

République Algérienne populaire et démocratique
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique
Département Génie Minier

Mémoire de Master en Génie Minier

Etude du comportement pétrophysique du
réservoir de la série inférieure du champ de
Benkahla

Présenté par :

Mlle. IBSAINE Fatima

Devant le jury :

Mme. CHABOU	Examinatrice
Mme. BENTALLAA	Présidente
Mme. BOUMBAR	Promotrice
Mr. CHANANE	Promoteur

Promotion juin 2015

Je dédie ce modeste travail aux

Personnes les plus chères

À mon cœur :

À ma tendre et douce maman, À mon père que j'aime tant

Pour leurs énormes sacrifices, à leurs efforts pour m'offrir le repos et le

bonheur

Pour l'éducation qu'ils m'ont inculqué.

Pour leur entier engagement à être à mes côtés à chaque fois que j'ai

besoin d'un soutien moral et matériel.

À mon cher grand père Hadj Mouh Arezki et son épouse Nana Ouardia

et ma chère grande mère Malha.

À mes adorables sœurs Ouardia, Amina, Mayssa, Rania et Wissam

À mes chers tantes et oncles germains et paternels et leurs conjoints,

cousins et cousines et tout le reste de ma grande famille.

À tous mes amis, Namira, Djedjiga, Nassim, Sofiane, Faiza, Amina,

Titem, Sawssane, Hakim, Raveh, Amar, Missi ainsi qu'aux restes de

mes amis et camarades de classe.

Une spéciale dédicace pour mon binôme et mon amie Wissam et pour

toute sa famille.

Fatima

Remerciement

Au terme de ce travail, Nous tenons vivement à exprimer notre gratitude à ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de cette étude.

Tout d'abord nous remercions les membres du jury qui ont bien voulu juger ce travail.

Nous adressons particulièrement nos remerciements à **Mme .Boumbar** et **Mr. Chanane** qui ont assuré la direction et la promotion de notre projet de fin d'étude, et d'avoir consacré autant d'efforts et de temps pour nous guider durant ce travail.

Nous remercions les enseignants du département Génie Minier, pour nous avoir conduits jusqu'à l'ingénierat.

Nous remercions tout le personnel de la division production – Service géologie de la région Haoud Berkaoui -Sonatrach, pour leur accueil et leur aide.

Nous remercions spécialement, notre encadreur **Mr .Radja Mohammed**, le chef de service **Mr. Boudouda Kamel** et aussi **Mr .Talmat Kadi Rabah**.

Enfin, nous ne saurions exprimer assez notre reconnaissance, et les mots ne seront exprimer assez notre admiration et gratitude à **Dounia .Laggoun** qui nous a soutenu et encouragé tout au long de notre stage au sein de l'entreprise.

ملخص

هذه الدراسة تتضمن تحديد السلوك البتروفيزيائي للسلسلة السفلى لميدان بن كحلة. تفسير بيانات السجل باستخدام برنامج تكلوغ سمح لنا بتحديد مختلف المعلومات البتروفيزيائية كحجم الطين، النفاذية في وحدات الحجر الرملي والتشبع بالماء من السلسلة السفلى في تسعة آبار والتي تقع في جنوب ميدان بن كحلة. **كلمات البحث:** مجال بن كحلة، المعلومات البتروفيزيائية، وحدات الحجر الرملي، خزان.

Résumé

Cette étude consiste à déterminer le comportement pétrophysiques de la série inférieure du champ de Benkahla.

L'interprétation des données diagraphiques à l'aide du logiciel Techlog nous a permis de déterminer les différents paramètres pétrophysiques à savoir : le volume des argiles , la porosité et la saturation en eau dans les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de 9 puits en production, situés au Sud de Benkahla.

Mots clés : Champ du Benkahla, les paramètres pétrophysiques, unités gréseuses, Réservoir.

Abstract

This study is to determine the petrophysical behavior of the lower series of Benkahla field.

The interpretation of log data using the Techlog software allowed us to determine the different petrophysical parameters as: the volume of clay, porosity and water saturation in the sandstone units of the lower series at 9 wells in production, located south of Benkahla.

Keywords: Field of Benkahla, petrophysical parameters, sandstone units, Reservoir

Table des matières

I.	Introduction :	<u>1</u>
II.	Introduction sur les diagraphies	1
	II.1. Diagraphies de résistivité	1
	II.1.1 les macros dispositifs	1
	II.1.2 les micros dispositifs	2
	II.1.3. Quelques facteurs influençant la mesure de résistivité	2
	II.2. Diagraphies de radioactivité	2
	II.2.2. Diagraphie de radioactivité naturelle (Gamma Ray)	2
	II.2.3. Diagraphies radioactives provoquées	3
III.	Rappels de quelques notions de base en géologie pétrolière	4
	III.1. La roche mère	4
	III.2. Le réservoir	4
	III.3. la roche couverture	4
	III.4. Les pièges	5
IV.	Notions Fondamentales sur les paramètres pétrophysiques	5
	IV.1. Notions générales	5
	IV.1.1. Composition de la roche	5
	IV.2. Les paramètres pétrophysiques	6
	IV.2.1. la porosité	6
	IV.2.2. la saturation en eau	8
	IV.2.3. La perméabilité	8
V.	Interprétation et évaluation des paramètres du réservoir de la série inférieure du champ du Benkahla	8
	V.1. Introduction	9
	V.2. Méthodologie de travail	9
	V.3. Interprétations des données	13
VI.	Conclusion	36
	Bibliographie	

Liste des tableaux

Tableau 1 : les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS51	15
Tableau 2 : les résultats de l'interprétation du puits OKS51.....	16
Tableau 3 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS52.....	18
Tableau 4 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52.....	19
Tableau 5 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS53.....	20
Tableau 6 : les résultats de l'interprétation du puits OKS53.....	21
Tableau 7 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS54.....	22
Tableau 8 : les résultats de l'interprétation du puits OKS54.....	23
Tableau 9 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS21.....	25
Tableau 10 : les résultats de l'interprétation du puits OKS21.....	26
Tableau 11 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS23.....	27
Tableau 12 : les résultats de l'interprétation du puits OKS23.....	28
Tableau 13 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS27.....	30
Tableau 14 : les résultats de l'interprétation du puits OKS27.....	31
Tableau 15 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS28.....	32
Tableau 16 : les résultats de l'interprétation du puits OKS28.....	33
Tableau 17 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKT04.....	34
Tableau 18 : les résultats de l'interprétation du puits OKT04.....	35

Liste des figures :

Figure 1 : Positionnement des puits étudiés.....	10
Figure 2 : le log habillé du puits OKS51.....	16
Figure 3 : les résultats de l'interprétation du puits OKS51.....	17
Figure 4 : Le log habillé du puits OKS52	18
Figure 5 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52	19
Figure 6 : Le log habillé du puits OKS53.....	20
Figure 7 : les résultats de l'interprétation du puits OKS53.....	21
Figure 8 : Le log habillé du puits OKS54.....	23
Figure 9 : les résultats de l'interprétation du puits OKS54.....	24
Figure 10 : Le log habillé du puits OKS21.....	25
Figure 11 : les résultats de l'interprétation du puits OKS21.....	26
Figure 12 : Le log habillé du puits OKS23.....	28
Figure 13 : les résultats de l'interprétation du puits OKS23.....	29
Figure 14 : Le log habillé du puits OKS27.....	30
Figure 15 : les résultats de l'interprétation du puits OKS27.....	31
Figure 16 : Le log habillé du puits OKS28.....	32
Figure 17 : les résultats de l'interprétation du puits OKS28.....	33
Figure 18 : Le log habillé du puits OKT04.....	35
Figure 19 : les résultats de l'interprétation du puits OKT04.....	36

I. Introduction :

Le champ de Benkahla est l'un des gisements du bassin d'Oued Mya.

L'intérêt pétrolier de ce gisement se situe dans la série triasique, le réservoir se trouve plus exactement dans la série inférieure.

Notre travail consiste à faire une étude diagraphique sur la série inférieure, afin de voir le comportement pétrophysique du réservoir.

Pour réaliser ce travail, nous commençons par une étude bibliographique de la diagraphie. Puis nous allons interpréter à l'aide du logiciel Techlog les différentes données diagraphiques enregistrées au niveau de la série inférieure des puits considérés pour cette étude, situés au Sud de champ de Benkahla.

Enfin nous terminerons par une conclusion.

II. Introduction sur les diagraphies

On désigne par diagraphie ou encore par le terme américain logging : tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. (Serra O., 1979).

II.1. Diagraphies de résistivité

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

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et enregistre 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, plusieurs outils sont définis.

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

II.1.1 les macros dispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettent d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t .

II.1.2 les micros dispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo} .

II.1.3. Quelques facteurs influençant la mesure de résistivité

- La composition de la roche

Elle intervient par : la nature et le pourcentage du Contenant (les éléments de la matrice).

Généralement les éléments constitutifs sont infiniment résistants, à l'exception de certains minéraux conducteurs comme : les sulfures métalliques, les métaux natifs, l'hématite, le graphite, et aussi comme la plupart des argiles qui sont conductrices de fait de leur porosité. Et la nature du contenu, la résistivité de l'eau de formation dépendra de la nature et de la quantité des sels dissous (Serra O., 1979).

II.2. Diagraphies de radioactivité

Les diagraphies qui peuvent être mesurées sont : **le gamma ray**, qui est une mesure de la radioactivité naturelle, Le log **gamma-gamma** et le log **neutron** qui sont des mesures de radioactivité provoquée.

II.2.2. Diagraphie de radioactivité naturelle (Gamma Ray)

La radioactivité naturelle est due à la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans le sous-sol. Les principaux sont : le potassium-40, les éléments de la famille du Thorium et ceux de la famille de l'Uranium (DesbrandesR., 1982).

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

La diagraphie GR sert à :

- La corrélation de puits à puits
- L'évaluation de volume et du type d'argile (Vsh)
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical
- L'estimation du volume des argiles dans les réservoirs (Serra O., 1979).

Quelques facteurs affectant la mesure :

- Le diamètre du trou

Plus il sera grand, plus le volume de boue entre l'outil et la paroi sera grand et plus l'absorption sera élevée, et l'intensité du signal sera affaibli. Si on n'en tient pas compte, on sous-estimera la teneur en radioéléments.

- Présence d'un tubage

Son influence est évidente. Elle introduit une distorsion de spectre du fait que le tubage va absorber plus de rayons gamma de basse énergie que ceux de forte énergie. Elle dépendra de son épaisseur et de sa densité (Serra O., 1979).

II.2.3. Diagraphies radioactives provoquées

Les diagraphies de cette nature sont toutes basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif.

II.2.3.1. Diagraphies Neutrons (indice d'hydrogène)

A l'aide de sources appropriées, on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 4 et 6 Mev. Grâce à leur vitesse initiale élevée (10 000 km/s), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie (Serra O., 1979).

L'hydrogène est l'élément dont le pouvoir de ralentissement est le plus fort. Comme cet élément se trouve présent dans de nombreuses substances, la mesure traduit essentiellement la concentration de la formation en atomes d'hydrogènes. Les substances qui en contiennent le plus sont l'eau et les liquides.

On mesure ainsi l'indice d'hydrogène qui sera lié à la porosité. Nous déterminons par cette diagraphie la porosité neutron Φ_n .

Cette diagraphie permet :

- l'évaluation de la porosité des roches de réservoirs,
- l'identification de la lithologie en combinaison avec d'autres outils,
- l'évaluation de la densité des hydrocarbures.

II.2.3.2. Diagraphies de densité

On soumet la formation à un rayonnement Gamma émis par une source appropriée. Ces photons Gamma incidents entrent en collision avec la matière. Les rayons gamma interagissent avec la matière de trois façons différentes (Serra O., 1989, in Berakna M., Hacini T., 2011) :

- L'effet photoélectrique.
- L'effet Compton.
- L'effet de production de pair.

Les diagraphies de densité sont sensibles aux rayons gamma liés aux effets Compton. Elles permettent la détermination de la porosité densité.

III. Rappels de quelques notions de base en géologie pétrolière

La formation d'un gisement d'hydrocarbure est conditionnée par la présence d'une roche mère, d'un réservoir, d'une roche couverture, pièges,

La reconnaissance de ces faciès, de leurs associations, l'étude de leur répartition dans un bassin sédimentaire sont les objectifs nécessaires de toutes prospections pétrolières.

III.1. La roche mère

On appelle roche mère, toute roche à texture fine (argiles, calcaires ou dolomies) ayant favorisé au moment de la sédimentation l'enfouissement et la protection de la matière organique.

Dans le champ de Benkahla, l'Argiles du Silurien radioactifs représente la roche mère principale (WEC Algerie, 2007).

III.2. La roche-réservoir

La **roche-réservoir** se définit comme une roche où des hydrocarbures s'accumulent. De densités plus faibles que l'eau, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz.

Les principaux réservoirs sont constitués par les grès fluviatiles du Trias qui incluent : l'unité série inférieure et le TAG (l'unité T1 et l'unité T2) (WEC Algerie, 2007).

III.3. la roche couverture

C'est un horizon imperméable qui arrête la migration des hydrocarbures.

Dans le champ de Benkahla, elle est assurée par l'épaisse série évaporitique, du salifère S4 du trias et les niveaux S3 à S1 du Lias. Les argiles intercalées entre les réservoirs triasiques peuvent constituer des couvertures. Les roches éruptives, quand elles sont assez épaisses et non fracturées, constituent une bonne couverture pour le réservoir de la série inférieure (WEC Algérie, 2007).

III.4. Les pièges

Toute anomalie géologique, que son origine soit tectonique (pli anticlinal, flexure, faille), stratigraphique (biseau, récif) ou lithologique (perte de perméabilité), qui donne au toit du réservoir (la zone où porosité et perméabilité disparaissent) une allure concave vers le bas, est susceptible de constituer un piège, on dit que le réservoir est fermé (Levorsen, 1965).

Les pièges sont classés en trois (3) catégories, qui sont :

- a. **Les pièges structuraux** : où interviennent principalement des facteurs tectoniques, plis, failles et combinaison de ces deux éléments.
- b. **Les pièges stratigraphiques** : où la tectonique ne joue plus qu'un rôle négligeable voir nul, et qui sont dus principalement à des phénomènes d'ordre lithologique (pertes de perméabilité), sédimentaires (biseaux originels, lentilles) et paléogéographiques (biseaux d'érosion).
- c. **Les pièges mixtes** : où interviennent les déformations structurales et les variations stratigraphiques ou lithologiques.

Dans le champ de Benkahla, le piège est mixte (WEC Algérie, 2007)

IV. Notions Fondamentales sur les paramètres pétrophysiques

IV.1. Notions générales

IV.1.1. Composition de la roche

La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

IV.1.1.1. la matrice

Les géographistes appellent matrice l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. On distingue trois types de matrice :

- Matrice simple : elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont constitués de même minéral (Calcite, quartz par exemple).

- Matrice complexe : elle est dite complexe lorsque ces éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment qui les relie est de nature différente.
- Matrice propre : elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argiles (Serra O., 1979).

IV.1.1.2. le fluide

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces « vides » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de gaz, huile, eau. Plus le pourcentage de ces vides est grand plus le pourcentage de fluide sera important (Serra O., 1979).

IV.1.1.3. Les argiles :

Ce sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteuxalumino-silicatés, hydratés. Ils ne sont qu'exceptionnellement constitués par un seul type minéralogique, et ils peuvent renfermer des pourcentages variables de silts ou de carbonates.

Par ailleurs, l'arrangement des particules argileuses laisse subsister des vides (pores) plus ou moins nombreux et importants suivant le degré de compaction de la roche.

On distingue trois types d'argile suivant leur mode de distribution dans la roche (Serra O., 1979)

✓ **Argiles laminées**

Elles correspondent aux argiles déposées en fins lits entre deux couches de réservoir (sable, calcaire). Cette catégorie d'argile n'affecte en rien la porosité utile, la saturation et la perméabilité des réservoirs (du moins si elles ne créent pas de barrières latérales de perméabilité).

✓ **Argiles dispersées**

Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhèrent aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores.

✓ **Argiles structurales**

Elles correspondent aux argiles se présentant sous forme de grains ou de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice.

IV.2. Les paramètrespétrophysiques

IV.2.1. la porosité

IV.2.1.1. la porosité totale

La porosité totale caractérise le volume occupé par les fluides dans une roche. C'est le rapport du volume des pores V_p , au volume total V_t .

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Ce nombre fractionnaire est généralement exprimé en pour-cent (Desbrandes R. ,1982).

La porosité globale englobe :

- D'une part la porosité intergranulaire ou intercrystalline constituant la porosité primaire Φ_p , qui dépend largement de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.
- D'autre part, la porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fractures et de fissures acquise mécaniquement constituant la porosité secondaire Φ_s , que l'on rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques.(Serra O.,1979)

La porosité totale est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_t = \Phi_p + \Phi_s$$

IV.2.1.2. la porosité connectée

La porosité connectée est égale au pourcentage dans la roche du volume total des vides reliés entre eux (Serra O., 1979)

IV.2.1.3. la porosité apparente

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont une porosité importante mais non utile.

IV.2.1.4. la porosité effective ou utile

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupée par l'eau absorbé et celle liée aux argiles.

En 1956, Levorsen a classé la porosité comme suit :

- Faible si : $\Phi < 5\%$

- Médiocre si : $5\% < \Phi < 10\%$
- Moyenne si : $10\% < \Phi < 20\%$
- Bonne si : $20\% < \Phi < 30\%$
- Excellente si : $\Phi > 30\%$

IV.2.2. la saturation en eau

La saturation en eau est le rapport du volume de l'eau V_w dans les pores au volume total des pores V_p :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

S_w calculée en fraction est aussi exprimée en pour-cent. La portion des pores occupée par l'huile ou le gaz est :

$$S_{hr} = 1 - S_w$$

La connaissance de la porosité Φ et la saturation en hydrocarbures S_{hr} permettent le calcul du volume d'huile par mètre cube de formation.

De même on détermine la saturation en eau S_{xo} dans la partie envahie des formations au voisinage du sondage :

$$S_{xo} = \frac{V_{mf}}{V_p}$$

V_{mf} , volume occupé par le filtrat de boue, et aussi :

$$S_{ro} = 1 - S_{xo}$$

S_{ro} est la saturation résiduelle en huile après invasion des formations (Desbrandes R., 1982)

IV.2.3. La perméabilité

C'est la capacité de laisser passer les fluides dans une formation, elle dépend de la taille et de la dimension des grains. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. La perméabilité est désignée par la lettre « K » et elle s'exprime en « milli darcy ».

V.2. Méthodologie de travail

Afin de calculer les différents paramètres pétrophysiques, on suit les étapes suivantes :

- **Localisation des bancs gréseux**

L'étude des données de carottes et l'interprétation diagraphique montrent que la série inférieure s'agit d'une alternance argileuse gréseuse.

Les bancs gréseux de la série inférieure vont se différencier par une réponse diagraphique caractéristique : le gamma ray. En effet les argiles présentent une radioactivité plus élevée que celle des grès.

- **Détermination du volume d'argile :**

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre et ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques de l'effet d'argiles

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile. Dans notre étude à l'aide du logiciel Techlog, on a utilisé le **GR** comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile ceci dans tous les puits étudiés. En un point donné de la formation on détermine le volume des argiles par la relation suivante :

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

Avec :

GR_{lu} : Valeur du GR lue en ce point, exprimé en API

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

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

- **Détermination de la porosité utile**

On a trois types de porosités (Φ_n , Φ_d et Φ_s) déterminées respectivement à partir des diagraphies neutron, diagraphies gamma gamma densité et diagraphies soniques, et puisqu'on est en présence d'argiles, les porosités doivent être corrigées de l'effet d'argile.

On ne prend pas en considération la porosité sonique car dans notre cas la porosité est de type intergranulaire et non pas de type fissurée.

On va illustrer la méthode de calcul de la porosité densité et porosité neutron.

➤ **La porosité densité :**

Cette porosité est donnée par la relation suivante :

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

Avec :

ρ_{ma} : densité de la matrice, pour notre formation elle est de 2,65 g/cm³

ρ_b : densité globale lue sur le log

ρ_f : densité du fluide interstitiel, généralement du filtrat de boue avec $\rho_f = 1$ g/cm³

(Documents Sonatrach)

Cette estimation doit être corrigée de l'effet d'argiles pour un niveau qui n'est pas purement gréseux. On détermine alors la porosité densité corrigée de l'effet d'argiles Φ_{dc} .

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - \Phi_{dsh} * V_{sh}$$

Φ_d : la porosité densité du banc gréseux, calculée par la formule de Wyllie et exprimée en pour-cent.

V_{sh} : le volume des argiles dans ce banc, exprimé en pour-cent.

Φ_{dsh} : la porosité densité du banc purement argileux, tel que :

$$\Phi_{dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

ρ_{sh} : densité globale lue sur le log dans le banc totalement argileux, elle est prise égale à

2,60g/cm³

➤ **La porosité neutron**

La porosité neutron totale de chaque niveau sera directement lue sur le diagramme de porosité neutron. Si nécessaire, on fait une correction pour déterminer la porosité neutron corrigée de l'effet d'argiles Φ_{nc} tel que :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - \Phi_{nsh} * V_{sh}$$

Φ_n : la porosité neutron lue sur le log, exprimée en pour-cent

Φ_{nsh} : la porosité neutron du banc totalement argileux, lue directement sur le log

V_{sh} : le volume des argiles dans ce banc, exprimé en pour-cent.

La porosité utile sera calculée en faisant la moyenne entre la porosité neutron et la porosité densité.

• **Détermination de la saturation en eau**

La saturation en eau dans chaque banc gréseux sera calculée à partir la formule d'Archie, qui relie la teneur en eau d'une couche gréseuse avec la résistivité de la formation dans la zone vierge et le facteur de formation

❖ **Dans la zone vierge**

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

Avec :

$n = 2$

R_o : la résistivité de la formation saturée d'eau (zone vierge)

R_t : la résistivité de la formation dans la zone vierge

R_w : la résistivité de l'eau d'imbibition, et notre cas $R_w = 0.017 \text{ Ohm.m}$

(Documents Sonatrach).

F : le facteur de formation, il dépend essentiellement de la porosité.

La saturation en hydrocarbure est :

$$S_{hr} = 1 - S_w$$

❖ Dans la zone lavée

$$S_{x0}^n = \frac{R_{x0}}{R_{xt}} = \frac{F \cdot R_{mf}}{R_{xt}}$$

Avec :

R_{x0} : la résistivité de la formation dans la zone sous saturée de la zone lavée

R_{xt} : la résistivité de la formation dans la zone saturée en eau de la zone lavée

R_{mf} : la résistivité du filtrat de la boue

La saturation en hydrocarbure dans cette zone est :

$$S_{hrx} = 1 - S_{x0}$$

V.3. Interprétations des données

L'interprétation à l'aide du logiciel Techlog des données diagraphiques tels que : le GR, la porosité neutron, la porosité densité et la résistivité de la formation dans la zone vierge, enregistrées au niveau des puits mentionnés précédemment nous donne respectivement le volume des argiles dans chaque banc gréseux, la porosité utile des bancs qui ont un volume des argiles inférieur à 40%, qui sera calculée en faisant la moyenne entre la porosité densité et neutron, et la saturation en eau des bancs gréseux qui ont un volume des argiles inférieur à 40% et une porosité supérieure à 7%.

Pour chaque puits on a déterminé l'épaisseur des bancs gréseux qui un volume des argiles inférieur à 40% (Rock Net), l'épaisseur des bancs gréseux qui ont présenté un volume des argiles inférieur à 40% et une porosité supérieure à 7% (Reservoir Net) et l'épaisseur des bancs qui ont un volume des argiles inférieur à 40%, une porosité supérieure à 7% et saturation en eau inférieure à 50% (Pay Net).

Le Rock représente les bancs gréseux propres, le Reservoir les bancs gréseux propres et poreux et le Pay les bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau.

Les cut offs (valeurs limites au delà desquelles le réservoir n'est pas intéressant, communiquées par la direction production de la Sonatrach) considérés dans le champ de Benkahla, pour les différents paramètres pétrophysiques du réservoir sont :

- Cut off du volume des argiles : 75 API
- Cut off de porosité : 7%
- Cut de saturation en eau : 50%

Les résultats de l'interprétation des données de chaque puits :

✓ Puits OKS51

Le toit de la série inférieure se trouve à 3400 m et le mur à 3453 m

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau 1 :

Tableau 1 : les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS51

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	14	145	3400	3404
Unité 2	14	145	3407	3410
Unité 3	14	145	3418	3436
Unité 4	14	145	3438	3439
Unité 5	14	145	3445	3453

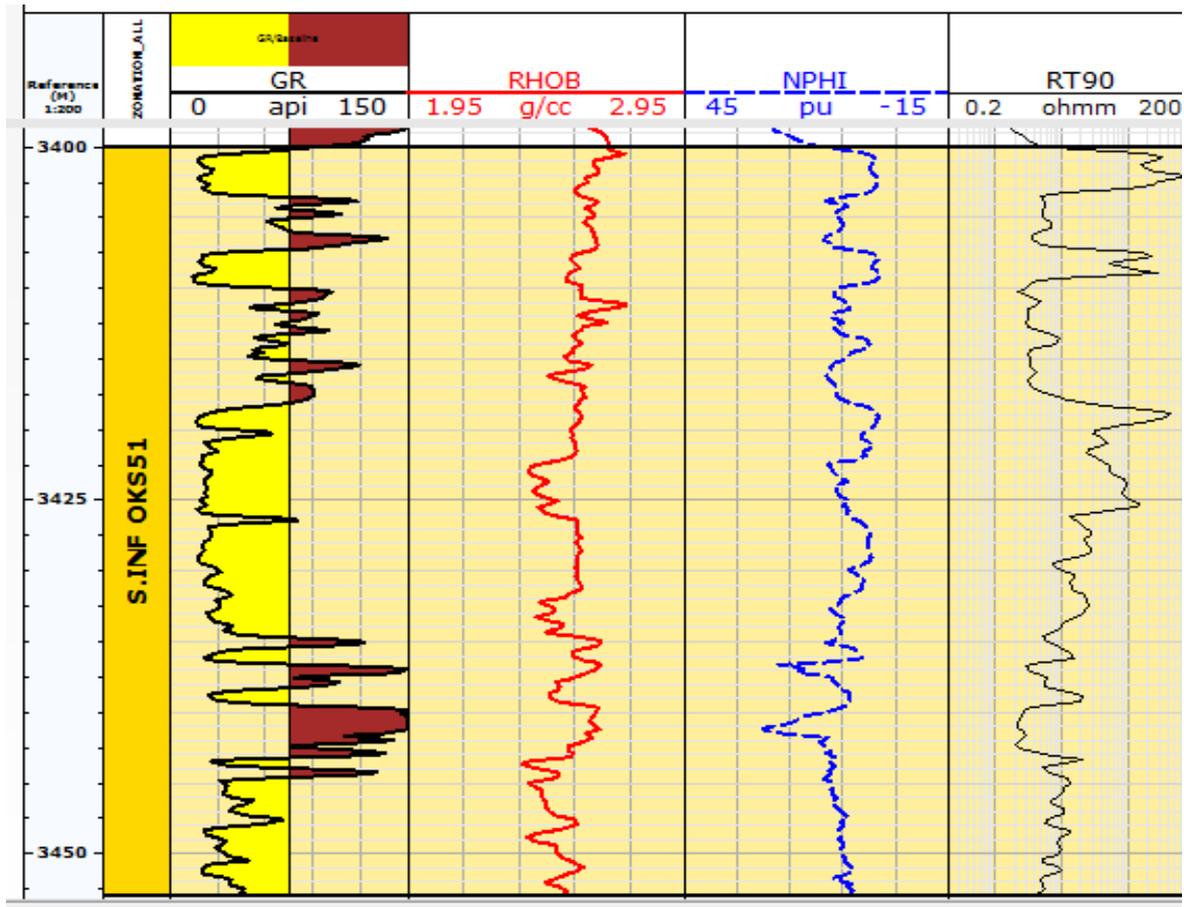


Figure 2 : le log habillé du puits OKS51

Les résultats de l'interprétation sont représentés dans les tableau 2 qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques dans les bancs présentant des accumulations en hydrocarbures ainsi que l'épaisseur des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau, et présentés aussi dans la figure 3

Tableau 2 : les résultats de l'interprétation du puits OKS51

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0	0	0	0	0	0
Unité 2	0	0	0	0	0	0
Unité 3	0.068	0.127	0.192	15.363	8.200	6.706
Unité 4	0.083	0.115	0.327	0.551	0.551	0.399
Unité 5	0.136	0.135	0.370	7.695	7.695	3.812

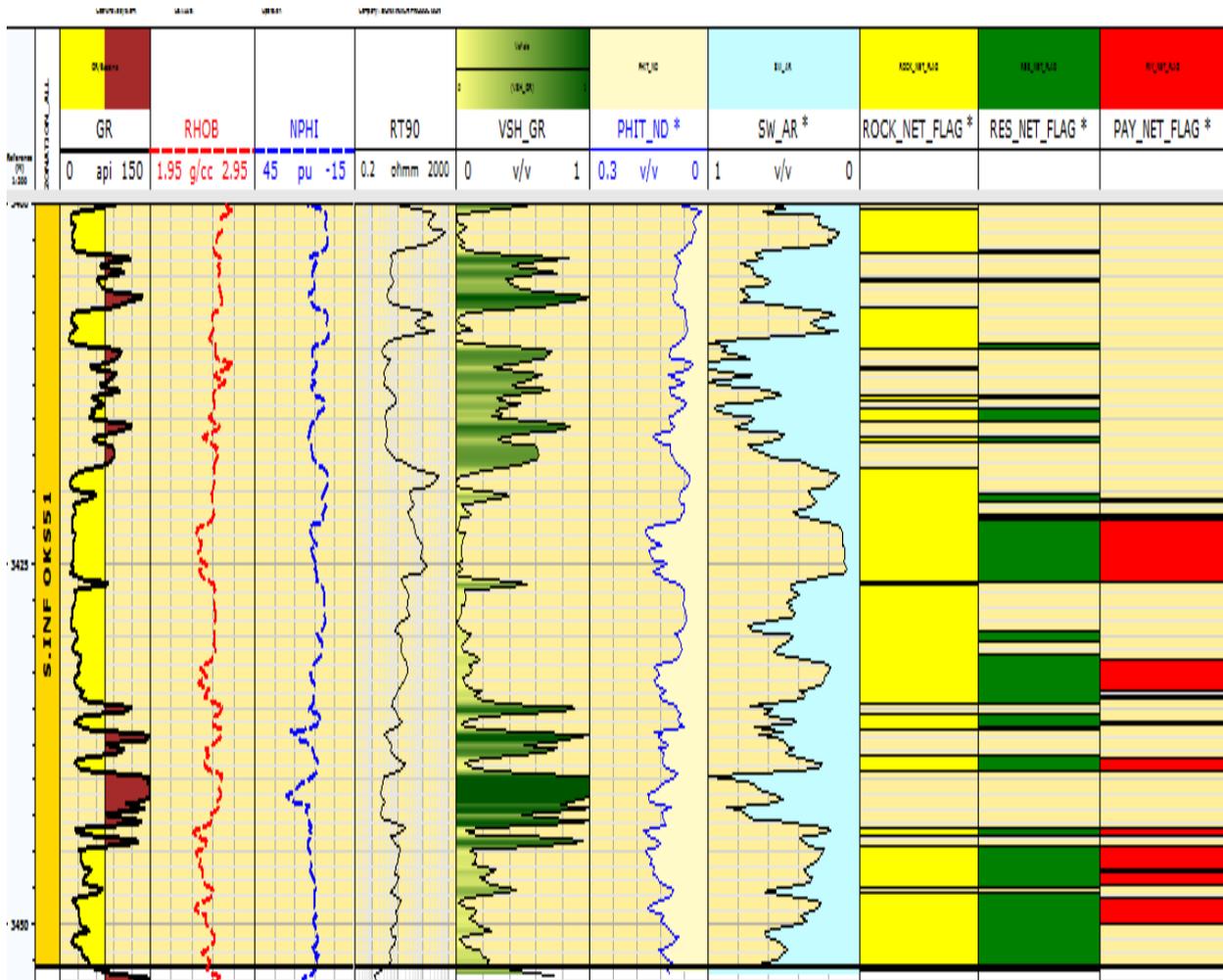


Figure 3 : les résultats de l'interprétation du puits OKS51

L'interprétation faite à l'aide du logiciel Techlog montre que les deux premières unités 1 et 2 sont argileuses et parfois compactes par contre les autres unités présentent de bons paramètres pétrophysiques surtout au niveau de l'unité 3 avec un volume des argiles de l'ordre de 6.8% et une porosité de 12.7%.

➤ Puits OKS52

Le toit de la série inférieure se trouve à 3438.5 mètres et le mur à 3488 mètres.

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau 3 :

Tableau 3 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS52

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	9.5	142	3438.62	3443.36
Unité 2	9.5	142	3444.17	3445.72
Unité 3	9.5	142	3446.53	3450.8
Unité 4	9.5	142	3452.16	3460.72
Unité 5	9.5	142	3463.46	3471.18
Unité 6	9.5	142	3473.12	3476.69

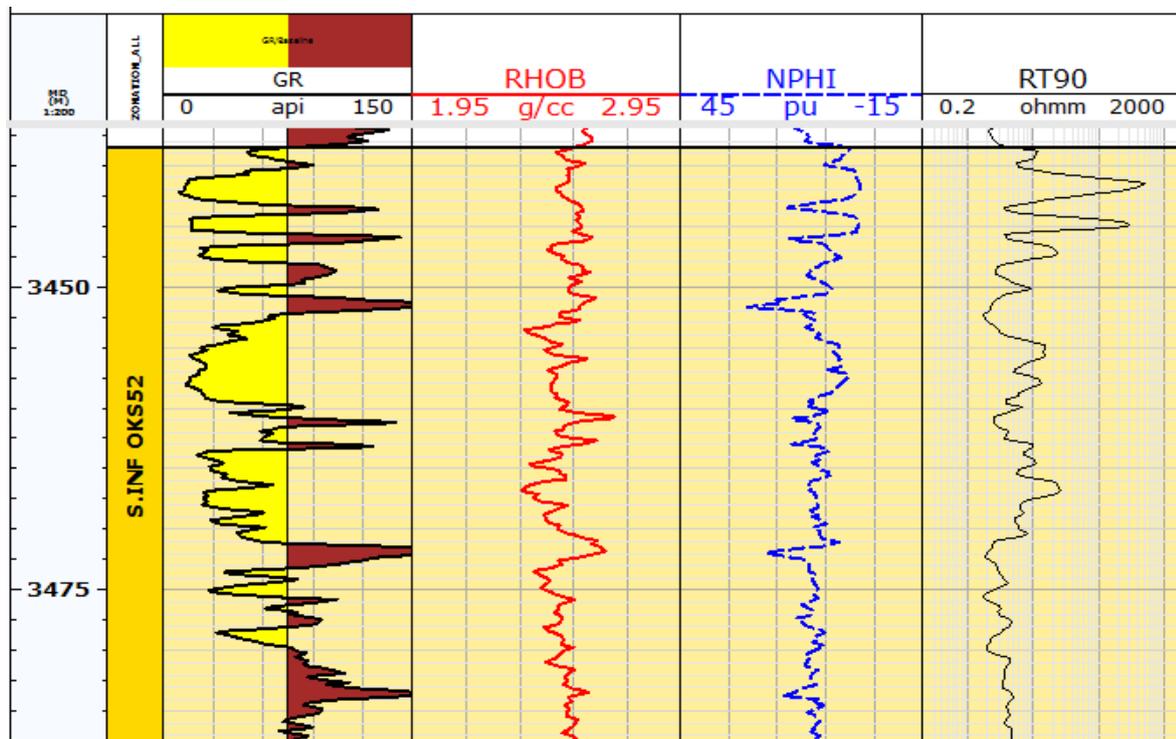


Figure 4 : Le log habillé du puits OKS52

Les résultats de l'interprétation sont représentés dans le tableau 4 qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques dans les bancs présentant des accumulations en hydrocarbures ainsi que l'épaisseur des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau. Il est de même pour la figure 5.

Tableau 4 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0.141	0.082	0.30	3.658	2.134	1.981
Unité 2	0	0	0	0	0	0
Unité 3	0.096	0.103	0.316	2.134	2.134	1.524
Unité 4	0.098	0.116	0.405	7.489	7.316	4.877
Unité 5	0.167	0.131	0.338	7.567	7.297	6.688
Unité 6	0.254	0.147	0.486	2.122	2.122	0.914

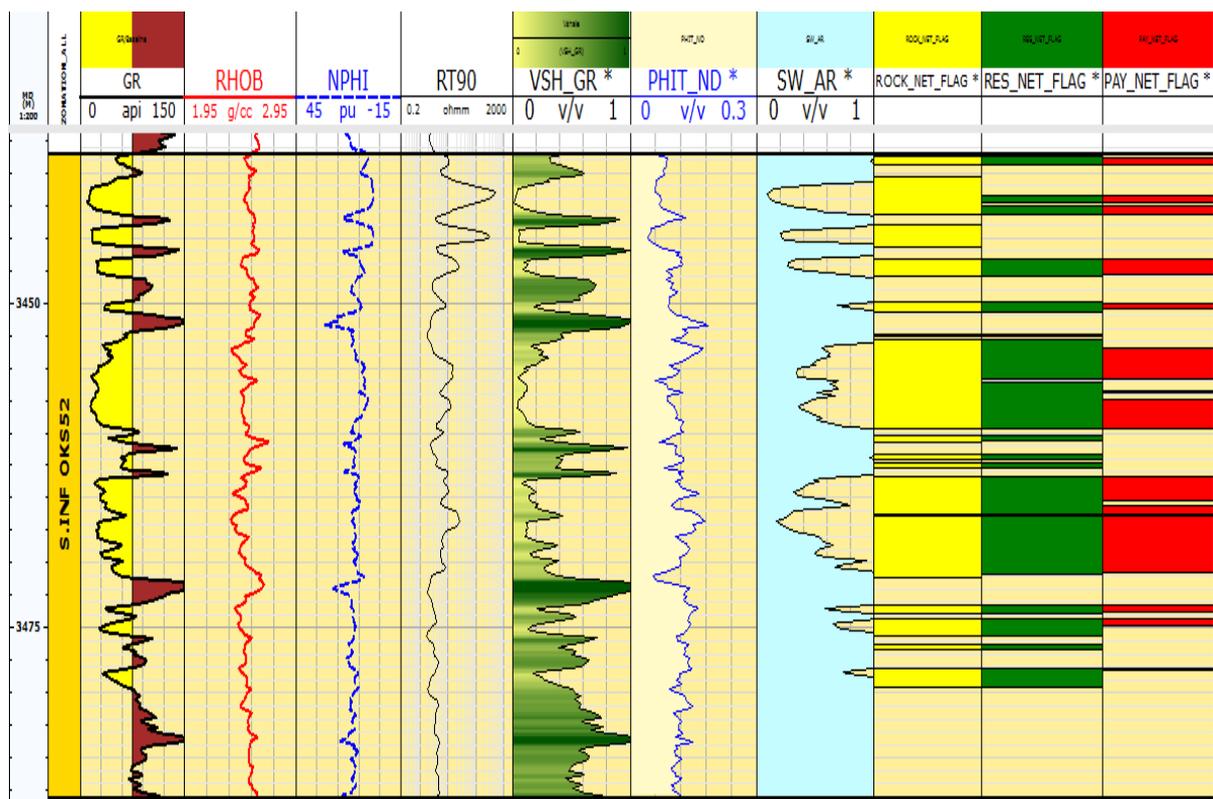


Figure 5 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52

D'après les résultats de l'interprétation, on constate que les deux unités 1 et 2 sont compactes donc l'épaisseur utile est faible. Elle est nulle dans l'unité 2.

➤ **Puits OKS53**

Le toit de la série inférieure se trouve à 3383 mètres et le mur à 3417 mètres.

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau 5 :

Tableau 5 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS53

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	11.5	150	3383	3393.7
Unité 2	11.5	150	3395	3411
Unité 3	11.5	150	3412.8	3413.8

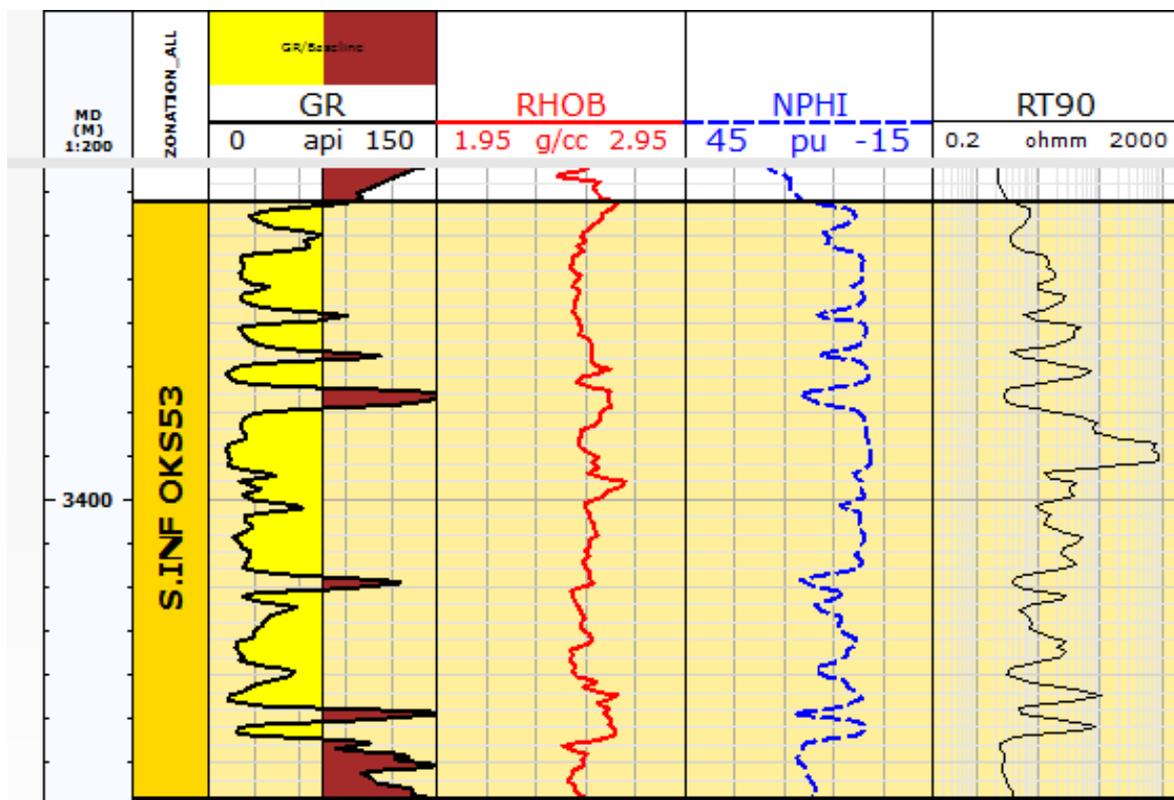


Figure 6 : Le log habillé du puits OKS53

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau ci-dessous qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques dans les bancs présentant des accumulations en hydrocarbures ainsi que l'épaisseur des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau et qui sont présentés dans la figure 7.

Tableau 6 : les résultats de l'interprétation du puits OKS53

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0.140	0.082	0.379	8.534	3.810	3.201
Unité 2	0.181	0.099	0.360	15.238	5.575	5.470
Unité 3	0	0	0	0.914	0	0

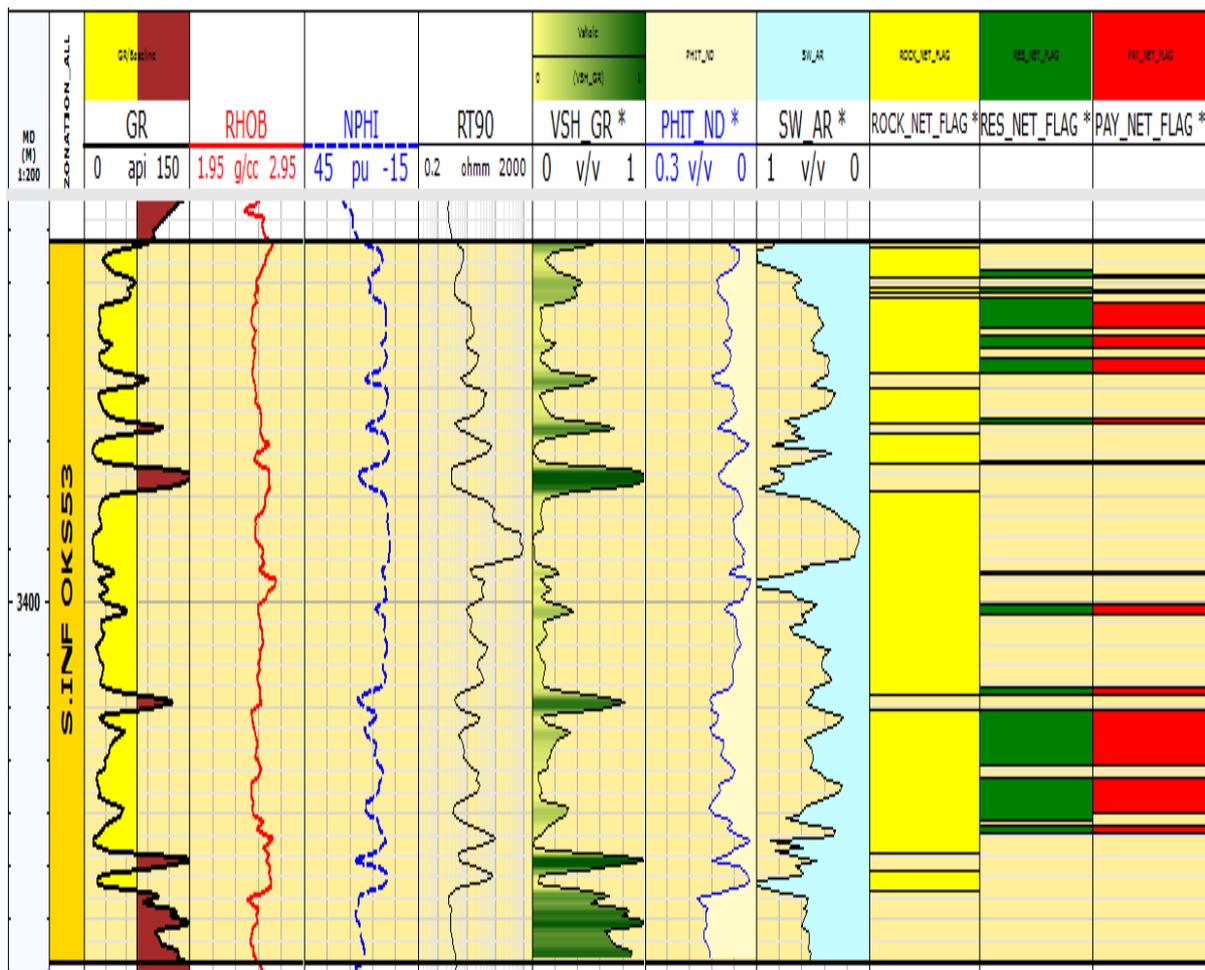


Figure 7 : les résultats de l'interprétation du puits OKS53

Les résultats de l'interprétation du puits OKS53 (figure 7) et les données du tableau 6 montrent que :

- Au niveau de l'unité 1 : sur une épaisseur de banc gréseux propre de 8.534 m, on a 3.810 m d'épaisseur du banc gréseux propre et poreux.
- Au niveau de l'unité 2 : sur une épaisseur du banc gréseux propre de 15.238 m, on a 5.575 m d'épaisseur du banc gréseux propre et poreux.

On constate donc que la partie sommitale de la série inférieure est compacte dans certains niveaux.

➤ Puits OKS54

Le toit de la série inférieure se trouve à 3424 mètres et le mur à 3478 mètres.

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau 7 :

Tableau 7 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS54

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	13.6	150	3424.5	3438
Unité 2	13.6	150	3446	3456.4
Unité 3	13.6	150	3457.8	3462
Unité 4	13.6	150	3463.4	3469
Unité 5	13.6	150	3470.3	3473.4

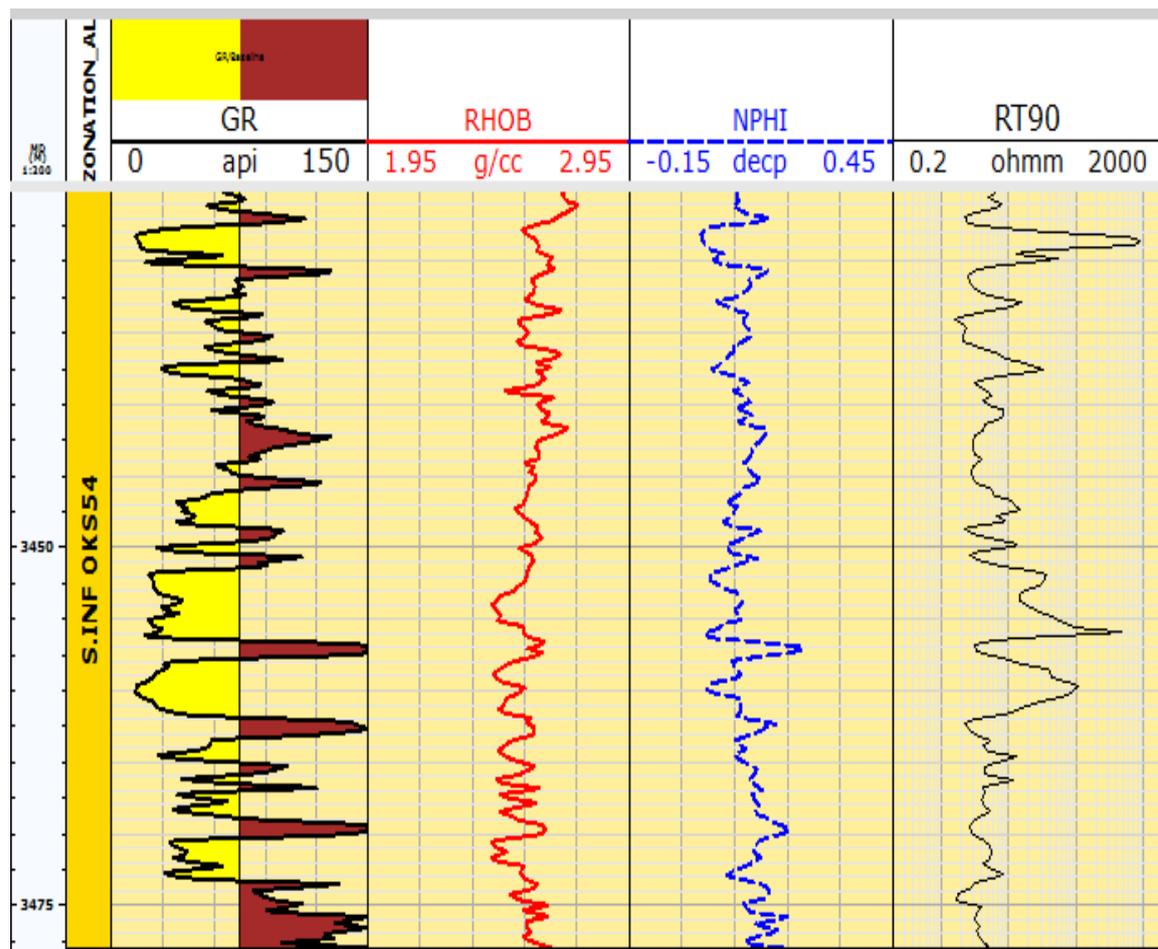


Figure 8 : Le log habillé du puits OKS54

Les résultats de l'interprétation sont représentés dans le tableau 8 qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques dans les bancs présentant des accumulations en hydrocarbures ainsi que l'épaisseur des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau, et présentés aussi dans la figure 9

Tableau 8 : les résultats de l'interprétation du puits OKS54

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0.296	0.076	0.483	5.647	1.380	0.305
Unité 2	0.162	0.105	0.273	7.893	6.553	5.182
Unité 3	0.100	0.117	0.217	4.115	3.658	3.505
Unité 4	0.234	0.134	0.388	3.353	3.353	2.438
Unité 5	0.198	0.144	0.391	2.743	2.743	1.829

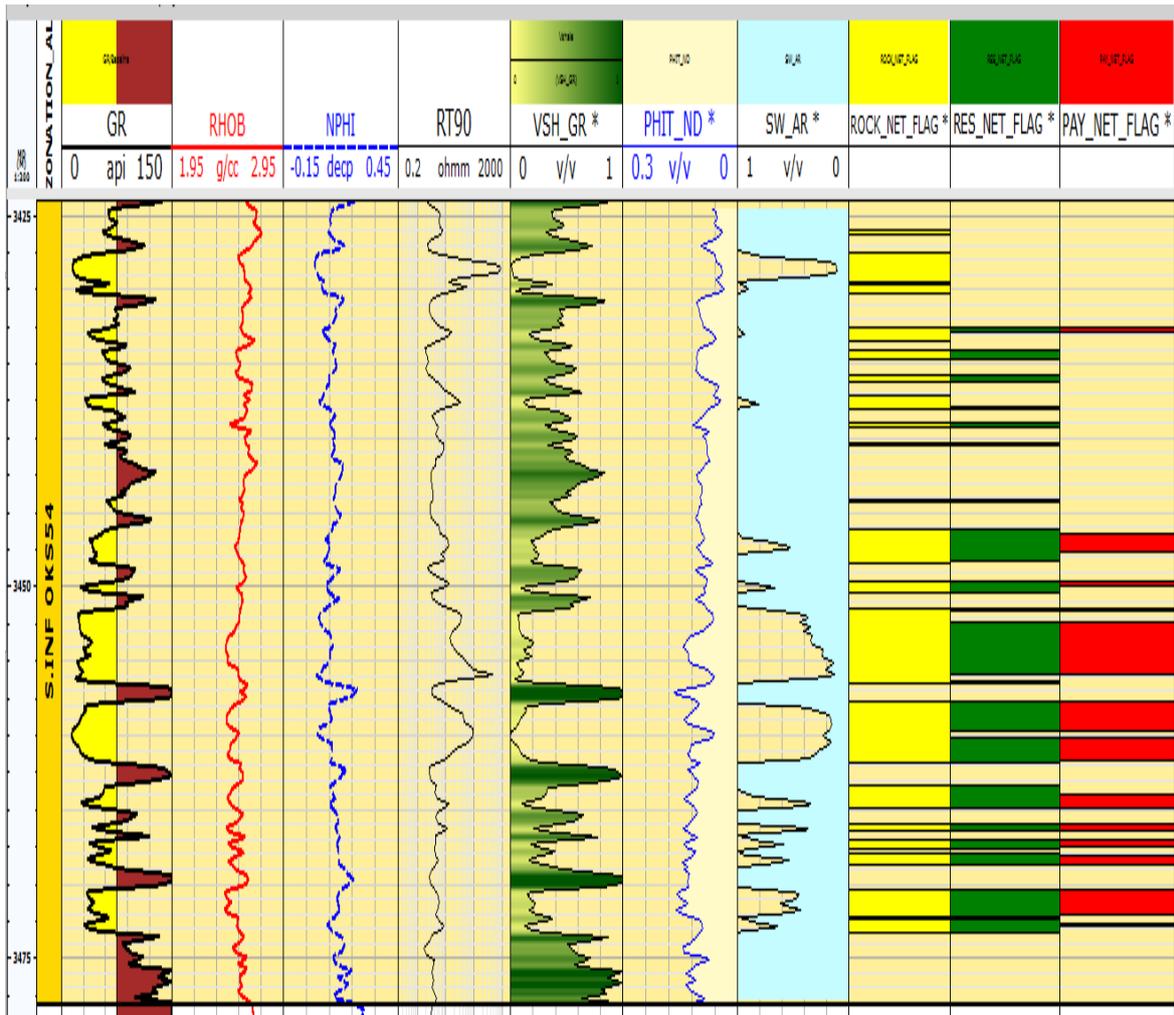


Figure 9 : les résultats de l'interprétation du puits OKS54

Les résultats obtenus de l'interprétation diagraphiques nous a permis de constater que la partie sommitale de la série inférieure au niveau de ce puits est constituée principalement par de bancs gréseux argileux, de bancs gréseux compacts et de bancs saturés à 100% d'eau.

Aussi, l'unité 3 est plus propre que les autres unités avec un volume des argiles de 10% et une saturation en eau moindre de 21.7%.

➤ **Puits OKS21**

Pour la série inférieure au niveau de ce puits, le toit se trouve à 3356 mètres et le mur à 3397.

Voici ci-dessous un tableau qui donne les toits, les murs de chaque unité gréseuse de cette série ainsi que les valeurs de GRmin et GRmax enregistrées au niveau de la série.

Tableau 9 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS21

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	14.6	135	3357	3362
Unité 2	14.6	135	3367	3389
Unité 3	14.6	135	3389.5	3397

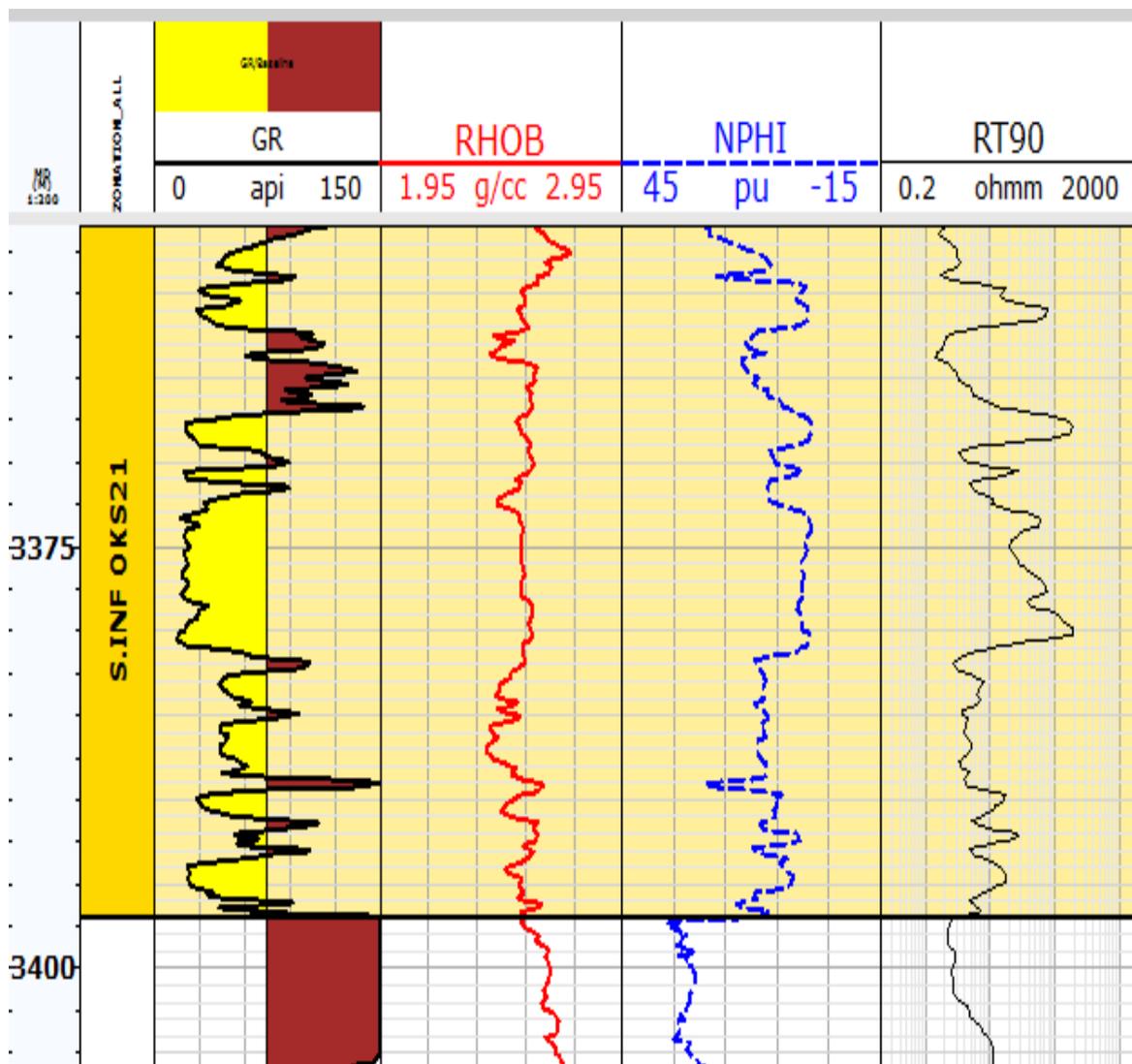


Figure 10 : Le log habillé du puits OKS21

Les résultats de l'interprétation diagraphiques sont présentés dans la figure 11 et récapitulés dans le tableau 10 qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques à savoir : le volume des argiles, la porosité utile et la saturation en eau dans les bancs gréseux contenant des hydrocarbures, ainsi que les épaisseurs des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau.

Tableau 10 : les résultats de l'interprétation du puits OKS21

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0	0	0	4.100	1.300	0
Unité 2	0.161	0.128	0.431	18.201	8.000	3.000
Unité 3	0.095	0.106	0.390	4.700	4.300	2.700

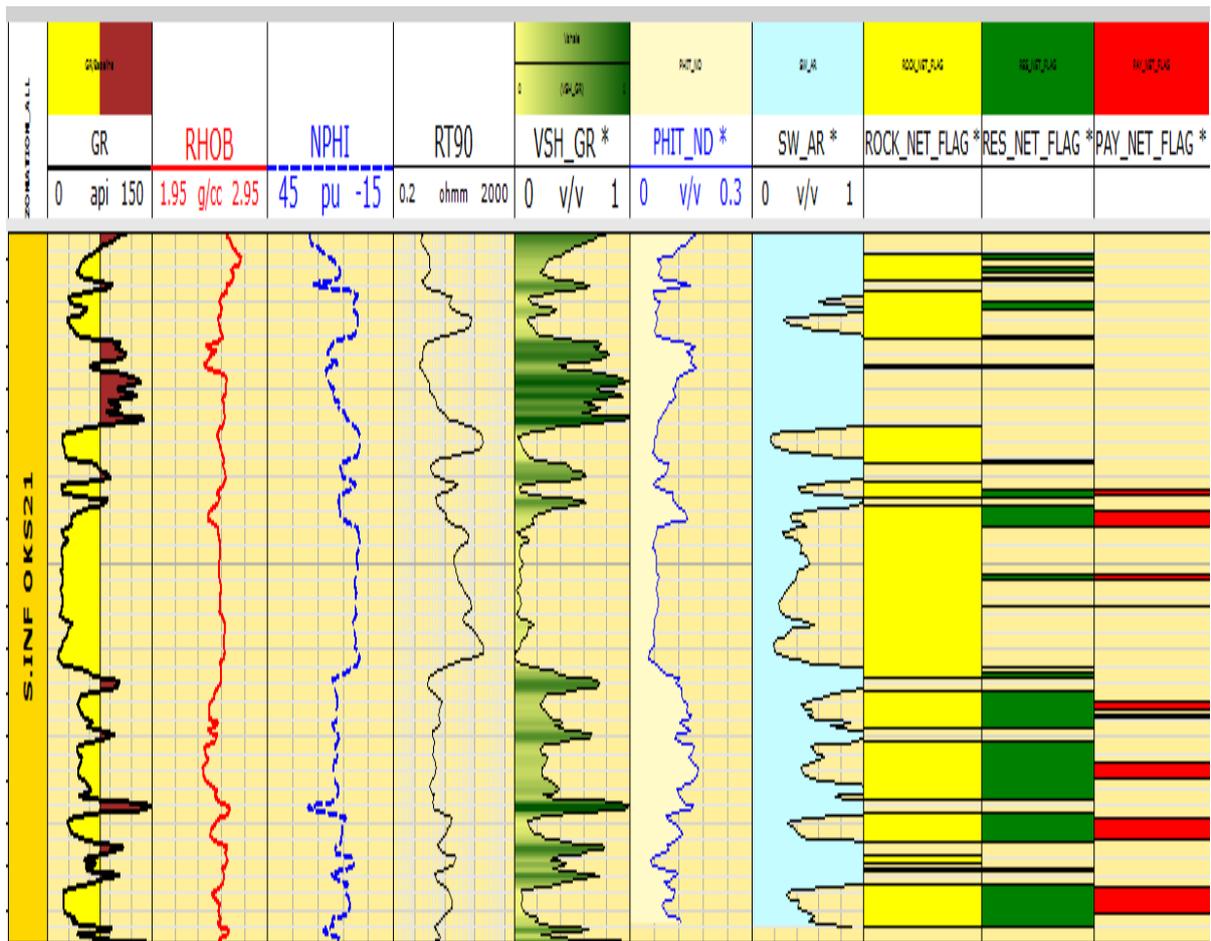


Figure 11 : les résultats de l'interprétation du puits OKS21

Le log habillé du puits OKS21 (Figure 11) et les données du tableau 10 montrent que la plupart des bancs gréseux de la série inférieure sont compacts et d'autre sont saturés à 100% d'eau. Ce qui donne une faible épaisseur utile de l'ordre de 5.70 mètres.

On constate aussi que l'absence des hydrocarbures au niveau de l'unité 1 est dû principalement à la compaction de cette dernière. Et l'unité 3 présente des bons paramètres pétrophysiques, un volume des argiles de 9.5%, une porosité de 10.6% et une saturation en eau de 39%.

➤ **Puits OKS23**

Le toit de la série inférieure au niveau de ce puits se trouve à 3456 mètres et le mur à 3490.5 mètres.

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau 11 :

Tableau 11 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS23

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	15.9	150	3456.26	3458.4
Unité 2	15.9	150	3462.65	3473.45
Unité 3	15.9	150	3477	3490.50

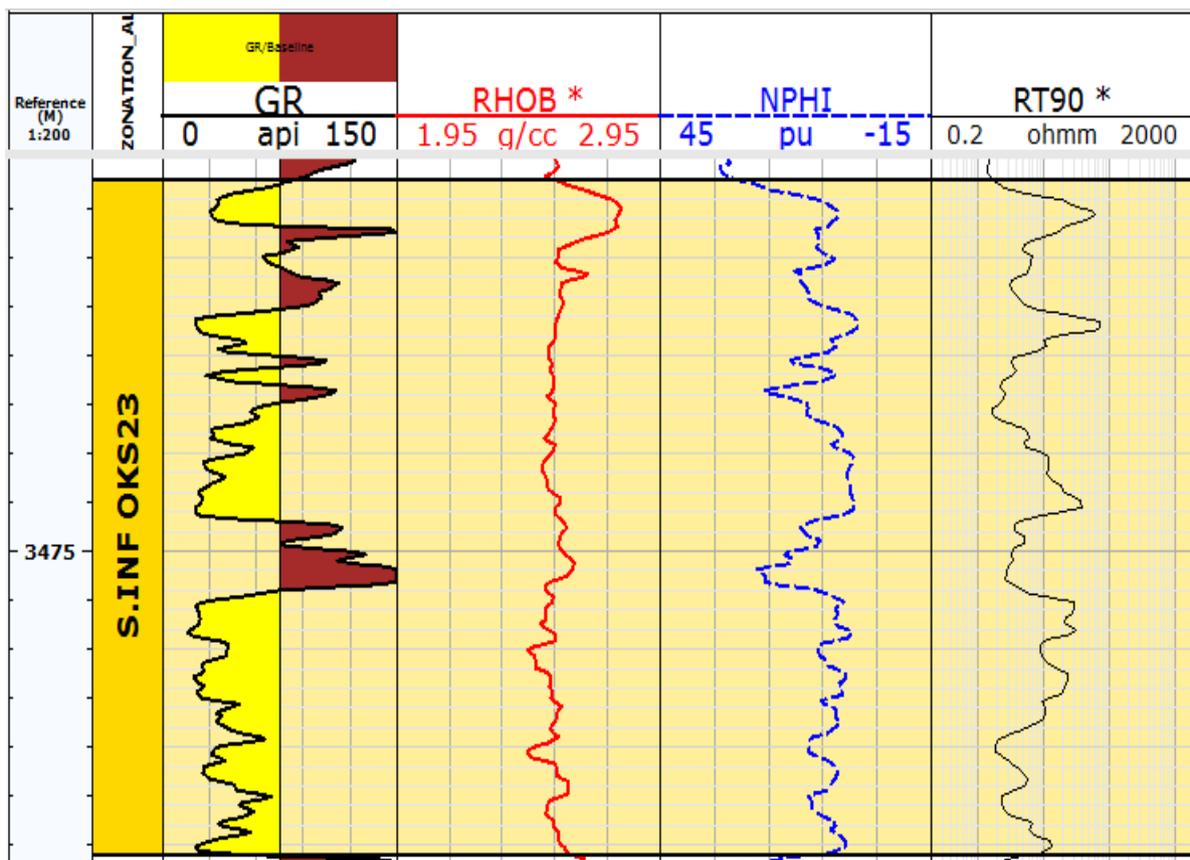


Figure12 : Le log habillé du puits OKS23

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau ci-dessous qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques dans les bancs présentant des accumulations en hydrocarbures ainsi que l'épaisseur des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau et présentés dans la figure 13.

Tableau 12 : les résultats de l'interprétation du puits OKS23

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0	0	0	1.815	0.305	0
Unité 2	0	0	0	8.483	5.740	0
Unité 3	0.086	0.092	0.390	12.580	10.751	3.658

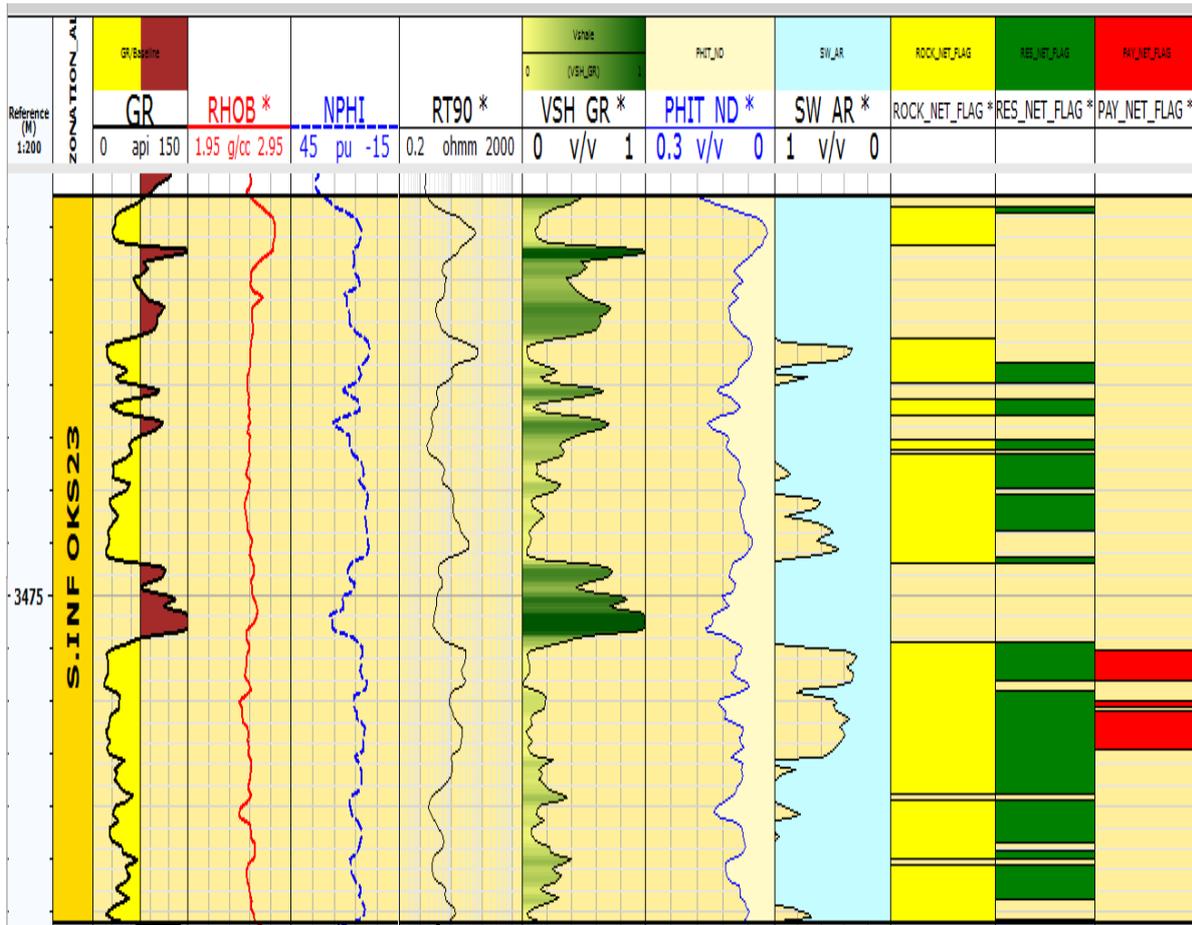


Figure 13 : les résultats de l'interprétation du puits OKS23

D'après le tableau 12 et le log habillé du puits OKS23 (Figure 13), on peut dire que la plupart des bancs gréseux sont compacts et saturés à 100% d'eau surtout au niveau des deux premières unités 1 et 2.

➤ **Puits OKS27**

Pour la série inférieure au niveau de ce puits, le toit se trouve à 3435 mètres et le mur à 3475 mètres.

Voici ci-dessous un tableau qui donne les toits, les murs de chaque unité gréseuse de cette série ainsi que les valeurs de GRmin et GRmax enregistrées au niveau de la série.

Tableau 13 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS27

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	14	145	3435	3443
Unité 2	14	145	3449.20	3456.95
Unité 3	14	145	3461	3475

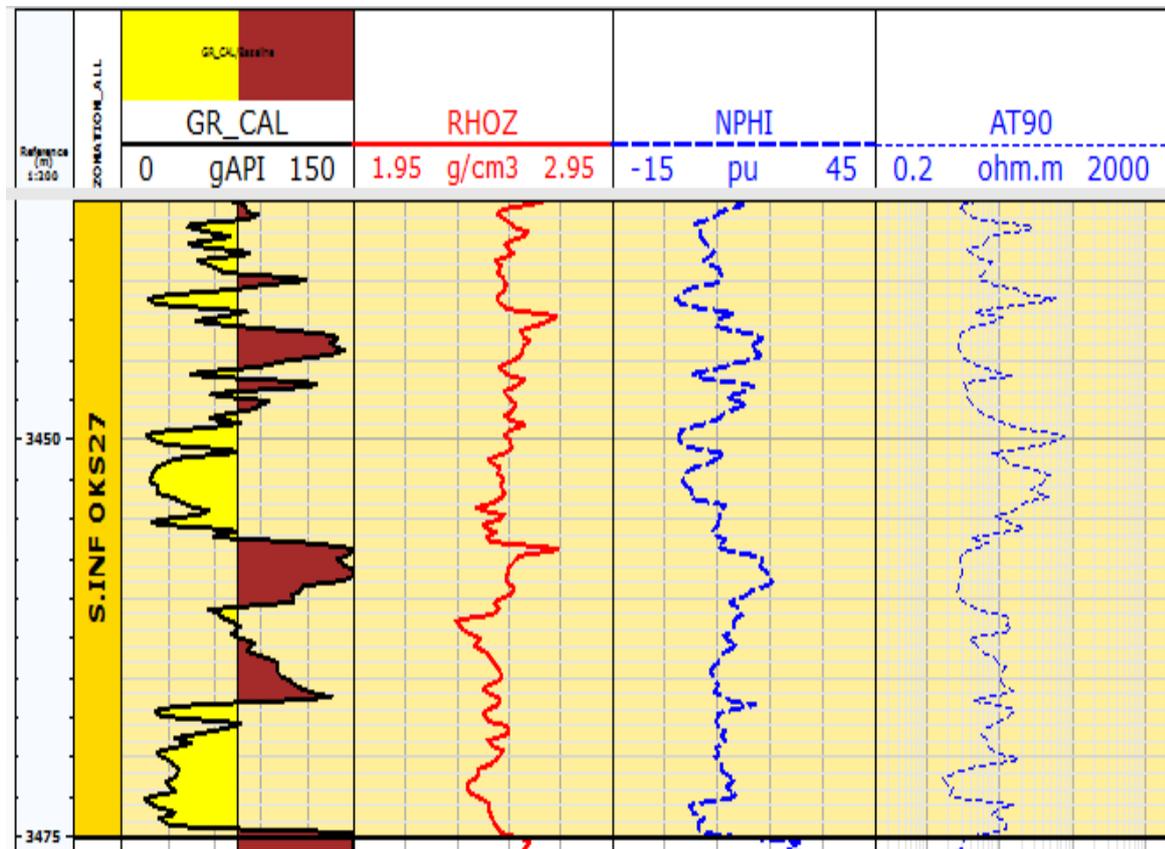


Figure 14 : Le log habillé du puits OKS27

Les résultats de l'interprétation diagraphiques sont représentés dans la figure 15 et récapitulés dans le tableau 14 qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques à savoir : le volume des argiles, la porosité utile et la saturation en eau dans les bancs gréseux contenant des hydrocarbures, ainsi que les épaisseurs des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau.

Tableau 14 : les résultats de l'interprétation du puits OKS27

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0	0	0	4.267	1.981	0
Unité 2	0.108	0.104	0.356	6.401	3.810	2.743
Unité 3	0.085	0.111	0.382	7.777	7.777	2.896

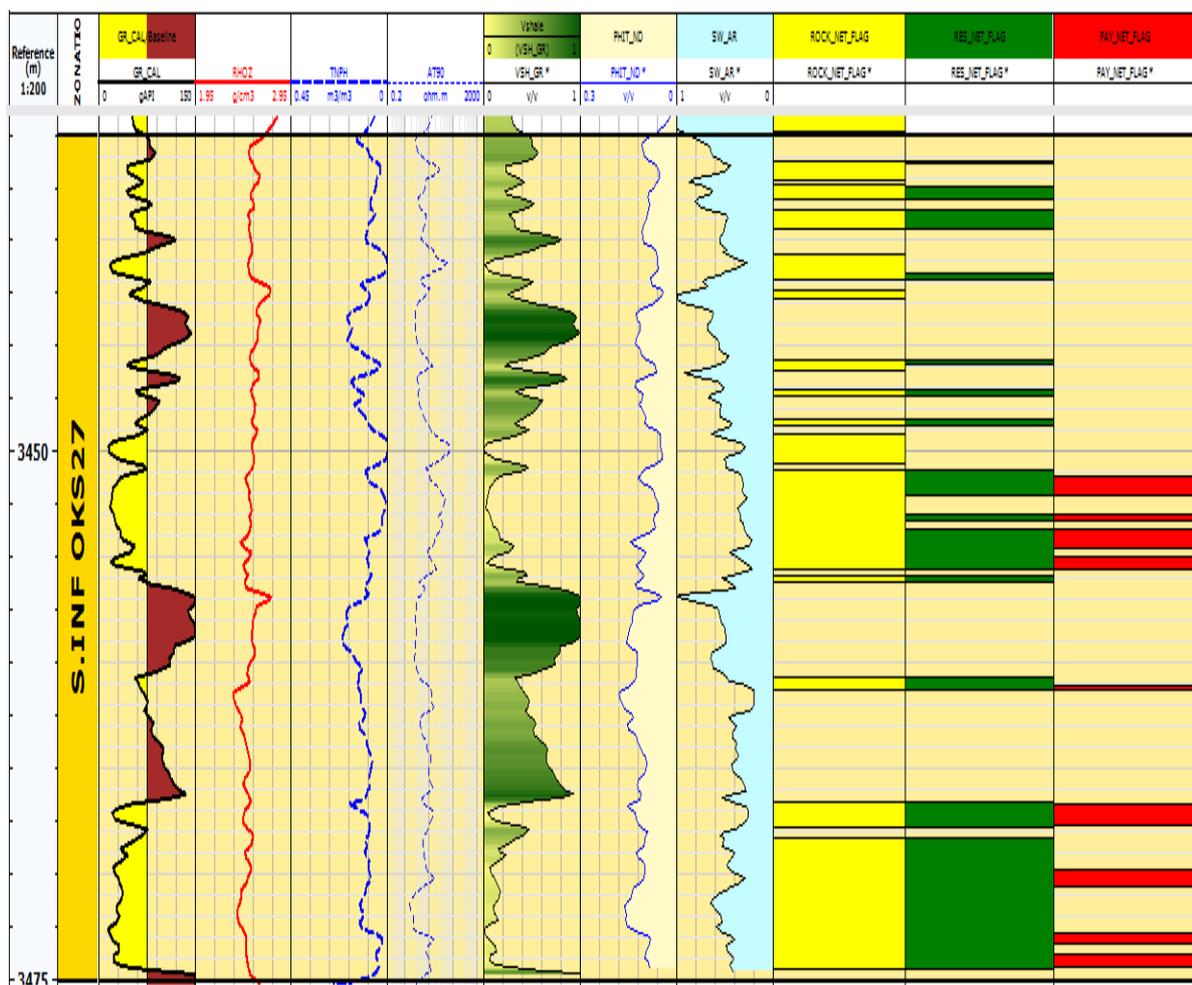


Figure 15 : les résultats de l'interprétation du puits OKS27

A partir des données du tableau 14 et le log habillé du puits OKS27 (Figure 15), on peut constater que la plupart des bancs gréseux de la série inférieure au niveau de ce puits sont compacts et parfois sont saturés à 100% d'eau. Au niveau de l'unité 1, sur une épaisseur totale de 8 mètres, on a 1.981 mètres de l'épaisseur des bancs gréseux propres et poreux.

➤ **Puits OKS28**

Le toit de la série inférieure au niveau de ce puits se trouve à 3423.5 mètres et le mur à 3455 mètres.

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau 15 :

Tableau 15 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS28

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	16.5	131	3423.5	3433.14
Unité 2	16.5	131	3434.59	3455

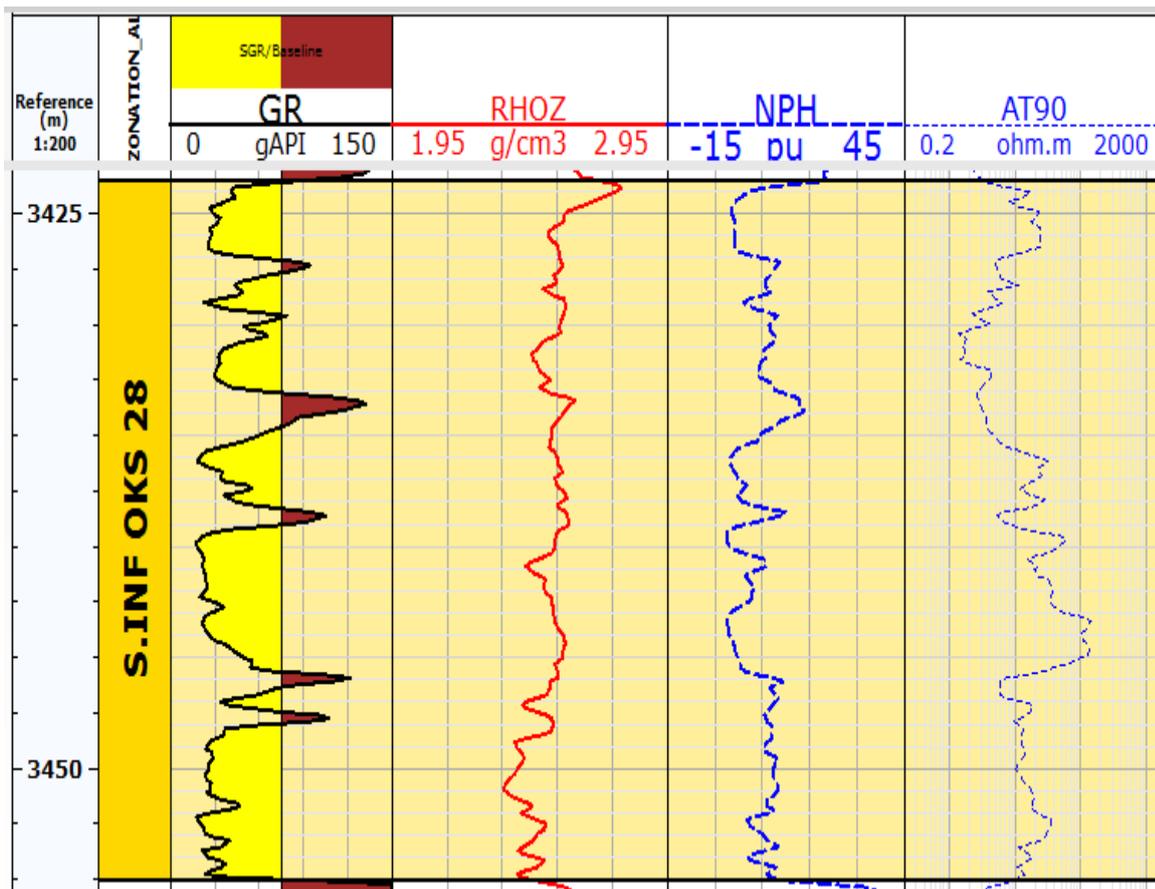


Figure 16 : Le log habillé du puits OKS28

Les résultats de l'interprétation diagraphiques sont représentés dans la figure 17 et récapitulés dans le tableau 16 qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques à savoir : le volume des argiles, la porosité utile et la saturation en eau dans les bancs gréseux contenant des hydrocarbures, ainsi que les épaisseurs des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau.

Tableau 16 : les résultats de l'interprétation du puits OKS28

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0	0	0	7.772	4.267	0
Unité 2	0.098	0.127	0.287	17.466	11.827	9.846

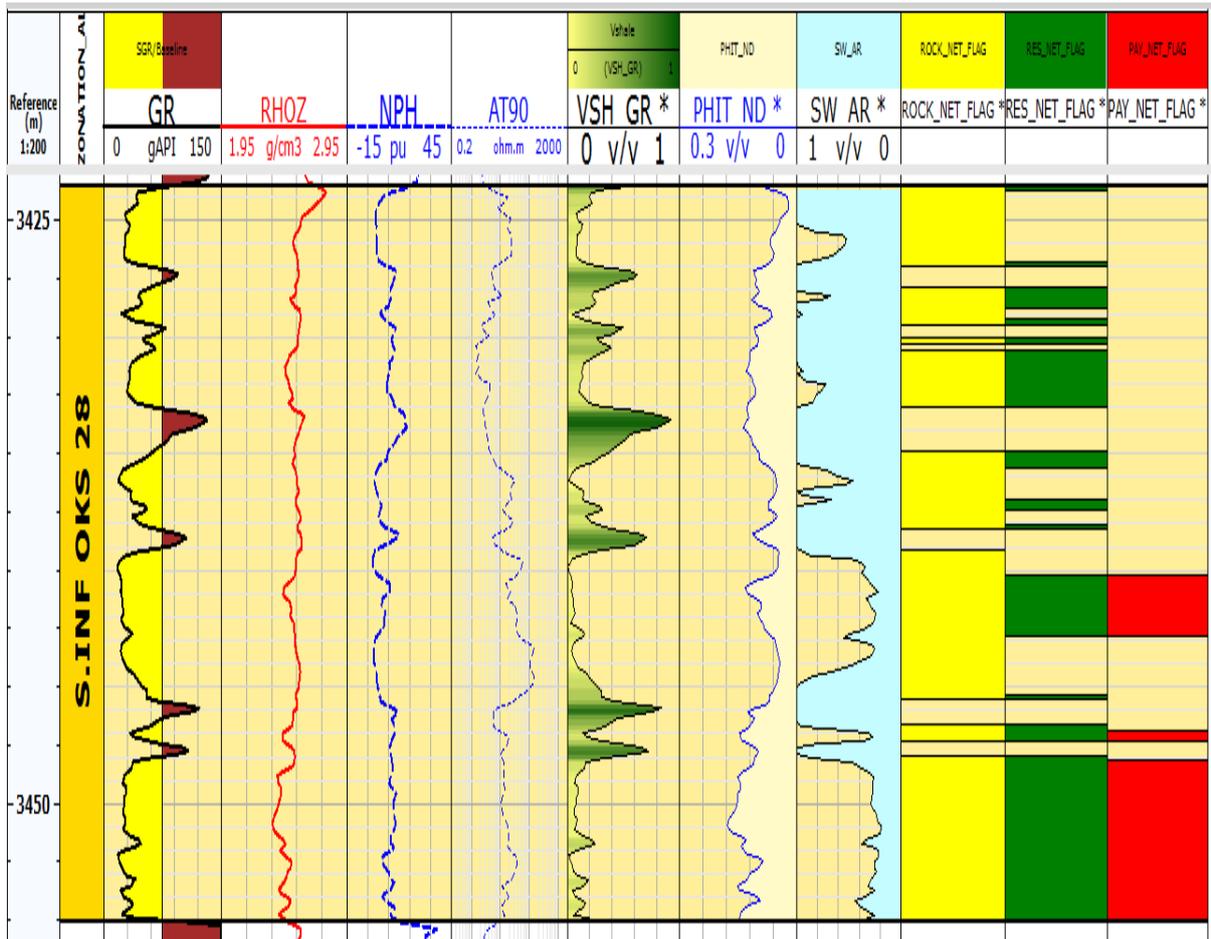


Figure 17 : les résultats de l'interprétation du puits OKS28

Les résultats de l'interprétation présentés dans le tableau 16 et dans la figure 17 montrent que la partie sommitale de la série inférieure est constituée de bancs gréseux compacts et parfois par des bancs gréseux saturés à 100% d'eau. Ce qui explique l'absence des hydrocarbures dans l'unité gréseuse 1.

Pour l'unité 2, on remarque bien qu'elle se caractérise par de bons paramètres pétrophysiques, un volume des argiles de 9.8%, une porosité de 12.7%, une saturation en eau de 28.7% et une épaisseur utile de 9.846 m sur une épaisseur totale de cette unité qui de 21.59 m.

➤ Puits OKT04

Pour la série inférieure au niveau de ce puits, le toit se trouve à 3396 mètres et le mur à 3405 mètres.

Voici ci-dessous un tableau qui donne les toits, les murs de chaque unité gréseuse de cette série ainsi que les valeurs de GRmin et GRmax enregistrées au niveau de même série.

Tableau 17 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKT04

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	38.5	140	3397.20	3405
Unité 2	38.5	140	3405.85	3409.60

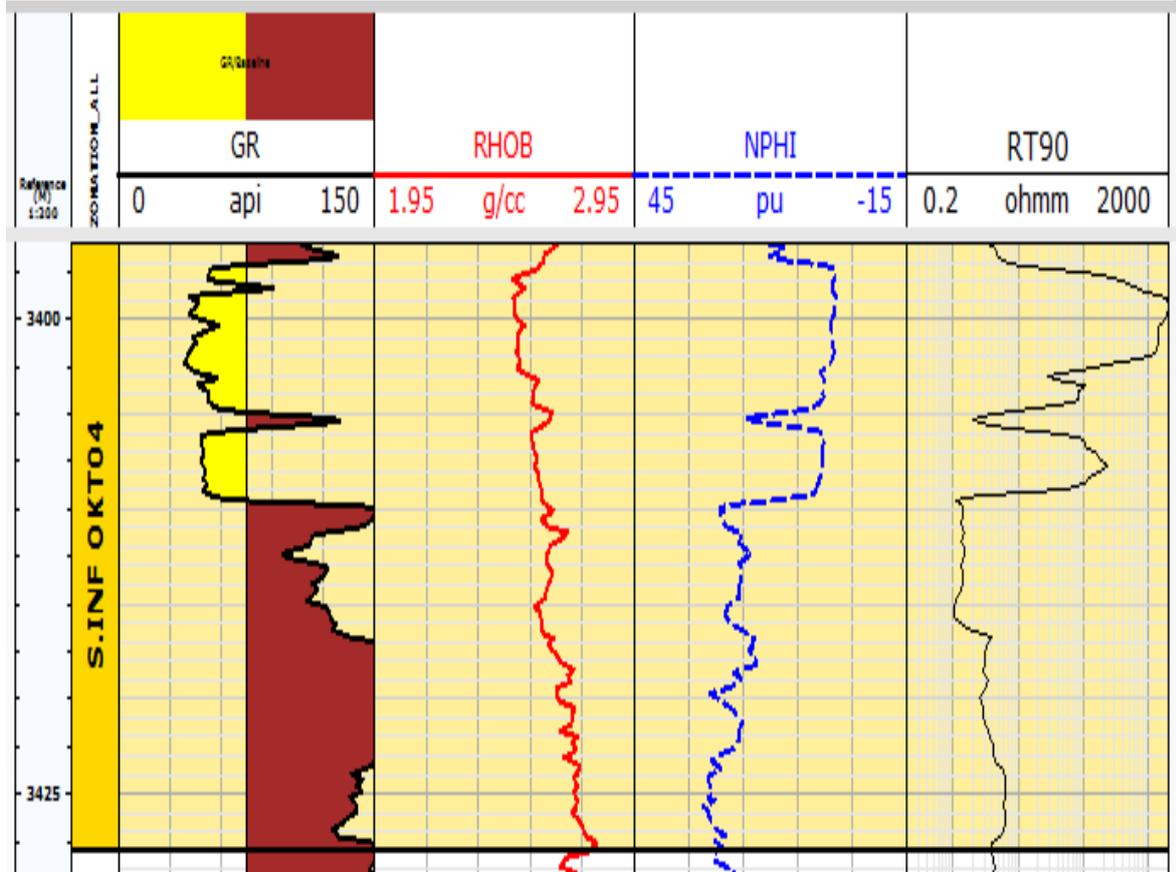


Figure 18 : Le log habillé du puits OKT04

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau ci-dessous qui donne les valeurs des paramètres pétrophysiques dans les bancs présentant des accumulations en hydrocarbures ainsi que l'épaisseur des bancs gréseux propres, poreux et non saturés en eau et présentés dans la figure 19.

Tableau 18 : les résultats de l'interprétation du puits OKT04

Unités gréseuses	Volume des argiles Vsh	Porosité utile	Saturation en eau	Epaisseur du Rock (m)	Epaisseur du Reservoir (m)	Epaisseur du Pay (épaisseur utile) (m)
Unité 1	0.074	0.074	0.073	7.264	3.505	3.505
Unité 2	0	0	0	0.074	0.074	0

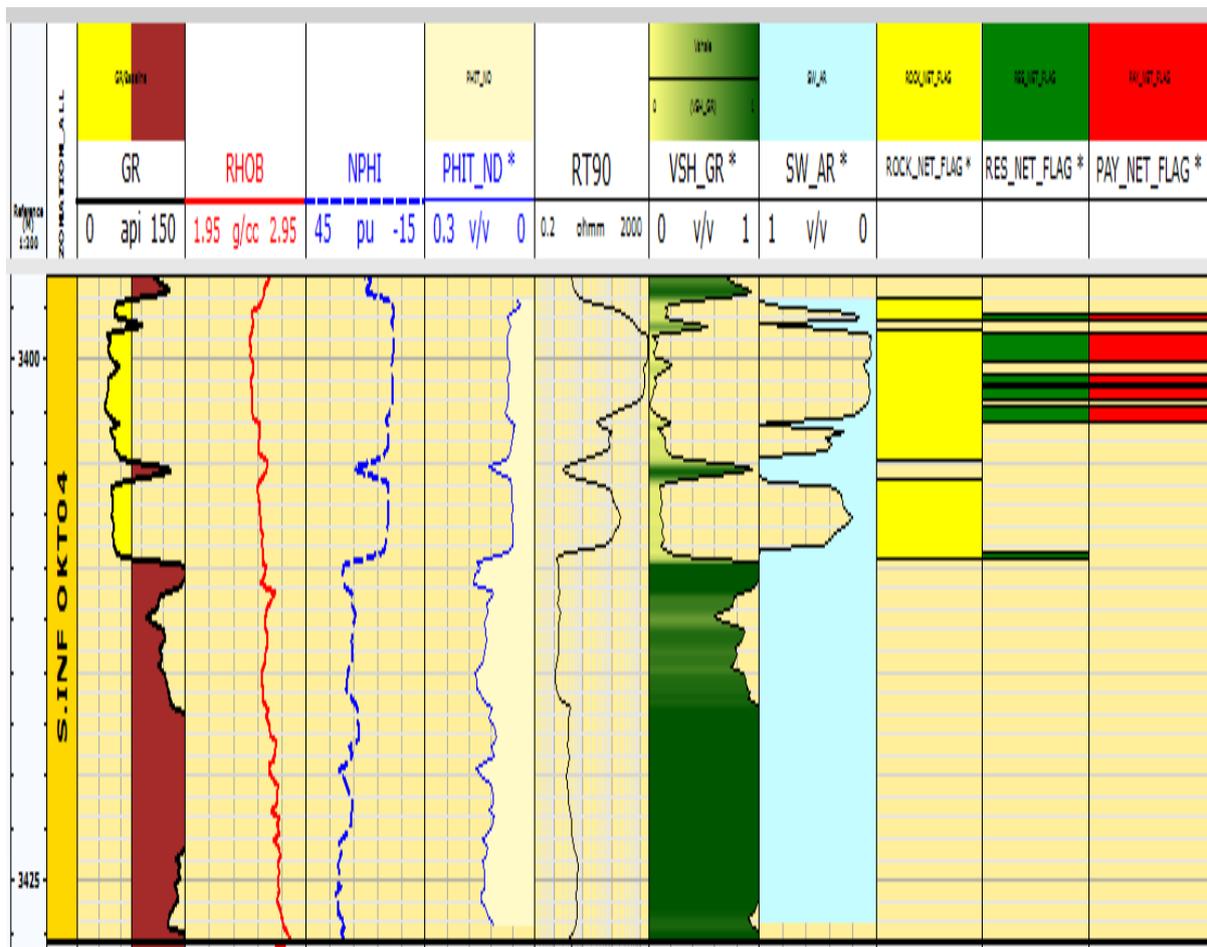


Figure 19 : les résultats de l'interprétation du puits OKT04

A partir des données du tableau 18 et du log habillé du puits OKT04, on peut constater que la base et la partie médiane de la série inférieure sont totalement argileuses. L'unité 2 de cette série est compacte et l'unité gréseuse 2 contient des hydrocarbures mais elle se caractérise par des niveaux saturés à 100% d'eau.

VI. Conclusion

Cette étude a été réalisée sur le champ de Benkahla, situé au nord du bassin d'Oued Mya.

Ce travail a été réalisé en vue de déterminer le comportement pétrophysique des bancs gréseux de la série inférieure des puits en production, situé dans la zone sud de Benkahla.

L'interprétation des données diagraphiques, à l'aide du logiciel Techlog, telles que les lectures de gamma ray, le sonique, la porosité densité et la porosité neutron nous a permis de déterminer les différents paramètres pétrophysiques à savoir : le volume des argiles, la porosité, la saturation en eau dans les bancs gréseux.

La série inférieure devient dans la partie sommitale, dans la majorité des puits étudiés, compacte et parfois argileuse. Par contre la partie basale est marquée dans l'ensemble des puits par sa faible argilosité avec des bancs gréseux imprégnés d'huile.

Références

Beghoul M.S., 2013, Interprétation pétrophysique et géologique, Séminaire page 206.

Berakna M., Hacini T., 2011, Mise aux points les forages infructueux dans le gisement de Hassi Terfa, pfe ENP, Alger.

Chapellier D., Cours en ligne de géophysique : Diagraphies Aquifères, Université de Laussane, IFP.

Desbrandes R., 1982, Diagraphies dans les sondages, Edition technip.

Ibsaine F., Ouazene W., 2015, Etude géologique et diagraphique de la série triasique et évaluation du réservoir de la série inférieure du champ de Benkahla, pfe ENP, Alger.

Serra O., 1979, Diagraphies Différées Bases de l'interprétation, Mémoire1 Tome 1, Service techniques Schlumberger, Paris.

Site internet : <http://www.connaissancedesenergies.org/>