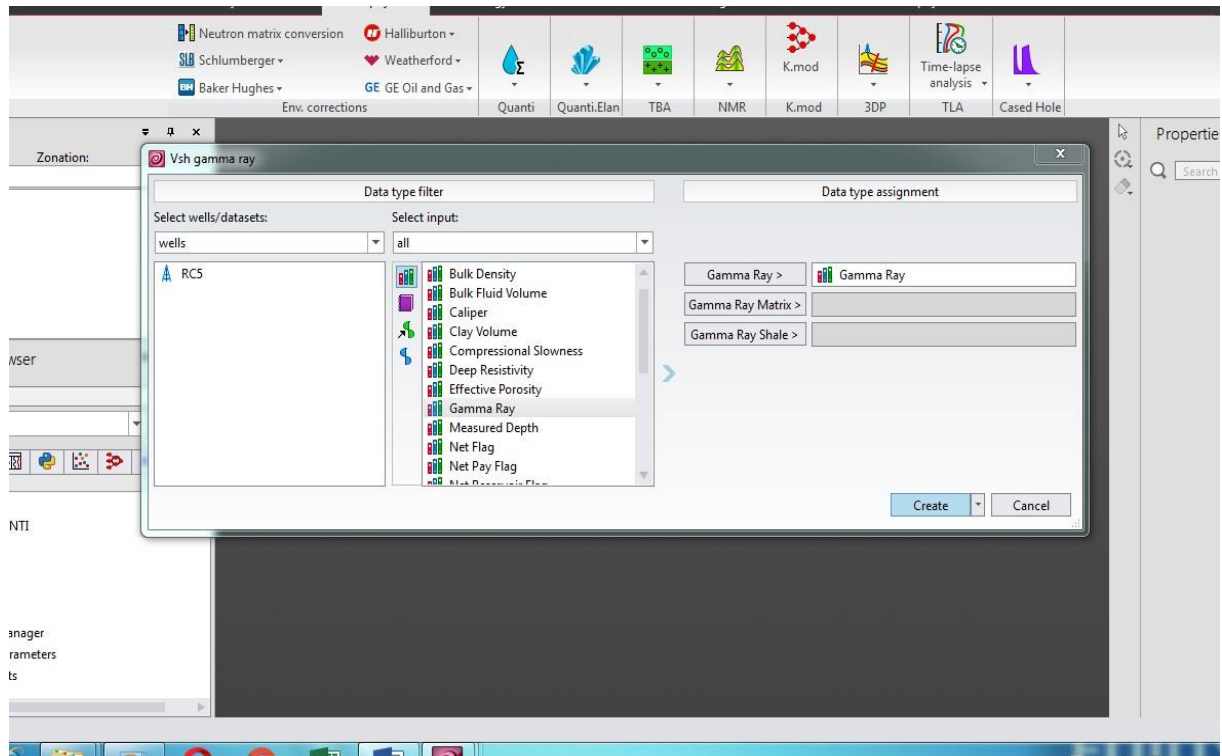
C'est l'une des meilleures méthodes utilisées pour identifier et déterminer le volume d'argile, principalement en raison de sa réponse sensible aux minéraux radioactifs normalement concentrés dans les formations argileuses.

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.

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

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 logiciel Schlumberger Techlog. Le volume des valeurs de schiste donne une indication de la lithologie de la formation dans la zone du réservoir. [31][34]

#### 5.1.2. Les paramètres d'entrés pour le calcul de volume d'argile par Techlog



**Figure 18 :** Les paramètres de calcul de volume d'argile par Techlog.

### 5.1.3. Les résultats de calcul du volume d'argile par Techlog

Les logs du résultat de calcul du volume d'argile dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les figures ci-après :

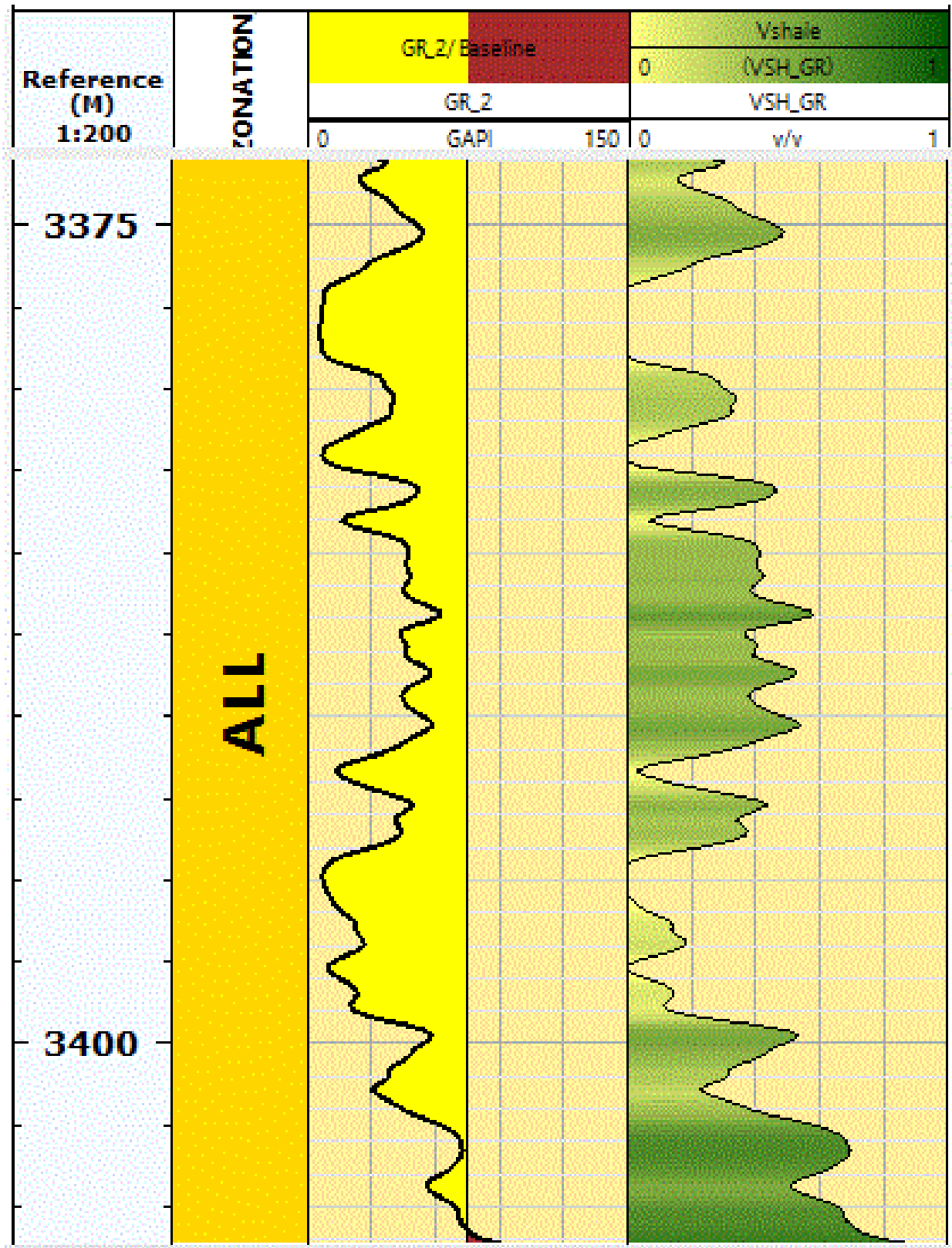


Figure 19 : Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits BKRE-01 par Tech log.

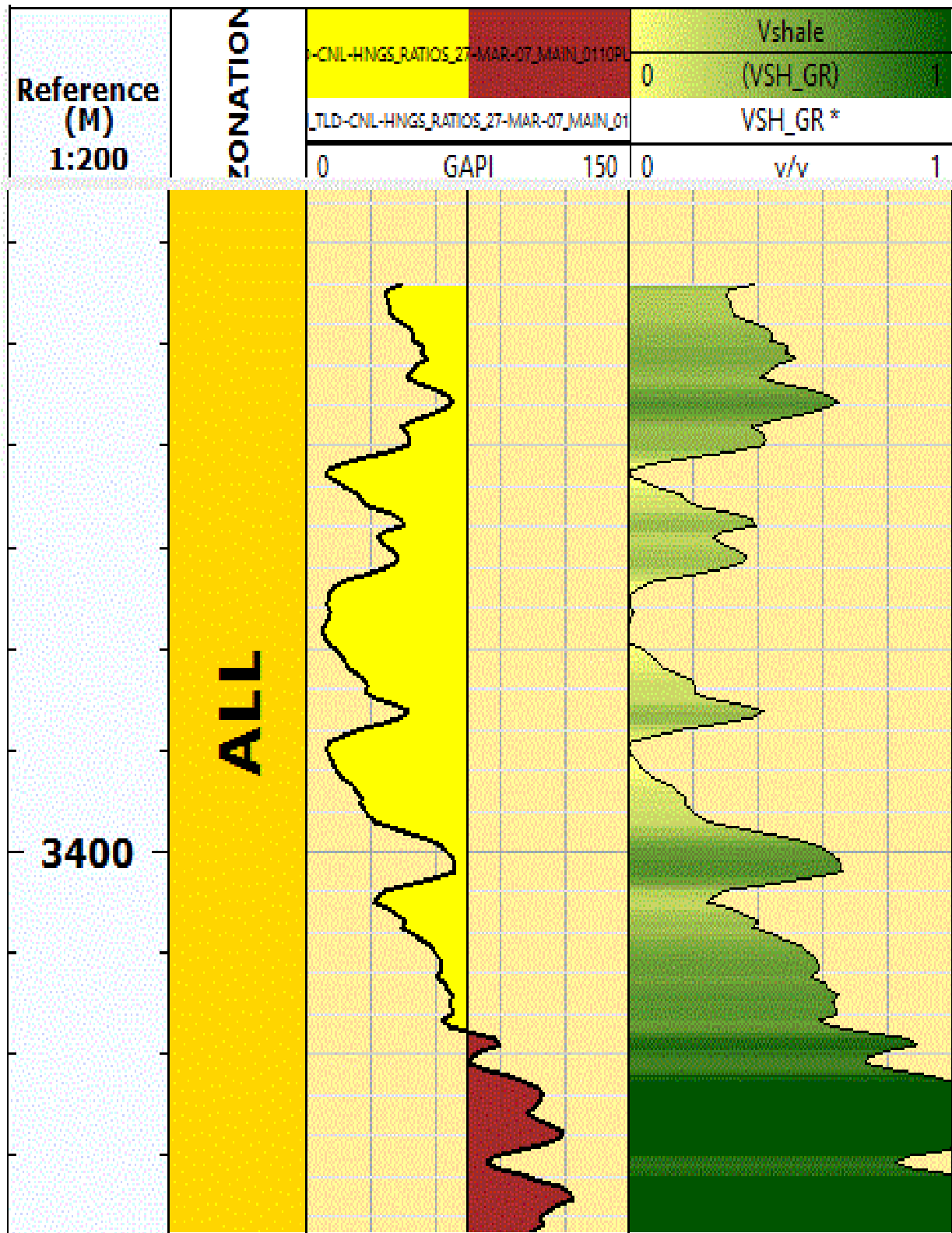


Figure 20 : Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits BKRE-02 par Tech log.



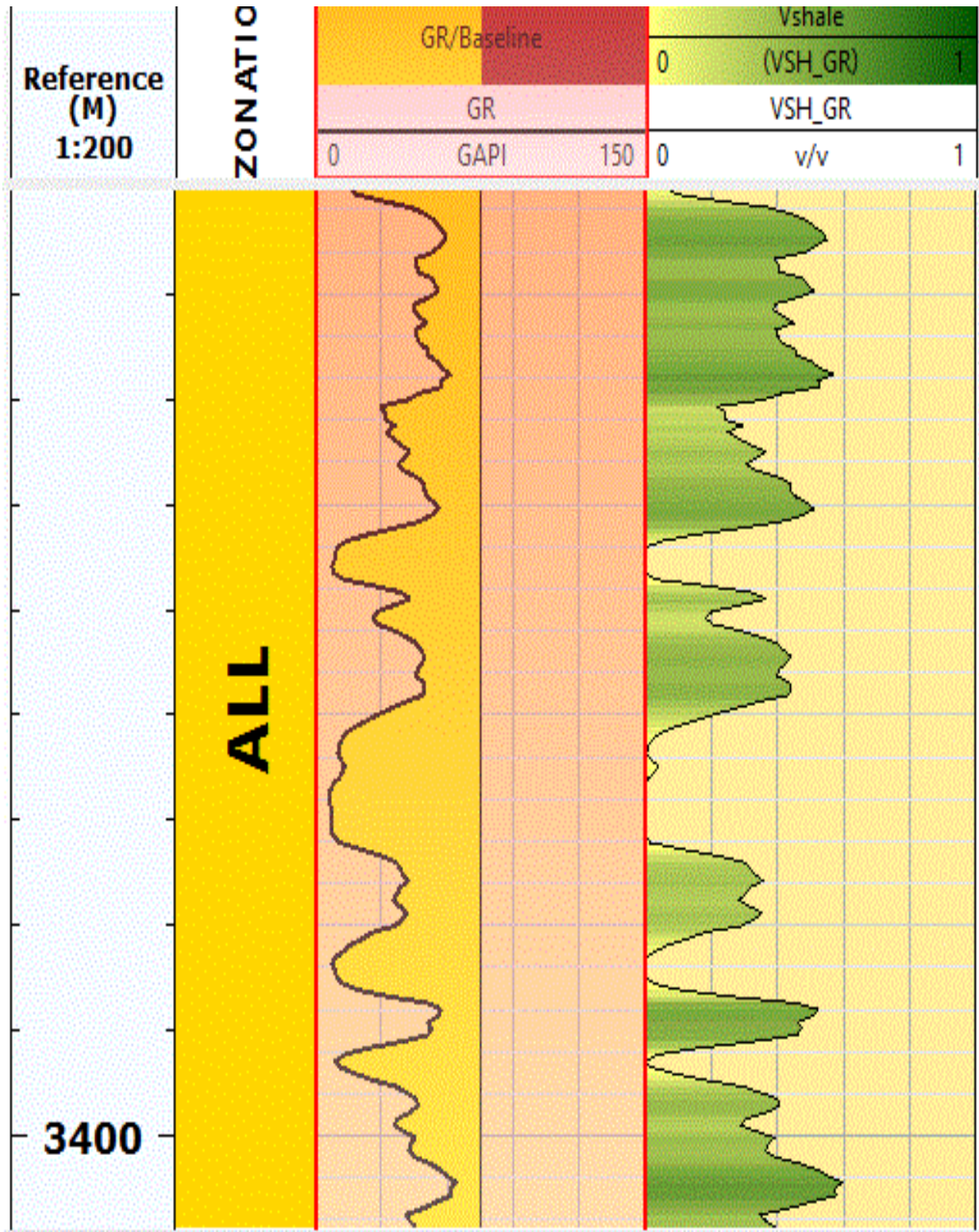


Figure 21 : Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits BKRE-03 par Tech log.



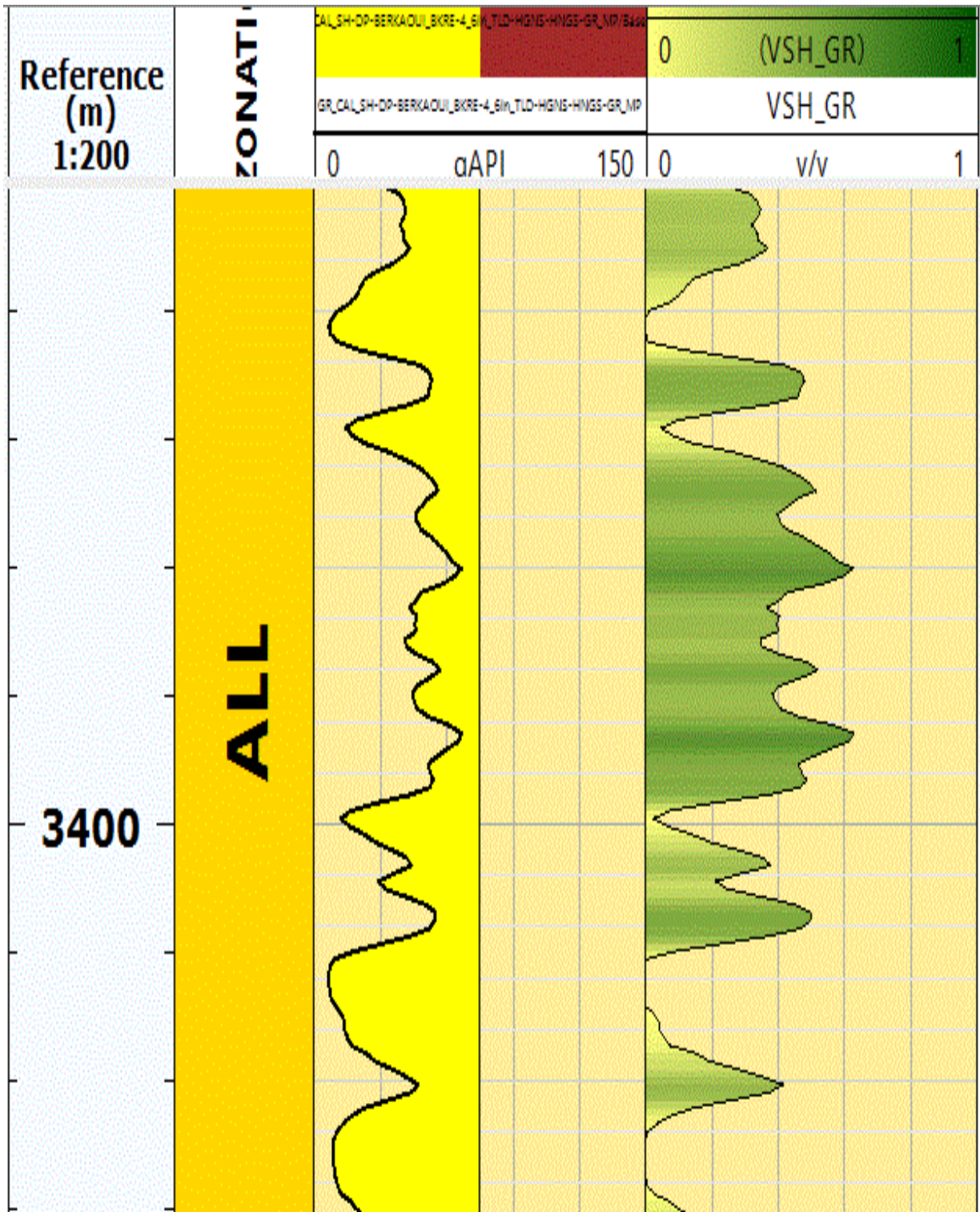


Figure 22: Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits BKRE-04 par Tech log.

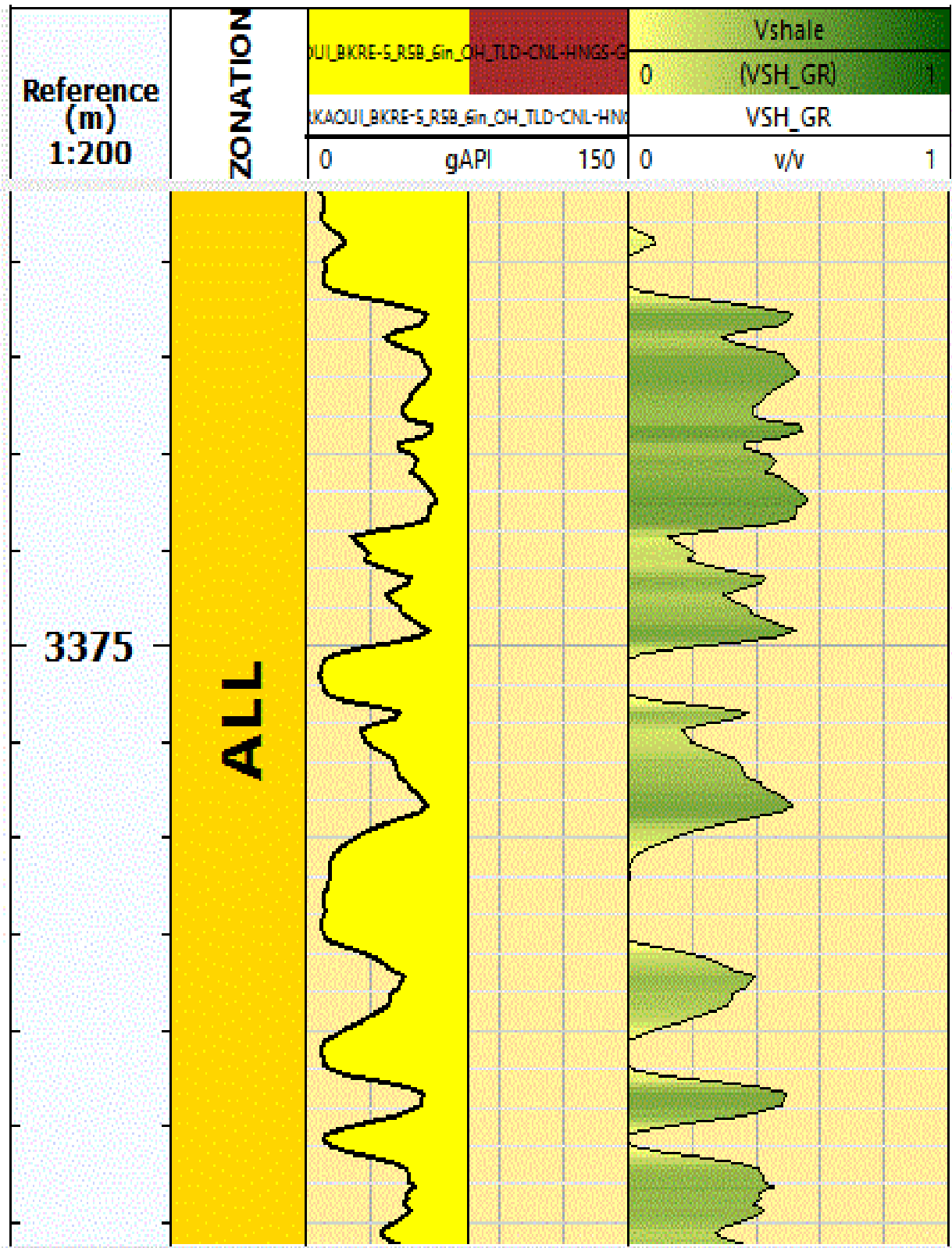


Figure 23 : Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits BKRE-05 par Tech log.

Les résultats de calcul de volume d'argile dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les tableaux ci-après :

**Tableau 4** : Résultats de calcul de volume d'argile par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	GR <sub>min</sub> (GAPI)	GR <sub>max</sub> (GAPI)	V sh (%) moy
BKRE-1	Réservoir	3328.568	3744.621	5.39	109.43	45.22
BKRE-2	Réservoir	3301.136	4242.055	6.5	98.921	30.74
BKRE-3	Réservoir	3316.376	3802.076	6.11	126.22	44.29
BKRE-4	Réservoir	3345.79	3579.419	5.44	148.317	33.29
BKRE-5	Réservoir	3344.57	3564.332	6.35	147.405	42.90

## 5.2. Porosité et saturation d'eau (Sw)

### 5.2.1. Estimation de la porosité ( $\phi$ )

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 :

#### 5.2.1.1. La porosité à partir des logs

Dans le cas d'absence des porosités carotte on est obligé de passer par les réponses de puits (logs). Pour interpréter notre étude on utilise la méthode la plus utilisée « NeutronDensité ».

#### 5.2.1.2. Porosité de Neutron - Densité (c xN-D, $\phi$ N-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. [34], [5], [26]

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

$$\phi_{N-D} = 0.5 (\phi_N - \phi_D)$$

La porosité effective avec la formule suivante :

$$\phi_N - \phi_{Deff} = (0.5 \times (\phi_{NC2} + \phi_{DC2})) \cdot 0.5$$

**Avec :**  $\phi_{NC} = \phi_N - \left(\frac{\phi_{Nsh}}{0.45}\right) * 0.30 * Vsh$

$$\phi_{DC} = \phi_D - \left(\frac{\phi_{Nsh}}{0.45}\right) * 0.13 * Vsh$$

### 5.2.1.3. Les paramètres d'entrés pour le calcul de la porosité par Techlog

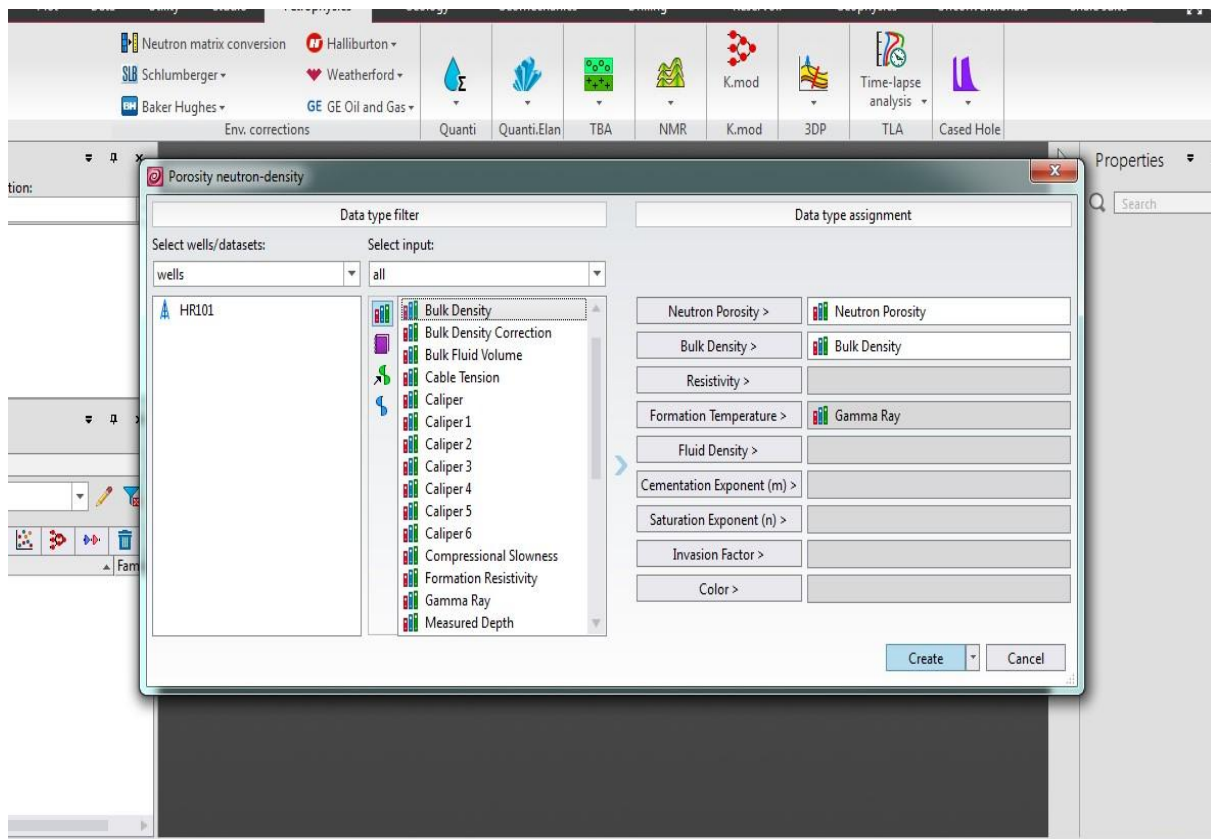


Figure 24: les paramètres d'entrés pour le calcul de porosité par Techlog

### 5.2.1.4. Les résultats de calcul de la porosité par Techlog

Les résultats de calcul de la porosité par Techlog : Les logs du résultat de calcul porosité dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les figures ci-après :

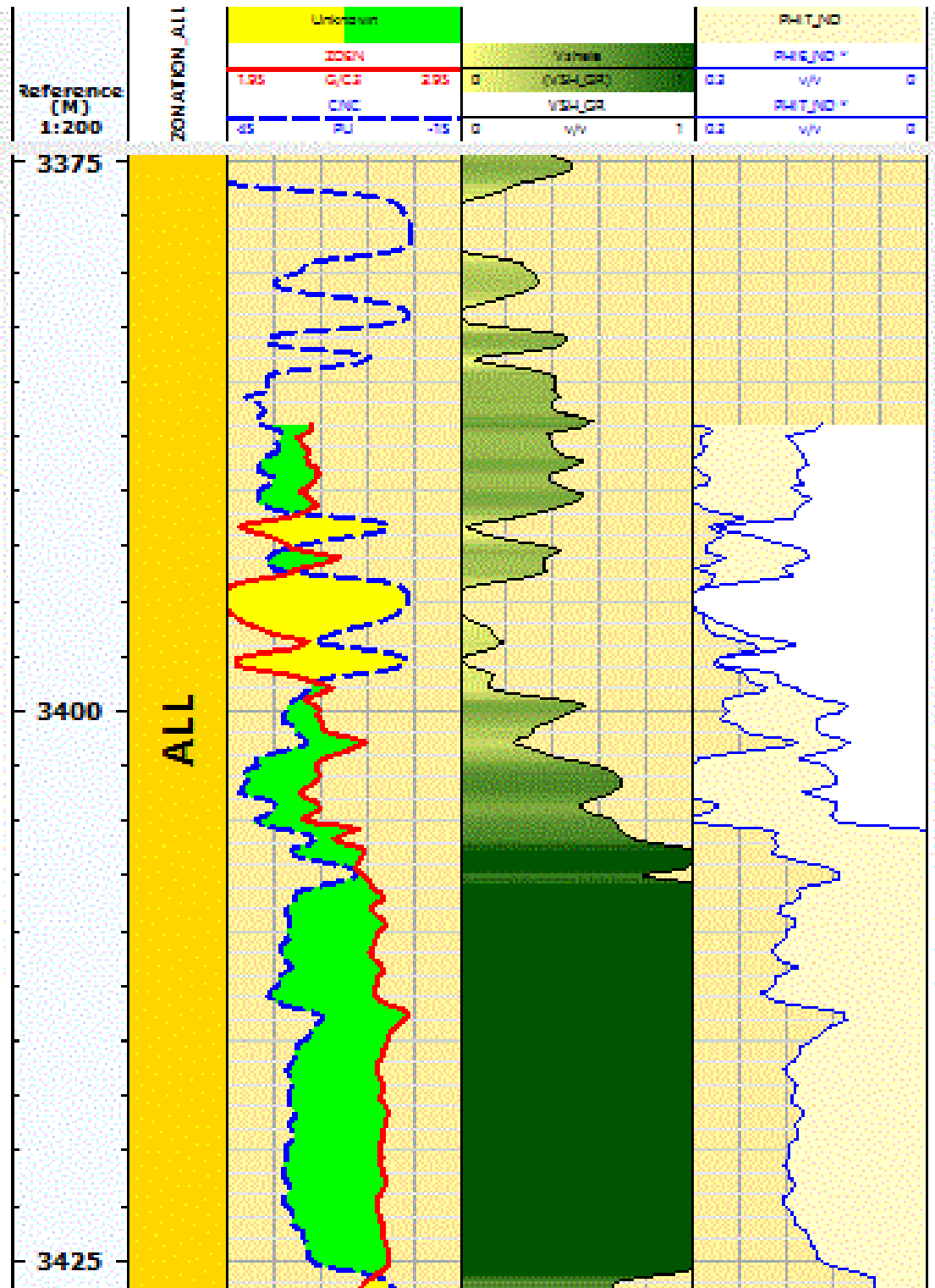


Figure 25 : log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-01 par Tech log.



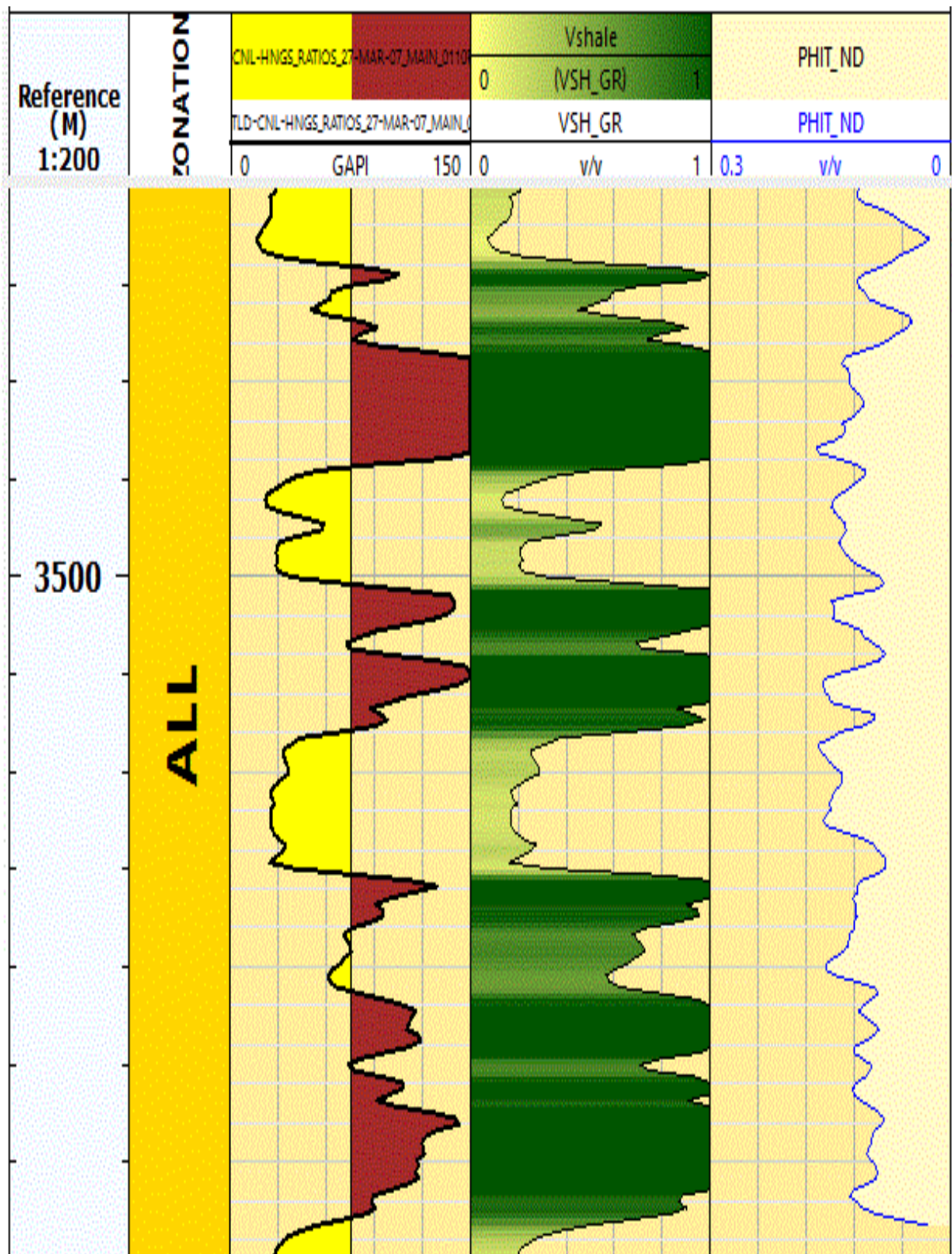


Figure 26 : log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-02 par Tech log.

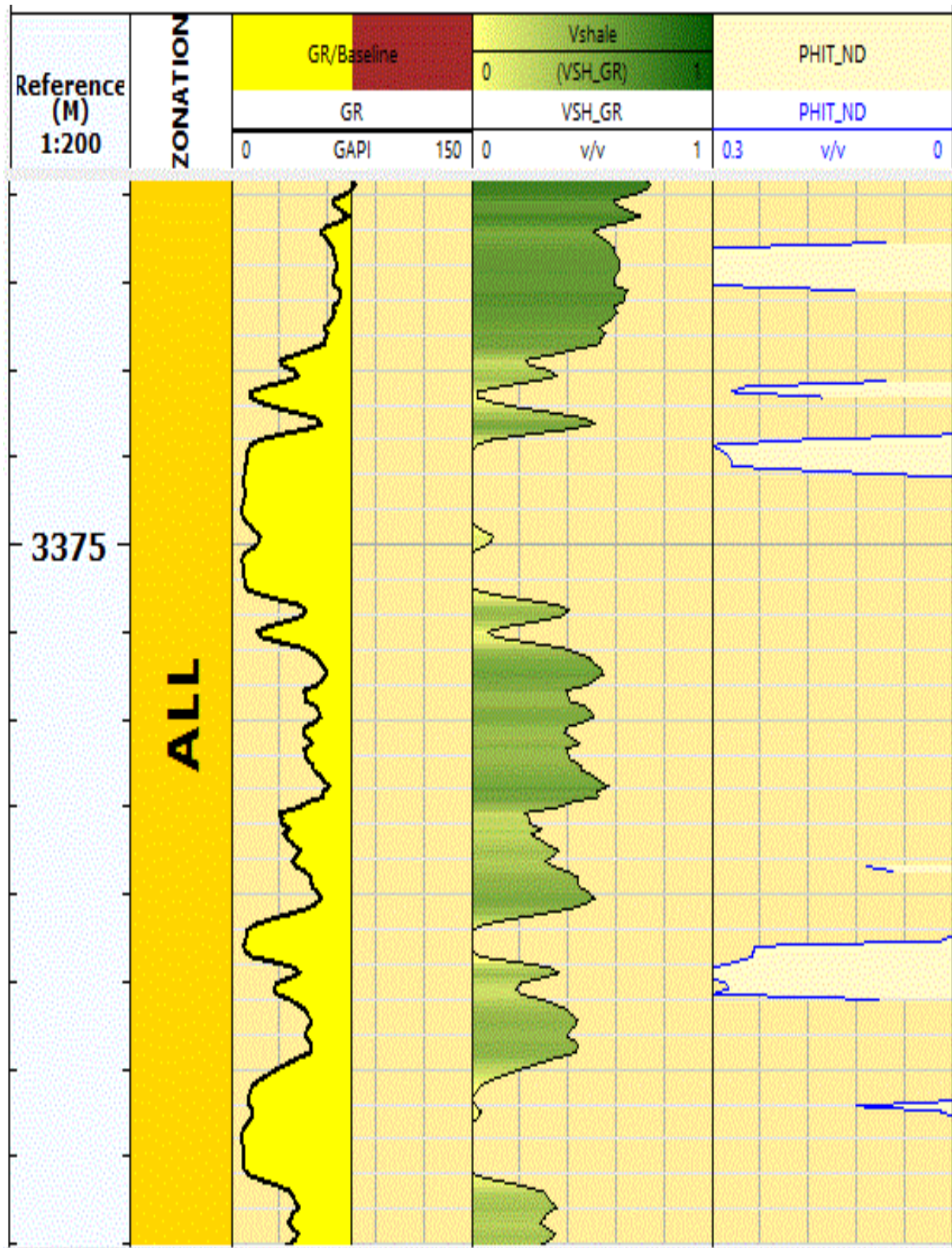


Figure 27 : log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-03 par Tech log.



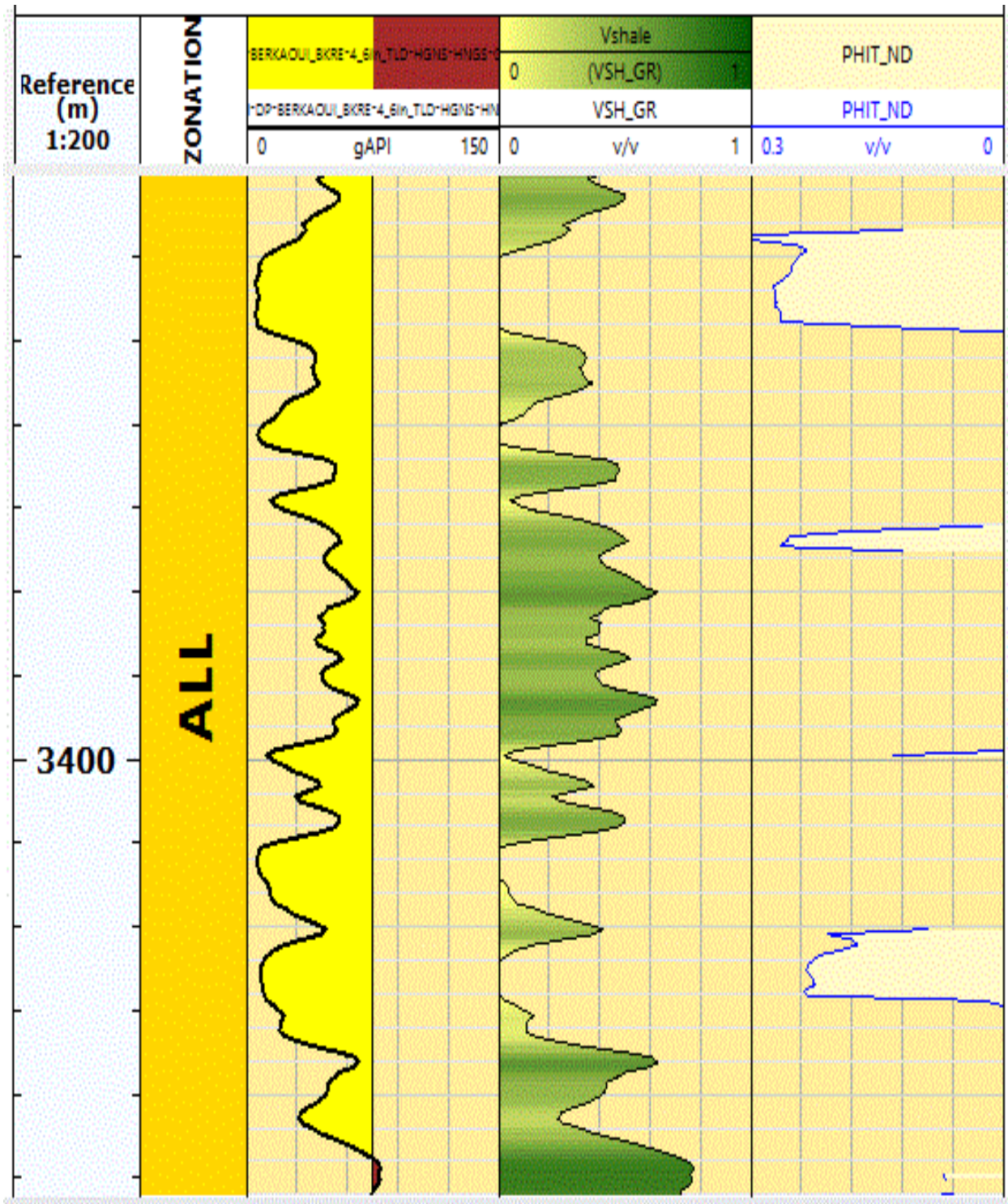


Figure 28: log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-04 par Tech log.



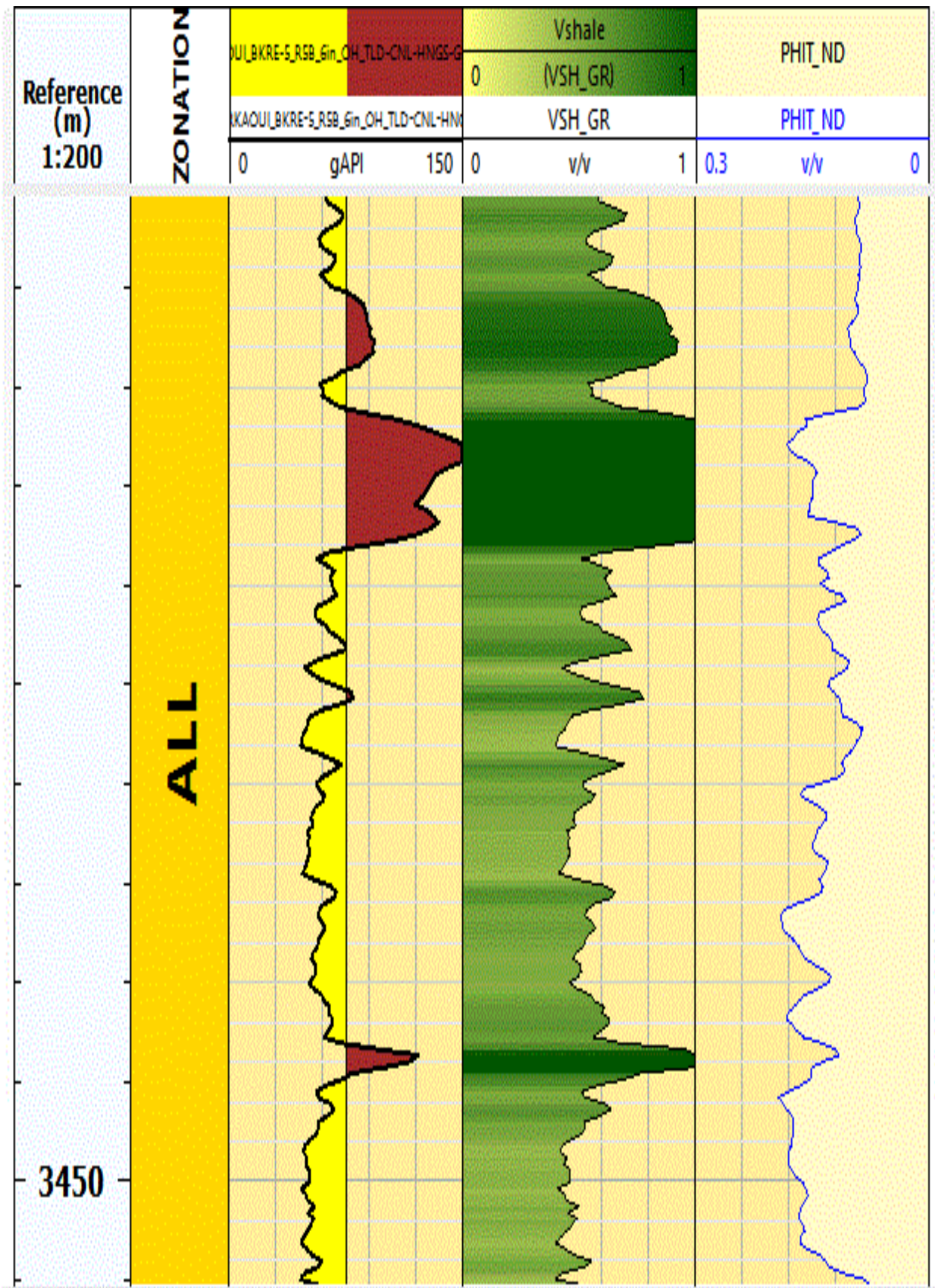


Figure 29 : log du résultat de calcul de la porosité du puits BKRE-05 par Tech log.

Les résultats de calcul porosité dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les tableaux ci-après :

**Tableau 5:** Résultats de calcul de porosité par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité min(%)	Porosité max(%)	Porosité moy(%)
BKRE-1	Réservoir	3328.568	3744.621	<b>3.96</b>	<b>26.55</b>	<b>15.25</b>
BKRE-2	Réservoir	3301.136	4242.055	<b>3.06</b>	<b>14.12</b>	<b>8.59</b>
BKRE-3	Réservoir	3316.376	3802.076	<b>4.53</b>	<b>26.90</b>	<b>15.71</b>
BKRE-4	Réservoir	3345.79	3579.419	<b>3.71</b>	<b>25.99</b>	<b>14.85</b>
BKRE-5	Réservoir	3344.57	3564.332	<b>2.83</b>	<b>17.40</b>	<b>10.11</b>

### 5.2.2. Les résultats de calcul de saturation par Techlog

Les logs du résultat de calcul de la saturation dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les figures ci-après :

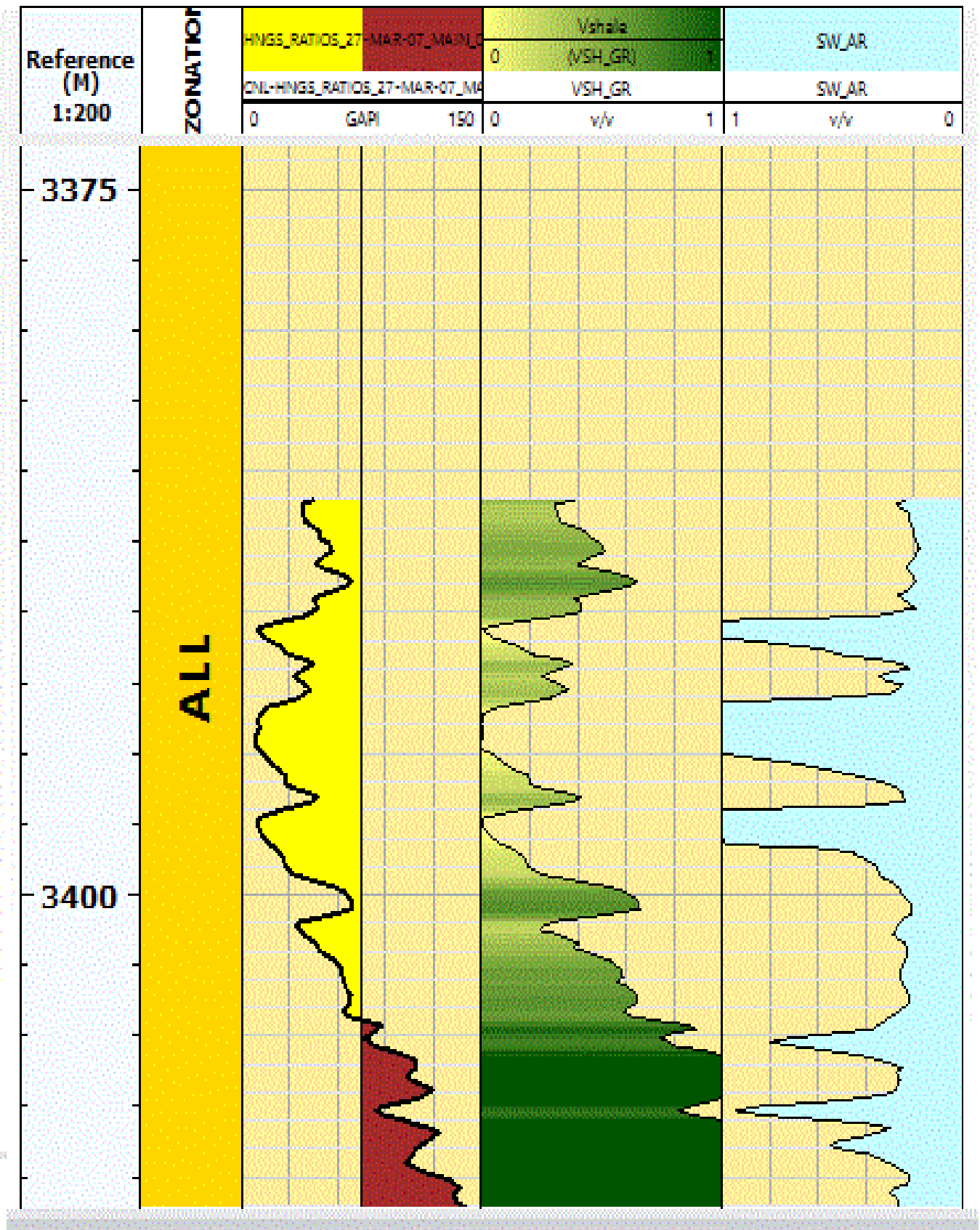


Figure 30 : log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-01 par Techlog.

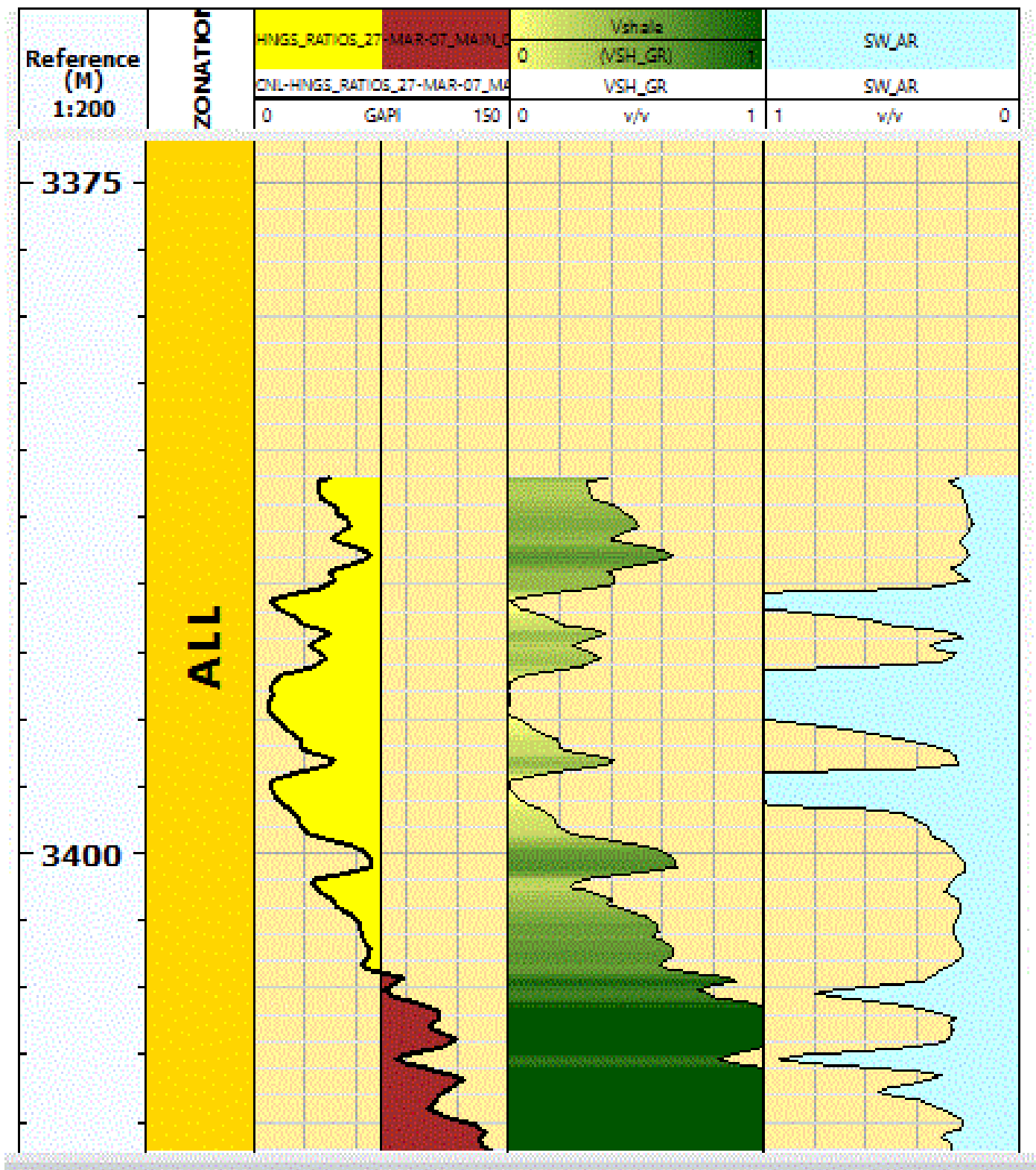


Figure 31: log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-02 par Techlog.

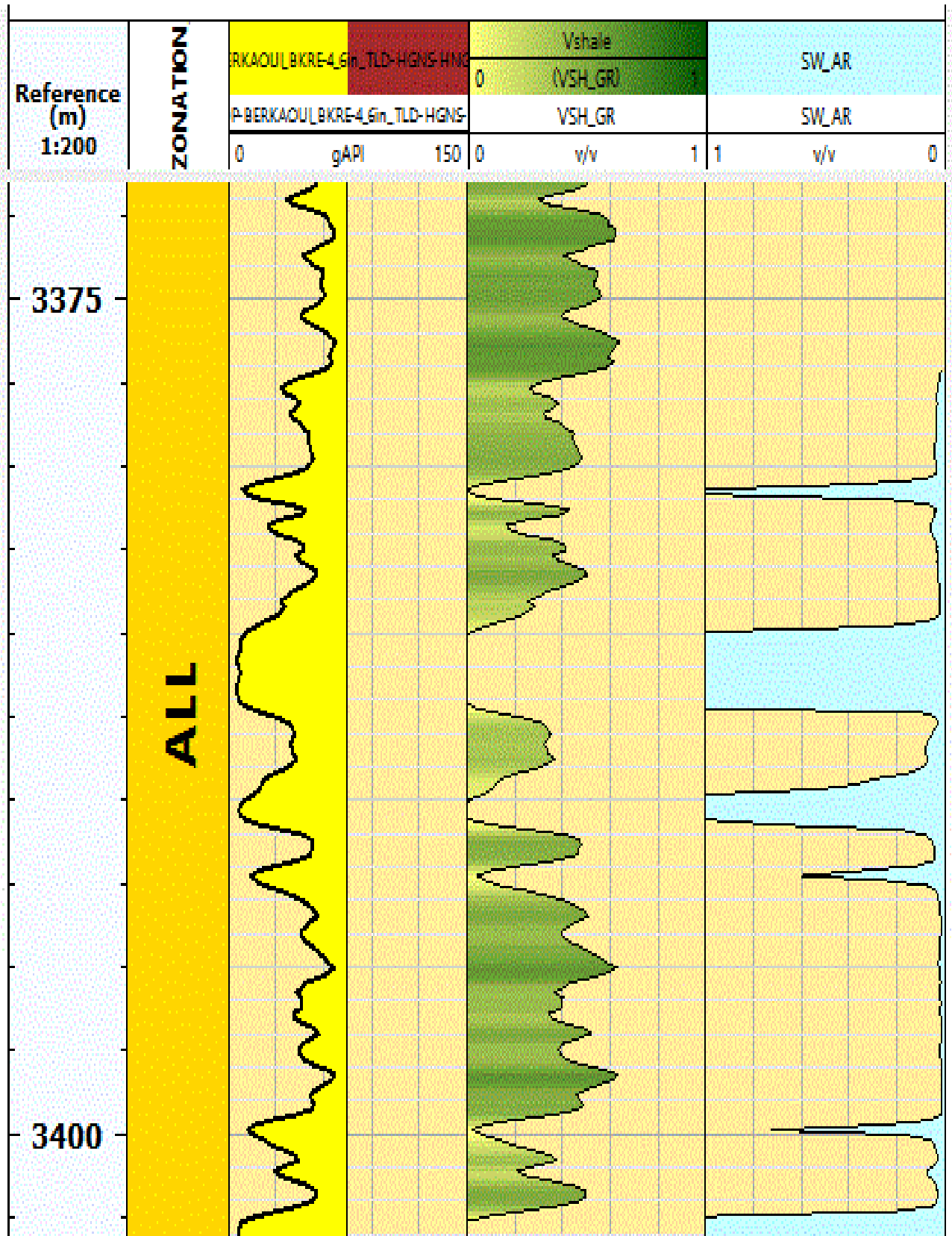


Figure 32: log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-03 par Techlog.



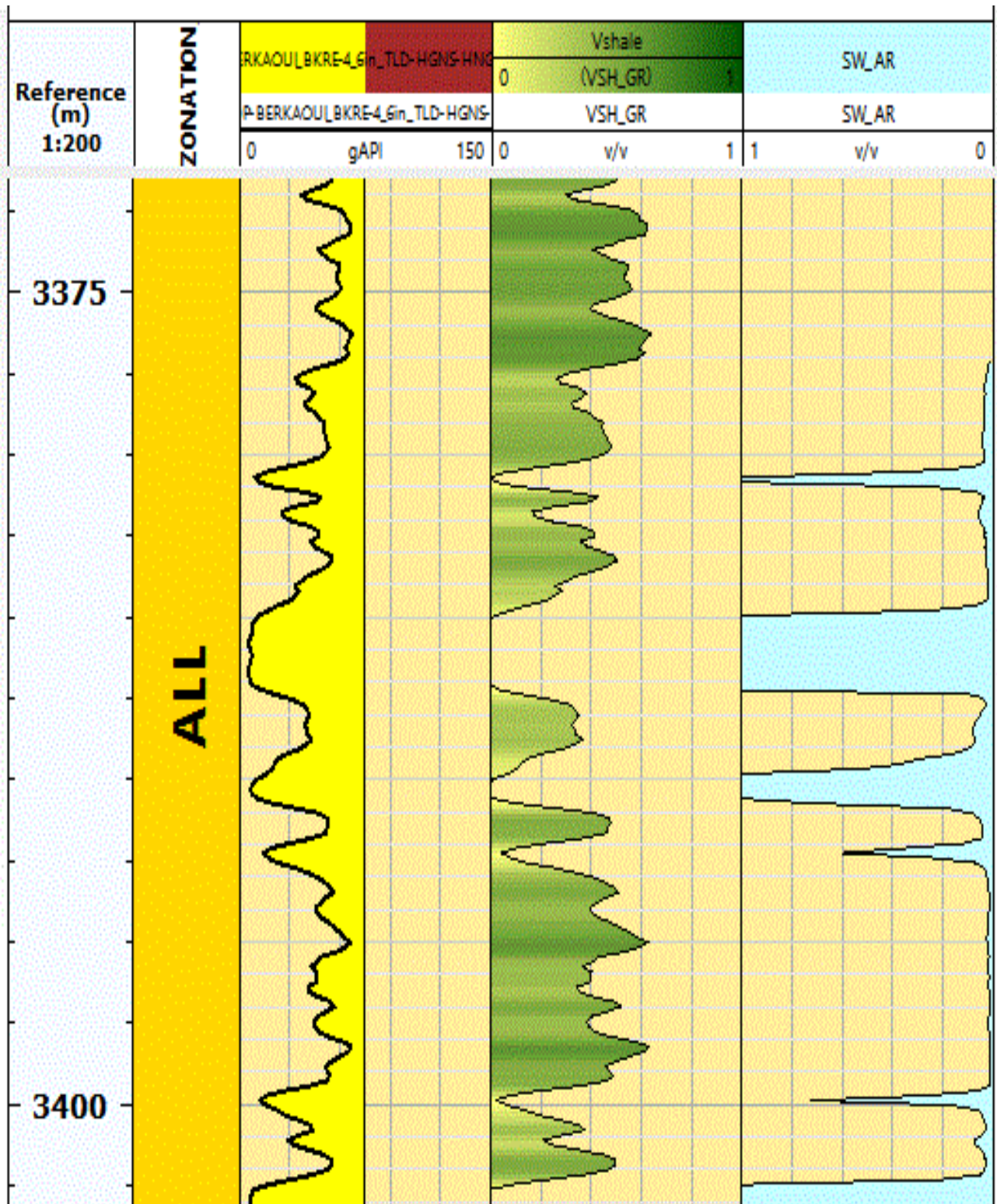


Figure 33 : log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-04 par Techlog.

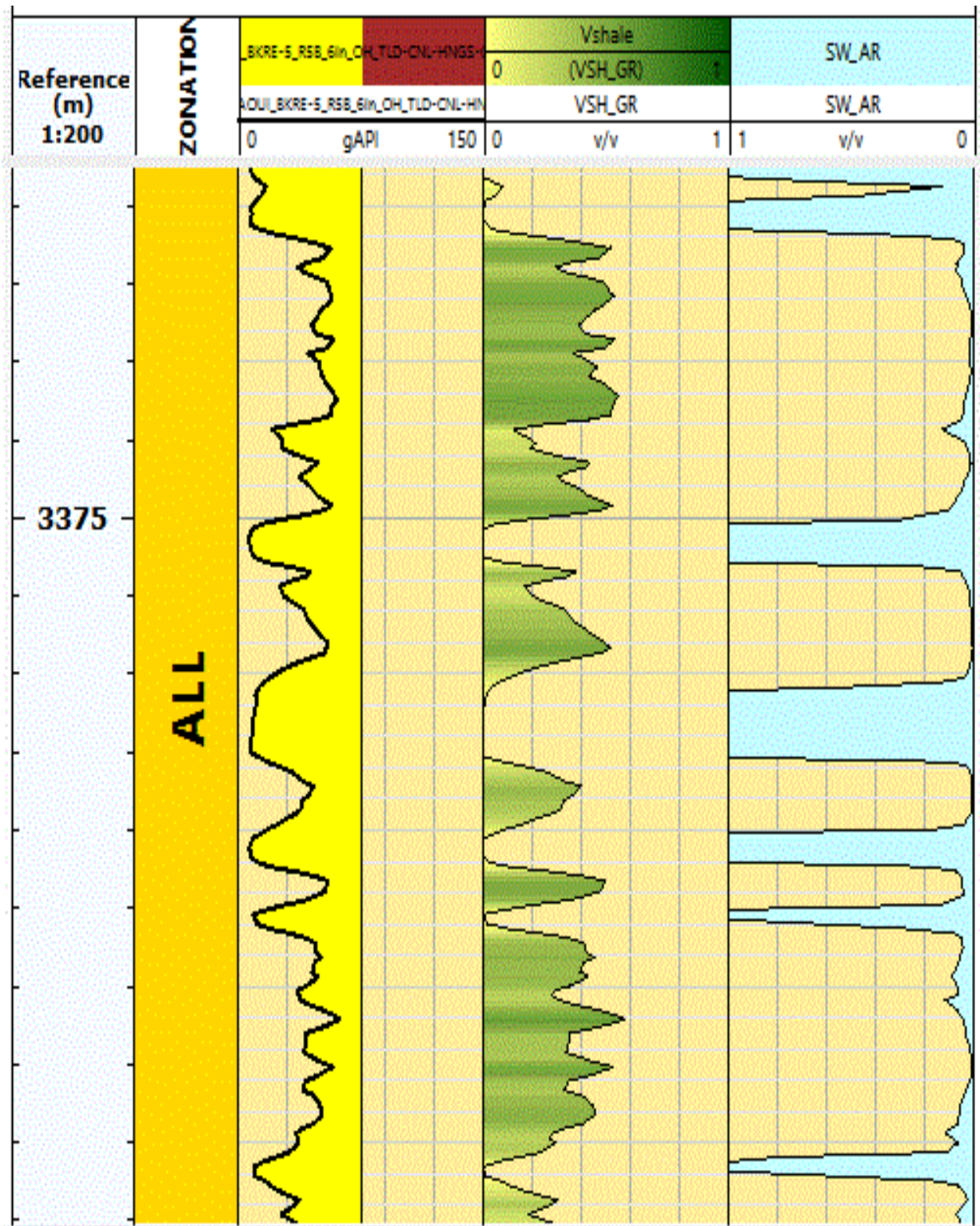


Figure 34 : log du résultat de calcul de la saturation du puits BKRE-05 par Tech log.

Les résultats de calcul de la saturation dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les tableaux ci-après :

**Tableau 6:** Résultats de calcul de saturation par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Sw min(%)	Sw Max(%)	Sw Moy(%)	Shc Moy(%)
BKRE-1	Réservoir	3328.568	3744.621	17.11	60.26	38.68	61.32
BKRE-2	Réservoir	3301.136	4242.055	17.5	69.82	43.66	56.34
BKRE-3	Réservoir	3316.376	3802.076	1.81	49.03	25.42	74.58
BKRE-4	Réservoir	3345.79	3579.419	6.95	87.31	47.13	52.87
BKRE-5	Réservoir	3344.57	3564.332	7.51	75.92	41.71	58.29

### 5.3. Les résultats de calcul de la perméabilité par Tech log

Les logs du résultat de calcul de la perméabilité dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les figures ci-après :



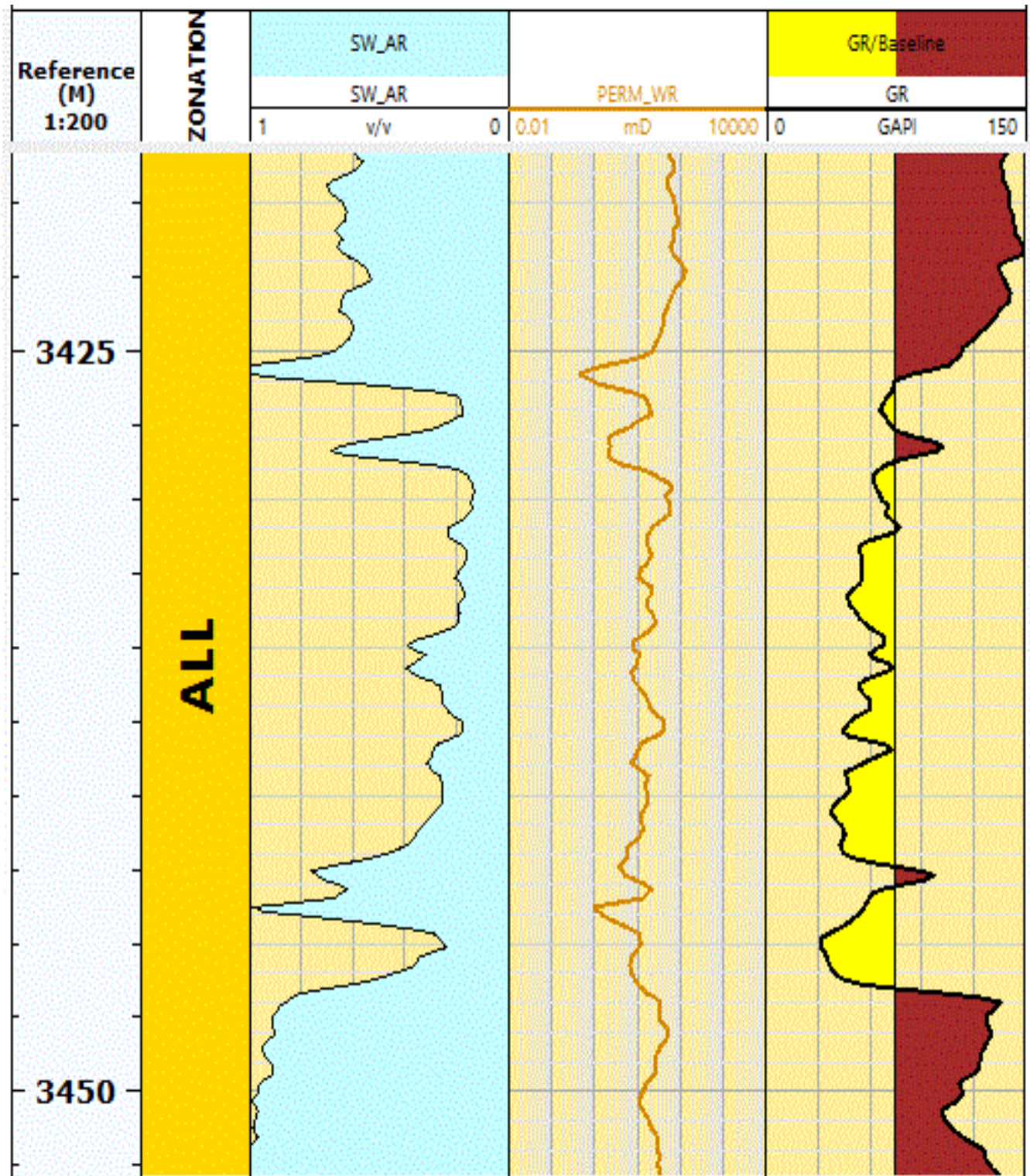


Figure 35 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-01 par Tech log.

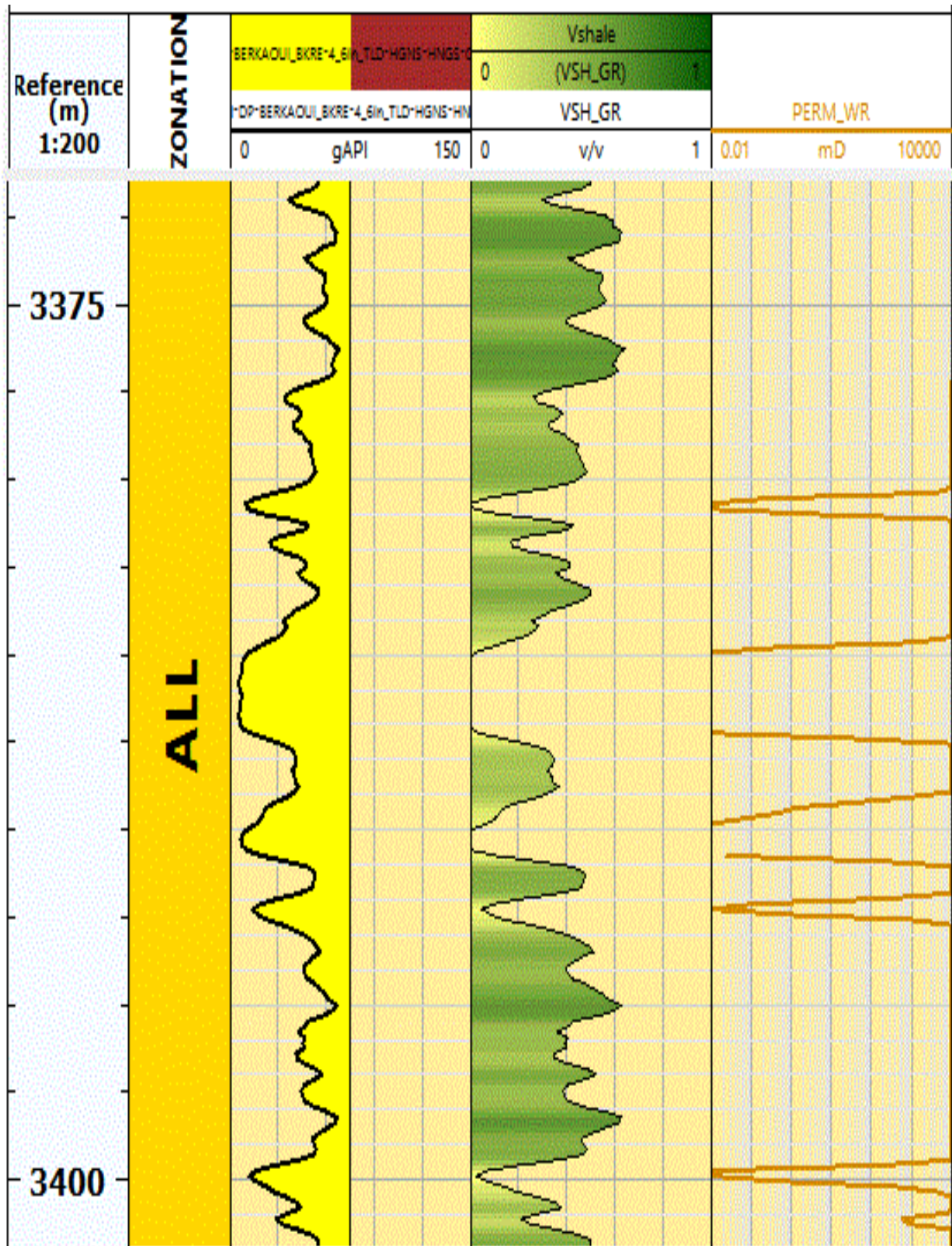


Figure 36 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-02 par Tech log.



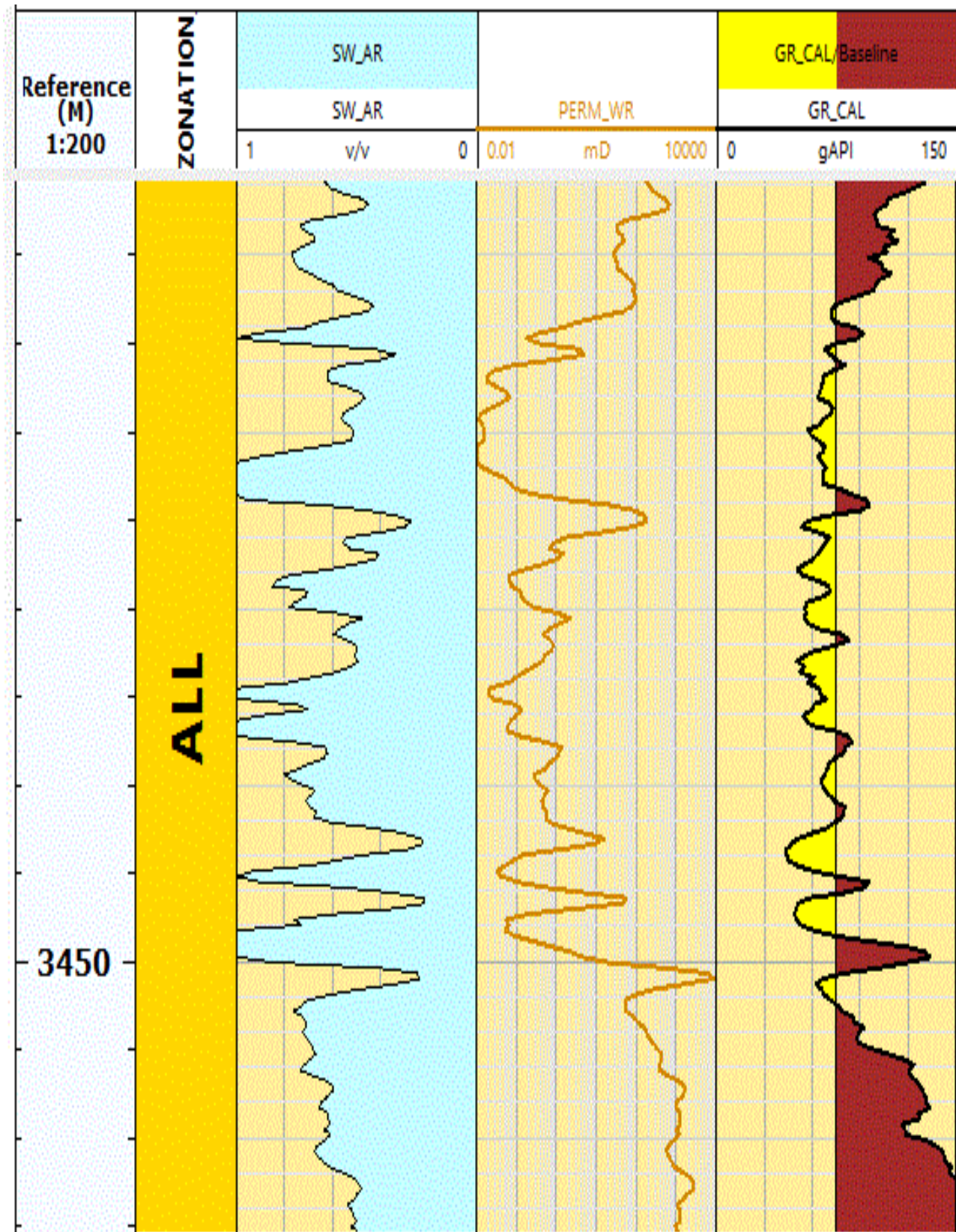


Figure 37 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-03 par Tech log.



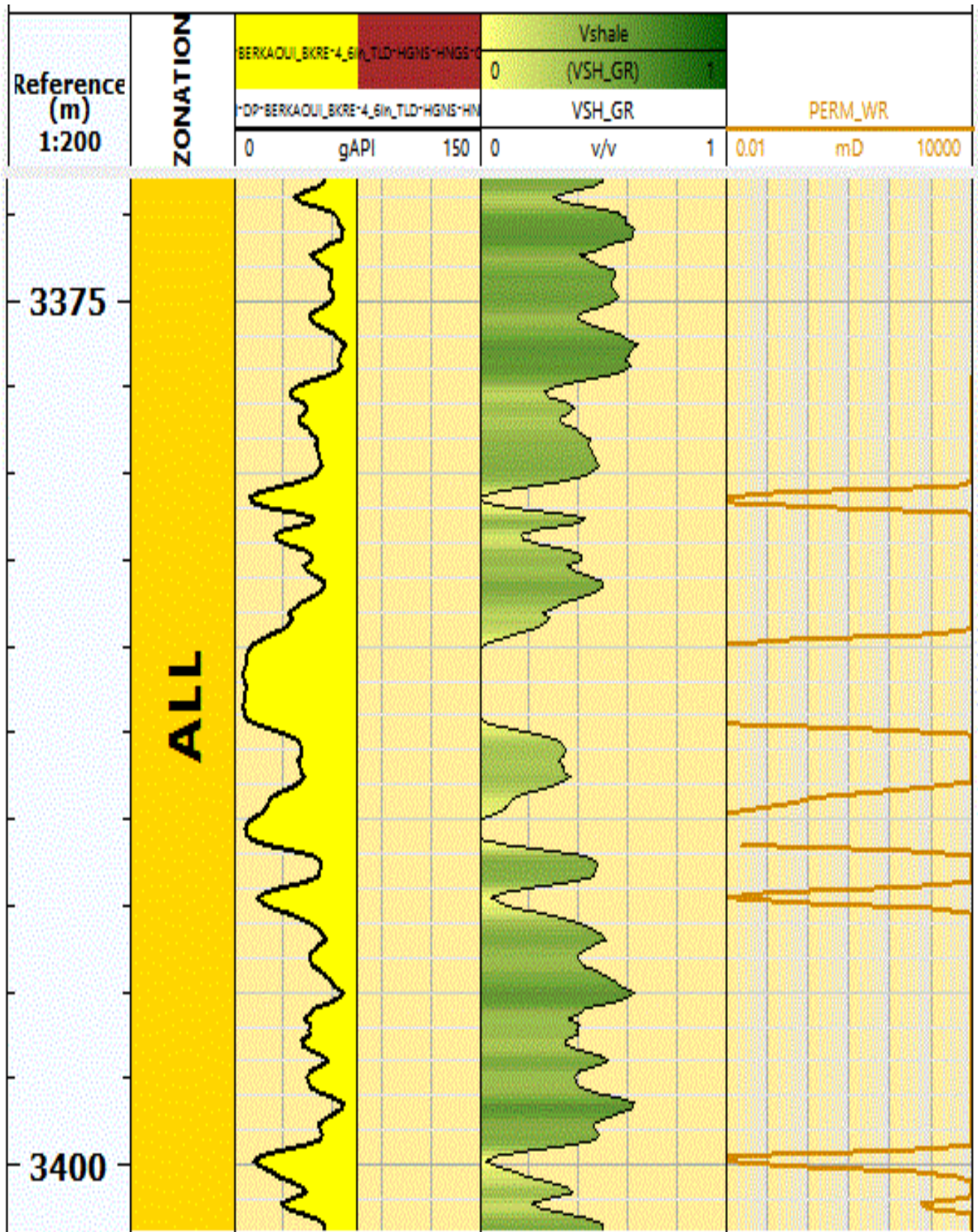


Figure 38: log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-04 par Tech log.

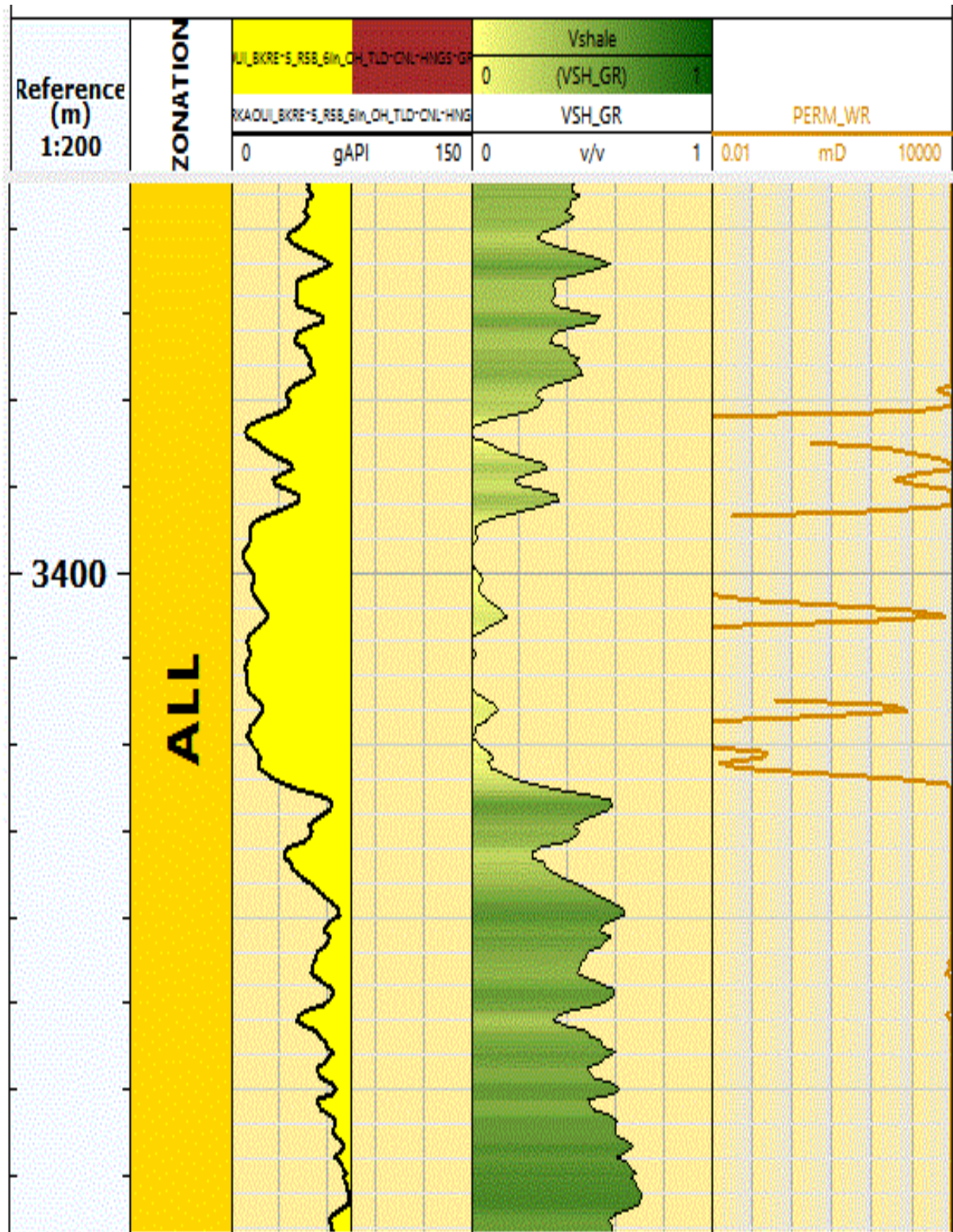


Figure 39: log du résultat de calcul de la perméabilité du puits BKRE-05 par Tech log.



Les résultats de calcul de la perméabilité dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les tableaux ci-après :

**Tableau 7 :** Résultats de calcul de perméabilité par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	K min (mD)	K max (mD)	K moy (mD)
BKRE-1	Réservoir	3328.568	3744.621	13.156	485.9495	203.5078
BKRE-2	Réservoir	3301.136	4242.055	51.97	558.523	400.0406
BKRE-3	Réservoir	3316.376	3802.076	23.52	329.638	243.248
BKRE-4	Réservoir	3345.79	3579.419	44.0415	552.353	373.6472
BKRE-5	Réservoir	3344.57	3564.332	26.729	504.883	276.234

### 6. Interprétation et analyse des résultats :

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 :

**Tableau 8:** récapitulation de résultats de l'interprétation des puits

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Vsh (%) moy	$\Phi$ (%) moy	Sw (%) moy	Sh (%) moy	K (mD) moy
BKRE-1	Réservoir	3328.568	3744.621	45.22	15.25	38.68	61.32	203.5078
BKRE-2	Réservoir	3301.136	4242.055	30.74	8.59	43.66	56.34	400.0406
BKRE-3	Réservoir	3316.376	3802.076	44.29	15.71	25.42	74.58	243.248

BKRE-4	Réservoir	3345.79	3579.419	33.29	14.85	47.13	52.87	373.6472
BKRE-5	Réservoir	3344.57	3564.332	42.90	10.11	41.71	58.29	276.234

D'après le tableau et les logs de volume d'argile, de porosité, de saturation et de la perméabilité on a identifié les paramètres petrophysique afin d'avoir approximativement la qualité de réservoir dans les cinq puits BKRE-01, BKRE-02, BKRE-03, BKRE-04 et BKRE-05.

On remarque que les paramètres petrophysiques des réservoirs dans les cinq puits sont presque convergés.

- Le volumes des argiles obtenu à partir des logs de gamma ray qui sont montré dans les figures (figure 19, figure 20, figure 21, figure 22 et figure 23) et les résultats de tableaux 4, où on a remarqué que le volume des argiles dans les réservoir sont au tour de 40 % telle que le réservoir de BKRE-02 qui a le moins pourcentage d'argile (30.74 %) donc c'est le réservoir le plus propre et est un bon signe pour avoir une perméabilité élevée, puits le puits BKRE-04 avec (33.29 %), le puits BKRE-05 avec un pourcentage d'argile (42.90 %), le puits BKRE-03 avec (44.29) et le puits BKRE-01 avec un pourcentage (45.22 %).
  - La porosité est obtenue à partir de log neutron qui est montré dans les figure (figure 24, figure 25, figure 26, figure 27 et figure 28) et les résultats de tableaux 5, la porosité de BKRE-02 est de 8.59 % qui une porosité médiocre ( $5\% < 8.59\% < 10\%$ ), par contre les autres puits BKRE-01 (15.25%), BKRE-03 (15.71%), BKRE-04 (14.85%), BKRE-05 (10.11%) ont des porosité moyenne ( $10\% < \Phi < 20\%$ ).
- La présence de cette porosité indique une possibilité de présence d'un fluide (eau, hydrocarbure) au niveau de ces derniers.
- D'après les figures (figure 30, figure 31, figure 32, figure 33, figure 34) et les résultats de tableaux 6, la saturation d'hydrocarbure dans les réservoirs des puits (BKRE-01 (61.32%), BKRE-03 (74.58%) est élevée, par contre dans les autres puits est bonne avec BKRE-02 (56,34%), BKRE-04(52,87%) et BKRE-05(58,29%) .
  - Sachant qu'il n'y a pas un log ou un outil de diagraphie qui détermine ou calcule la valeur de la perméabilité directement, mais logiciel techlog donne approximativement

la valeur de perméabilité d'après la corrélation et l'interprétation des autres logs telle que : log GR, log neutron, log résistivité ...etc.

On remarque que la perméabilité dans tous les réservoirs des puits est entre 200md et 500md donc elle est bonne.

## 7. Conclusion

D'après l'analyse des résultats obtenus par le logiciel techlog, on a remarqué que la zone de ces cinq réservoirs de Haoud Berkaoui (BKRE-1, BKRE-2, BKRE-3, BKRE-4, BKRE-5) a des bons paramètres pétrophysiques. Donc, on peut considérer que cette zone est une zone très prometteuse vue leur paramètres très intéressant.



### Conclusion générale

L'étude des paramètres pétro physiques effectué dans la région de Haoud Berkaoui qui se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla , ont pour objectif de déterminer les caractéristiques de réservoir dans cinq puits situées dans cette zone . Dans ce travail, nous avons évalué une interprétation pétrophysique à partir des données de diagraphies disponibles , à l'aide de logiciel Techlog de Schlumberger qui a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir (porosité, saturation, perméabilité...) à travers ses modules interactifs.

D'après les résultats et les analyses obtenu dans notre travail nous concluons que on peut considérer cette zone comme une zone très prometteuse vue leur paramètres très intéressant donc est un bon indice pour la productivité, car elle dépend principalement à porosité et aussi la saturation en hydrocarbures et l'absence des grandes quantités d'argile dans la formation.

### Résumé

La région de Haoud Berkaoui est des dix principales zones productrices d'hydrocarbures de Sahara Algérien. Elle est située à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger à 100 Km au nord-ouest de Hassi-Messaoud et à 30Km de Ouargla, Dans cette région de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues. L'objectif de notre étude est basé sur l'obtention et l'interprétation des caractérisations pétrophysiques de réservoir, pour ce but nous avons ciblé cinq puits sont forés dans le cadre de développement de la région de Haoud Berkaoui (BKRE-01, BKRE-02, BKRE-03, BKRE-04, BKRE-05), et obtenir l'enregistrement des diagraphies (GR-DSL Résistivité, Sonic, Densité-Neutron) qui permettre de construire les logs à travers du logiciel « Techlog » de Schlumberger. Les données des logs nous ont permis de faire l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir tel que : la porosité, la saturation et la perméabilité, afin d'arriver à une meilleure reconnaissance de notre réservoir. Etant donné que, notre étude a révélé que : cette zone est une zone très prometteuse vue leur paramètres petrophysiques très intéressant.

Mots-clés : Haoud Berkaoui, hydrocarbures, Schlumberger, paramètres pétrophysiques, enregistrement des diagraphies, réservoir, Techlog.

### Summary

The Haoud Berkaoui region is one of the ten main hydrocarbon producing areas of the Algerian Sahara. It is located at about 800 Km south-east of the capital Algiers, 100 Km north-west of Hassi-Messaoud and 30Km from Ouargla. In this region many hydrocarbon accumulations have been recognized. The objective of our study is based on obtaining and interpreting the petrophysical characterizations of reservoir, for this purpose we targeted five wells are drilled in the framework of development of the region of Haoud Berkaoui (BKRE-01, BKRE-02, BKRE-03, BKRE-04, BKRE-05), and obtain the recording of logs (GR-DSL Resistivity, Sonic, Density-Neutron) which allow to build the logs through the software "Techlog" of Schlumberger. The log data allowed us to evaluate the petrophysical parameters of the reservoir such as: porosity, saturation and permeability, in order to achieve a better recognition of our reservoir. Given that, our study has revealed that: this zone is a very promising zone given they are very interesting petrophysical parameters.

Keywords: Haoud Berkaoui, hydrocarbons, Schlumberger, petrophysical parameters, logging, reservoir, Techlog.

### المخلص :

تعتبر منطقة حوض بركاوي من بين المناطق العضر الأساسية المنتجة للهيدروكربونات في صحراء الجزائر. تقع على بعد 800 كلم جنوب-شرق العاصمة وعلى بعد 100 كلم شمال-غرب حاسي مسعود و على بعد 30 كلم من ورقلة. في هذه المنطقة تم التعرف على العديد من تراكمات الهيدروكربونات,الهدف من دراستنا هو التحليل و حساب الخصائص البتروفيزيائية للخران. و لهذا قمنا باستهداف خمسة آبار يتم حفرها في إطار تطوير منطقة حوض بركاوي (بركاوي 01,بركاوي 02,بركاوي 03,بركاوي 04 و بركاوي 05) و الحصول على التسجيلات البئرية التي تسمح ,بإنشاء السجلات من خلال برنامج "تيكلوغ" الخاص بشركة " شلمبرجير". سمحت لنا بيانات السجل بتقييم المعلمات البتروفيزيائية للخران مثل : المسامية,التشبع و النفاذية من أجل التعرف أكثر على خزاننا.ونستخلص من دراستنا أن هذه المنطقة تعتبر منطقة لها معلمات بتروفيزيائية معتبرة.

الكلمات المفتاحية : الهيدروكربونات,شلمبرجير,المعلمات البتروفيزيائية ,المسامية ,التشبع , تيكلوغ ,الخران.

### Bibliographies et reference

1. AGAP Qualité (www.agapqualite.org) - Fiche Diagraphie Acoustique DAC01 - Révision 1 - Juillet 2016
2. Aperçu sur la diagraphie différée : <http://dlibrary.univ-boumerdes.dz>.
3. Bammara Mohamed SH DP chef service technique de puits, Particulier du gaz-lift à HBK, JST3/332 (RAPPORT).
4. Benhamida Mohammed Amine. Bekkouche Mohamed El Amine - Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies différées du réservoir gréseux dans les puits : HGA45, MD680, MD689, OML142. (Champ de Hassi Messaoud). UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA – 2017.
5. Belayachi Siali, Brik Ramzi, Amer Kheira. Interprétations et analyses des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies différées par l'utilisation de l'IP dans le champ du Gassi El Agreb. Mémoire de fin d'étude. Département Forage et MCP.2018
6. DIAGRAPHIES ET INTERPRETATION.IFP training.2014
7. DJEDDI Mabrouk : COURS DE SISMIQUE DE PUITES. 13pp, 10 figures .Laboratoire de Physique de la Terre, Université M'Hamed Bougara Boumerdes - Algérie, 2013
8. Dominique Chapellier & Jean-Luc Mari. principe de base .l'université de lausanne instituts français de pétrole.
9. D. Chapellier: Diagraphies acquiferes. Institut Français du pétrole.
10. D. Chapellier: Diagraphies pétrole. Institut Français du pétrole.
11. Fichiers « généralité de région de Berkaoui » obtenu à Sontrach DP.
12. <https://en.wikipedia.org/wiki/Techlog>
13. [https://www.academia.edu/23070178/important\\_pdf\\_about\\_techlog\\_software](https://www.academia.edu/23070178/important_pdf_about_techlog_software).
14. [http://www-ig.unil.ch/cours/c\\_diaf.htm](http://www-ig.unil.ch/cours/c_diaf.htm).
15. <https://www.software.slb.com/products/techlog/techlog-petrophysics>.
16. In, HAFSSI.F, 2015
17. In. KHAZANI Y. & BENNANA N
18. In. Rapport SONATRACH. 2014
19. In. WEC SONATRACH, 2007
20. In. WEC SONATRACH -Géologie de l'Algérie-, 2005

## BIBLIOGRAPHIES ET REFERENCE

---

21. Khodja Ali, Oulhi abdelwahab, Betaouaf Mohamed. Interprétations et analyses des paramètres pétro-physiques à partir des diagraphies différées par l'utilisation du logiciel Techlog dans la region du Rhourde Nous – Illizi. Mémoire de fin d'étude. 2019
22. MARC ETIENNE. CARACTÉRISATION IN SITU DES MILIEUX FRACTURÉS À LAIDE DES DIAGRAPHIES GÉOPHYSIQUES .mémoire de fin d'étude. à la Faculté des études supérieures de l'Université Laval.avril 2002.
23. Melizi miloud, hamdou anter, Contribution des diagraphies dans l'analyse des bassins sédimentaire, mémoire de fin d'étude, 2020
24. Mekhaissi Faiçal, Naami Moulai Mammar, Aroun Brahim. Etude des paramètres pétrophysiques du réservoir (Hassi Terfa).mémoire de fin d'étude. Département de Production des Hydrocarbures.2019
25. ph.maget, les diagraphies en forage initialisation aux méthodes et aux interprétation application en géothermie, bureau de recherche géologique et minière,
26. Professeur D. Chapellier, DIAGRAPHIES ACQUIFERES, cours online de géophysique, Université de lausanne, institut français du pétrole.
27. René cossé, techniques d'exploitation pétrolière
28. Report on reservoir engineering study of certain fields in the Rhourde Nous region Algeria –De Golyer and MacNaughton -February 1999.
29. Richard LAGABRIELLE. Diagraphies et géophysique de forage. Techniques de l'Ingénieur
30. SAOUANE ALI, SLIMI BADIS ABDERRAZAK. Analyse et interprétation des données des diagraphies pour les puits (HGAW\_04- HGAW\_05-HGAW\_07- HGAW\_08)-Champs Hassi Guettar (HGA). Département de Production des Hydrocarbures. Mémoire de fin d'étude.2018
31. Simandoux, P., (1963): «Dielectric Measurements on Porous Media: Application to measurement of water saturation. Study of the behavior of argillaceous formation. SPWLA, Houston».
32. Souleymane BELARIBI Naima NEHAR, APPORT DE LA DIAGRAPHIE DANS L'ETUDE SPATIO-TEMPORELLE DU RESERVOIR TAGI (CAS DU BASSIN DE HAUD BERKAOUI), mémoire de fin d'étude, 2017
33. SOUILAH Omar. 2016« Apport des diagraphies à la reconnaissance géologique du réservoir cambrien (Ra) dans le secteur Nord-Ouest du champ de Hassi Massaoud» mémoire de fin d'étude UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

## **BIBLIOGRAPHIES ET REFERENCE**

---

- 34.** Timur, A., (1968): «An investigation of Permeability, Porosity, and Residual water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. Log Analyst».
- 35.** Youssouf Khazani, Nabila Bennana. CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR TRIASIQUE DU CHAMP DE BENKAHLA SUD (BASSIN DE HOUD BERKAOUI).mémoire de fin d'étude. septembre 2016
- 36.** ZAHY ABDELHAMID, AZZABI ABDELLATIF. Interprétation et Analyse des Paramètres Péetrophysiques à partir des Diagraphies Différées du réservoir dévonien F6 du champ de TFT (bassin d'ILLIZI), mémoire de fin d'étude, Département d'hydrocarbures, 2013