

UNIVERSITÉ KASDI MARBEH OUARGLA  
FACULTÉ DES HYDROCARBURES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES  
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS  
DÉPARTEMENT DE SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



MEMOIRE DE MAGISTER  
Présenté pour l'obtention du diplôme de **MAGISTER**  
Spécialité : Géologie.  
Option : Géologie de Réservoirs.  
Année de la première inscription : 2012/2013

**THÈME**

**ETUDE GEOLOGIQUE ET PETROPHYSIQUE DU  
RESERVOIR SERIE INFERIEURE DE HAUD BERKAOUI  
(OUARGLA),  
SUD – EST ALGERIEN**

Présenté et soutenu publiquement par :

**Mme. HAFSI Fadila**

**10/ 03 /2015**

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	Mr. HACINI Messaoud	Prof	(Univ. K M Ouargla)
<b>Promoteur :</b>	Mr. AISSANI Belkacem	M.CA	(Univ. Blida 1)
<b>Examineur :</b>	Mr. ZEDDOURI Aziez	M.C.A	(Univ. K M Ouargla)
<b>Examineur :</b>	Mr. NEZLI Imed Eddine	M.C.A	(Univ. K M Ouargla)

**Année Universitaire : 2014/2015**



## *DEDICACES*

*A mes très chers parents,  
mes sœurs, mes frères.  
Ainsi que toute ma famille  
et mes amis(es).  
A mon marié : Abdelkrim.*

## *REMERCIEMENTS*

*Un grand merci à ma famille qui mon toujours soutenu et encouragé.*

*Je tiens à remercier l'ensemble des enseignants du département de géologie et tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.*

*Je remercie chaleureusement Mr B. Aissani pour son encadrement et pour toute l'aide qu'il m'a fourni.*

*Je remercie Mr Zarhouni, Mr Souab et Mme Taiati, ingénieurs \ CRD Boumerdes, pour leurs aides et conseils.*

*J'exprime mes remerciements à Mr Aya ingénieure \HBK pour son aide appréciable dont il a fait preuve. Mes remerciements vont aussi à Mr Boudouda chef de service géologie \HBK pour l'aide qu'il m'a apporté*

*Je remercie également Mr : Hacini, Mr : Zeddouri, Mr : Nezli membres du jury de soutenance.*

## Résumé

Le gisement de Haoud Berkaoui qui se situe à environ 800Km au Sud-est de la capitale d'Alger, à 100Km au Nord de Hassi Messaoud et à 30Km d'Ouargla, il s'étend du Sud-Est de Ghardaia jusqu'au champ extrême de Boukhazna près de la route principale de Touggourt, la mesure a été acquise à l'échelle régionale, par l'évolution structurale du Bassin Triasique d'Oued Mya qui lui donne une grande importance économique. L'objectif de cet étude consiste à donner une caractérisation pétrophysique de cette zone

Pour avoir des résultats géologiques et pétrophysiques sur les réservoirs d'hydrocarbures de ce bassin, une étude géologique, pétrophysique détaillée a été faite sur le réservoir de la Série Inférieure du champ de Haoud Berkaoui, à l'aide des différentes études géologiques ainsi que les enregistrements diagraphiques et les analyses pétrographiques effectuées.

Cette étude est basée sur l'interprétation des différents diagraphies exécutés sur les puits et leurs paramètres pétrophysiques telle que la porosité, la saturation et le volume des argiles.

L'étude a permis de subdivisé la Série Inférieure en cinq unité lithologiques, alors la délimitation de cinq réservoirs distincts sont alternés d'une épaisse couche d'argiles.

Les analyses sédimentologiques ont montré que le milieu de dépôt est un environnement fluviatile en tresse. L'étude diagénétique montre que, les caractéristiques des réservoirs sont contrôlées par la silice, l'argile et la dolomie.

Concernant le problème des sels qui provient des eaux de gisement et de la roche réservoir provoquant des problèmes de production. La lutte contre ce problème nécessite le dessalage par bouchons d'eau et ainsi par injection en continue d'eau albienne.

**Mots clés :** Haoud Berkaoui, Série Inférieure, diagraphie, paramètres pétrophysiques, pétrographie.

## الملخص

يقع الحقل البترولي حوض بركاوي على بعد 800 كلم جنوب شرق العاصمة الجزائر، 100 كلم شمال حاسي مسعود و30 كلم عن ورقلة، ويمتد من جنوب شرق غرداية إلى غاية أقصى حد من حقل بوخزنة بالقرب من الطريق الرئيسي لتقوت، الحصول على القياسات كانت على المستوى الإقليمي، وذلك بالنظر للتطور البنيوي للحوض الترياسي لواد ميا والذي يعطي للحقل أهمية إقتصادية كبيرة.

من أجل الحصول على نتائج جيولوجية وبتروفيزيائية للحقل البترولي لحوض بركاوي قمنا بدراسة جيولوجية وبتروفيزيائية معمقة لمخزون السلسلة السفلى من هذا الحقل، بالإعتماد على مختلف الدراسات الجيولوجية وأيضا التسجيلات الدياتغرافية والتحليل البتروفيزيائية.

هذه الدراسة إعتمدت على تحليل مختلف التسجيلات الدياتغرافية المنجزة على الآبار وخصائصها البتروفيزيائية مثل المسامية، التشبع وحجم الطين.

قسمت هذه الدراسة السلسلة السفلى إلى 5 وحدات صخرية تفصل بينها طبقة سميكة من الطين.

التحليل الرسوبية بينت أن وسط الترسيب هو وسط نهري على شكل جديدة، بينما أظهرت دراسة التحولات الفيزيوكيميائية أن خصائص الخزان مرتبطة بالسيليس، الطين والدولوميت.

ولمكافحة مشكل الأملاح الذي تعاني منه المنطقة والذي يؤدي إلى تعطيل الإنتاج نحتاج إلى إزالة الملح وذلك عن طريق ضخ الماء الألبى .

الكلمات المفتاحية : حوض بركاوي، السلسلة السفلى، الدياتغرافيا، الخصائص البتروفيزيائية، البتروغرافيا.

## Summary

Haoud Berkaoui is a deposit that is situated at about 800 km of Sud- East of the capital Algiers, at about 100km of the North of Hassi Messaoud, and 30km of Ouargla. Precisely, it lies at the South-East of Ghardaia to extreme field of Boukhazna which is nearer to the principal road of Touggourat. The deposit gets its importance from the structural development of the basine of Oued Mya. In fact, the ultimate aim of the present study is to give the petrophysical features of this area.

To get the geological and petrophysical results of the hydrocarbon reservoirs of the basine, a study is carried out at the deposits of the inferior series of Haoud Berkaoui field by using different geological studies such as the diagraphical record and the petrographical analysis.

The current study is based on the interpretation of the different diagraphies which were extracted from oil well and on their petrophysical parameters that's to say porosity, saturation and volume of clays.

The study permits the subdivision of inferior series into five lithologic units, while the limitation of the five separated reservoirs are flowed by a thick layer of clay.

The sedimentological analysis showed that the depositional space is a fluvial environment; the diagenetic study demonstrates also that the features of the reservoir are controlled by the Silica, clay and dolomite.

The problem of salts which derived from the water of reservoir and the reservoir rock leads to the problem of production. The treatment of this problem requires the desalting water plugs and continuous injection of Albian water.

Key words: Haoud Berkaoui, Inferior series, diagraphy, petrophysical,parameters, petrography.

## Liste des tableaux

<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau.01</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-771	51
<b>Tableau.02</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-740	54
<b>Tableau.03</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-732	57
<b>Tableau.04</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-722	60
<b>Tableau.05</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-541	63
<b>Tableau.06</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-531	66
<b>Tableau.07</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-421	69
<b>Tableau.08</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-68	72
<b>Tableau.09</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-61	75
<b>Tableau.10</b>	Interprétation des résultats du puits OKN-71	78
<b>Tableau.11</b>	Résultats des analyses chimiques des eaux d'injection (albien)	85
<b>Tableau.12</b>	Résultats des tests de filtration	85
<b>Tableau.13</b>	Réseultats d'analyse aux rayons X	86
<b>Tableau.14</b>	Résultats d'analyse par fluorescences	87
<b>Tableau.15</b>	Résultats de l'analyse thermodynamique de l'eau de l'Albien	88

## Liste des figures

<b>Figure</b>	<b>Titre</b>	<b>page</b>
Fig.01	Gisement de Haoud Berkaoui (Plan de position des puits, zone des OKN)	02
Fig.02	Situation géographique de l'Oued Mya (SH)	13
Fig.03	Situation géologique de la région Haoud Berkaoui	14
Fig.04	Localisation des réservoirs du Bloc 438	16
Fig.05	Colonne Lithostratigraphique type de Haoud Berkaoui	20
Fig.06	Section stratigraphique des 3 réservoirs du Trias argilo-gréseux	25
Fig.07	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-771	50
Fig.08	Cut-off du puits OKN-771	51
Fig.09	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-740	52
Fig.10	Cut-off du puits OKN-740	53
Fig.11	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-732	55
Fig.12	Cut-off du puits OKN-732	56
Fig.13	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-722	58
Fig.14	Cut-off du puits OKN-722	59
Fig.15	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-451	61
Fig.16	Cut-off du puits OKN-541	62
Fig.17	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-531	64
Fig.18	Cut-off du puits OKN-531	65
Fig.19	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-421	67
Fig.20	Cut-off du puits OKN-421	68
Fig.21	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits	70



	OKN-68	
Fig.22	Cut-off du puits OKN-68	71
Fig.23	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-61	73
Fig.24	Cut-off du puits OKN-61	74
Fig.25	Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-71	76
Fig.26	Cut-off du puits OKN-71	77
Fig.27	Corrélation par diagraphie des corps gréseux entre les puits OKN-74, OKN-75, OKN-68	81
Fig.28	Corrélation par diagraphie des corps gréseux entre les puits OKN-531, OKN722	82
Fig.29	Corrélation par diagraphie des corps gréseux entre les puits OKN-732, OKN-740	83
Fig.30	Photo montrant le puits OKN-25 LPX100 côte : 3244.2m	Annexe
Fig.31	Photo montrant le puits OKN-25 LPX100 côte : 3255m	Annexe
Fig.32	Photo montrant le puits OKN-25 LPX40 côte : 3290m	Annexe
Fig.33	Photo montrant le puits OKN-25 LPX40 côte : 3249m	Annexe
Fig.34	Photo1 et 2 montrant le puits OKN-63 LP et LNX200 côte : 3472m	Annexe
Fig.35	Photo1 et 2 montrant le puits OKN-63 LP et LNX200 côte : 3474.3m	Annexe
Fig.36	Photo montrant le puits OKN-63 LPX200 côte : 3475m	Annexe
Fig.37	Photo montrant des carottes du puits OKN-63	Annexe

## Sommaire

Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	01
Chapitre I : Généralités	
I-Cadre régional	03
I.1- Situation géographique	03
I.2- Cadre géologique et géodynamique	04
I.2.1- Evénements méso-cénozoïques sur la plate forme saharienne	05
I.2.2- les réservoirs paléozoïques	06
I.2.2.1- Cambrien	06
I.2.2.2- Ordovicien	06
I.2.2.3- Silurien	07
I.2.2.4- Dévonien	07
I.2.2.5- Carbonifère	07
I.2.3- Les réservoirs Mésozoïques	07
I.2.3.1- Trias argilo-gréseux inférieur	07
I.2.3.2- Trias argilo-gréseux supérieur	08
I.2.4- La roche mère	08
I.2.4.1- Le Silurien inférieur	09
I.2.5- Les roches couvertures	10
I.2.5.1- Le Paléozoïque	10
I.2.5.2- Le Mésozoïque	10
I.2.6- Les pièges à hydrocarbure	10

I.2.6.1- Les pièges structuraux	10
I.2.6.2- Autres pièges	10
I.2.6.2.1- Pièges stratigraphiques	11
I.2.6.2.2- Pièges récifaux	11
I.2.6.2.3- Pièges hydrodynamiques	11
I.2.6.2.4- Barrière de perméabilité	11
I.3-Cadre local	12
I.3.1- La dépression de l'Ouad Mya	12
I.3.2- Situation géographique de la région de Haoud Berkaoui	15
I.3.3- Historique de la région	15
I.3.4- Etude du champ de Haoud Berkaoui	17
I.3.4.1- Aspect structural	17
I.3.4.2-Stratigraphie du champ de HBK	18
I.3.4.2.1- Le Cénozoïque	18
I.3.4.2.2- Le Mésozoïque	20
I.3.4.3- Caractéristiques du réservoir	22
I.3.4.4- Aperçu sur les 3 réservoirs	23
I.3.4.4.1- Série Inférieure	23
I.3.4.4.2- Trias argilo-gréseux T1	23
I.3.4.4.3- Trias argilo-gréseux T2	23
Chapitre II : Notions des diagraphies	
Introduction	25
II.1- Objectifs des diagraphies	27
II.2. Principe des outils diagraphiques	28
II.2.1- Potentiel Spontané	28

II.2.2- Résistivité	30
II.2.3- Diagraphies nucléaires	31
II.2.3.1- Radioactivité naturelle Gamma Ray	31
II.2.3.2- Spectrométrie du rayonnement gamma naturel	32
II.2.4- Radioactivité provoquée	33
II.2.4.1- Densité électriques	33
II.2.4.2- Indice d'hydrogène-neutron	34
II.2.5- Diagraphies acoustiques	36
II.2.5.1- Diagraphie sonique	36
II.2.6- Diagraphies d'étude de la géométrie du puits	37
II.2.6.1- Diagraphie du diamètreur	37
II.2.6.2- Pendagemétrie	38
II.2.6.3- Imagerie par scanner électrique	38
II.3- Interprétation et application des diagraphies	38
Chapitre III : Etude pétrographique, diagenétique et sédiment logique	
Introduction	39
III.1- Pétrographie du puits OKN-25	39
III.2- Pétrographie du puits OKN-63	41
III.3- Etude diagénétique	43
III.3.1- Le ciment siliceux	43
III.3.1.1- Ciment siliceux précoce	43
III.3.1.2- Ciment siliceux tardif	43
III.3.2- Transformation des argiles	44
III.3.2.1- Illite	44
III.3.2.2- Chlorite	44
III.3.2.3- Illite- Montmorillonite	44

III.3.3- Mise en place des autres ciments	45
III.3.3.1- Ciments carbonatés	45
III.3.3.2- Ciments évaporitiques	45
III.3.3.2.1- Anhydrite	45
III.3.3.2.2- Barytine	45
III.3.3.2.3- Halite	45
III.3.3.3- Ciments ferrugineux	46
III.3.3.4- Ciments pyriteux	46
III.3.4- Dissolution, Altération et Néof ormation liées à la nature des fluides interstitiels	46
III.3.4.1- Dissolution	46
III.3.4.2- Altération	47
III.3.4.3- Mise en place des hydrocarbures	47
III.4- Sédimentologie	47
Conclusion	48
Chapitre IV : Etude des paramètres pétrophysiques	
Introduction	49
IV.1- Interprétation pétrophysique	49
IV.1.1- Puits OKN-771	49
IV.1.2- Puits OKN-740	51
IV.1.3- Puits OKN-732	54
IV.1.4- Puits OKN-722	57
IV.1.5- Puits OKN-541	60
IV.1.6- Puits OKN-531	63
IV.1.7- Puits OKN-421	66
IV.1.8- Puits OKN-68	69
IV.1.9- Puits OKN-61	72
IV.1.10- Puits OKN-71	75

IV.2- Corrélation diagraphique du réservoir	78
Introduction	78
IV.2.1- Les différentes corrélations faites dans le champ	78
IV.2.1.1- Corrélation par lithologie	78
IV.2.1.2- Corrélation par litho facies	78
IV.2.1.3- Corrélation par la diagraphie	79
IV.3- Les corrélations entre les puits	79
Conclusion	82
Chapitre V : Le problème des sels dans le champ de HBK	
Introduction	83
V.1- Analyses chimiques et thermodynamiques des eaux d'injection Albien	83
V.1.1-Analyses chimiques des eaux d'injection (Albien)	83
V.1.2- Tests de filtration	84
V.1.3- Analyses qualitatives et quantitatives des MES	85
V.1.3.1- Analyses aux rayons X	85
V.1.3.2- Analyse par fluorescences X	85
V.1.4- Etude thermodynamique de l'eau de l'Albien du champ de HBK	87
V.2. les méthodes de destruction des dépôts de sels à HBK	87
V.2.1- Dessalage par bouchons d'eau	87
V.2.2- Dessalage par injection d'eau en continu	88
Conclusion	89
Conclusion générale	90
Bibliographie	91
Annexes	

### Liste des abréviations :

**HBK** : Haoud Berkaoui.

**SI** : Série Inférieure.

**GR** : Gamma Ray.

**SSP**: Static Spontané Polarisation.

**MLL**: Micro Latérolog.

**MSFL**: Microspherically Focused log (marquee par schlumberger).

**PS**: Potential Spontané.

**SFL**: Spherically- Focused Log.

**API**: American Petroleum Institue.

**NGS**: Naturel Gamma Ray Spectrometry (marquee par schlumberger).

**FDC**: Formation Density Compensated (marquee par schlumberger).

**CNT**: Compensated Neutron Tool (marquee par schlumberger).

**BePu**: Béryllium Plutonium.

**BHT**: Bottom Hole Temperature.

**BGT**: Borehole Geometry Tool.

**HDT**: High-resolution Dipmeter.

**SHDT**: Stratigraphic High-Resolution Dipmeter Tool (marquee de schlumberger).

**FMS**: Formation Micro-Scanne.

**BHC**: Borehole Compensated.

**PIE** : Puits Injecteurs d'Eau.

**PPH** : Puits Producteurs d'Hydrocarbures.

**NPHI** : Porosité Neutron.

**( $\phi$ )** : Porosité.

**RHOB** : Porosité Densité.

**Sw** : Saturation de l'Eaux de Formation.

**TAG T2** : Trias Argileux Gréseux T2.

**TAG T1** : Trias Argileux Gréseux T1.

**TAG SI** : Trias Argileux Gréseux Série Inférieure.

**Vsh moy** : Volume moyen d'argile .

**H utile** : Epaisseur utile.

**ILD** : Résistivité profonde.

**Core** : Carottes.

**MES** : Matière en suspension.

# **Introduction**

## **générale**



### **Introduction générale :**

Le gisement de Haoud Berkaoui a été acquis à l'échelle régionale, par l'évolution structurale du Bassin triasique (Oued Mya) qui lui donne une importance économique. La proposition de cette étude géologique et pétrophysique de la zone Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui (zone des OKN) qui subit une déplétion importante, donnant à réfléchir sur les modalités d'intervention, pour assurer une production optimale de cette zone, qui contribue en grande partie dans la production globale du champ de Haoud Berkaoui. L'objectif de cet étude consiste à donner une caractérisation pétrophysique de cette zone (fig.01).

Cette étude permettra la reconnaissance des différents facies existants et leur composition sur le plan pétrographique et ceci dans le but de corréliser les différentes unités en association avec les réponses diagraphiques.

Les difficultés d'exploitation d'ordre géologiques rencontrées (hétérogénéité du facies, compartimentage causé par le réseau de failles assez étendus...), ainsi que le problème des sels le plus connu dans cette région, dont la production pétrolière journalière environ de 5300T/j.

Ce présent mémoire s'articule sur la caractérisation du réservoir de la série inférieure de la zone Sud-Est, il est subdivisé en 5 chapitres :

- **Chapitre. I :** Une description géographique, géologique et géodynamique de la région, ainsi que la description locale de la zone d'étude (zone des OKN) ;
- **Chapitre. II :** présente les différentes opérations diagraphiques, leur objectifs et leur intérêt géologique ;
- **Chapitre. III :** Une étude sédimentologique, pétrographique et diagénétique de la zone d'étude ;
- **Chapitre. IV :** comporte l'interprétation des diagraphies des puits étudiés, avec la corrélation entre ces derniers.

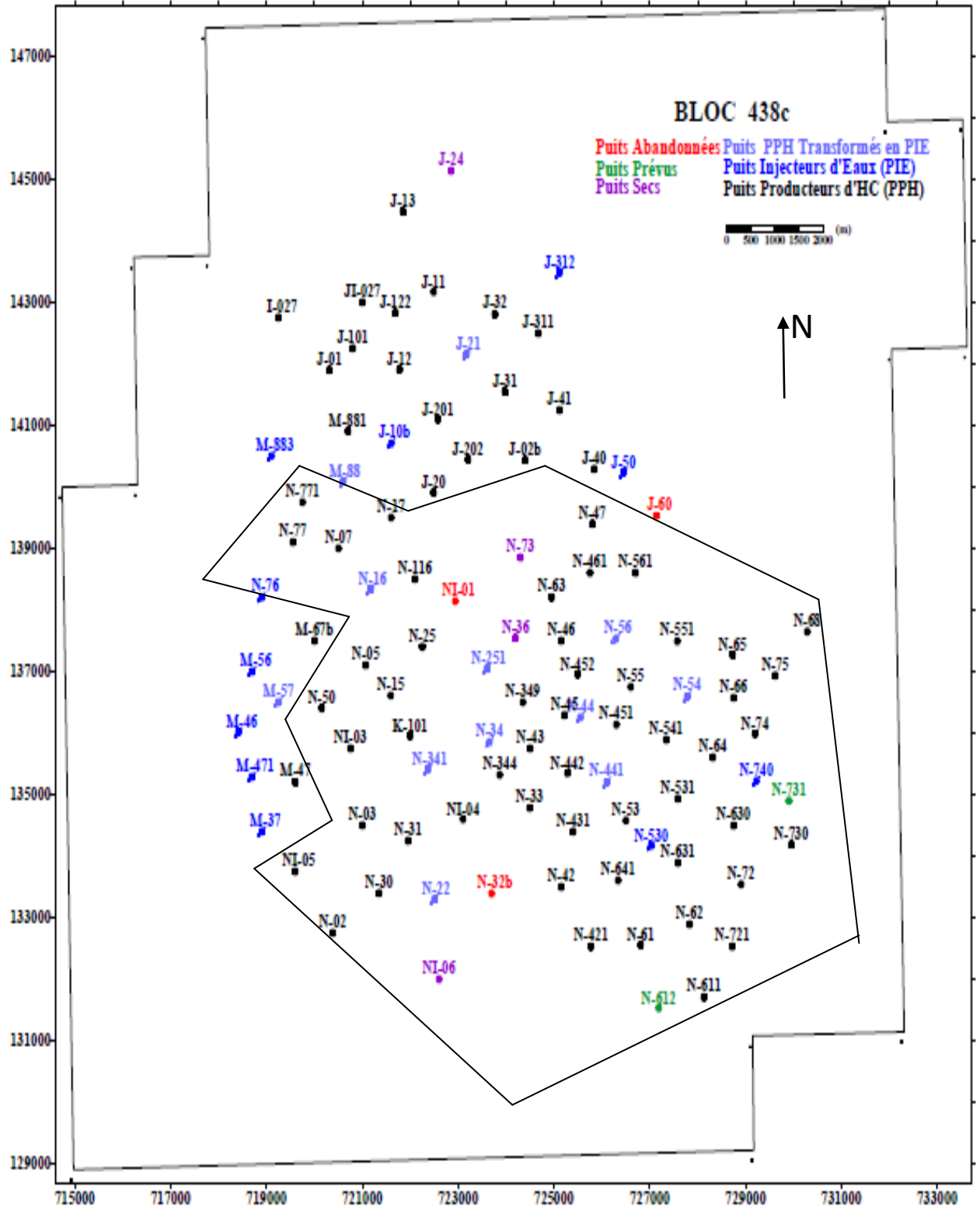
Pour exécuter cette étude on a utilisé toutes les données disponibles (les rapports de fin de sondage, les diagraphies, les analyses pétrophysiques du réservoir), à l'aide du logiciel (IP).

- **Chapitre. V :** étude du problème des sels dans le champ de Haoud Berkaoui. Et en dernier une conclusion générale.

### **Remarque :**

## Introduction générale

Pour des raisons de lisibilité des cartes on a évité d'encombrer cette carte avec les notations des puits, on a opté une nomenclature d'abréviation des noms des puits qui seront utilisé dans tout le travail.



**Fig.01-** Gisement de Haoud Berkaoui (Plan de position des puits, zone des OKN).

# **Chapitre I :**

# **Généralité**

**I. CADRE REGOINAL :**

En générale les réservoirs d'hydrocarbures sont liés au Paléozoïque et au Mésozoïque sur la plate forme Saharienne.

Le Paléozoïque du Sahara Algérien offre une extension géographique débordant très largement les affleurements connus au Sud et à l'Ouest de cette vaste région. Les terrains paléozoïques masqués par des dépôts récents se poursuivent vers le Nord jusqu'à l'Atlas Saharien (BEICIP, 1992).

La province triasique, dite également, la province Nord orientale du Sahara, située dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne. La superficie approximative de cette province est de 3 105 km<sup>2</sup>, elle fait l'objet de plusieurs études et contient les plus grandes découvertes en Algérie. Cette province est comprise entre le bassin de Grand Erg oriental à l'Est et la frontière tunisienne, la flexure Sud atlasique au Nord et le Grand Erg occidental à l'Ouest, au Sud elle est limitée par le domaine d'existence des formations triasiques : c'est une ligne sinueuse qui va de l'Est de bassin du Bechar jusqu'au Nord de bassin d'Illizi.

**I.1. Situation Géographique :**

La province triasique est située au Nord-est de la partie septentrionale de la plate forme saharienne. Elle couvre une superficie de 400.000 km<sup>2</sup> et, est limitée :

- Au Nord par l'Atlas Saharien ;
- A l'Est par le bassin de Berkine ;
- Au Sud par le bassin d'Illizi et le môle du Mouydir ;
- A l'Ouest par le bassin de Béchar ;

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province Triasique, les limites géographiques sont les parallèles 31°15' et 33°00' et les méridiens 6°15' et 3°30', elle englobe les bloc :438-425-422-437-436-420-419-418-417 et 416, appartenant au district IV de la Sonatrach.

La région d'Oued Mya a la configuration d'une dépression, allongée d'orientation Nord-est-Sud-ouest acquise au cours du paléozoïque ; elle est limitée (BEICIP,1992) :

- Au Nord par la zone haute de Djemââ –Touggourt ;
- Au Nord- ouest, le môle de Talemzane –Hassi- R'Mel ;

## **I.2. Cadre Géologique et Géodynamique :**

La région de l'Oued Mya est représentée par le bassin triasique saharien, qui constitue un sous bassin de type intra-cratonique de la plate forme saharienne. La subsidence guidée par l'héritage structural pré-mésozoïque est accentuée par des dépôts sédimentaires importants, sont répartis sur une vaste superficie.

La province Triasique est un anticlinorium de direction Est-Ouest où les éléments suivants ont été individualisés :

- La voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane ;
- Le système structural de Djamâa-Touggourt ;
- Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud ;
- Le môle de Dahar ;

Ces éléments sont séparés par des dépressions dans l'Oued Mya où l'en rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien.

Le Mésozoïque discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé.

Du point de vue pétrolier, on distingue quatre provinces plus ou moins mature (wec, 1995) :

- Le Sahara Est, à gisements connus d'huile et de gaz recèle encore un bon potentiel découvertes ; (province triasique).
- Le Sahara Central, considéré comme un champ gazéifier important mais de récentes découvertes d'huile plus importante permettent d'espérer d'autres développements ;
- Le Sahara Ouest est considéré un champ gazeux, mais ses ressources demeurent pratiquement inconnues et non vérifiées ;
- Dans le Nord de l'Algérie, malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été révélé à cause d'une géologie plus complexe.

### **I.2.1. Evénements méso-cénozoïques sur la Plate Forme Saharienne :**

On ne retrace ici que les grandes étapes tectoniques influençant sur la sédimentation et la structuration, en particulier le bassin Triasique.

Avant la mise en place les premiers dépôts mésozoïques, la plate forme saharienne a subi des mouvements hercyniens dont la phase majeure est (post-stéphanienne) correspondant à une compression de direction N 120°. Les effets les plus importants se situent le long des accidents Nord-est et Sud-ouest. Les grés du Cambrien de l'axe NE-SO d'El Hassi-Messaoud, sont actuellement déposés sous la discordance hercynienne, étaient alors avant ils à l'affleurement et sont érodés sur environ 3000m. Un des faits les plus marquants de ces déformations est la préservation des principales roches mères Siluriennes dans les dépressions de Ghadamès et de l'Oued Mya (wec, 1995).

Deux phénomènes existaient pendant le Trias : d'une part, un épaississement des couches et des variations de faciès sont observables du Sud-Ouest vers le Nord-Est. Les faciès argilo-gréseux d'origine fluviatile à réseau en tresse sur les bordures Sud-Ouest du bassin, passent en direction du Nord-Est à un réseau méandrique. Plus vers le Nord-Est, dans la région d'El Borma, seule la partie basale demeure argilo-détritique, tandis qu'elle devient argilo-carbonatée en partie médiane et argilo-salifère au sommet. Ces épaississements et ces variations de faciès traduisent un enfoncement du bassin vers le Nord-Est, d'autre part, des variations d'épaisseur le long des failles Nord– Sud, individualisent des dépoentes orientés Nord-Est – Sud –Ouest. Dans la dépression de l'Oued Mya et sur l'axe Nezla - Rhourde- El Baguel, les jeux des failles Nord-Est – Sud-Ouest s'accompagnent de volcanisme. Ces mouvements sont rattachés à la distension Nord-Ouest – Sud- Est dont le stade paroxysmal se situe à l'âge Hettangien. La puissance actuelle des sédiments varie de 0 à 500m.

Au Trias supérieur, débute une phase de Rifting continental caractérisé par le rejeu d'accidents anciens en failles normales à rejet important et moins important allant de (15à90m), permettant par conséquent le piégeage des hydrocarbures, ainsi que la création d'un système de zonage local.

Le trias présente des faciès continentaux fluviatiles et, parfois mixtes (lagunaire et littoraux), dans lesquels s'intercalent localement des coulées volcaniques. La distension paraît diffuse à travers tout le bassin et s'exprime par le jeu de nombreuses failles normales » (BOUDJEMAA, 1987).

L'évolution de la région de l'Oued Mya comporte deux étapes importantes :

- La couverture sédimentaire d'âge Paléozoïque inférieur d'âge pré hercynienne.
- La création d'un bassin au Trias et son évolution, jusqu'au Cénozoïque.

Ces deux étapes principales conduisent à considérer l'existence de deux mégacycles sédimentaires, le Paléozoïque et le Mésozoïque séparés par la discordance Hercynienne.

L'intérêt pétrolier majeur du bassin est lié à la présence des réservoirs du Trias, toutefois la compréhension des résultats pétroliers obtenus pour l'exploration doit être recherchée dans l'évolution paléozoïque de ce bassin » (BEICIP, 1992). La partie du bassin triasique est caractérisée par la présence d'une série Paléozoïque résiduelle très érodée renfermant la roche mère. Cette dernière est recouverte par une puissante série Mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère Trias- Lias.

### **I.2.2. Les réservoirs paléozoïques :**

Le paléozoïque comprend pour l'essentiel des réservoirs bien développés et régulièrement distribués dans tous les bassins de la Plate Forme Saharienne. Il constitue une partie importante des réservoirs du Sahara algérien. Le Carbonifère, depuis longtemps est déconsidéré, lui représente un prospect important à la lumière des résultats acquis dans les bassins de Ghadamès et de Timimoune (wec, 1995).

#### **I.2.2.1. Cambrien :**

Il est productif dans les champs de la province triasique et dans les bassins d'Illizi et de Timimoune.

#### **I.2.2.2. Ordovicien :**

Les réservoirs ordoviciens, sont relativement nombreux, et sont situés dans les formations suivantes :

- Les grés argileux de l'Oued Mya et les grés d'El Atchane (Trémadoc) ;
- Les quartzites d'el Hamra (Arenig) ;
- Les grés de Ouargla (Lianvirn) ;
- Les grés de l'Oued Saret (Caradoc inférieur) ;
- Les grés de Ramade ou la Dalle de Mkratta (Caradoc supérieur- Ashgill)

Les grés proviennent des milieux très variés, allant du marin à fluvio-glaciaire, d'où une très grande diversité de géométrie de réservoirs ainsi qu'une certaine disparité dans la distribution de la plupart des faciès.

**I.2.2.3.Silurien :**

Sur l'ensemble de la plate forme saharienne, le Silurien est connu pour sa qualité de la roche mère. Dans le bassin d'Illizi et la province triasique, il présente dans sa partie supérieure des zones à potentiel réservoir où les épaisseurs sont souvent importantes (350 m), dont ils font un bon objectif pétrolier, il est généralement divisé en deux séquences.

**I.2.2.4.Dévonien :**

Dans les bassins de Timimoune, d'Ahnet, de Reggane et de Ghadamès, le Dévonien est épais. En revanche, sur une grande partie de la province triasique et certaines structures comme la dorsale Amguid- El Biod- de Hassi Messaoud, il est totalement érodé. En général le Dévonien est producteur partout où il existe.

**I.2.2.5. Carbonifère :**

Les réservoirs sont répartis en trois secteurs. A l'Ouest de la plate forme dans les bassins de Tindouf, de l'Ahnet et de Timimoune. Les caractéristiques matricielles des grès peuvent constituer de bons réservoirs. Dans la province triasique les bons réservoirs se situent au Sud- Ouest dans le Viséen et au Nord- Ouest dans le Moscovien.

**I.2.3. Les réservoirs Mésozoïques :**

Dans la partie Nord-Ouest de la plate forme saharienne, le Mésozoïque en général et le Trias en particulier recèlent d'importantes ressources en huile et en gaz. Les faciès réservoirs sont de type fluviatile à deltaïque à influences marines comme dans le Nord-Est du bassin de Ghadamès. Le Trias est divisé en une séquence de base argilo-gréseuse (TAGI), un Trias médian carbonaté et une séquence supérieure argilo-gréseuse (TAGS) (wec, 1995).

**I.2.3.1.Trias argilo-gréseux inférieur :**

Les principales découvertes ont été faites dans les régions de Rhourde -Nouss, Gassi Touil, Nezla, El Borma, Keskesa, Wad-Teh, Haoud-Berkaoui et récemment Bir Rebaa-nord et Rhourde El Khrouf.

L'épaisseur des réservoirs varie de 15 à 75m et peut atteindre jusqu'à 100m dans la région d'El Borma et 150m dans le bassin de Ghadamès. Ces variations sont liées à la morphologie du soubassement du Trias inférieur qui s'appuie en lap sur la discordance hercynienne et érodé profondément la série paléozoïque.



L'environnement de dépôt du Trias implique les variations de faciès et l'extension limitée des réservoirs. Ceux-ci sont en général, multicouches, à niveaux producteurs isolés par des argiles de type plain d'inondation. Les porosités varient en général de 6 à 22% et sont le plus souvent supérieures à 12% avec des perméabilités de 10 à 100md. Les qualités de réservoir sont contrôlées par des facteurs diagénétiques, de dissolutions, de matrice des feldspaths et des carbonates, redistributions minéralogiques des argiles, et enfin des cimentations variées.

### **I.2.3.2. Trias argilo-gréseux supérieur :**

Il constitue un des principaux réservoirs de la plate forme saharienne et produit à Hassi Rmel, Rhourde Nouss, Hassi-Chergui, Rhourde El Khrouf. Dans la province triasique, les réservoirs sont bien développés. La répartition des zones favorables est identique à celle du TAGI.

Dans les zones productrices, les hauteurs utiles atteignent 150m. Les porosités sont comprises entre 15 et 20%. Les perméabilités atteignent 1 à 2d dans la région de Gassi Touil. Les qualités réservoirs des grès du TAGS se détériorent vers le Sud-Ouest – Nord-Est parallèlement à l'épaississement des argiles. Les phénomènes diagénétiques plus tardifs que ceux du TAGI jouent un rôle important dans la distribution des porosités.

### **I.2.4. La roche mère :**

La couverture sédimentaire de l'Algérie comprend un certain nombre de niveaux roches mère réparties du paléozoïque au Cénozoïque, soit : l'Ordovicien, le Silurien, le Dévonien (Strunien, Famennien et surtout le Frasnien), le Carbonifère, le Jurassique (en particulier, le Kimméridgien), le Crétacé inférieur et supérieur (l'Albien et surtout le passage Cénomanién-Turonien), l'Eocène et le Miocène. Ils correspondent aux phases transgressives majeures.

Les principaux niveaux roches mères susceptibles d'être la source des hydrocarbures mis en évidence dans les différents réservoirs de la couverture sédimentaire sont :

- Le Silurien inférieur ;
- Le Frasnien inférieur ;
- Le passage Cénomanién-Turonien ;

---

Les deux premiers niveaux caractérisent la plate forme saharienne tandis que le troisième est lié au Nord de l'Algérie et dans une moindre mesure au sillon de Melrhir.

#### **I.2.4.1. Le Silurien inférieur :**

Le Silurien inférieur comprend les argiles radioactives constituées d'argiles grises-noires et noires radioactives à la base. Il s'est déposé sur la totalité de la plate forme saharienne, et quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne.

Le dépôt des argiles radioactives suite la glaciation fini-ordovicienne et correspond à la première transgression marine majeure du Paléozoïque. La radioactivité est liée à la forte concentration en Uranium. Les épaisseurs varient de 10m à 100m avec des maximums situés dans les bassins de l'Ahnet, de Ghadamès, d'Illizi, de l'Oued Mya, de Mouydir, au Nord du bassin de Timimoune et dans les sillons de Benoud et Sbaa.

La teneur en carbone organique total (COT) oscille entre 1% et plus de 11% et dépasse localement 20%. Les zones les plus riches se situent au abords de Hassi R'mel, de Hassi Messaoud, dans le Nord-Est de province triasique, à l'Ouest du bassin d'Illizi, dans le sillon de Sbaa, dans le nord-ouest du Grand Erg occidental.

La matière organique est d'origine marine (les Algues, les Chitinozoaires, les Graptolites, la matière organique amorphe sapropilique). La roche mère engendrée est d'excellente qualité et son potentiel pétrolier peut localement dépasser 60kg HC/t (Carbone Organique, kérogène/Tonne de Roche) comme pour le Silurien inférieur de la plate forme saharienne. (WEC, 1995).

Les différentes évolutions propres à chaque bassin, le potentiel résiduel est variable. Il est conditionné par la maturation atteinte dans les argiles radioactives. L'état de cuisson du Kérogène est à gaz sec et condensat dans les bassins de Timimoune, d'Ahnet, de Béchar, de Mouydir, dans le centre et au nord des bassins de Reggane et de Tindouf, dans le centre du bassin de Ghadamès et de l'Oued Mya et enfin dans le centre et le Nord-Ouest du sillon de Sbaa. En revanche, ce même Kérogène est en phase à huile dans le reste de la province triasique, dans le bassin d'Illizi, dans la partie sud des bassins de Reggane aux abords de l'Ougarta et enfin dans le Sud-Est du sillon de Sbaa.

**I.2.5. Les roches couvertures :**

Les bassins de la Plate Forme Saharienne comprennent des niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès. Les plus anciens sont d'âge ordoviciens et les plus étanches sont les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias (wec, 1995).

**I.2.5.1. Le Paléozoïque :**

Une exception faite des zones qui subissent l'érosion hercynienne, les roches couvertures d'âge Ordovicien sont présentes sur la quasi-totalité de la plate forme saharienne.

**I.2.5.2. Le Mésozoïque :**

La couverture mésozoïque correspond aux argiles et aux évaporites du Trias et du Lias. Dans le bassin triasique, elles assurent la couverture des réservoirs gréseux du Trias et, parfois en discordance, celle des réservoirs Paléozoïque. Leurs épaisseurs dépassent parfois les 2000m et leurs lithologies font une excellente couverture.

**I.2.6. Les pièges à hydrocarbures :**

Jusqu'à ces dernières années, l'exploration était surtout axée sur les pièges structuraux d'où vient l'essentiel de la production actuelle. De nouveaux outils et concepts permettent maintenant de mieux appréhender d'autres types de pièges, en tenant compte de leurs contextes géologiques respectifs (wec, 1995).

**I.2.6.1. Les pièges structuraux :**

Il s'agit de plis anticlinaux formés lors des différentes phases tectoniques. Ces structures sont présentes dans tous les bassins et se caractérisent par une géométrie particulière. En effet, dans le bassin Triasique, il existe de nombreux anticlinaux créés par l'inversion tectonique. Dans le bassin d'Illizi, ils sont associés à des failles inverses à fort pendage et à des décrochements. Les anticlinaux développés sur les failles inverses à pendages faibles sont connues dans certaines régions telles que la cuvette de Sbaa (wec, 1995).

**I.2.6.2. Autres pièges :**

A l'exception des diapirs, la plate forme saharienne renferme l'ensemble des pièges connus. Cependant aucune découverte majeure n'a été faite hors du domaine structural. Les

---

priorités mises sur la recherche de nouveaux prospects permettent d'espérer des résultats. La réinterprétation des données et l'utilisation de nouvelles méthodes ont déjà permis de reconnaître des anomalies sismiques liées à la présence des pièges non exploités à ce jour (wec, 1995).

#### **I.2.6.2.1. Pièges stratigraphiques :**

Les réservoirs sont généralement des corps gréseux fermés par des biseautages latéraux. Parmi les bassins les mieux étudiés, on cite le Bassin d'Illizi avec les biseaux d'érosion du Dévonien (réservoirs F3, F4 et F6) autour du môle d'Ahara ou bien encore les unités gréseuses régressives du môle de Tihemboka (réservoir Dévonien F6). Enfin à l'Oued Mya, ce sont les lentilles gréseuses du Trias qui contribuent le réservoir (wec, 1995).

#### **I.2.6.2.2. Pièges récifaux :**

Ils sont essentiellement connus dans les calcaires carbonifères du bassin de Béchar et du sillon de Bénoud (wec, 1995).

#### **I.2.6.2.3. Pièges hydrodynamiques :**

Le réservoir F6 du gisement de Tin Fouyé dans le bassin d'Illizi est un bon exemple (wec, 1995).

#### **I.2.6.2.4. Barrière de perméabilité :**

Ce type de pièges caractérise surtout les réservoirs gréseux de l'Ordovicien des bassins d'Illizi et de l'Ahnet (wec, 1995).

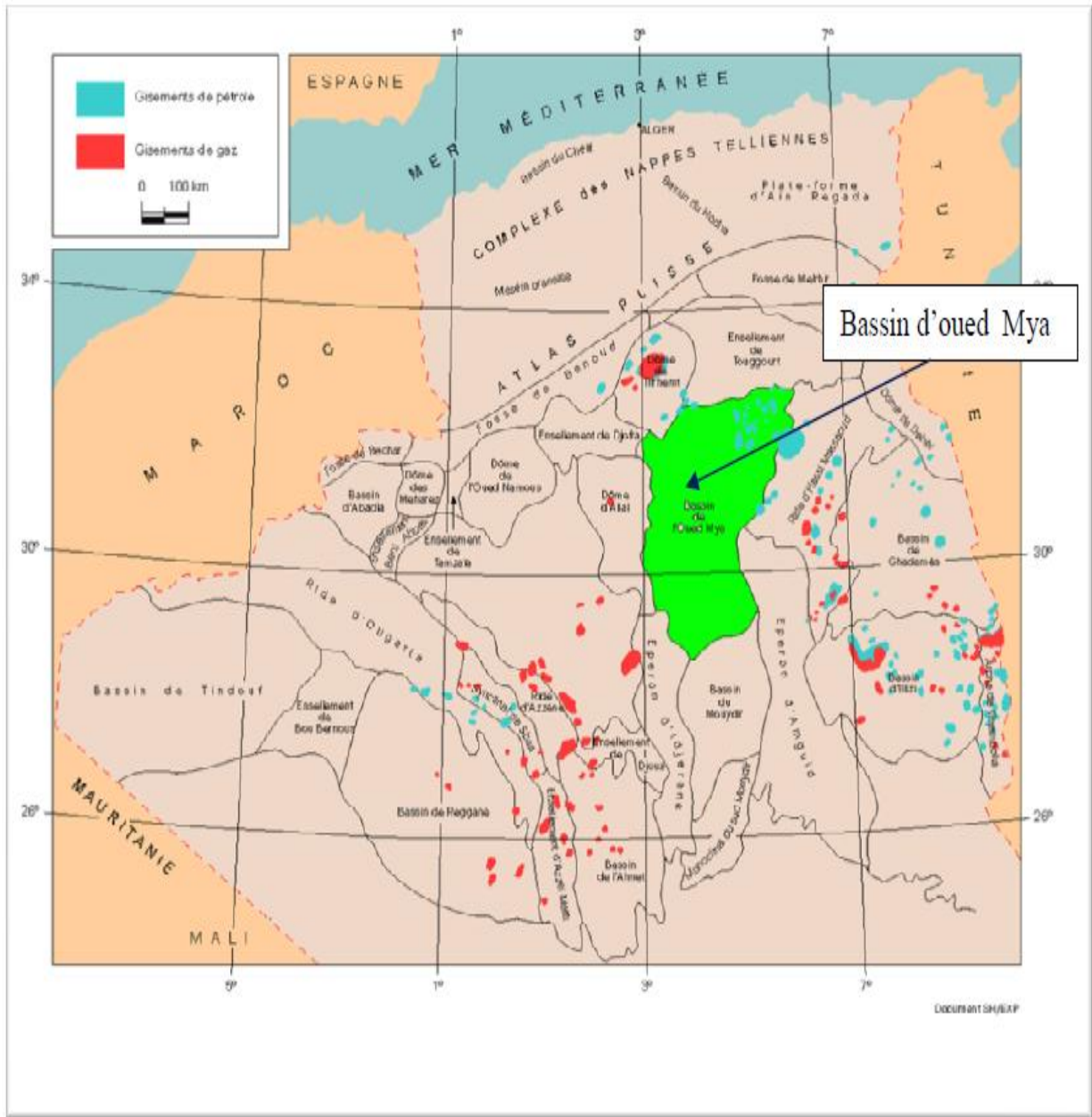
---

**I.3. CADRE LOCAL :****I.3.1. La dépression de l'Oued Mya :**

La région de Oued Mya se situe dans la partie Nord du Sahara algérien; elle se localise plus précisément dans la province centrale (Busson) (fig.02). Cette région présente une configuration d'une dépression, allongée et orientée Nord-Est – Sud-Ouest acquise au cours du Paléozoïque ; elle est limitée :

- Au Nord par la zone haute de Djamaâ-Touggourt constituée de terrains d'âge Cambrien et Ordovicien reposent sur un socle rhyolitique anti cambrien ;
- Au Nord-Ouest, le môle de Talemzane-Hassi R'mel ;
- Au Sud-Est, le môle de Hassi-Messaoud qui se prolonge au nord par la zone haute de Touggourt ;
- A l'Est, on note la présence d'un axe positif constitué par la dorsale d'El-Agreb, El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Hassi-Messaoud au Nord.

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de l'Oued Mya, elle se situe au Nord de la dépression (fig.03). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidente orientée Nord-Est – Sud-Ouest . Elle est séparée du bourrelet d'Erg-Djaoud par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400m, sa largeur varie de 25 à 30km au Sud-Ouest et de 8 à 10km au Nord-Est.



**Fig.02** - Situation géographique de l'Oued Mya (SH).

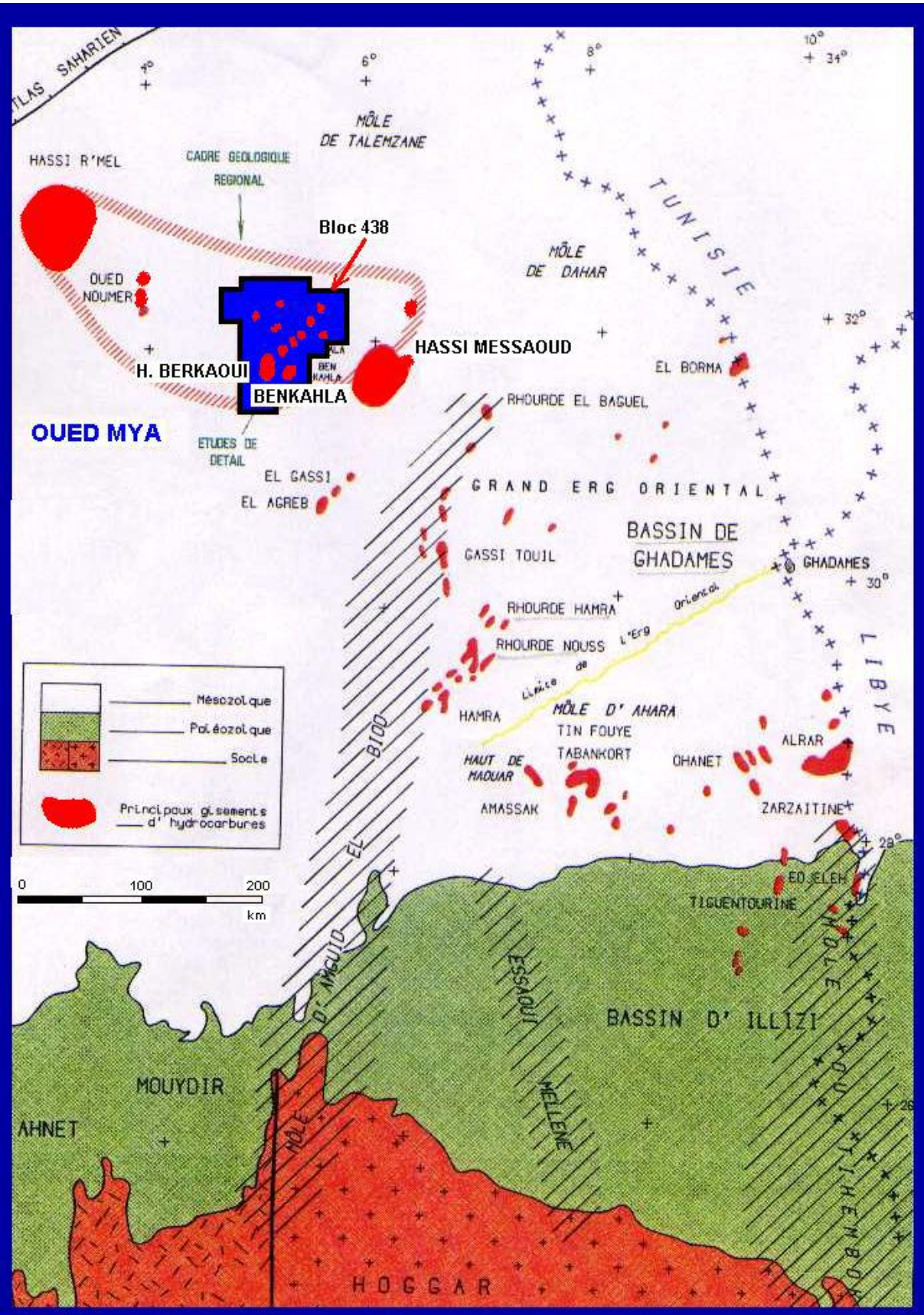


Fig.03 : Situation Géologique de la région Haoud Berkaoui (BEICIP, 1992).

### **I.3.2. Situation géographique de la région de Haoud Berkaoui :**

La région de Haoud Berkaoui représente l'une des principales zones d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle fait partie du bloc 438 situé au Nord de la dépression de l'Oued Mya (fig.04). Cette région se trouve à une trentaine de kilomètres au Sud-Ouest de Ouargla, elle se trouve entre les deux régions de Hassi-Messaoud et de Hassi-R'mel, à 700km au Sud-Est de la capital Alger et, à environ 100km à l'Ouest de Hassi-Messaoud à une altitude de 220m.

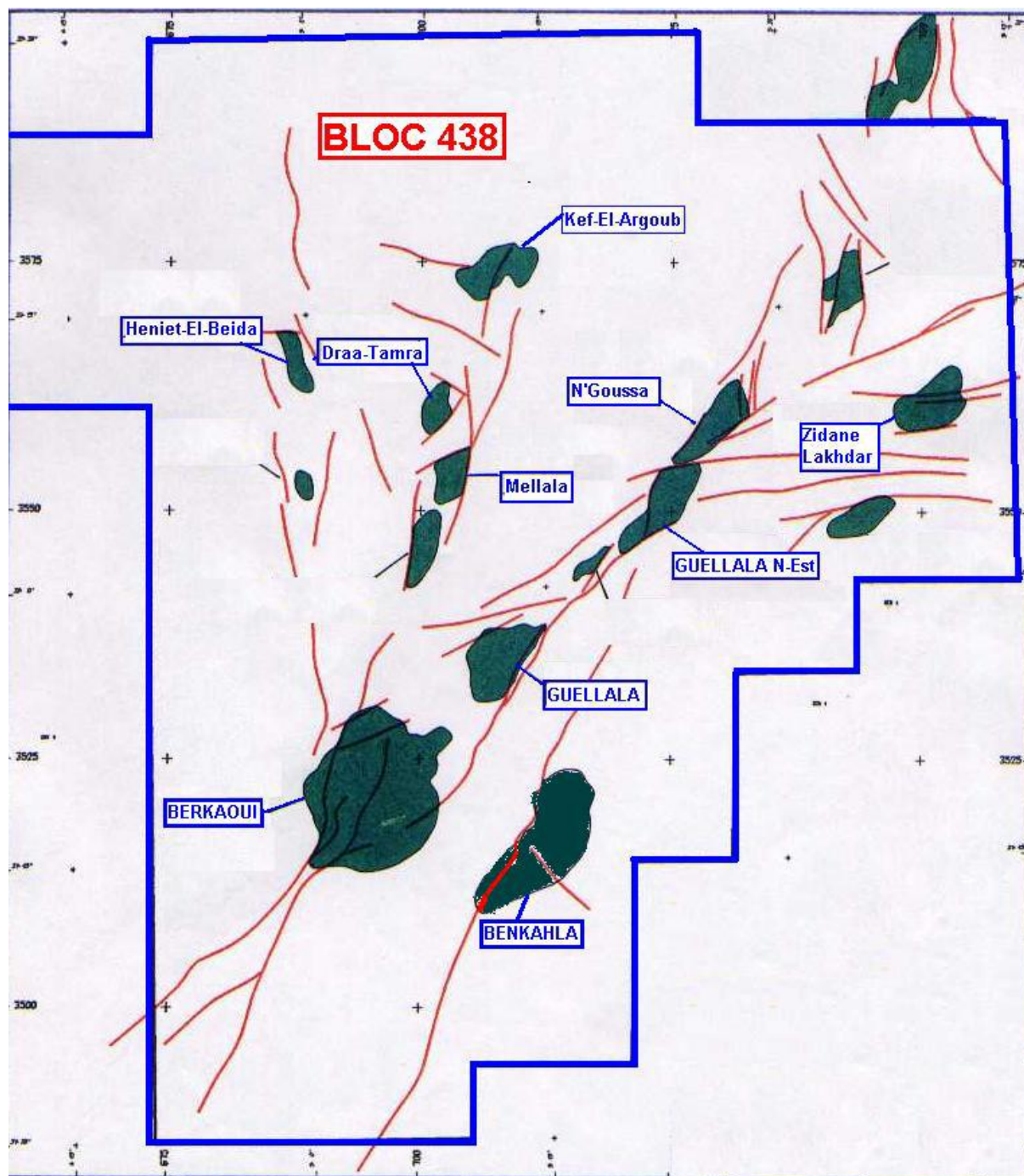
Cette région est importante en raison de la production des hydrocarbures de notre pays. Elle s'étend du Sud-Est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême de Boukhzana près de la route principale de Touggourt. La zone pétrolière de Haoud Berkaoui comprend trois champs importants : champ de Berkaoui (HBK) ; champ de Benkahla (BKH) ; champ de Guellala (GLA) ; ainsi que d'autres petits champs périphériques.

### **I.3.3.Historique de la région :**

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de connaître l'existence de deux(02) structures appelées : Haoud Berkaoui et Benkahla toutes les deux situées sur une superficie d'exploitation de 1600km<sup>2</sup> (rapport interne SH).

Le champ de Haoud Berkaoui fût découvert en Mars 1965 par la compagnie française du pétrole algérien (CFPA) par le forage du puit OK101 situé au toit de la structure. Ce puits a localisé une accumulation d'huile légère d'une densité de 43° API (d=0.8) dans la série inférieure (SI) du trias argilo-gréseux (TAG). Il s'étend sur une superficie de 175km<sup>2</sup>. Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327.8m (première formation Paléozoïque rencontré sous la discordance triasique). La mise en production de ce gisement a eu lieu en Janvier 1967. La profondeur moyenne est de 3550m, il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression





**Fig.04** - Localisations des Réservoirs du Bloc 438 (BEICIP, 1992).

La région a été gérée par Hassi-Messaoud jusqu'à 1977 et à partir de cette année, Haoud Berkaoui est devenu autonome (Beicip, 1992).

Le test de production effectué par la CFPa donna un débit de  $11\text{m}^3/\text{heure}$  avec une pression de gisement de  $520\text{kg}/\text{cm}^2$  et un GOR de  $101\text{m}^3/\text{m}^3$ . Ce test réussit était promoteur, il persuada les producteurs à implanter d'autres puits aux alentours de la structure, ce qui a permis de mettre en évidence d'autres gisements périphériques.

A ce jour, 100 puits sont en exploitation, repartis sur l'ensemble des champs dont 73 puits en gaz lift et 27 éruptifs. Les autres puits qui sont au nombre de 26 sont des puits injecteurs d'eau du maintien de pression.

La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de  $\text{m}^3$ , pour des réservoirs en place de 472 millions de  $\text{m}^3$ . Toutes les quantités d'huile et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de productions de la région. Les activités principales de la région sont :

- La production d'huile et du condensât ;
- La production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift) ;
- L'injection d'eau ;

### **I.3.4. Etude du champ de Haoud-Berkaoui :**

#### **I.3.4.1. Aspect structural :**

La structure de Haoud Berkaoui est une vaste anticlinale faillée avec une fermeture structurale à la cote (3324m) et une surface fermée de  $175\text{km}^2$  ; elle constitue la plus grande structure du bassin de Oued Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un horst central. Elles sont notées (f1, f2) et leur rejet peut atteindre 150m au toit de la structure.

Le toit du Trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300m au dessus du contact huile/eau.

### **I.3.4.2. Stratigraphie du champ de HBK :**

La dépression de l'Oued Mya au centre de la province triasique, affectés par le cycle orogénique hercynien. Ce dernier a permis le dépôt d'une surface érodée dite discordance hercynienne séparant ainsi deux séries de deux ères géologiques différentes :

- La série paléozoïque de l'ère primaire qui comprend les roches mères ;
- La série mésozoïque de l'ère secondaire qui renferme les principaux réservoirs de Haoud Berkaoui ;

La série stratigraphique de Berkaoui se présente 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 absents. Le Trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (fig.06).

#### **I.3.4.2.1. Le Cénozoïque :**

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Mio-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50m environ. Il est constitué d'alternance de grès roux et beiges, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sables blancs et de grès peu consolidés. Cette formation géologique repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

Age T E R T I A I R E	Prof Moyenne		Etages Mio-pliocene	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur 0 à 60m	
	Mio- Pliocène						
C R E T A C E	S U P	65	S. Carbonaté		Gres et Argiles	0 à 700m	
			S. Anhydritique		Calcaire dolomique		
			S. Salifere		Anhydrite dolomie et argile		
C R E T A C E	I N F E R I E U R	752	Turonien		calcaire crayeux	300 à 900m	
			Cenomanien		argile grise, anhydri. blche. dol. marnes		
	S U P	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.
				Neocomien			Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.
J U R A S S I Q U E	S U P	1969	MALM		Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marne.	120 à 300m	
	M O Y	2200	Dogger argil.		Argile indurée.		
			Dogger Lag.		Anhyd. et dolomie		
			(Anhydritique Massive		Anhydrite massive, blanche intcl. de dolomie et argile.		
			Sel massif I		sel massif hyalin		
			Horizon "B"		Argile dolomitique		
			Sel +Anhydr		sel massif p. arg. plastique		
			Sel Massif II		Sel massif incolore à rose		
			Argiles Sup. s2		Arg. plastique salifere calcaire dolomitique		
	T R I A S	A R G I L O - G R E S E U X	3360	Argilo-sal. S4			sel incolore
argile inf.					Argile silteuse		
T2					Grès fin argilo-silteux		
T1					Grès Argileux		
Andesites					Andesite altérée		
G O T H L A N D I E N	A R G I L O - G R E S E U X	3600	Serie Infer.		Grès fin à moyen	100 à 250m	
			Argile noire. gres fin à moyen .		300 à 900m		

Fig.05 : Colonne lithostratigraphique type de Haoud-Berkaoui (Sonatrach).

**I.3.4.2.2.Le Mésozoïque :**

Il se compose de :

**I.3.4.2.2.1.Crétacé :**

Il est sur toute l'étendue du bassin. Sa partie inférieure comporte des grés et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure composée essentiellement des carbonates et des sédiments argileux marins, sa subdivision du bas vers le haut est comme suit :

- **Néocomien :**

C'est un ensemble argileux, carbonaté par endroit avec quelques intercalations d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 180m ;

- **Barrémien :**

Il est constitué de grés bruns rouges, fins à moyens, qui passe à des sables fins à grossiers avec des intercalations d'argiles et de calcaires. Son épaisseur est de 350m ;

- **Aptien :**

C'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue. Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 10 à 30m qui est facilement identifiée lors du forage et sur les logs de diagraphie ;

- **Albien :**

C'est un ensemble de grés et d'argiles de 400 à 470m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques ;

- **Cénomaniien :**

C'est une alternance de grés et d'argiles dolomitiques accompagnée d'une présence d'anhydrite, son épaisseur moyenne est de 130m ;

- **Turonien :**

Il est constitué d'un dépôt marin carbonaté légèrement dolomitique dont la partie supérieure est un calcaire avec de fins passées argileuses à la partie inférieure. Son épaisseur moyenne est de 80m ;

- **Sénonien** : Il est composé de :
  1. **Sénonien lagunaire** : à base constitué essentiellement d'anhydrites et de carbonates dont l'épaisseur est de 400m environ ;
  2. **Sénonien carbonaté** : au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, et dont l'épaisseur moyenne est de 160m ;

#### **I.3.4.2.2.2. Le Jurassique :**

Il comprend de bas au haut :

- **Lias salifère** :

C'est une formation de 80m d'épaisseur, formée de sels massifs avec des fines passées d'argiles ;

- **Lias anhydritique** :

C'est une alternance à dominance anhydritiques, son épaisseur est de 260m environ ;

- **Le Dogger** :

Il comprend :

1. **Dogger lagunaire** : Il est constitué de marnes et d'argiles grises avec des intercalations d'anhydrites blanches, son épaisseur est de 110m environ ;
  2. **Dogger argileux** : il est constitué d'argiles grises, tendres à plastique parfois siliceuse, son épaisseur est de l'ordre de 205m ;
- **Malm** :

Il est constitué d'argiles rouges, tendres à plastiques parfois sableuses à passées de dolomies beiges cristalline dure, son épaisseur peut atteindre les 200m ;

#### **I.3.4.2.2.3. Trias :**

Il est représenté par :

- **Le trias argileux gréseux** :

Il renferme les principaux réservoirs de la région. Il est constitué de bas en haut de :

1. **Série inférieure** : elle représente le principal réservoir de la région avec une épaisseur de 50m, constitué par des roches gréseuses intercalées par des roches argileuses ;
  2. **Série éruptive** : c'est une série volcanique avec une épaisseur variable constituée par des roches éruptives ;
  3. **Trias argilo-gréseux T1** : cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34m, elle est constituée de :
    - Argiles brunes-rouges à grises, dolomitiques et silteuse par endroit ;
    - Grés fins gris à brun-rouge à ciment d'argile et carbonaté ;
    - Argiles brunes-rouges légèrement dolomitiques ;
  4. **Trias argilo-gréseux T2** : cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa composition, elle n'est exploitée que dans quelques puits. Elle est constituée par des grés fins cimentés par du sel.
- **Le trias salifère** : c'est une alternance de sels, d'anhydrites et d'argiles, son épaisseur est de l'ordre de 450m.

#### I.3.4.2.3. Paléozoïque :

Le Gothlandien a été le premier et la seule formation paléozoïque reconnue entièrement sous la discordance triasique. Il constitue la roche mère principale du bassin triasique, dont l'épaisseur est de 20m. Il est représenté par des argiles indurées et silteuses à noires, quelquefois plastiques, avec des intercalations de grés fins blancs à gris beiges. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653m.

#### I.3.4.3. Caractéristiques du réservoir :

La structure de Haoud Berkaoui se situe sur le bourrelet Est de la dépression de l'Oued Mya. Le terrain d'âge mésozoïque repose en discordance hercynienne sur les terrains plissés paléozoïque. Au niveau de la région de HBK, le mésozoïque repose sur le Gothlandien argileux.

On distingue deux blocs au niveau du gisement de HBK, divisés par deux failles majeures d'orientation Sud-Ouest – Nord-Est (bloc des OKN à l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI), dont deux sont productifs (T1 et SI), et le troisième niveau (T2) est généralement compact.

Le réservoir de Haoud Berkaoui est caractérisé par :

- La profondeur moyenne est de 3550m ;
- Les réservoirs initiaux sont estimés à  $143.9 \cdot 10^{+6} \text{ stm}^3$  ;
- La pression initiale du gisement est  $518 \text{ kg/cm}^2$  pour les OKJ à la côte de référence 3100m ;
- La pression de bulle est de  $189 \text{ kg/cm}^2$  pour les OKJ et  $193 \text{ kg/cm}^2$  pour les zones des OKN ;
- La température du réservoir est  $100^\circ\text{C}$  ;
- Le contact huile/eau initial était à 3324m ;

#### **I.3.4.4. Aperçu sur les 3 réservoirs :**

La région de Haoud Berkaoui est caractérisée par la présence de trois réservoirs qui sont :

##### **I.3.4.4.1. Série inférieure :**

C'est le réservoir principal de la région. Ce gisement est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métriques à décimétriques en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques (fig.07) ;

##### **I.3.4.4.2. Trias argilo-gréseux T1 :**

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Il comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo-carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement (fig.07);

##### **I.3.4.4.3. Trias argilo-gréseux T2 :**

Ce réservoir directement sus-jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais il est généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet. Les porosités varient de 2 à 4% avec



des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques (fig.07).

Age	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S  A R G I L O  G R E S E U X	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de grés beige à cim. argilo-dolomitique	20 à 25m
	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de grés beige ciment argilo siliceux fine altercal. de grés gris-blanc.	25 à 30 m
	ERUPTIF		Andésite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates. Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Fig.06 - Section stratigraphique des 3 réservoirs du Trias argilo-gréseux.

# **Chapitre II :**

## **Notions des**

### **diagraphies**

**Introduction :**

Pour mieux connaître les réservoirs pour les exploiter de façon optimale a conduit au développement de techniques particulières et à la collaboration des spécialistes de différentes disciplines : géologues, géophysiciens, diagraphistes, et producteurs. Les informations fournies par chacun des métiers sont complémentaires et il est alors indispensable de trouver des liens entre ces disciplines.

L'étape principale de la recherche et de la prospection est l'exécution des forages d'explorations. En effectuant les opérations de forage, on cherche à déterminer la coupe géologique, à relever les caractéristiques lithologiques, pétrographiques et pétrophysiques des terrains traversés par le sondage, à détecter les substances minérales utiles dans ces terrains et à déterminer leur quantité.

Pour la prospection et l'exploration, on utilise, sur le terrain les différentes méthodes géophysiques (sismique, prospection électrique...). Ces méthodes utilisées pour l'étude de la coupe géologique des sondages et pour localiser les minéraux, désignées sous le nom de « diagraphies ».

Les diagraphies apportent une assistance considérable dans la détermination des roches traversées et dans la détermination de leur séquence. Elles permettent de détecter les substances minérales utiles (pétrole, gaz,...).

La décision de poursuite ou d'abandon du forage ou de tubage et d'équipement du puits, ne se prend généralement qu'après étude approfondie des diagraphies différées enregistrées, étude réalisée soit sur le site du forage, soit au bureau à l'aide de programmes appropriés.

Le choix d'un programme de diagraphies, il faut connaître les conditions de mesure, les caractéristiques des formations et les problèmes à résoudre. Actuellement les diagraphies constituent à l'heure actuelle la principale documentation géologique des terrains traversés par le sondage.

**A. Les paramètres recherchés (Boyer et Mari, 1994) :**

- La densité de la matrice  $\rho_{ma}$  (la matrice correspond à la fraction solide de la formation à l'exception de l'argile) ;

- La porosité utile  $\phi_u$  : rapport du volume de pores (non inclu l'argile contenue dans la formation) au volume total de roche ;
- La saturation en eau  $S_w$  de la zone vierge : rapport du volume d'eau libre au volume correspondant à la porosité utile. Le complément à 100% correspond à la saturation en hydrocarbures  $S_{hc}$  ( $S_{hc}=1- S_w$ ) ;
- La saturation en eau  $S_{xo}$  de la zone lavée par le filtrat : rapport du volume d'eau (filtrat) au volume correspondant à la porosité utile après invasion de la formation par le filtrat de boue. Le complément à 100% correspond à la saturation en hydrocarbures résiduels  $S_{hr}$  ( $S_{hr}=1- S_{xo}$ ) ;
- Le pourcentage d'argile  $V_{sh}$  : volume d'argile par rapport au volume total de roche ;
- La résistivité de l'eau de formation  $R_w$  ;
- La densité de l'hydrocarbure  $\rho_{hc}$  ;
- Les paramètres mécaniques des roches.

**B. Les données(Boyer et Mari, 1994) :**

- La résistivité de la boue  $R_w$  ;
- La résistivité du filtrat de boue  $R_{mf}$  et sa densité  $\rho_{mf}$  ;
- La résistivité du mud-cake  $R_{mc}$  ;

**C. Les principaux paramètres classiquement mesurés ou calculés(Boyer et Mari, 1994) :**

- La radioactivité naturelle de type  $\gamma$  (GR) ;
- Le potentiel spontané (SSP) ;
- La résistivité de la formation vierge  $R_t$  (approchée par les résistivités profondes, par exemple ILd ou LLd) ;
- La résistivité de la formation lavée  $R_{xo}$  (approchée par les résistivités proches, par exemple MLL ou MSFL) ;
- La masse volumique globale de la formation ou « densité »  $\rho_b$  ;
- Le facteur d'absorption photoélectrique  $P_e$  ;
- La porosité neutron  $\phi_N$  ;
- Le temps de transit  $\Delta t$  ou lenteur des ondes acoustiques.

**D. Les principales relations utilisées(Boyer et Mari, 1994) :**

Dans une formation « propre » (sans argile) relation d'Archie :

$$\text{Dans la zone vierge : } R_t = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{S_w^n}$$

$$\text{Dans la zone lavée : } R_{xo} = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_{mf}}{S_{x0}^n}$$

Valeur approchées  $a=1$ ,  $m=2$  et  $n=2$ .

$$\text{Dans une formation argileuse : } \frac{1}{\sqrt{R_t}} = \frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aR_w}} S_w^{\frac{n}{2}} \quad (\text{Poupon})$$

(pour la zone lavée, il suffit de remplacer  $R_t$ ,  $S_w$  et  $R_w$  par  $R_{xo}$ ,  $S_{xo}$  et  $R_{mf}$ )

$$\text{Densité : } \rho_b = (1 - \phi_u - V_{sh})\rho_{ma} + V_{sh} \cdot \rho_{sh} + \phi_u \cdot \rho_f$$

$$\text{Neutron : } \phi_N = (1 - \phi_u - V_{sh}) \phi_{N_{ma}} + V_{sh} \cdot \phi_{N_{sh}} + \phi_u \cdot \phi_{Nf}$$

$$\text{Sonique (Wyllie) : } \Delta t = (1 - \phi_u - V_{sh}) \Delta t_{ma} + V_{sh} \cdot \Delta t_{sh} + \phi_u \cdot \Delta t_f$$

**II.1.Objectifs des diagraphies :**

Les diagraphies sont enregistrées pour :

- Etablir des corrélations de puits à puits ;
- Vérifier et corriger les côtes des données relatives à la colonne lithologique établie habituellement grâce aux déblais ;
- Interpréter qualitativement les renseignements obtenus pour en déduire les paramètres de production et l'étude des réservoirs ;
- Interpréter quantitativement ces mêmes données ; des épaisseurs utiles et du contact hydrocarbure/eau, venus de gaz...)
- Résoudre les problèmes particuliers (qualité de cimentation, détection des épaisseurs utiles et du contact hydrocarbure/eau, venus de gaz...)

L'utilisation des diagraphies déborde largement le cadre des études de réservoir. Les ingénieurs de réservoir et de production ne sont plus les seuls à exploiter les données diagraphiques mais aussi les géologues et les géophysiciens.

Le lien qui unit les paramètres diagraphiques et géologiques, et plus précisément de la filiation des mesures diagraphiques à la géologie, il faut considérer les données diagraphiques comme des données géologiques et leur appliquer les mêmes principes et méthodes. Toute interprétation des diagraphies est en soi une interprétation géologique. Il convient donc d'observer, décrire, analyser, interpréter les diagraphies comme toute interprétation géologiques ».

Une interprétation des diagraphies de qualité doit non seulement s'appuyer sur une analyse précise, complète et détaillée des données qu'elle apportent mais aussi se fonder sur une bonne connaissance du principe des outils et sur les notions géologiques .

## **II.2. PRINCIPE DES OUTILS DIAGRAPHIQUES :**

### **II.2.1. Potentiel spontané :**

Cet outil mesure la différence entre le potentiel, fixe, d'une électrode de surface et le potentiel, variable, d'une électrode se déplaçant dans le trou de sonde. Le potentiel spontané se mesure en millivolts, et son symbole est PS.

Cette différence de potentiel est liée à des phénomènes :

- Electrocinétique ou d'électrofiltration qui se développent lorsqu'un électrolyte traverse un milieu poreux non métallique ;
- Electrochimiques se développant lorsque deux type de fluides de salinité différente sont en contact directe ou par l'intermédiaire de membranes semi-perméables. Les argiles jouent généralement ce type de rôle (potentiel de membrane).

#### **A-Facteurs influents :**

Le potentiel spontané dépend :

- Dans une certaine mesure, mais le plus souvent très accessoirement, de la présence de certains minéraux (hématite, sulfure métalliques, minéraux natifs) ;
- De la présence d'argile soit comme roche encaissante soit à l'état disséminé dans les formations, c'est-à-dire sa répartition (laminée, structurale, dispersée) ;
- De la porosité, de la compacité et de la perméabilité de la roche ;
- De la salinité des fluides en présence dans les formations et dans le trou de sonde ;
- De l'épaisseur des bancs ;

- Des contrastes de résistivité entre les différents milieux en présence ;
- De la température de la formation ;
- Une augmentation du diamètre du trou a pour effet de diminuer la déflexion du PS ;
- Plus la couche sera mince, plus la déflexion sera atténuée ;
- En ce qui concerne la résistivité des milieux en présence ;
- Quand le rapport  $R_t/R_m$  croît, la déflexion diminue ;  
 $R_t$  : résistivité de formation.
- Quand le rapport  $R_s/R_m$  croît, la déflexion augmente ;  
 $R_s$  : résistivité des épontes.
- Quand le rapport  $R_{x0}/R_m$  croît, la déflexion croît ;  
 $R_{x0}$  : résistivité de la zone envahie.

### **B- Application :**

De l'étude des facteurs géologiques influençant la mesure, il découle que la courbe du PS va être utilisée pour :

- La détection de couches poreuses et perméable : au droit de ces couches il y a présence d'une déflexion de PS ;
- La détermination de la résistivité de l'eau de formation  $R_w$ .
- Définition de la lithologie, reconnaissance des niveaux argileux et estimation de teneur en argile d'un réservoir ;
- Analyse faciologique et séquentielle, par l'étude de la forme de la couche ;
- Corrélations ;
- Indication possible de la saturation en huile ou gaz des sables argileux ;
- Indication possible du contact gaz-eau dans les bancs argileux ;

### **C- Principe d'interprétation :**

Sur les logs de diagraphies de PS, les déflexions négatives correspondent aux formations sableuses et carbonatées perméables et les déflexions positives aux formations argileuses.

**II.2.2. Résistivité :**

(Les outils électriques (ES), Laterolog, Microlog, Microlaterolog, à focalisation sphérique (SFL et MSFL), et induction)

On envoie un signal, dans la formation soit à l'aide d'électrodes, soit à l'aide de bobines d'induction et on mesure soit le potentiel d'une électrode située à quelque distance, soit la force électromotrice engendrée dans une bobine réceptrice par les courants de Foucault eux-mêmes engendrés dans la formation par le champ électromagnétique produit par la bobine émettrice. Ces paramètres sont fonction de la résistivité de la formation.

La résistivité est exprimée par le symbole R et son unité est l'ohm-mètre.

**A-Facteurs influents :**

Elle dépend des facteurs suivant :

- La composition de la roche : nature et pourcentage du « contenant » c'est-à-dire des éléments solides (grains, cristaux, ciment) composant la roche et de la nature de la composition du « contenu » donc des fluides présents dans les pores de la roche ;
- Le pourcentage des fluides dans la roche (porosité) et dans les pores (saturation) ;
- La texture de la roche : taille, forme, arrangement, classement, orientation des grains ou des cristaux, volume de matrice et de ciment.
- La structure de la roche : massive ou hétérogène, laminée, granoclassée, plissée ou fracturée ; épaisseur des bancs ;
- La température ;
- L'influence de la colonne de boue ;

**B- Application :**

Les principales applications de la mesure de résistivité sont les suivantes :

- Mesure de la saturation en eau en hydrocarbures dans la zone vierge et la zone lavée des formations réservoirs.

On détermine  $R_{x0}$  à l'aide des microdispositifs et  $R_t$  à l'aide des macrodispositifs et en introduit éventuellement quelques corrections à l'aide d'abaques.

- Calcul de la porosité en passant par le calcul du facteur de formation :  $F = R_{x0}/R_w$  et par ailleurs :  $F = a/\varphi^m$  ;



- Calcul de la résistivité de l'eau interstitielle : connaissant la porosité, on détermine  $R_{md}$  à l'aide d'un microdispositif et  $R_w$  à l'aide d'un macrodispositif donnant  $R_t$  ;
- $F$  peut être déterminé à partir d'un sonique, d'une densité ou d'une combinaison neutron-densité ;
- Corrélations ; basé sur le principe de similitude, certains intervalles présentent la même figure diagraphique sur une épaisseur plus au moins grande ;
- Etude de la compaction des formations argilo-sableuses essentiellement l'évolution de la résistivité avec la profondeur ;
- Applications lithologiques et sédimentaires : une étude approfondie de la résistivité peut apporter des informations lithologiques d'une part ( argilosité par exemple) et sédimentologiques d'autre part (texture de la roche, évolution séquentielle) ;
- Détermination de l'épaisseur des bancs : le latérolog et surtout le microlatérolog et le microlog sont les meilleurs outils de détermination des limites de bancs et leur épaisseur (ech.1/200 et 1/500) ;

### **II.2.3. Diagraphies nucléaires :**

#### **II.2.3.1. Radioactivité naturelle : (Gamma Ray)**

Elle est mesurée à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout du câble. Son symbole est GR et son unité est l'API (American Petroleum Institute).

La radioactivité gamma naturelle est liée à la présence dans les roches d'isotopes radioactifs, émetteurs de rayons gamma, appartenant à la famille des trois éléments radioactifs: le potassium ( $K^{40}$ ), le thorium ( $Th^{232}$ ), et l'uranium ( $U^{238}$  et  $U^{235}$ ), ou à leur descendants.

Les principales roches radioactives sont :

- Les roches plutoniques ou volcaniques acides et acido-basiques ;
- Les arkoses et graywackes, riches en feldspaths et micas ;
- Certains sables riches en minéraux radioactifs (zircon, monazite, sphène, allanite, xénotime), en phosphates ou en glauconie ;
- Les argiles ;
- Les sels de potassium (évaporites potassiques) ;
- Les phosphates ;

- Certains dépôts carbonatés riches en phosphates ou matière organique ;
- Les gneiss, les micaschistes, les phyllades et les ardoises.

### **A-Facteurs influençant la mesure :**

Les facteurs influençant la forme de la courbe du GR sont les suivants :

- Variation statistique : le phénomène de radioactivité est aléatoire ;
- La vitesse d'enregistrement doit être ajustée sur la constante du temps. Elle devra être plus lente que la constante de temps sera grande ;
- Influence de la boue (volume, densité, composition) ;
- Influence du tubage (épaisseur, densité) ;
- influence du ciment (épaisseur, densité, nature) ;
- Epaisseur des bancs : l'amplitude sera plus réduite que le banc sera mince ;

### **B- Application :**

La mesure de la radioactivité naturelle sert à :

- La détermination des formations poreuses et perméables ;
- L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs ;
- Les corrélations entre sondages ;
- La détermination de la lithologie ;
- Les applications sédimentologiques (analyses faciologique et séquentielles) ;

### **II.2.3.2. Spectrométrie du rayonnement gamma naturel : (outil NGS)**

Par une analyse du spectre du rayonnement gamma naturel émis par les formations, on dose les éléments (potassium  $K^{40}$ , thorium  $Th^{232}$  et uranium  $U^{238}$ ) responsable de ce rayonnement. Ces mesures permettent, par combinaison avec d'autres données diagraphiques, de déterminer le type minéralogique de l'argile (kaolinite, chlorite, illite, montmorillonite), mais la présence et le pourcentage d'autres minéraux radioactifs tels que les micas, les feldspaths, les phosphates ou les minéraux lourds porteurs de thorium ou d'uranium, sels d'uranium, souvent liés à la matière organique et aux sels potassiques.

**A-Facteurs influençant la mesure :**

Ce seront les teneurs respectives en Uranium, en Thorium et en Potassium qui influenceront chacune des mesures faites par l'outil.

**B- Facteurs parasites :**

- Constante de temps, vitesse d'enregistrement ;
- Trou de sonde, son influence dépend du diamètre du trou et de la densité de boue ;
- Position de l'outil dans le trou;
- Epaisseur des bancs : l'intensité de la déflexion dépend de l'épaisseur du banc contenant les éléments radioactifs ;
- Présence de tubage , absorbe plus de rayons  $\gamma$  de basse énergie que ceux de forte énergie. Son influence dépendra de son épaisseur et de sa densité.

**C- Application :**

- La détermination des formations poreuses et perméables;
- L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs;
- Détermination de la nature des argiles;
- Détermination de la lithologie;
- Définition des milieux de dépôt;
- Etude de la diagenèse ;
- Corrélation ;

**II.2.4. Radioactivité provoquée :****II.2.4.1. Densité électronique : (Outil FDC)**

On soumet la formation à un bombardement continu de rayons gamma d'énergie égale à 662 keV émis par une source au césium ( $\text{Cs}^{137}$ ), et on mesure à une certaine distance, à l'aide d'un détecteur à scintillation. Cette mesure est proportionnelle à la densité électronique (symbole  $\rho_e$ ) de la formation, laquelle est elle même proportionnelle à la masse volumique globale.

**A-Facteurs influençant la mesure :** ils dépendent

- De la masse volumique des différents minéraux et de leur pourcentage volumique ;
- Dans le cas de roches poreuses, de la volumique des différents fluides et de leur pourcentage dans la roche et dans les pores.

Mais une interprétation correcte impose de tenir compte de l'influence du rapport  $Z/A$ .

**B- Facteurs parasites :**

Il existe des facteurs parasites qui affectent la mesure et l'allure de la courbe et pour lesquelles, nous introduisons des corrections à l'aide d'abaques, ce sont :

- Constante de temps, vitesse d'enregistrement, temps mort et l'épaisseur des bancs ;
- Trou de sonde ;
- Diamètre de trou ;
- Nature du fluide de forage ;
- Présence du mud-cake ;
- Présence d'un tubage ;
- Invasion.

**C- Application :**

La mesure de densité est intéressante pour les géophysiciens. Elle aide à l'interprétation des mesures de gravité et associée à la mesure de la vitesse du son. Elle va permettre une interprétation des profils sismiques à l'aplomb des sondages.

Elle permet également de détecter les zones à gaz et à calculer la porosité dans les formations argileuses et les formations à gaz.

**II.2.4.2. indice d'hydrogène-neutron :** (Outil CNT)

On bombarde en continu la formation avec des neutrons d'énergie incidente de l'ordre de 4 à 6 MeV produits par des sources spéciales (BePu) (Béryllium Plutonium). Ces neutrons sont ralentis, surtout par les collisions avec les atomes légers d'hydrogène et atteignent un état thermique (énergie égale à 0.025eV). Un détecteur situé à une certaine distance de l'émetteur mesure la densité de neutrons thermiques.

Cette mesure (symbole  $I_{H_N}$  ou  $\varphi_N$ , sans unité) dépend, du nombre d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans la formation, ceux-ci étant soit liés à l'eau ou aux hydrocarbures (donc à la porosité et à la saturation), soit à la composition moléculaire de la roche.

#### **A-Facteurs influençant la mesure :**

- L'hydrogène : possédant le plus fort pouvoir de ralentissement ;
- Chlore : élément ralentisseur de par sa section de capture ;
- Matrice : les principaux éléments constituant les roches sédimentaires contribuent au ralentissement et à la capture des neutrons ;
- Argiles : contenant de l'hydrogène dans leur réseau cristallin ;
- Eau salée : Na Cl dissout dans l'eau a pour effet de prendre la place de l'hydrogène et donc de réduire l'indice d'hydrogène ;
- Hydrocarbures : les liquides ont le même indice d'hydrogène que l'eau sauf qu'ils sont très légers. Le gaz a un effet très important sur la mesure ;
- Composition de la roche ;
- Texture de la roche ;
- Température, pression ;
- Milieu de dépôt.

#### **B- Facteurs parasites :**

- Constante de temps, vitesse d'enregistrement, temps mort, épaisseur des bancs ;
- Trou de sonde ;
- Présence du mud-cake ;
- Présence du tubage ;
- Invasion.

#### **C- Application :**

La mesure de l'indice d'hydrogène-neutron est utilisée pour :

- La mesure de la porosité neutron  $\varphi_N$  (lire sur le log). Cette porosité doit être corrigée de l'effet des argiles par la relation :

$$\varphi_{N\text{corr}} = \varphi_N - V_{\text{sh}} \cdot \varphi_{N\text{sh}}$$

- La différenciation des zones à gaz, zones à huile ou à eau ;

- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies ;
- Les analyses sédimentologiques ;
- Corrélations

### **II.2.5. Diagraphies acoustiques :**

#### **II.2.5.1. Diagraphie sonique : Mesure du temps de trajet des ondes acoustiques (BHT)**

L'outil BHT mesure le temps mis par l'onde longitudinale la plus rapide pour parcourir la distance entre l'émetteur et le récepteur. Le temps de trajet, dont le symbole est  $\Delta t$ , est exprimé en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

#### **A-Facteurs influençant la mesure :**

Ces temps de trajet dépendent :

- De la nature lithologique de la roche, au travers de sa masse volumique et des paramètres d'élasticité de ses constituants ;
- De la nature des fluides présents dans la roche ;
- De la texture ;
- De la structure : homogénéité ou hétérogénéité, présence de laminations, de fractures, pendage des couches et des fractures ;
- De la pression et de la température ;

#### **B- Application :**

- La mesure du temps de parcours du son est exploitée pour la détermination de la porosité des réservoirs ;
- Elle aide avec le CNL et le FDC à la détermination de la lithologie ;
- On l'exploite pour l'étude de la compaction des formations argilo-sableuses ;
- En la comparant la mesure à celle d'autres dispositifs (neutron- densité- résistivité) on peut différencier le contenu en fluide des formations ;
- Utilisée pour les corrélations ;
- Peut être utilisée pour la détermination de l'épaisseur des bancs.

## II.2.6. Diagraphies d'étude de la géométrie du puits :

### II.2.6.1. Diagraphie du diamètreur : BGT

Le BGT est un dispositif à quatre bras permettant d'obtenir deux mesures de diamètreur indépendantes.

Les bras s'ouvrent de 4 à 30 ou 40 pouces, selon le diamètre maximum escompté. Ces diamètres ont une bonne résolution verticale du fait de la très faible surface de contact entre les bras et la paroi du puits.

Le BGT fournit une mesure continue de la déviation du trou, de l'azimut de la déviation et de l'orientation des diamètreurs par rapport au nord magnétique.

Toutes les informations peuvent être enregistrées sur bande magnétique pour traitement sur ordinateur afin d'obtenir un profil de sondage, de calculer la profondeur réelle et de remettre en profondeur réelle toutes les autres diagraphies enregistrées dans le puits.

#### A- Facteurs influençant le diamètre du trou :

Le diamètre du trou dépend de la lithologie :

- $= D_{\text{outil}}$  dans les formations consolidées ;
- $> D_{\text{outil}}$  dans les formations meubles et dans les sels ;
- $< D_{\text{outil}}$  dans les argiles gonflantes et dans le dépôt du mud-cake.

Il dépend de la texture et de la structure qui conditionnent d'une part la porosité et la perméabilité, donc le développement des phénomènes d'invasion avec les dépôts de mud-cake sur la paroi du trou, conduisant à un rétrécissement du diamètre, d'autre part, le litage, la schistosité et l'effritement, et par la possibilité d'une microfissuration provoquée par l'outil et les effets des argiles consolidés calcaires en plaquettes, ou d'une fracturation en liaison avec les phénomènes tectoniques.

#### B- Application :

- La reconnaissance des zones poreuses et perméables, et calcul de l'épaisseur du mud-cake ;
- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume du ciment ;

- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage de jackers d'essai de formations ;
- La correction des mesures des différentes diagraphies ;

### II.2.6.2. Pendagemétrie : (Outils HDT et SHDT)

Ces outils sont munis de quatre bras indépendants formant un angle de 90° entre eux, comportant chacun un patin qui sont noyées soit une électrode allongée (HDT), soit deux petites électrodes circulaires d'envoi de courant situées horizontalement à 3cm l'une de l'autre (outil SHDT). Ces outils ont une grande résolution verticale grâce d'une part, à la très petite taille des électrodes (1cm de diamètre) et d'autre part, à un très petit pas d'échantillonnage des résistivités (tous les 5 ou 2.5 mm de déplacement vertical). Ces deux caractéristiques permettent la reconnaissance d'événements sédimentaires très fins.

### II.2.6.3. Imagerie par scanner électrique : (FMS)

Grâce à un dispositif d'électrodes noyées dans un patin on obtient une image électrique de la paroi du trou par conversion en intensité de gris des mesures de résistivité de chaque électrode.

## II.3. Interprétation et applications des diagraphies :

La combinaison des mesures effectuées par les différents outils diagraphiques permet de :

- Délimiter les réservoirs, les bancs compacts, les argiles ;
- Avoir une idée du type de formation;
- Connaître la résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ ) ;
- Estimer la porosité de la formation, son contenu en argile ( $V_{sh}$ ) et en eau  $S_w$  ( $S_{hc}=1-S_w$ ) dans la zone vierge, et celles en hydrocarbure résiduel  $S_{hr}$  et en filtrat de boue  $S_{xo}(S_{hc}=1-S_{xo})$  dans la zone lavée ;
- Estimer la densité de l'hydrocarbure ( $\rho_{hc}$ ).

Des méthodes simples de chantier (Quik look) permettent l'estimation rapide de ces paramètres par simple comparaisons des courbes entre elles.



**Chapitre III :**

**Etude**

**pétrographique,**

**diagénétique et**

**sédimentologique**

**Introduction :**

Les études préliminaires effectuées sur certains puits référenciés de la partie Sud-Est du réservoir de HBK ont montrés que les constituants pétrographiques des grés de ce gisement sont généralement les mêmes, mais leurs pourcentages varient d'un puits à un autre, à cause de l'hétérogénéité de la roche réservoir du champ HBK, constituée par des niveaux gréseux bien consolidés à mal consolidé).

**III.1.Pétrographie du puits OKN-25 :****L'intervalle de 3290.00 – 3279.00 :(Unité-5)**

Il est constitué d'une argile dolomitique ferrugineuse au sommet, surmontant un grés fin moyennement à bien classé à grains de quartz développant entre eux des contacts.

Ces éléments sont corrodés par l'illite et la dolomite, ce qui leur donne des contours irréguliers.

Les micas et les feldspaths sont omniprésents et apparaissent sous forme altérée en illite.

La dolomite se présente en mouchetures éparses dans la matrice argileuse.

Le ciment est argilo-dolomitique, néanmoins on observe un ciment siliceux (2 à 8%) qui se développe dans la partie sommitale.

La présence à la base de cet intervalle des minéraux de calcédoine.

**L'intervalle de 3279.00 – 3268.00 : (Unité-4)**

Il est constitué d'alternances d'argiles gréseuses dolomitiques ou ferrugineuses, de dolomie ferrugineuse et de grés à grains fins, bien classé de diamètre moyen de 200µm, présentant une morphoscopie subanguleuse.

Les feldspaths se présentent localement et en traces. Par contre le taux en micas est considérable et proportionnel au taux des argiles, il varie de quelques traces à 3%.

La cimentation des grains est argileuse au sommet et dolomitique à la base, tandis que le ciment siliceux se manifeste localement (2 à 7%).

**L'intervalle de 3267.80-3258.50: (Unité-3)**

Il est constitué d'alternance de :

- Grés fins à très fins, moyent à bien classé ;
- Argiles gréseuses ;
- Dolomies argileuses ;

Au sein des grés, les quartz sont subanguleux à anguleux. Ils montrent tailles moyennes variant de 100 à 300  $\mu\text{m}$ . Ils sont liés entre eux par un ciment essentiellement argileux, et à taux moins par rapport à la dolomite et la silice secondaire. Les micas et les feldspaths se rencontrent uniquement à la base avec un taux 2%.

La matière organique n'apparaît que sous une forme associée aux argiles.

Les minéraux lourds, représentés par le zircon et la tourmaline se rencontre tout le long de l'intervalle, surtout à la base environ les 2%.

La porosité à été observée, elle est liée à la silice secondaire, ce qui met en évidence son origine secondaire.

**L'intervalle de 3258.50 – 3249.50 : (Unité-2)**

Il est formé par des grés fin à moyens, moyent à mal classé à ciment argilo-dolomitique et siliceux. Les grains de quartz sont subanguleux.

Les ciments des grains sont représentés par l'illite autour des grains de quartz qui apparaissent parfois isolés les uns des autres sous l'effet d'une forte corrosion. La dolomite en plage drusique et en nodules dans lesquelles flottent les quartz et enfin la silice secondaire.

Les feldspaths, les micas et les minéraux lourds sont accessoirement présents et les taux dépassent rarement 1%.

La matière organique est omniprésente, avec un taux de 2%.elle se présente sous forme pyritisée, associée à l'argile.

La présence à la base de l'intervalle de l'anhydrite et des taches d'halite.

**L'intervalle de 3249.50 – 3241.30 : (Unité-1)**

Il est constitué des grés fins à très fins, moyent classé surmonté d'une argile ferrugineuse finement silteuse. Les grains de quartz monocristallins de morphoscopie subanguleuse.

Ils sont corrodés par l'argile et la dolomite. Dans la partie inférieure, les grains sont cimentés en silice secondaire.

La matrice est formée par les ciments suivants :

- Un ciment siliceux présent dans la partie inférieure sous forme d'auréoles est corrodé par l'argile et la dolomite ;
- Un ciment argileux présent le long de l'intervalle et se trouvant corrodé par la dolomite ;
- Un ciment dolomitique bien développé dans la partie supérieure sous forme de plages, mouchetures.

Les feldspaths et les micas sont observés en traces le long de tout l'intervalle.

La porosité faible, de l'ordre de 2% est due à la dissolution de la silice et de la dolomite.

**III.2.Pétrographie du puits OKN- 63 :****L'intervalle de 3480.50 – 3475.00 : (Unité-5)**

Cet intervalle est formé d'une argile dolomitique, micacée finement silteuse, pyriteuse à la base et au sommet et ferrugineuse dans la partie centrale.

**L'intervalle de 3475.00 – 3471.00 : (Unité-4)**

Il est constitué d'une fine passée d'argile silteuse et micacée, surmontant un grés fin à moyen, mal classé, à grains de quartz subanguleux à subarrondis.

L'oxyde de fer est présent le long de l'intervalle à l'état de traces associé à l'argile.

La matière organique bitumineuse est omniprésente avec un taux considérable, surtout au sommet où il atteint les 7%. Elle est associée à l'argile.

La matrice est formée par les ciments suivants :

- L'argile constitue le ciment le plus prépondérant. Elle se présente avec un taux variant de 5% à 15% et dans des endroits les 45%;
- La silice secondaire de nourrissage, observée à la base de l'intervalle (3%), sous forme d'auréoles autour des quartz originels.
- La dolomite : est bien développée à la base où son taux atteint 17%. Elle corrode les grains de quartz. Quant à la porosité, elle est faible à la base, moyenne à bonne au sommet, elle dépasse les 10%. Elle est de type primaire.
- **L'intervalle de 3471.00 – 3463.50 : (Unité-3)**

Il est constitué d'un grés moyen à grossier, mal classé, à éléments microconglomératiques, couronné d'une argile micacé, ferrugineuse et silteuse.

Les grains de quartz sont de morphoscopie subarrondie à arrondie à la base devenant anguleuse à subanguleuse au sommet. Les micas et les feldspaths ont été rencontrés au sommet dans la partie argileuse et leurs taux sont de 5% et 2%.

La matière organique bitumineuse se présente sous forme de taches ou de fines pellicules tapissant les vides entre les grains. Son taux est relativement important variant de 2 à 7%.

La porosité observée est moyenne à bonne, avec un taux allant de 7% à 15%.

#### **L'intervalle de 3463.50 – 3460.00 : (Unité-2)**

Cet intervalle est formé d'une argile ferrugineuse, gréseuse et micacé surmontant un grés très fin à quelques éléments microconglomératique, mal classé, à grains de quartz anguleux flottant dans une matrice argileuse dolomitique.

La porosité observée est très faible à négligeable de 1%, due à quelques vides primaires et à de rares microfissures.

#### **L'intervalle de 3453.20 – 3405.00 : (Unité-1)**

Cet intervalle est représenté par une argile silteuse, dolomitique, micacée et ferrugineuse surmontant des grés fins mal à moyennement classé, enrichi localement en éléments microconglomératiques représentés par les argiles.

Les grains de quartz sont subanguleux, développant entre eux des contacts.

Les feldspaths sont présents le long de l'intervalle avec un taux de 1%, et présentent des traces d'altération. Les micas sont présents avec un taux considérable de 3 à 15%.

La matière organique bitumineuse environ les 10%.

Quant la porosité, est estimée faible. Elle est de type intergranulaire et son taux de 2 à 5%.

### **III.3. Etude diagénétique :**

L'observation des lames minces, a permis de mettre en évidence la présence de différents ciments, et les diverses transformations diagénétiques ayant affectées les sédiments de la série inférieure.

- Développement du ciment siliceux ;
- Transformation des argiles ;
- Mise en place des ciments carbonatés, évaporiques et ferrugineux ;
- Dissolution des ciments, altérations et néoformations liées à la nature des fluides interstitiels ;
- Mise en place des hydrocarbures.

#### **III.3.1. Le ciment siliceux :**

On distingue deux types ; un ciment siliceux précoce et un ciment siliceux tardif :

##### **III.3.1.1. Ciment siliceux précoce :**

Il en un nourrissage des grains de quartz en silice sous forme d'auréole et certains grains en présentent deux, traduisant deux phases de nourrissage.

Les grains de quartz montrent dans la plus part des cas contacts, ce qui favoriserait la précipitation de ce ciment, lors de la circulation des eaux riches en silice.

##### **III.3.1.2. Ciment siliceux tardif :**

C'est une silice secondaire cryptocristalline qui précipite dans les pores.

Son origine est liée d'une part, à un enfouissement progressif induisant des phénomènes de compaction, qui se traduisent sur lames minces par des contacts et même suturés ou stylolitiques (pression, dissolution), ce qui entraîne la libération de la silice à partir des grains et sa remise en place dans les pores disponibles.

D'autre part, elle est liée à l'altération des micas et des feldspaths et à la transformation des argiles, ou encore de la dissolution du quartz lors de l'enfouissement dans les conditions de température élevée et de PH basique.

### **III.3.2. Transformation des argiles :**

L'observation des lames minces, ont mis en évidence, que l'association des minéraux argileux constituant la fraction fine dans la série inférieure de Haoud Berkaoui, est représentée par l'illite et le chlorite et accessoirement par les interstratifiés illite-Montmorillonite-chlorite.

#### **II.3.2.1. Illite :**

Elle est présente dans tous les sondages, avec une proportion importante le long de toute la série étudiée de 50 à 10%.

Elle se présente sous forme de ciment corrodant le quartz et la silice secondaire. Au sommet des séquences, son taux devient important et elle constitue une matrice dans laquelle se trouve les grains détritiques.

#### **II.3.2.2. Chlorite :**

Elle est présente dans tout les puits, et répartie le long de toute la série inférieure, avec un taux considérable de 5 à 15%.

Dans la partie supérieure sont taux atteint parfois les 40%, et se trouve réduit dans la partie inférieure de 5 à 10%.

Elle se présente sous forme d'auréoles frangeantes entourant les grains de quartz, parfois elle remplit les espaces intergranulaires.

#### **II.3.2.3. Illite – Montmorillonite :**

Seule l'analyse radiocristallographique a pue mettre en évidence son origine, sa répartition et uniforme dans la partie inférieure de la série, sauf dans certains puits, où elle n'apparait que localement et son taux est de 5%.

### **III.3.3. Mise en place des autres ciments :**

#### **III.3.3.1. Ciments carbonates :**

Parmi les ciments carbonatés rencontrés, la dolomite et le carbonate le plus abondant.

Sa répartition dans la série est irrégulière et elle abonde dans les niveaux les plus argileux. Elle corrode les grains de quartz, la silice secondaire et l'argile et se trouve par l'anhydrite déposée.

Son origine peut être liée à la transformation tardive des argiles par libération des ions  $Mg^{+2}$  et  $Ca^{+2}$ , ou par précipitation dans les conditions superficielles à partir de solutions riches en  $Mg^{+2}$  et  $CO_2$ .

#### **III.3.3.2. Ciments évaporitiques :**

Ils sont rencontrés en quantités faibles par rapport aux ciments cités précédemment, leur répartition n'est pas uniforme et sont représentés par ; l'Anhydrite, la Barytine et la Halite qui précipitent à partir des eaux naturelles condensées.

##### **III.3.3.2.1. Anhydrite :**

Elle apparaît sous formes de plages et de nodules, ou remplissant les espaces intergranulaire.

Son origine est probablement liée à la circulation des eaux issues des séries évaporitiques supérieure ou à la déshydratation du gypse dans les niveaux où règnent les températures élevées.

##### **III.3.3.2.2. Barytine :**

Elle est observée dans les niveaux gréseux sous forme de plages cimentant parfois les grains de quartz. Elle se précipite à partir des eaux diagénétiques renfermant du baryum.

##### **III.3.3.2.3. Halite :**

Sa présence est révélée par diffraction aux rayons X et par observation sur lames minces en fantômes due à la dissolution. Son taux est faible inférieur à 5%.



**III.3.3.3. Ciments ferrugineux :**

Il est plus abondant dans les argiles et les carbonates que dans les grés. Son taux est de 2 à 5% à l'exception dans certains niveaux où il ne se manifeste qu'en traces. Il est représenté par l'Hématite ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ).

Son origine est liée à différentes sources telles que :

- Conditions oxydantes de surface ;
- Evolution tardive des composés ferreux ;
- Ou suite à la dissolution des carbonates.

**III.3.3.4. Ciments pyriteux :**

La pyrite présente sous forme de petits cubes dispersées ou amas dans l'espace intergranulaire et sous forme associée à l'argile et à la matière organique.

Elle apparaît à la base de la série inférieure et elle est probablement liée au remaniement des séries sus-jacentes très pyriteuses.

La présence de la matrice organique parfois pyritisée, fait penser au processus de réduction par les bactéries des sulfates présents dans le pétrole.

**III.3.4. Dissolution, Altération et Néof ormation liées à la nature des fluides interstitiels :**

Au moment de son dépôt, le sédiment originel est formé des éléments suivants, issus des continents voisins à savoir : le quartz, les feldspaths, les micas, les minéraux lourds et les argiles détritiques.

Dès le début de l'enfouissement, ces éléments se trouvent en déséquilibre chimique avec les fluides interstitiels déjà présents ou introduits ultérieurement.

**III.3.4.1. Dissolution :**

Comme il a été cité précédemment, la dissolution affecte les ciments siliceux, dolomitiques et évaporitiques ainsi que les feldspaths, en créant des vides secondaires.

La dissolution des feldspaths en libérant les ions  $\text{K}^+$  et  $\text{Si}^{+4}$ .

**III.3.4.2. Altération :**

Ce phénomène concerne les feldspaths et les micas dont le taux varie de quelques traces à 2 ou 3%. Les feldspaths sont soumis à l'altération par l'illite et les micas se présentent parfois ouverts et sont altérés en illite et parfois en chlorite.

**III.3.5. Mise en place des hydrocarbures :**

La matière organique bitumineuse est omniprésente son taux varie de quelques traces à 7 ou 8% en moyenne. Elle se présente sous forme pyritisée, associée à l'argile, ou encore en fines pellicules tapissant les contours des vides secondaires et par endroits elle remplit complètement les espaces vides ou son taux atteint les 10% (OKN-63).

D'après THOUVENIN, 1968, les hydrocarbures sont arrivés dans les réservoirs après la deuxième phase de dissolution des carbonates.

Du point de vue diagénétique leur présence semble avoir un rôle non négligeable. Ils peuvent contribuer à la formation de l'oxyde de fer et au dépôt de la pyrite par le biais des bactéries sulfureuses.

**III.4. Sédimentologie :**

Les dépôts du Trias argilo-gréseux inférieur sont composés de dépôt de niveaux gréseux à argileux au sommet. Ces accumulations silico-clastiques sont associées à trois sources d'apport probables.

La première est in-situ. La phase orogénique locale a favorisé l'érosion des niveaux siluriens sommitaux composés d'argiles très pyriteuses.

La seconde tardivement puisée à l'Est et plus précisément au niveau des dômes.

Ces dépôts bien classés, de morphoscopie variable ont été transportés par un moyen hydraulique à des régimes d'écoulement variables et sous un climat relativement aride.

**Conclusion :**

Les résultats pétrographiques révèlent que:

- L'élément majeur est le quartz avec un pourcentage qui varie de 64 à 78%;
- La fraction argileuse se compose essentiellement d'Illite entre 3 à 8% ;
- Le ciment est représenté par le quartz secondaire de 3 à 13% et la calcite de trace à 12%;

En ce qui concerne les résultats de la diffraction RX; ils ont prouvé que:

- La composition des échantillons est principalement gréseux où la teneur en quartz est de 80 et 98% ;
- La dolomie est présentée dans tous les échantillons, elle varie de l'état de trace à 11% ;
- L'Illite de trace à 23.4% et la Chlorite de trace à 5.2% sont deux principaux minéraux détectés dans la fraction argileuse;
- Des traces de Halite, Calcite, Barytine, Anhydride.

**Chapitre IV :**

**Etude des**

**paramètres**

**pétrophysiques**

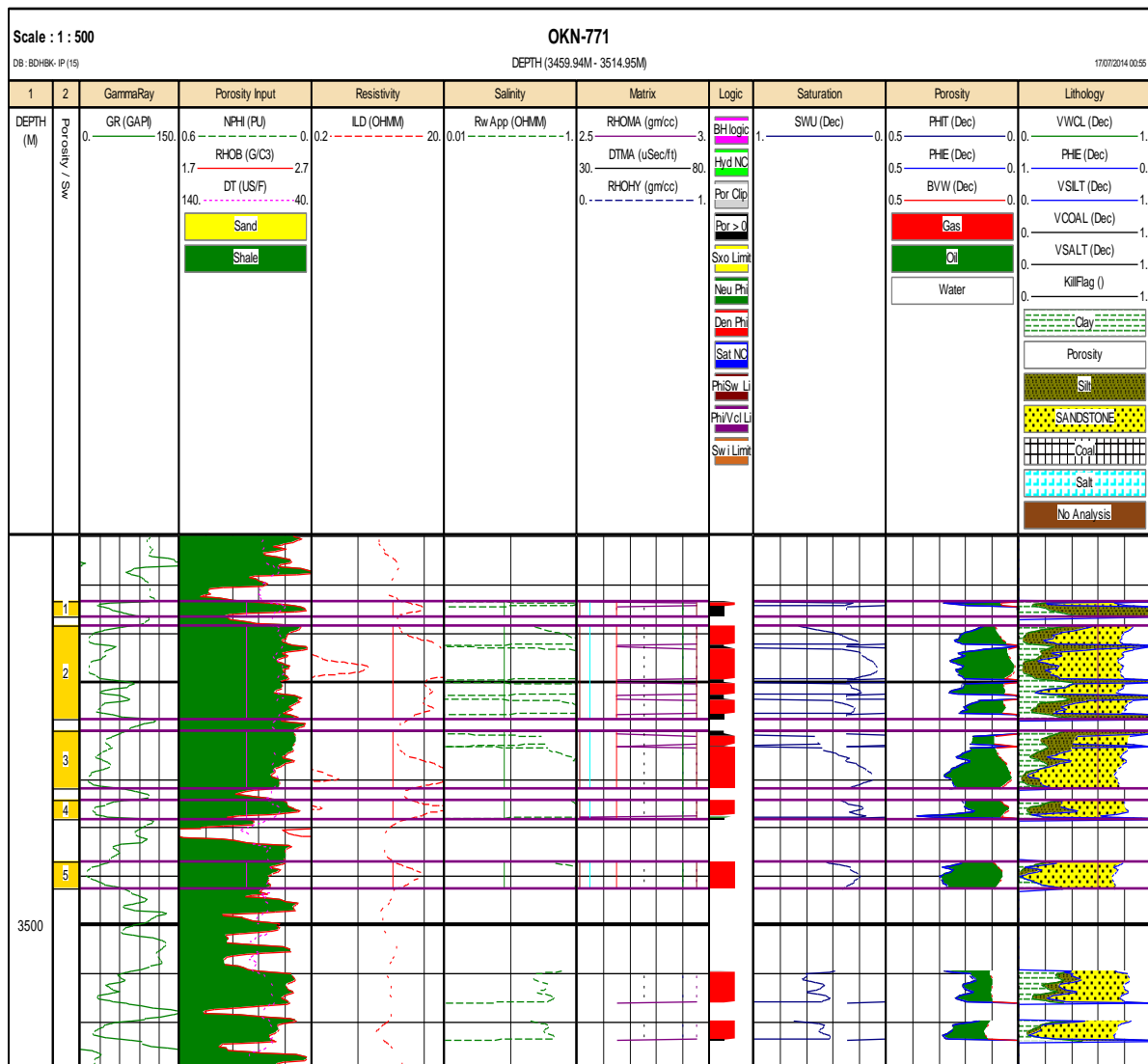
**Introduction :**

Le présent chapitre fait état des résultats de l'étude des paramètres pétrophysiques, cette étude est réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques (GR, Densité, Résistivité et Sonic) des différents puits par logiciel (IP), afin d'évaluer les réservoirs traversé par les forages par suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques (porosité ( $\phi$ ), saturation en fluide ( $S_w$ ) et ainsi le volume d'argile ( $V_{sh}$ )).

**IV.1. Interprétation pétrophysique :**

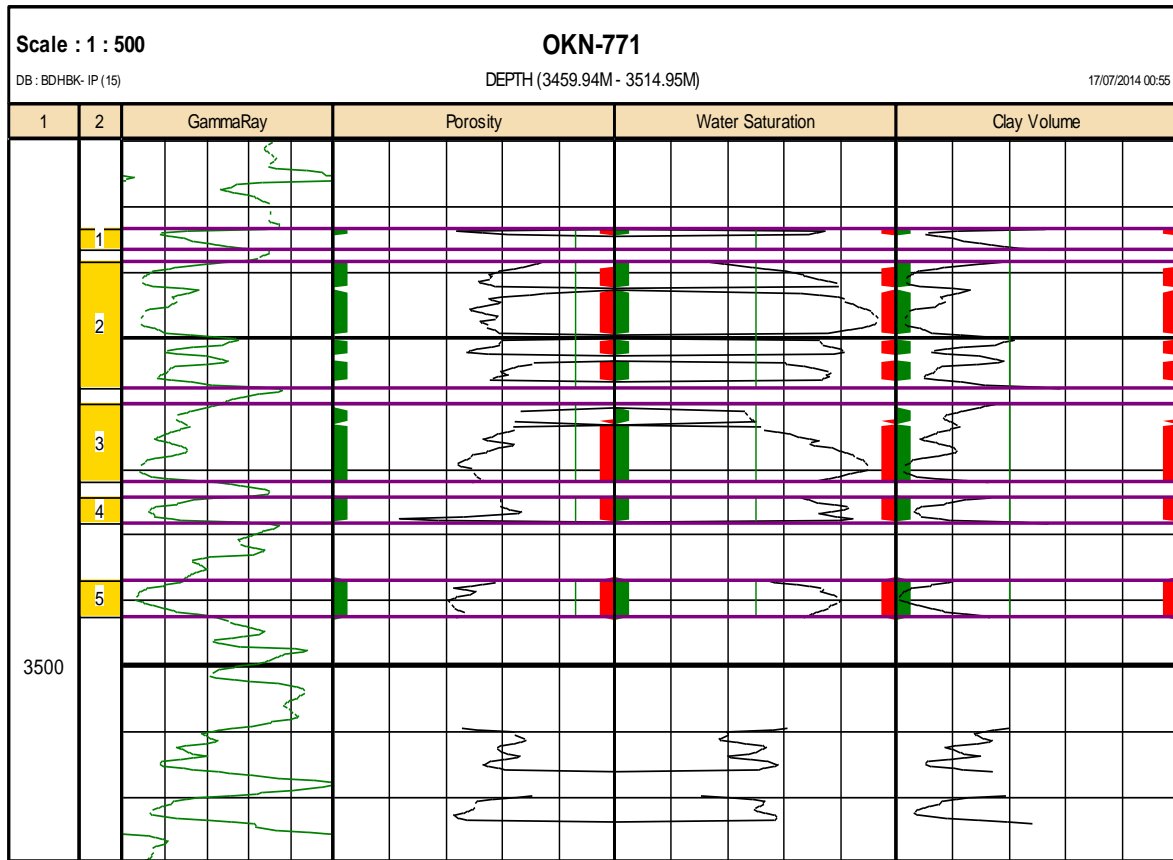
**IV.1.1. Puits OKN-771 :**

**A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-771 :**



**Fig.07 - Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-771.**

**B. Représentation de Cut- off du puits OKN-771 :**



**Fig.08-** Cut-off du puits OKN-771.

**C.Tableau.01. Interprétation des résultats du puits OKN-771 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	Sw	Vsh
1	3466.64	3468.31	1.5	18	28	10
2	3469.23	3478.83	9.5	23	14	22
3	3480.05	3485.99	6	24	9	18
4	3487.21	3489.19	2	31	21	19
5	3493.46	3469.36	3	29	20	20

**VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :**

H utile grés = 22 m  
 $\Phi_{utile}$  moy.=25 %

Vsh moy.=17.8 %  
 Sw moy.= 18.4%

L'interprétation diagraphique faite par logiciel montre que le réservoir SI cumule de l'huile, il présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec une épaisseur utile de l'huile de 22m où la porosité moyenne est de 25%, la saturation en eau est de 18.4% et le volume d'argile est de 17.8%.

IV.1.2.Puits OKN-740 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-740 :

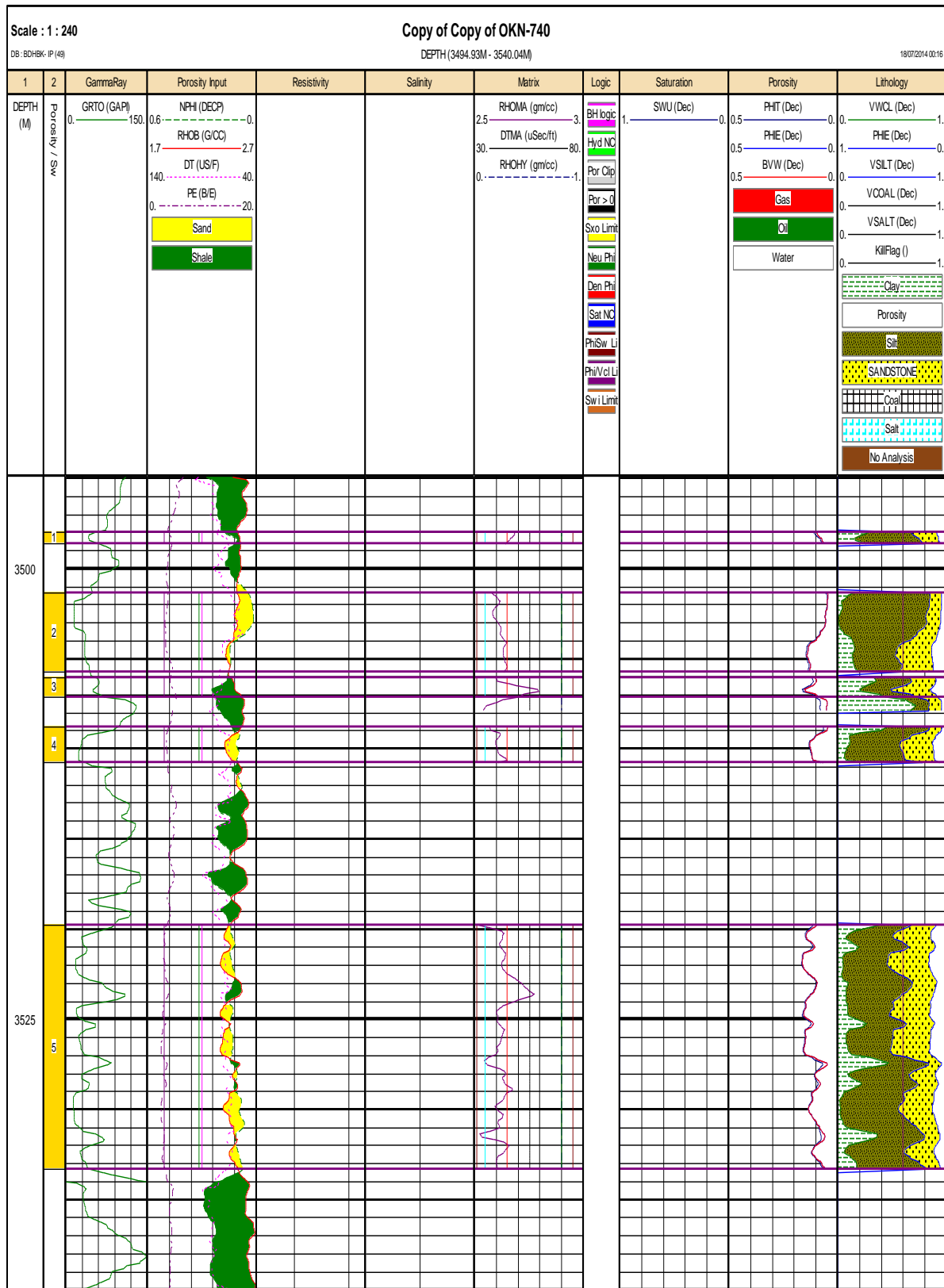
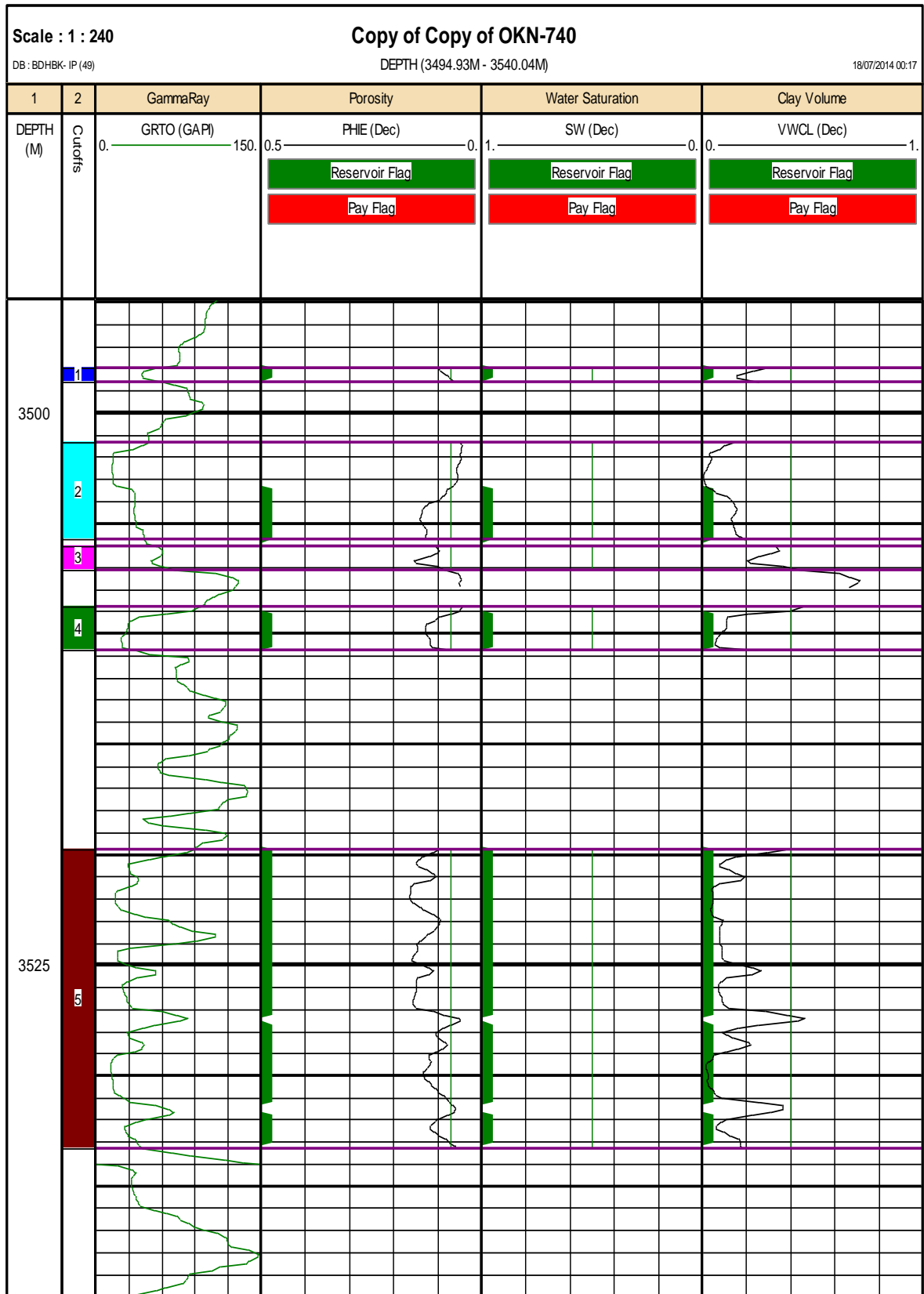


Fig.09- Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-740.

**B. Représentation de Cut- off du puits OKN-740 :**



**Fig.10-** Cut-off du puits OKN-740.



**C.Tableau.02. Interprétation des résultats du puits OKN-740 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$ (%)	Sw (%)	Vsh (%)
1	3497.97	3498.58	1	9	12.5	3
2	3501.32	3505.74	4.5	12	12.5	1
3	3506.05	3507.12	1	12	22	7
4	3508.79	3510.77	2	12	2	10
5	3519.77	3539.33	19.5	15	-	12
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés = 28 m			Vsh moy.=6.6 %			
$\Phi_{\text{utile}} \text{ moy.}=12 \%$			Sw moy.= 9.8%			

Le puits OKN-740 est un puits abandonné, il est situé dans la partie Est de la zone d'étude d'après les résultats on peut dire que cet puits contient une quantité de gaz d'après les interprétations des diagraphies, avec une porosité moyenne de 12%, un épaisseur utile de grés de 28%, un volume d'argile qui est de 6.6% et d'une saturation en eau faible qui est de 9.8%.

IV.1.3.Puits OKN-732 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-732 :

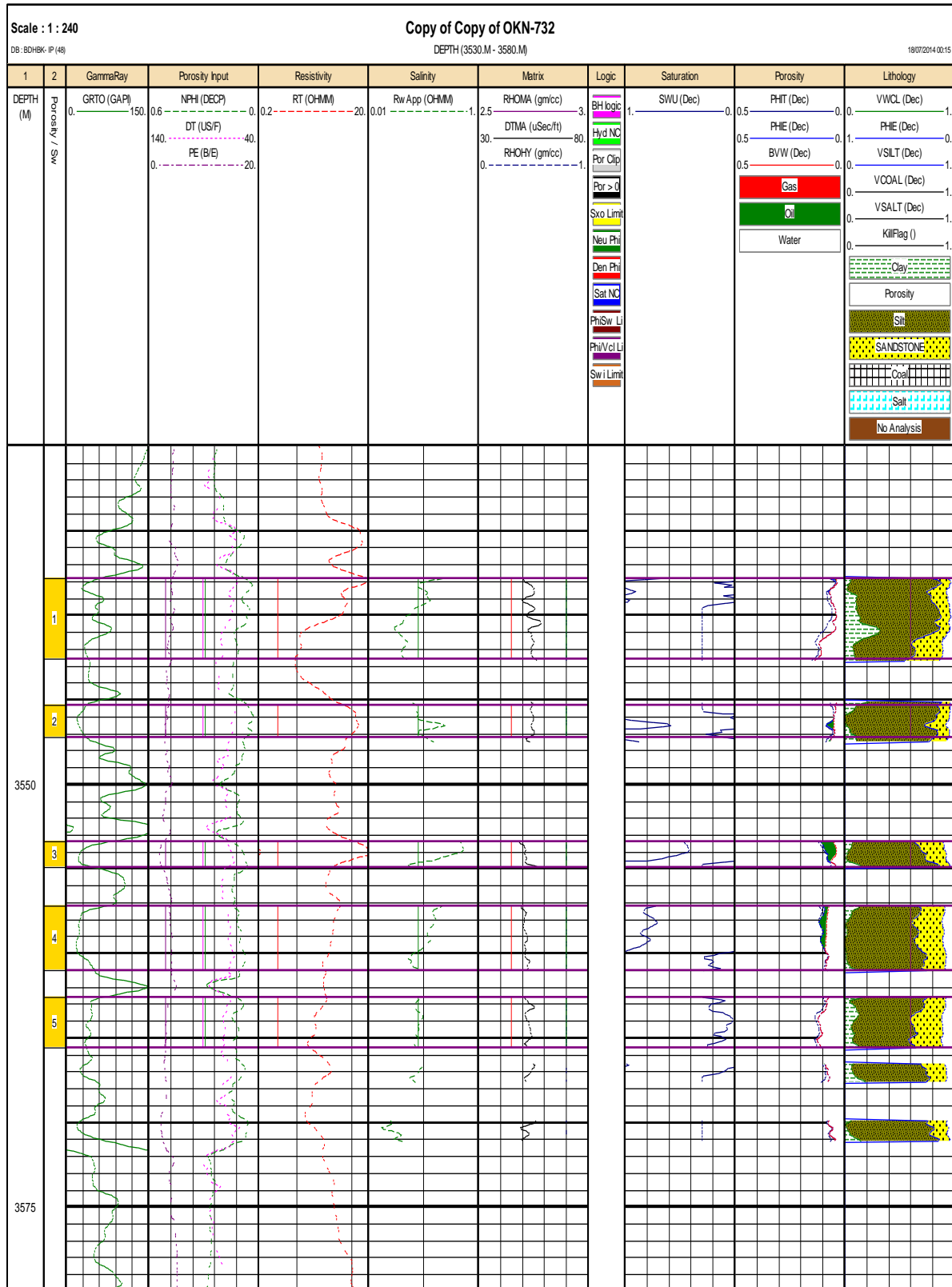
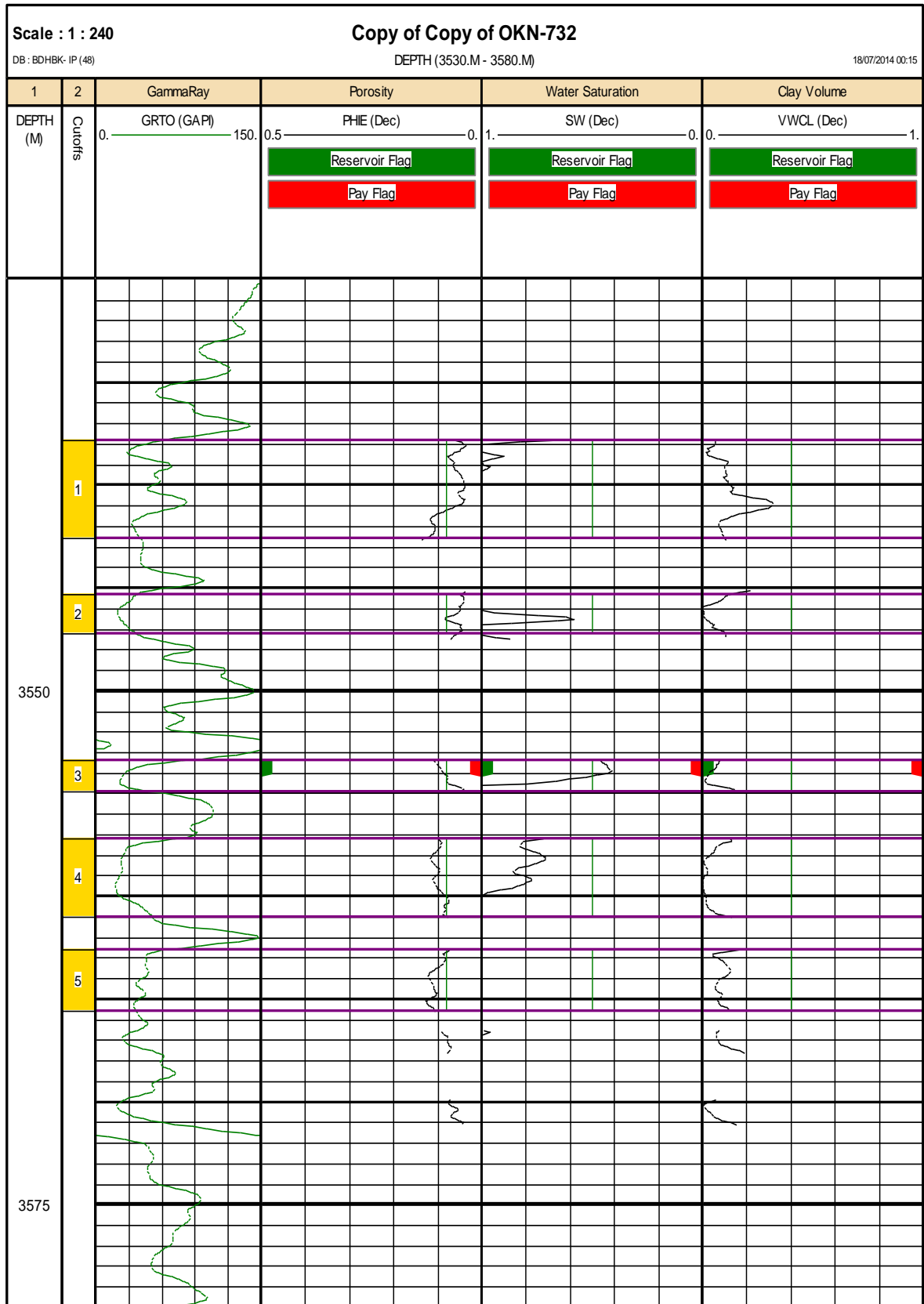


Fig.11 - Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-732.

**B. Représentation de Cut-off du puits OKN-732 :**



**Fig.12-Cut-off du puits OKN-732.**

**C.Tableau.03. Interprétation des résultats du puits OKN-732 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$ (%)	Sw (%)	Vsh (%)
1	3537.80	3542.60	5	10	95	11
2	3545.30	3547.20	2	7	61	7
3	3553.40	3554.90	1.5	10	43	3
4	3557.20	3561.00	4	9	71	3
5	3561.60	3571.20	9.5	10	100	10
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés = 22 m			Vsh moy.=6.8 %			
$\Phi$ utile moy.=9.2 %			Sw moy.= 74%			

D'après les résultats est avec combinaison avec les données du puits on trouve que ce puits est un puits injecteur d'eau car sa saturation en eau dépasse le 70% avec une épaisseur de 22m, le volume d'argile est faible dans ce puits avec une moyenne qui ne dépasse pas le 10% ainsi une porosité faible qui est de 9.2%. Mais il peut contenir des quantités très faibles d'huile dans les 2 bancs (3 et 4).

IV.1.4.Puits OKN-722 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-722 :

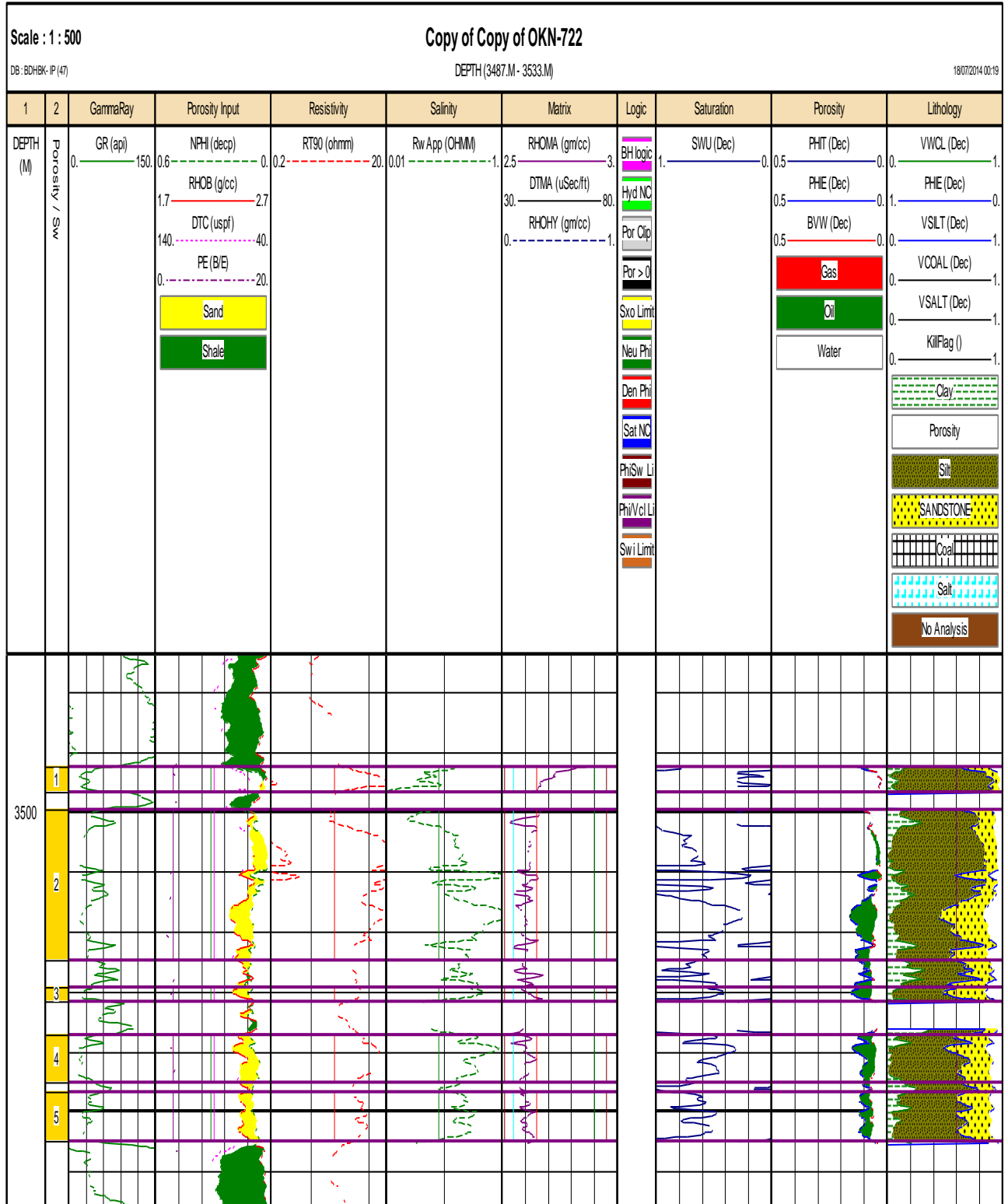
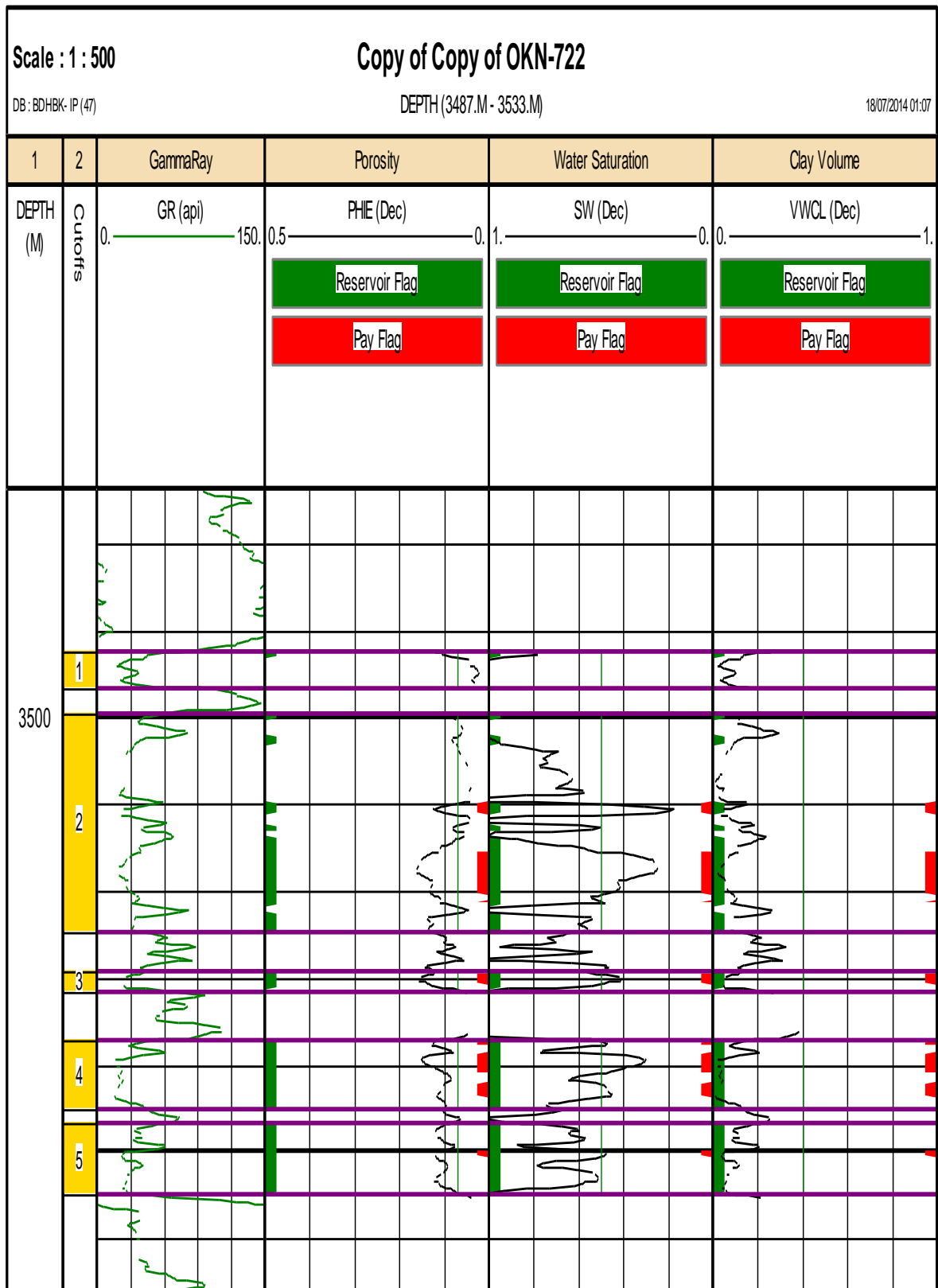


Fig.13 -Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-722.

**B. Représentation de Cut- off du puits OKN-722 :**



**Fig.14-** Cut-off du puits OKN-722.

**C. Tableau.04. Interprétation des résultats du puits OKN-722 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	Sw	Vsh
1	3496.2	3498.4	2	9	50	10
2	3499.8	3512.4	12.5	13	50	20
3	3514.6	3515.8	1	15	45	5
4	3518.6	3522.5	4	12	40	9
5	3523.3	3527.5	4	12	55	10
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés = 23.5 m			Vsh moy.=10.8 %			
$\Phi$ utile moy.=12.2 %			Sw moy.= 48%			

Le puits OKN-722 est un puits producteur qui se situe dans la partie Sud de la zone d'étude, l'interprétation des diagraphies montre que le puits cumule de l'huile dans les 4 bancs (2,3,4et5) d'une épaisseur utile de 23.5m, une porosité moyenne de 12.2%, un volume d'argile de 10.8% et une saturation en eau qui dépasse le 40%.

IV.1.5.Puits OKN-541 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-541 :

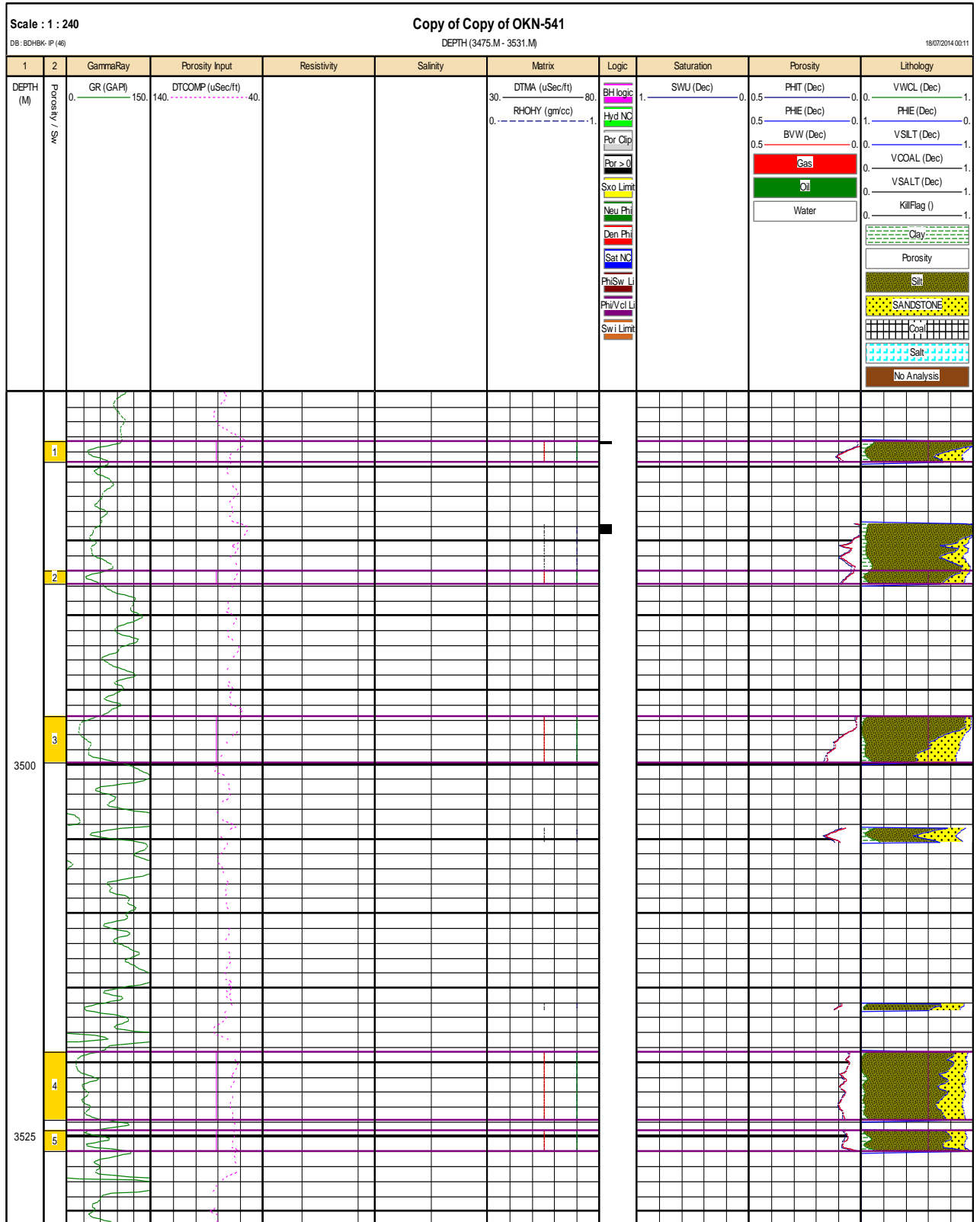
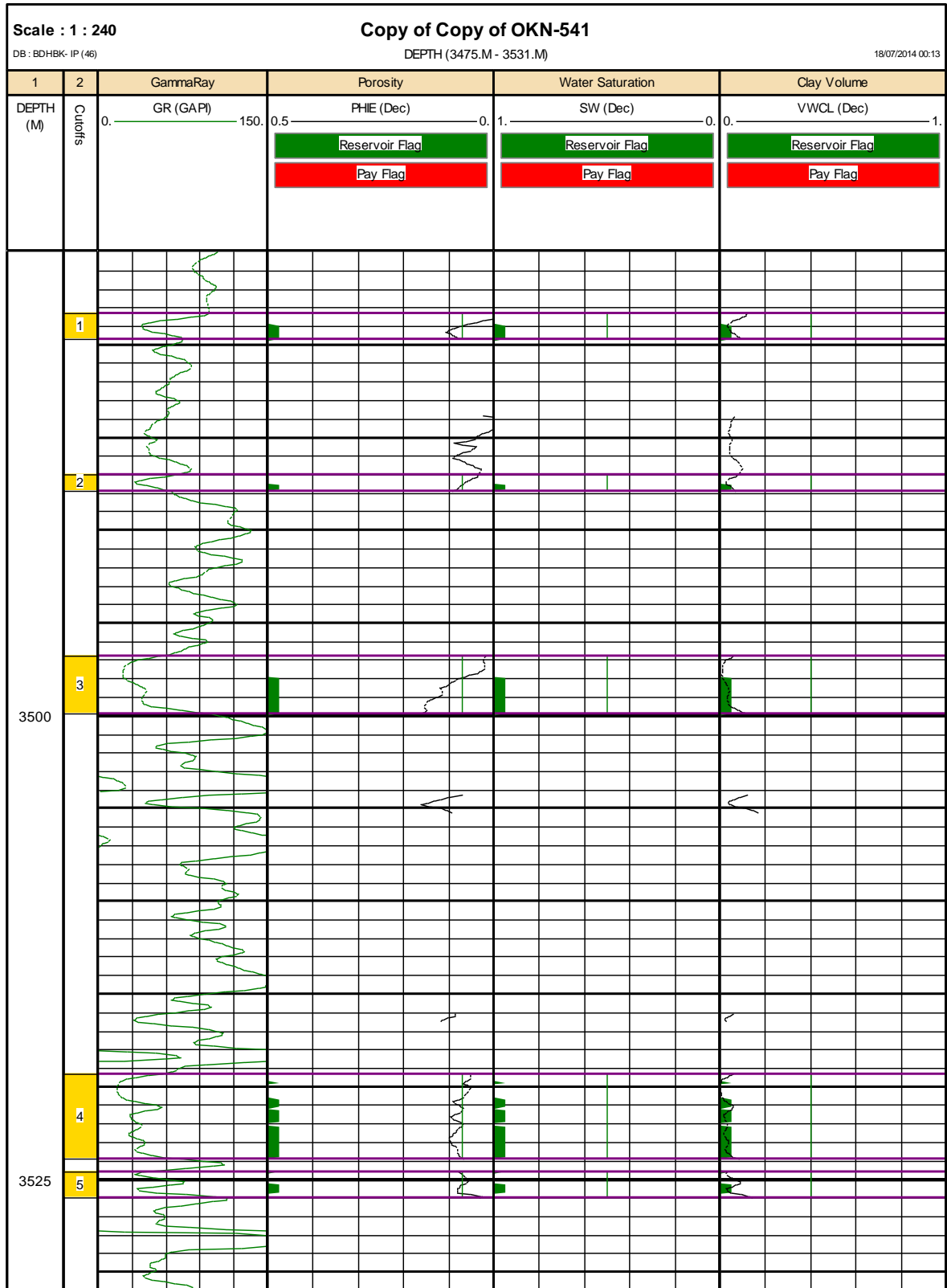


Fig.15- Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-541.



**B. Représentation de Cut- off du puits OKN-541 :**



**Fig.16-** Cut-off du puits OKN-541.

**C. Tableau.05. Interprétation des résultats du puits OKN-541 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	Sw	Vsh
1	3478.3	3479.7	1.5	7	90	7
2	3487	3487.2	0.5	6	85	3
3	3496.8	3499.9	3	10	90	4
4	3519.3	3523.9	4.5	9	90	5
5	3524.6	3526	1.5	6	95	5
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés = 11 m			Vsh moy.=4.8 %			
$\Phi$ utile moy.=7.6 %			Sw moy.= 90%			

Le puits OKN-541 est un puits producteur qui se situe dans la partie Nord de la zone d'étude, les résultats montre une saturation en eau très élevé dans ce puits qui atteint le 90%, une porosité utile faible qui est de 7.6% ainsi l'épaisseur des bancs de grés (11m) et le volume d'argile (4.8%).

IV.1.6.Puits OKN-531 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-531 :

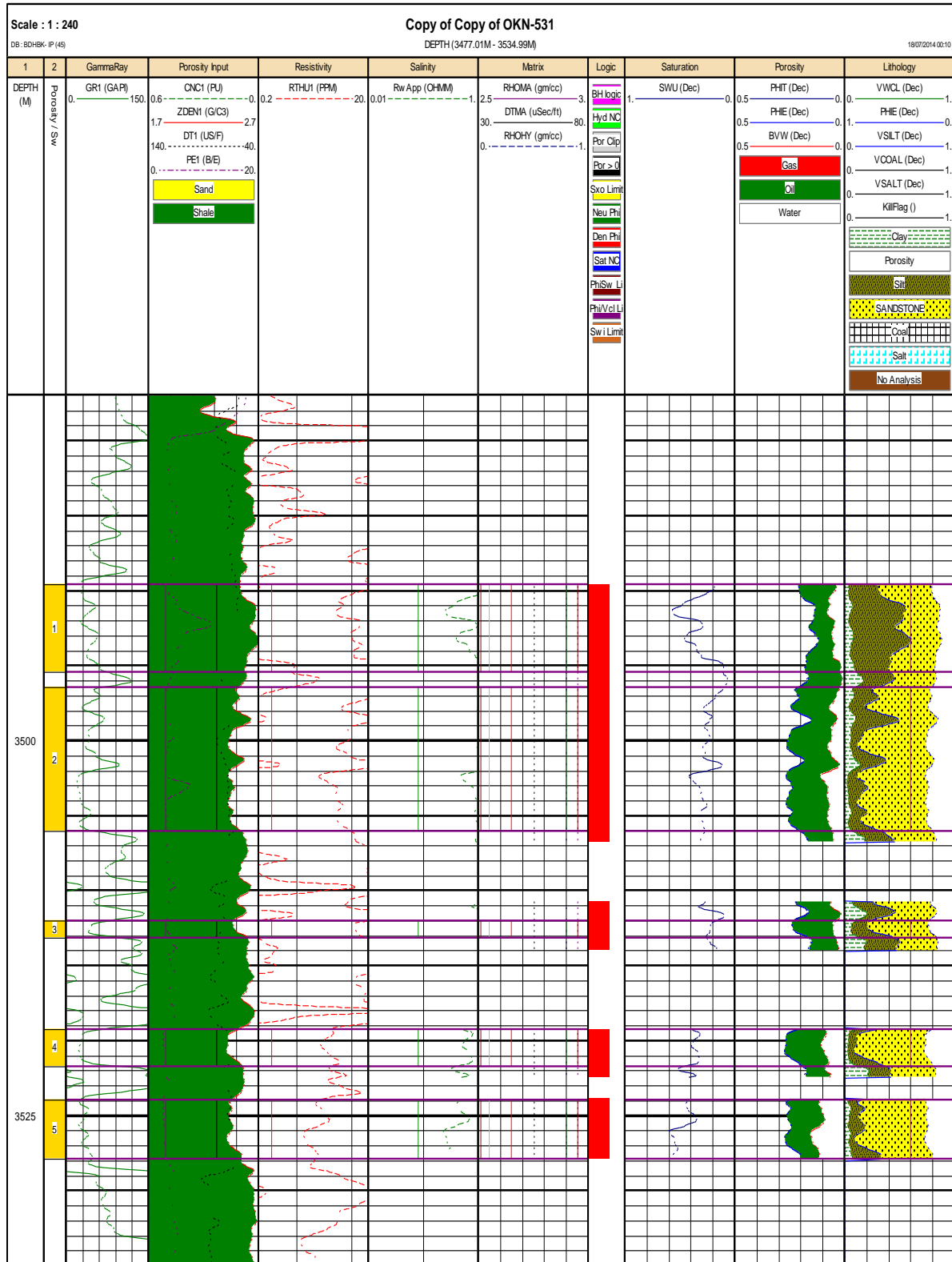
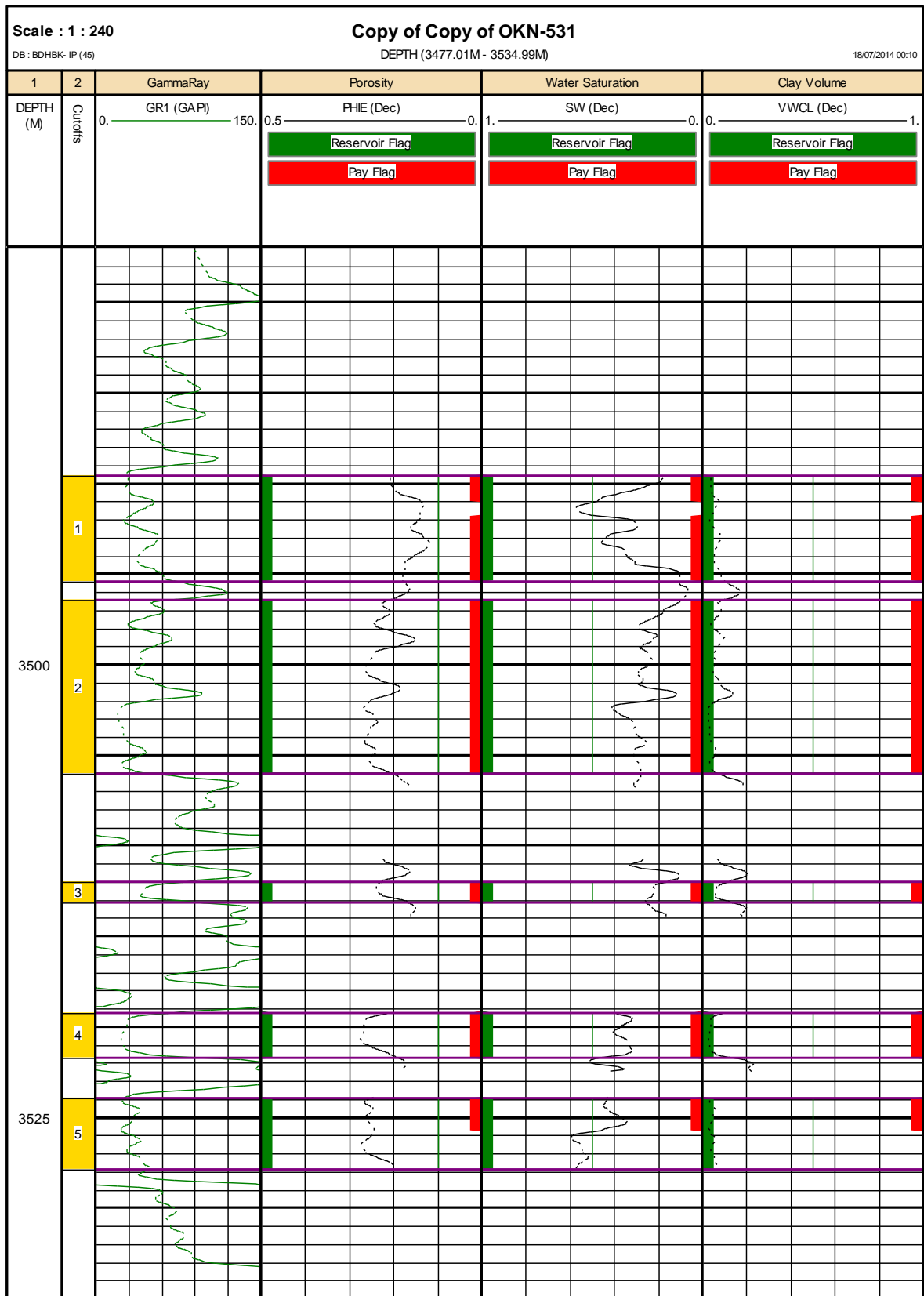


Fig.17 - Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-531.

**B. Représentation de Cut-off du puits OKN-531 :**



**Fig.18-** Cut-off du puits OKN-531.

**C. Tableau.06. Interprétation des résultats du puits OKN-531 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	Sw	Vsh
1	3489.57	3495.44	6	17	30	7
2	3496.43	3506.03	9.5	24	35	9
3	3511.98	3513.12	1	22	19	5
4	3519.22	3521.73	2.5	26	35	3
5	3523.94	3527.90	4	26	40	5
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés =23 m			Vsh moy.=5.8 %			
$\Phi$ utile moy.=23 %			Sw moy.= 31.8%			

Les résultats des interprétations diagaphiques faite par logiciel montrent que le puits OKN-531 présente des bons paramètres pétrophysiques avec une épaisseur utile en huile est de 23m où la porosité moyenne est de 23%, une saturation moyenne en eau de 31.8% et un volume d'argile faible qui ne dépasse pas le 5%.

IV.1.7.Puits OKN-421 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-421 :

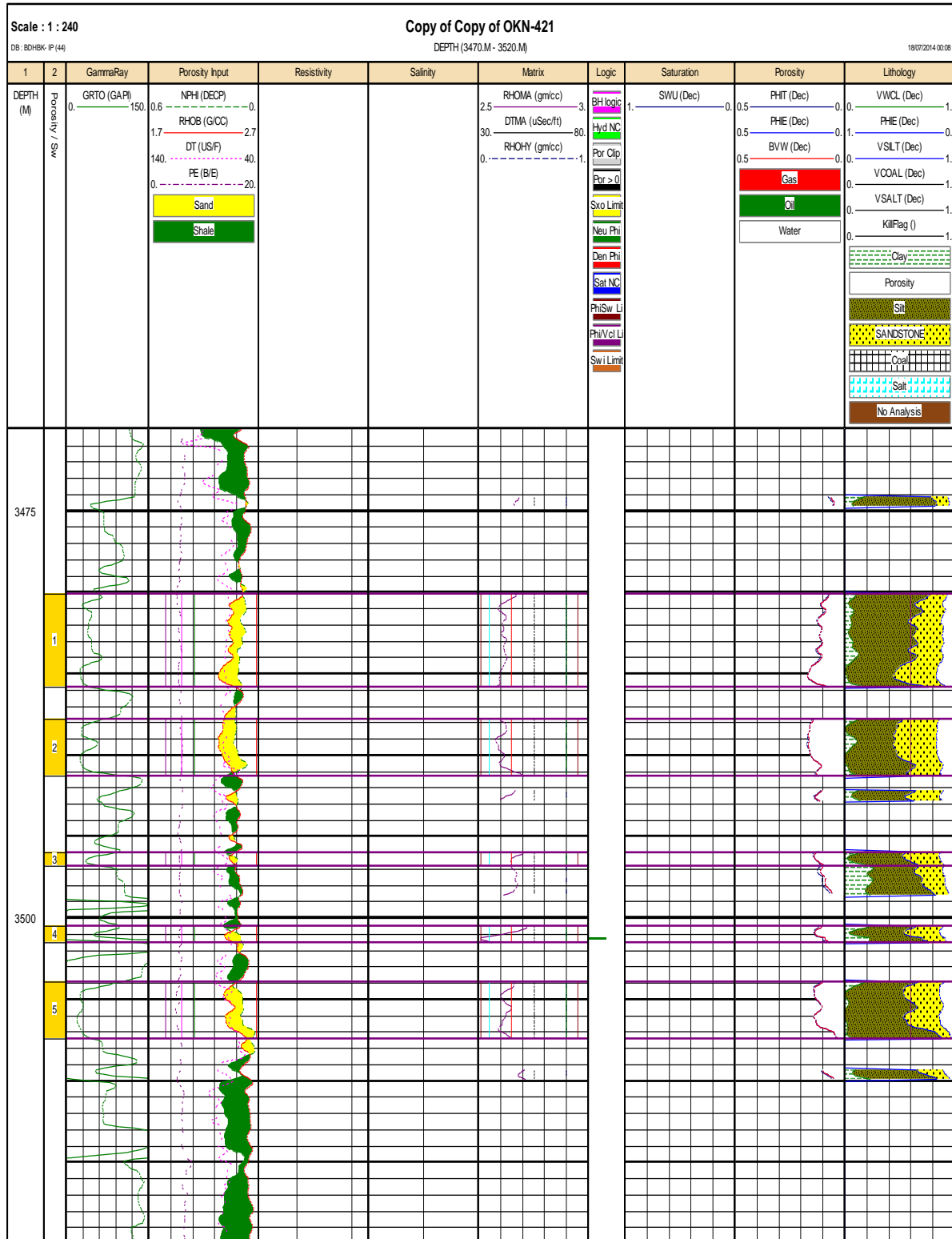
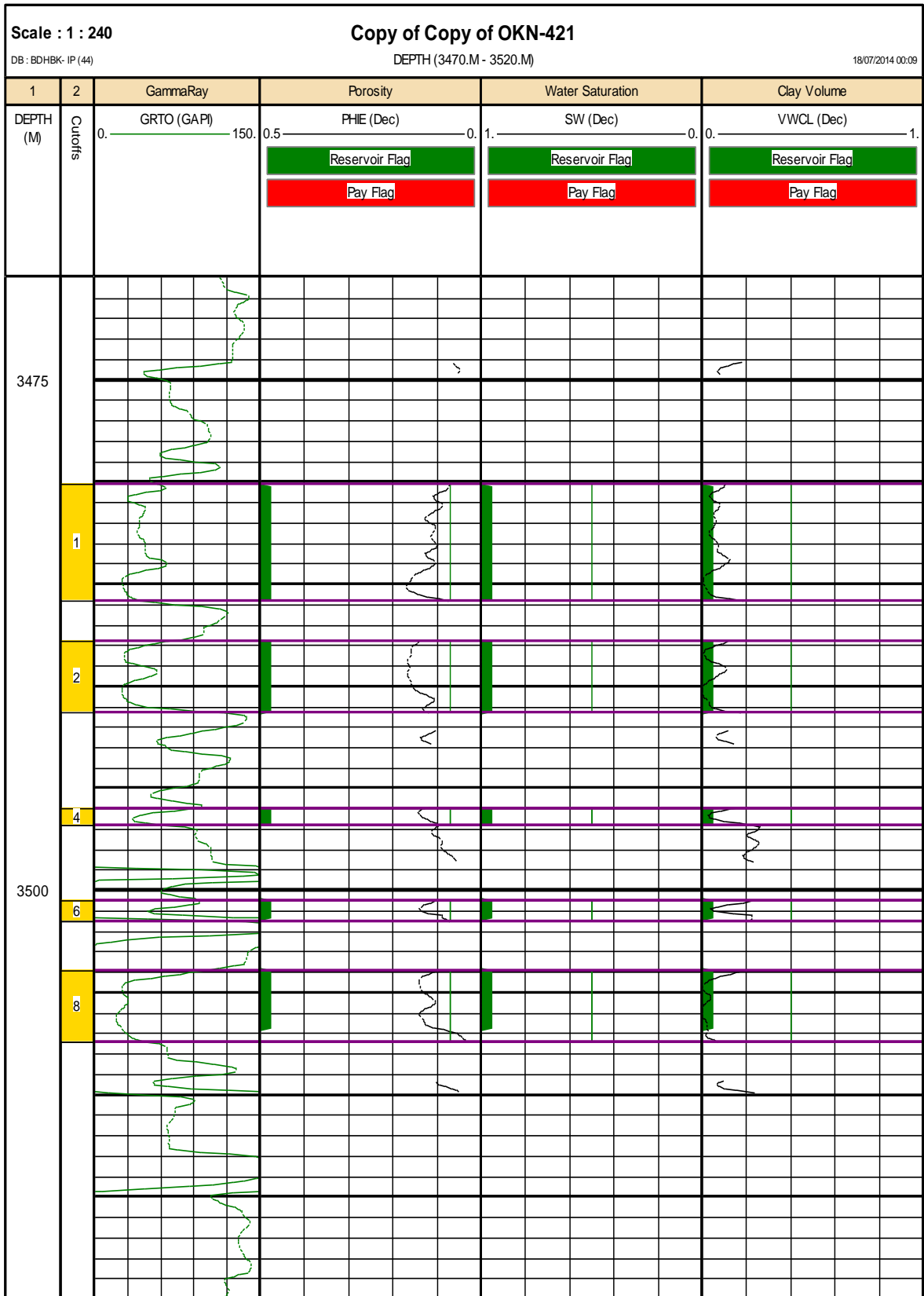


Fig.19 : Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-421.

**B. Représentation de Cut- off du puits OKN-421 :**



**Fig.20-Cut-off du puits OKN-421.**

**C. Tableau.07. Interprétation des résultats du puits OKN-421 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	Sw	Vsh
1	3480.1	3485.8	5.5	15	95	9
2	3487.8	3491.3	3.5	16	90	7
3	3496	3496.8	1	13	90	8
4	3500.5	3501.5	1	13	80	11
5	3503.9	3507.4	3.5	14	85	5

VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :

H utile grés =14.5 m	Vsh moy.=8 %
$\Phi$ utile moy.=14.2 %	Sw moy.= 88%

D'après les données de Sonatrach le puits OKN-421 est un puits producteur qui se situe dans la partie Sud- Ouest de la zone d'étude, avec une porosité moyenne de 14.2%, une saturation en eau de 80% et un volume d'argile de 8%.



IV.1.8.Puits OKN-68 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-68 :

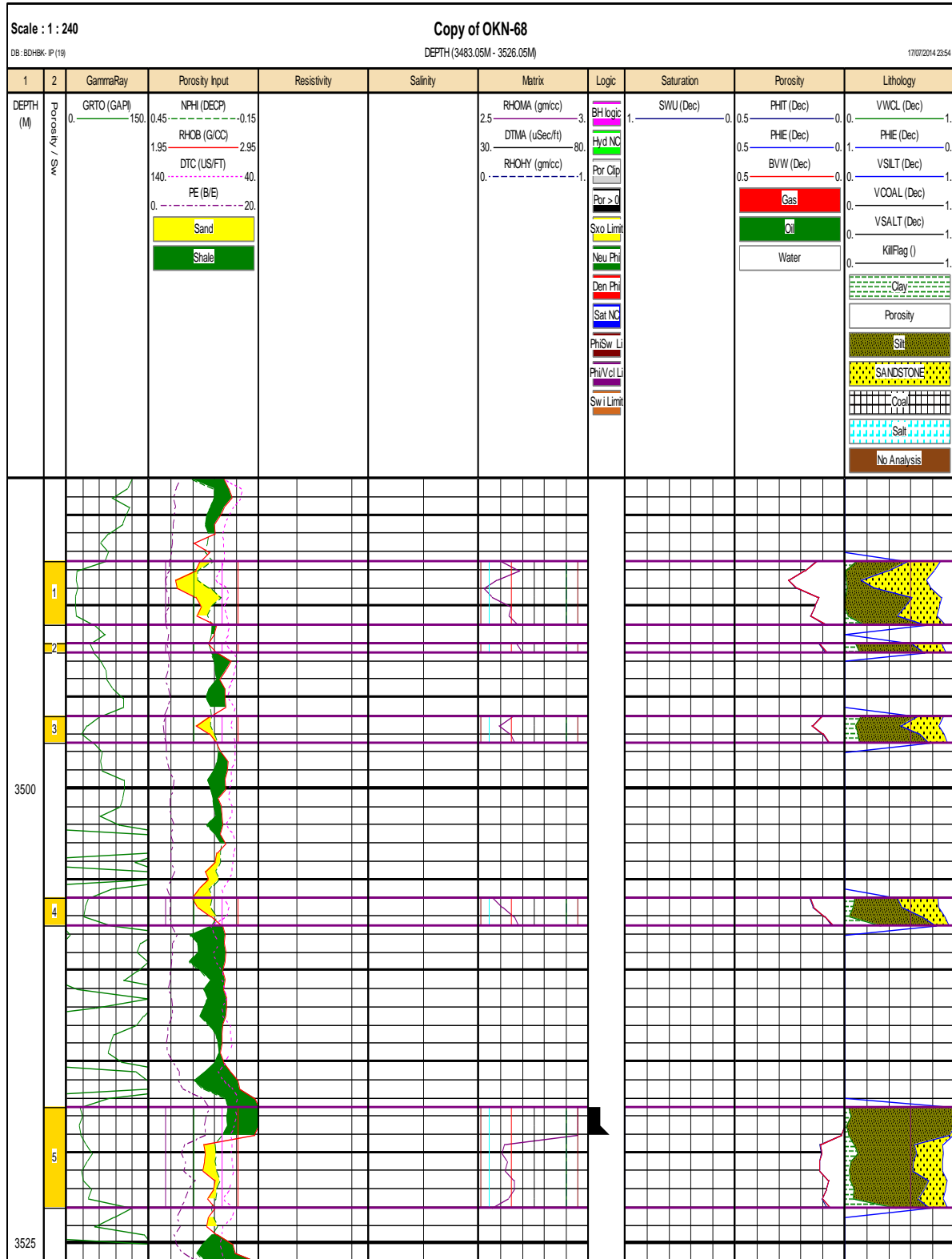
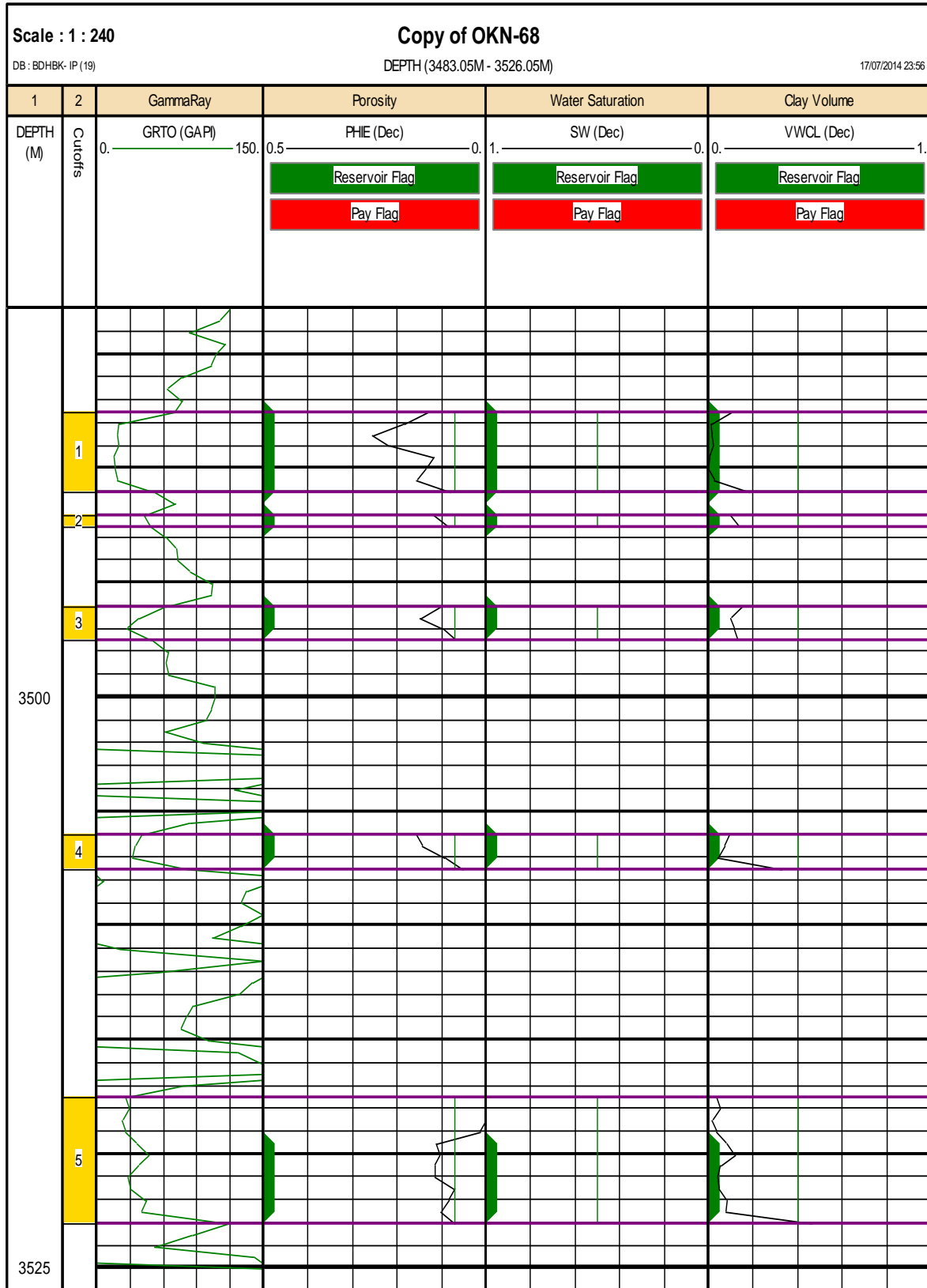


Fig.21-Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-68.

**B. Représentation de Cut-off du puits OKN-68 :**



**Fig.22-Cut-off du puits OKN-68.**

**C. Tableau.08.Interprétation des résultats du puits OKN-68 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	$S_w$	Vsh
1	3487.55	3491.05	3.5	20	-	1
2	3492.05	3492.55	0.5	11	-	9
3	3496.05	3497.55	1.5	14	-	1
4	3502.45	3505.04	3	15	-	5
5	3506.05	3507.55	1.5	10	-	7
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés =10 m			Vsh moy.=4.6 %			
Φ utile moy.=14 %						

Le puits OKN-68 est un puits producteur qui se situe dans la partie Nord-Est de la zone d'étude, il montre une porosité moyenne de 14%, un épaisseur utile de grés de 10m et un volume d'argile de 4.6%.

### IV.1.9.Puits OKN-61 :

#### A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-61 :

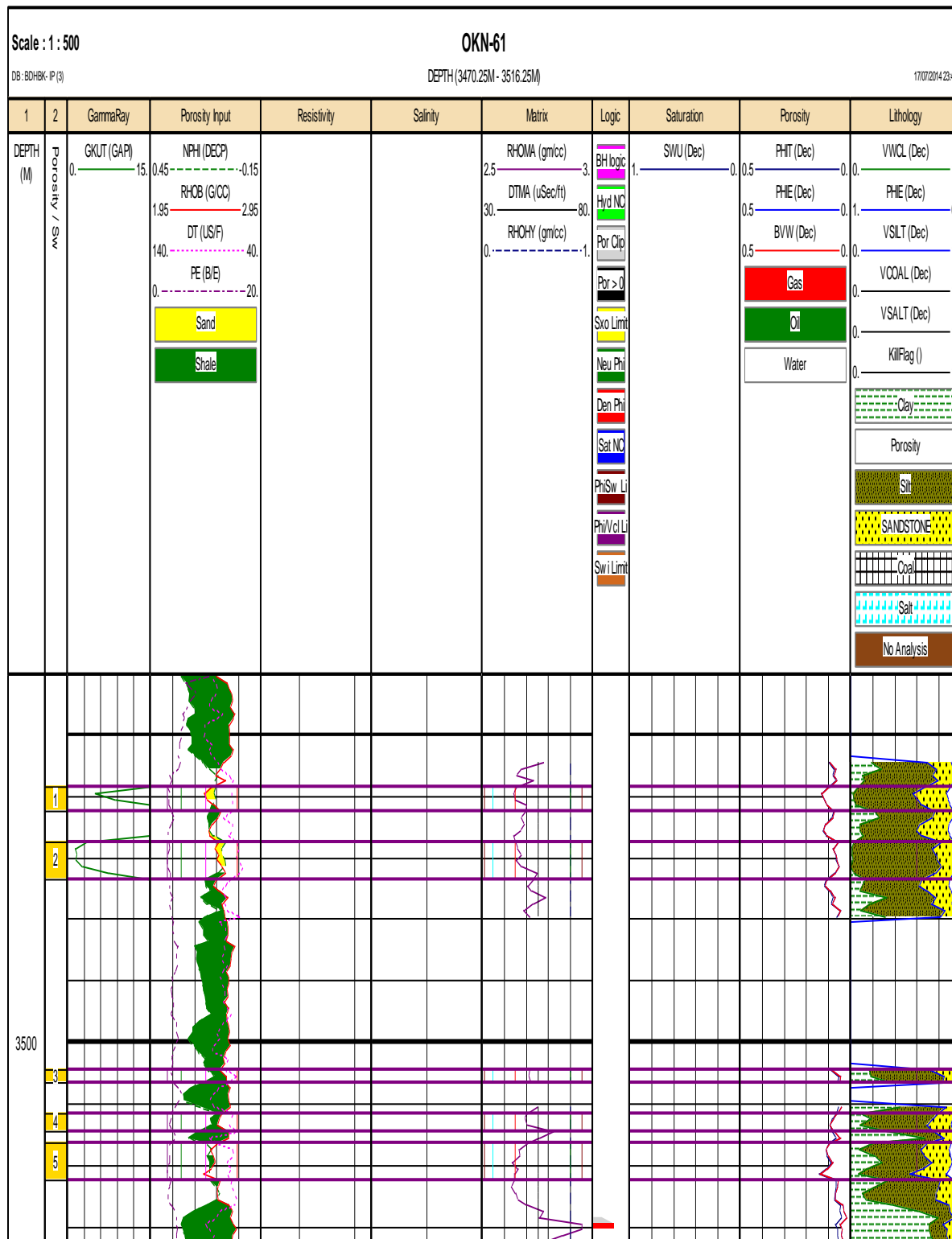
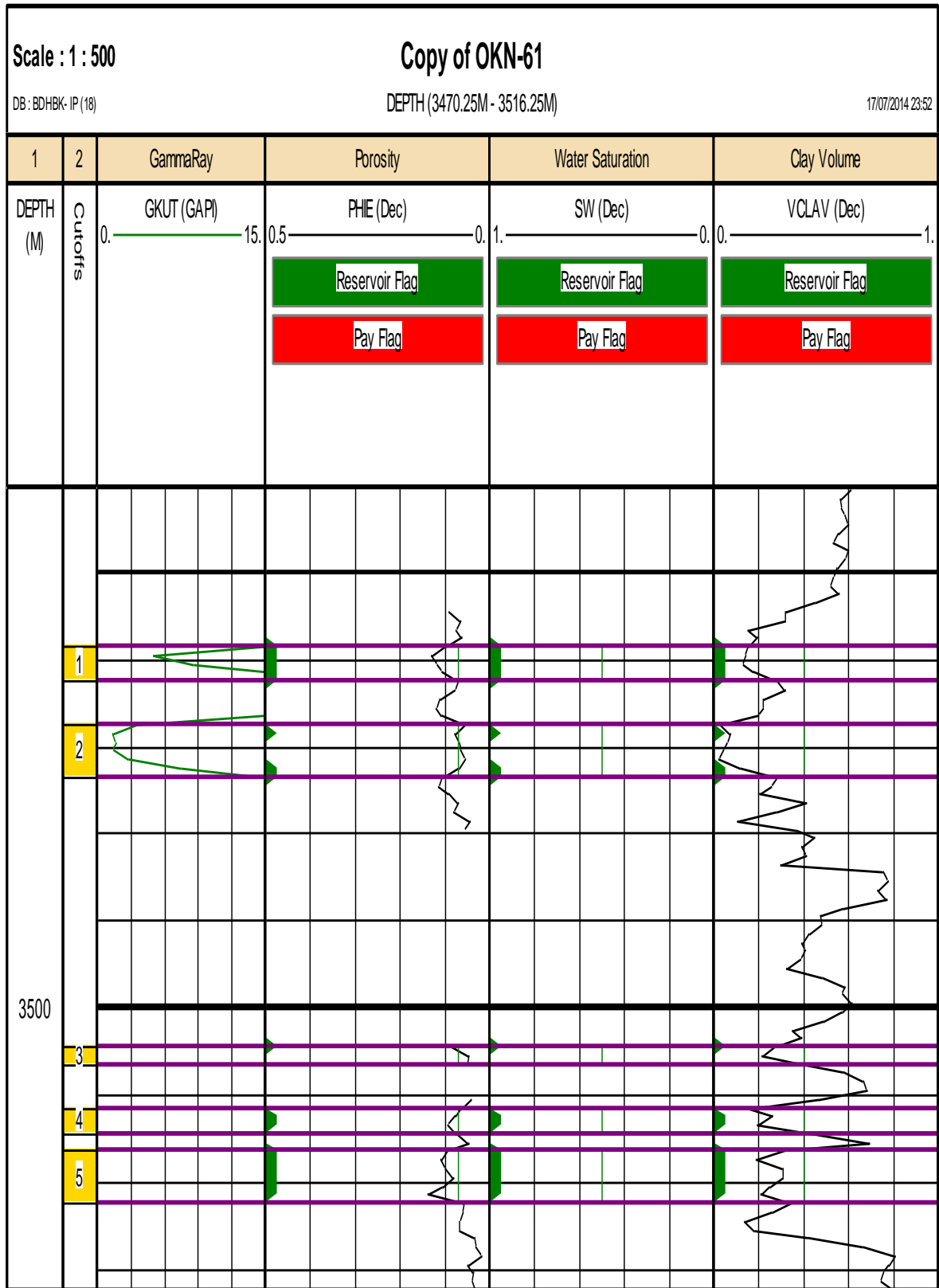


Fig.23-Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-61.

**B. Représentation de Cut- off du puits OKN-61 :**



**Fig.24-Cut-off du puits OKN-61.**

**C. Tableau.09. Interprétation des résultats du puits OKN-61 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	Sw	Vsh
1	3479.25	3481.25	2	11	-	13
2	3483.75	3486.75	3	7	-	7
3	3502.25	3503.25	1	4	-	5
4	3505.75	3507.25	1.5	9	-	19
5	3508.25	3511.25	3	12	-	25
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés =10.5 m			Vsh moy.=13.8 %			
$\Phi$ utile moy.=8.6 %						

L'interprétation diagraphique du puits OKN-61 montre que le réservoir SI présente une partie gréseuse d'une épaisseur de 10.5m, une porosité moyenne de 8.6% et un volume d'argile de 13.8%.

IV.1.10.Puits OKN-71 :

A. Représentation de l'interprétation par IP du puits OKN-71 :

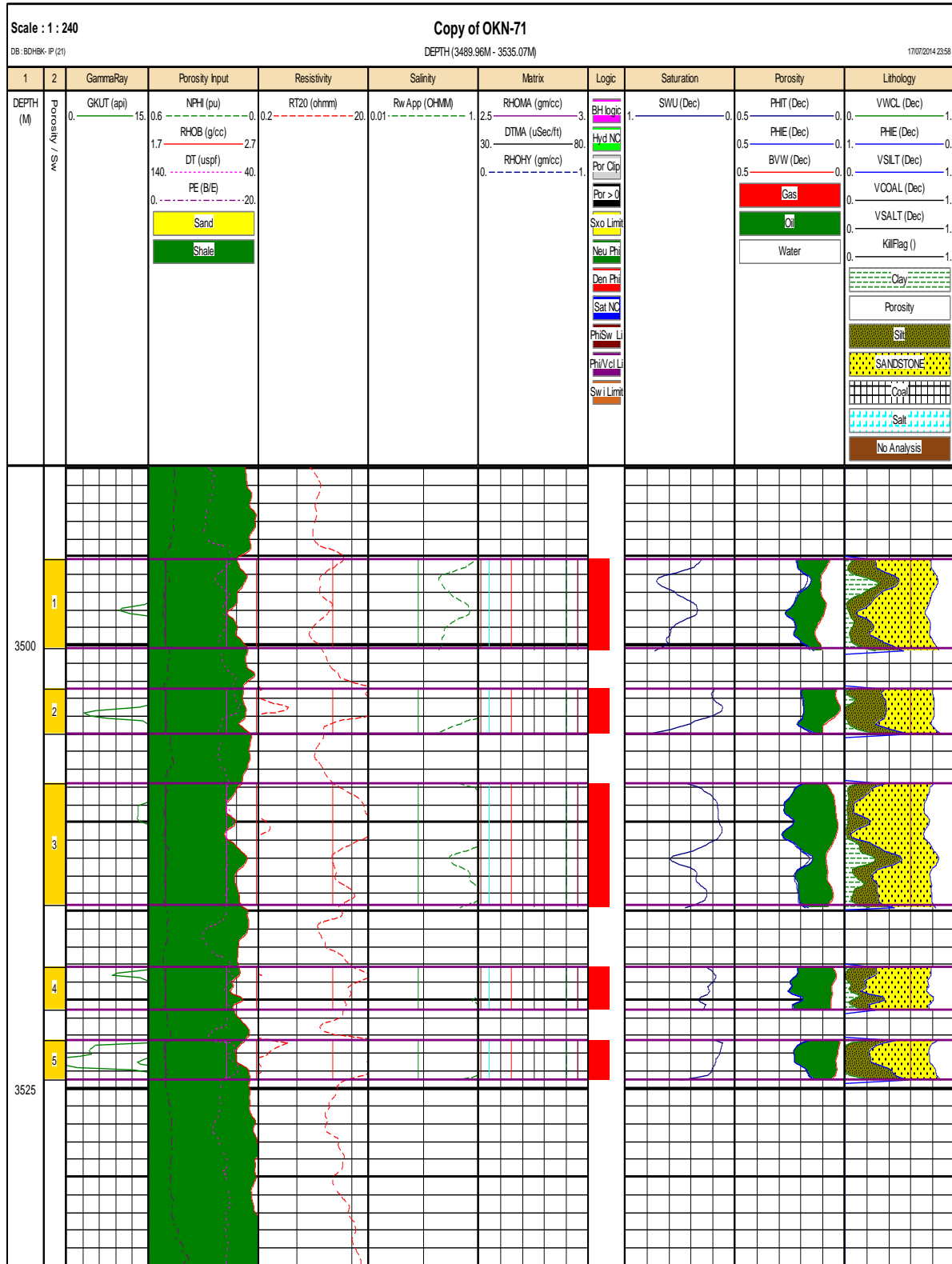
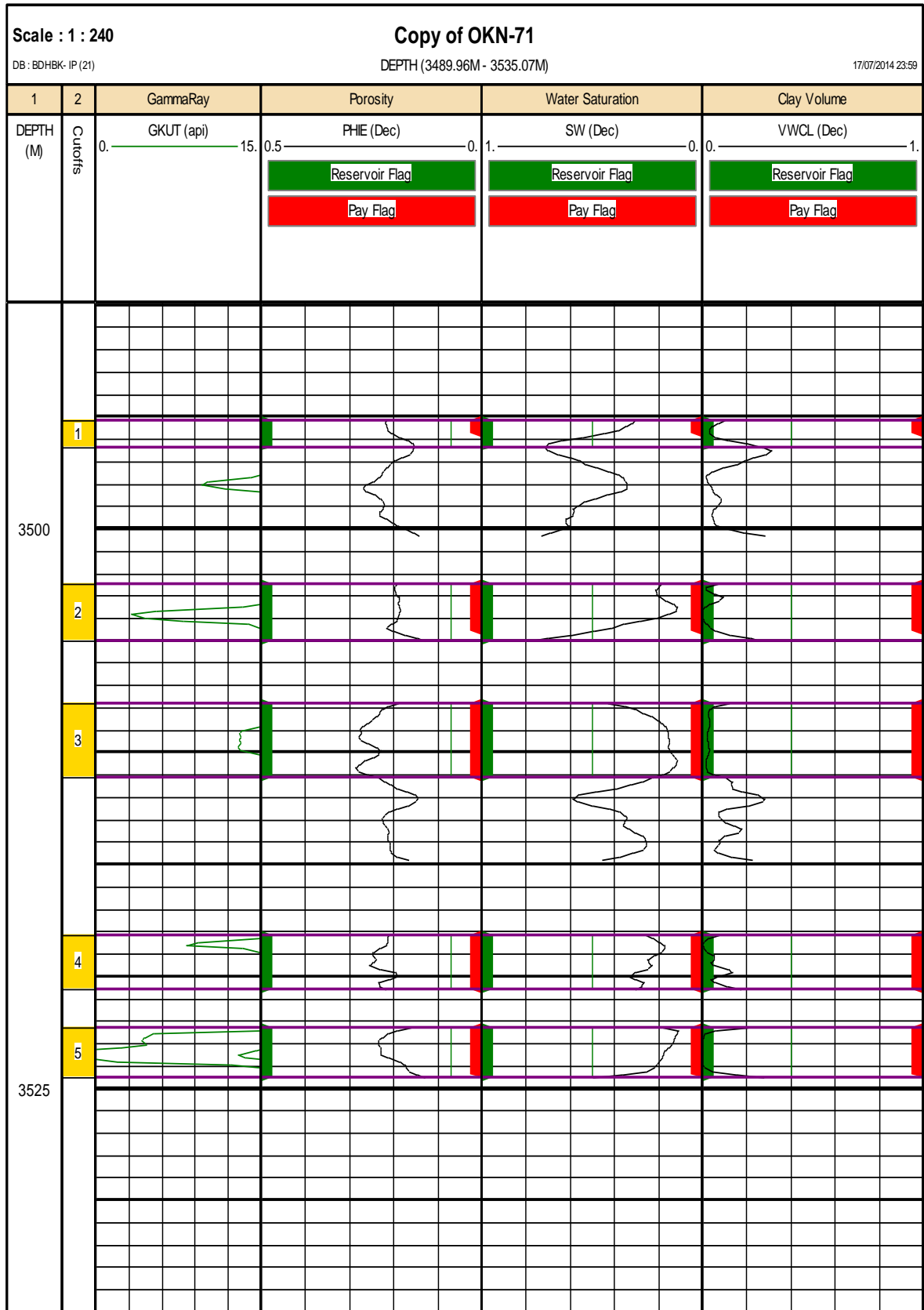


Fig.25-Interprétation pétrophysique de la Série Inférieure du puits OKN-71.

**B. Représentation de Cut- off du puits OKN-71 :**



**Fig.26-Cut-off du puits OKN-71.**



**C. Tableau.10. Interprétation des résultats du puits OKN-71 :**

Banc N°	Toit (m)	Mur (m)	H (m)	$\Phi_u$	Sw	Vsh
1	3495.14	3500.17	5	20	30	5
2	3502.45	3505.04	3	20	30	5
3	3507.79	3514.64	7	25	16	3
4	3518.15	3520.59	2.5	23	25	5
5	3522.26	3524.55	2	22	17	2
VALEURS PETROPHYSIQUES MOYENNES :						
H utile grés =19.5 m			Vsh moy.=4 %			
$\Phi$ utile moy.=22 %			Sw moy.= 23.6%			

Le puits OKN-71 est un puits producteur qui se situe dans la partie Sud de la zone d'étude, l'interprétation des diagraphies montre que le réservoir de la série inférieure est imprégné d'huile, il présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec une épaisseur utile d'huile de 19.5m où la porosité moyenne est de 22%, la saturation en eau est de 23.6% et le volume d'argile est de 4%.

## **IV.2.CORRELATION DIAGRAPHIQUES DU RESERVOIR :**

### **Introduction :**

L'étude pétrographique, sédimentologique, diagraphique et surtout pétrophysique du réservoir Série inférieure du champ de HBK (partie Est) nous a permis de mieux caractériser les faciès et détailler l'architecture de ce réservoir afin de reconnaître les propriétés pétrophysiques dans chaque niveau.

Sur la base des limites régionales et locales matérialisées par des discontinuités granulométriques et sédimentologiques un découpage en unité a été réalisé sur tout les sondages étudiés dans le but d'établir des corrélations entre puits à travers la zone d'étude, ce découpage à concerné 10 puits.

### **IV.2.1 Les différentes corrélations faites dans le champ :**

#### **IV.2.1.1.Corrélation par la lithologie :**

Les corrélations lithologiques faites sur le champ ont permis de localiser les variations des formations dans tout le Trias argilo-gréseux. Lors de la réalisation de cette corrélation, on a estimé la discordance hercynienne comme datum. Plusieurs constatations ont été reconnues :

- Une uniformité de la série inférieure à travers tout le champ, l'épaisseur est comprise entre 43 et 48m.
- Une variabilité des dépôts éruptifs dans tout le champ, l'amplitude de ces coulées volcaniques est contrôlée par la position par rapport aux failles existantes.

#### **IV.2.1.2.Corrélation par lithofaciès:**

La caractérisation de la séquence type étant assimilable à une séquence virtuelle de dépôts d'un environnement fluviatile à régime en tresse, des essais de découpage systématique vertical de la série inférieure ont été mis en évidence, dans ce contexte, les descriptions macroscopiques ont été indispensables, ainsi que les résultats diagraphiques ayant pour objectif d'affiner le découpage. D'une façon générale, 5 unités de séquences ont été distinguées, ainsi que le caractère lithologique change d'une séquence à l'autre .Ce caractère revêt en commun la nature de la séquence examinée sur le plan textural ou granulométrique. En raison de comparaison, c'est parfois leur épaisseur et le rapport ou taux argile/grés et le changement de ciment où s'es accentuée d'une diagenèse différente par rapport aux uns et aux autres. La granulométrie qui est bien sûr, un facteur prépondérant, mais reste conforme à la croissance de la formation. Ce découpage prend en compte la succession des faciès, mais

n'écarte pas la possibilité que cette succession peut être incomplète (du faite de l'érosion intensive).

#### **IV.2.1.3. Corrélation par la diagraphie :**

La diagraphie : c'est l'enregistrement continu en fonction de la profondeur des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage, plusieurs paramètres peuvent être obtenus pendant une descente dans le trou.

Cette corrélation s'étend du Nord-Ouest au Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui, le découpage en unités de dépôts s'est fait à la base d'une interprétation des diagraphies et des études sédimentologiques des carottes.

En terme de conclusion, on peut dire que la difficulté rencontrée lors de la corrélation des différentes unités réside dans la complexité des dépôts chenalisant de l'environnement fluvial et particulièrement en tresses, favorisant un entrecouplement quasi-permanent des zones d'accrétions, d'où les problèmes actuels. L'architecture interne des dépôts de la série inférieure est très complexe, l'étude des carottes montre des variations extrêmement rapides en lithologie : argiles silteuses, argiles gréseuses, grès carbonatés....etc.

De ce fait les corrélations réalisées assurent le balayage de la zone d'étude afin de suivre les unités à travers les différents puits.

L'étude diagraphique faite dans chaque puits contient un log sédimentaire en fonction de la profondeur, qui est justifié par les réponses diagraphiques du GR et de la résistivité (ILD).

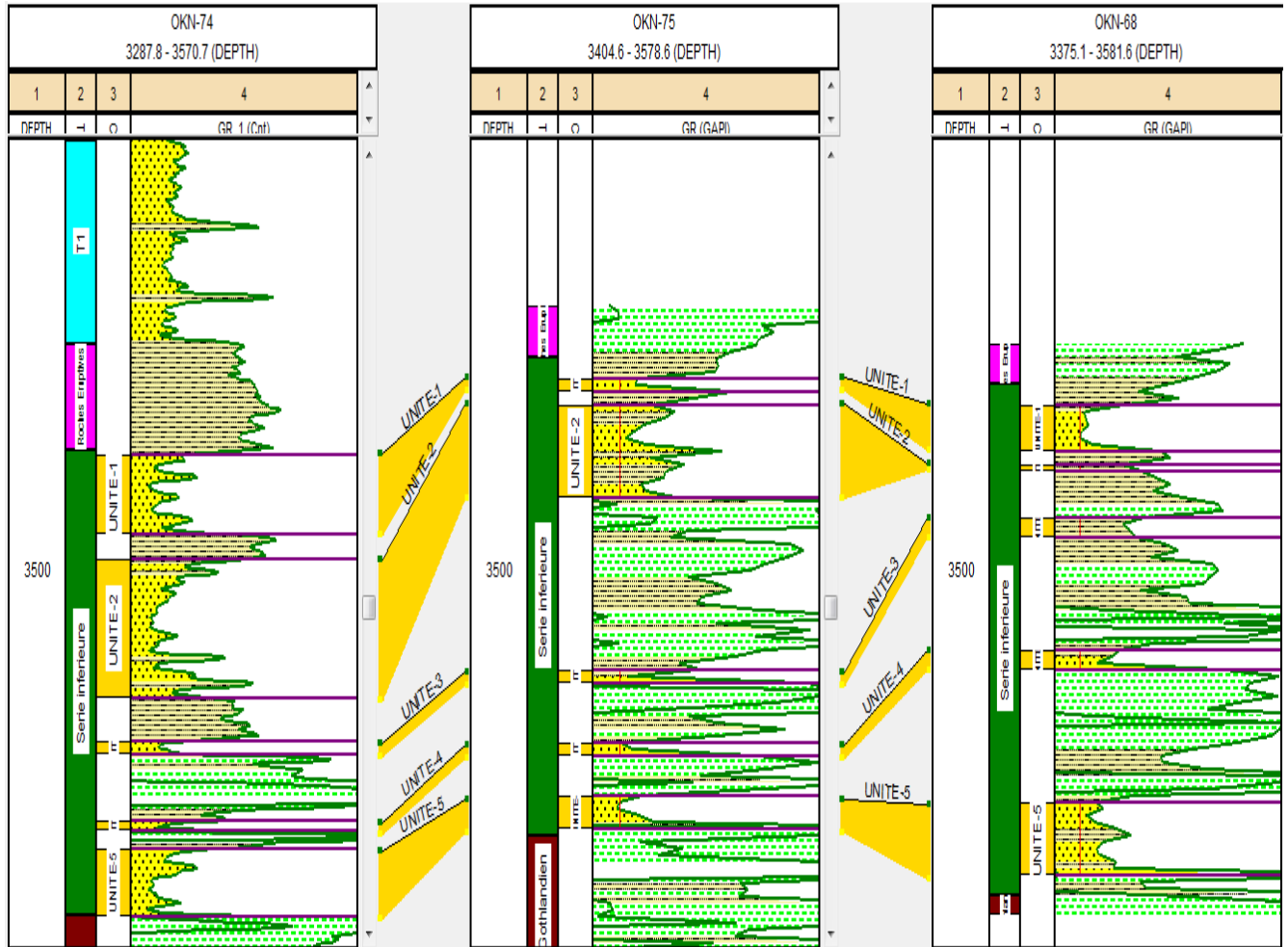
#### **IV.3. Les corrélation entre les puits :**

Les différents profils sont réalisés dans la zone d'étude (partie Est du champ de HBK).

##### **Profil n°1 :**

Ce profil est réalisé pour suivre les formations géologiques (les 5 unités de la SI) à travers les données diagraphiques et géologiques obtenus des puits, il est de direction SO – NE passent par les puits OKN-74, OKN-75, OKN-68.

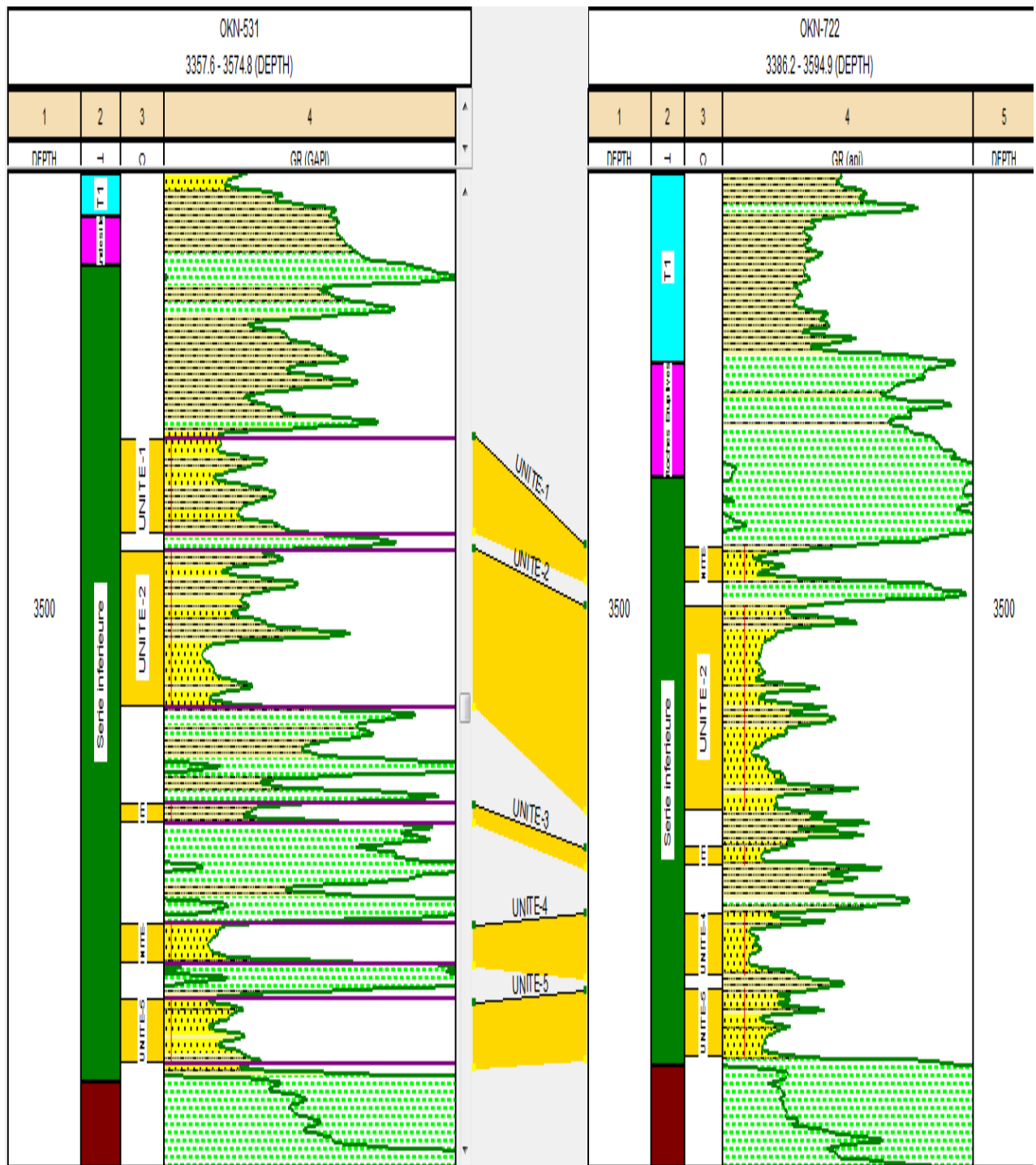
D'après le profil on observe que l'épaisseur des 5 unités diminue du bas vers le haut (SO vers le NE).



**Fig.27** -Corrélation par diagraphie des corps gréseux entre les puits OKN-74, OKN-75, OKN-68.

**Profil n°2 :**

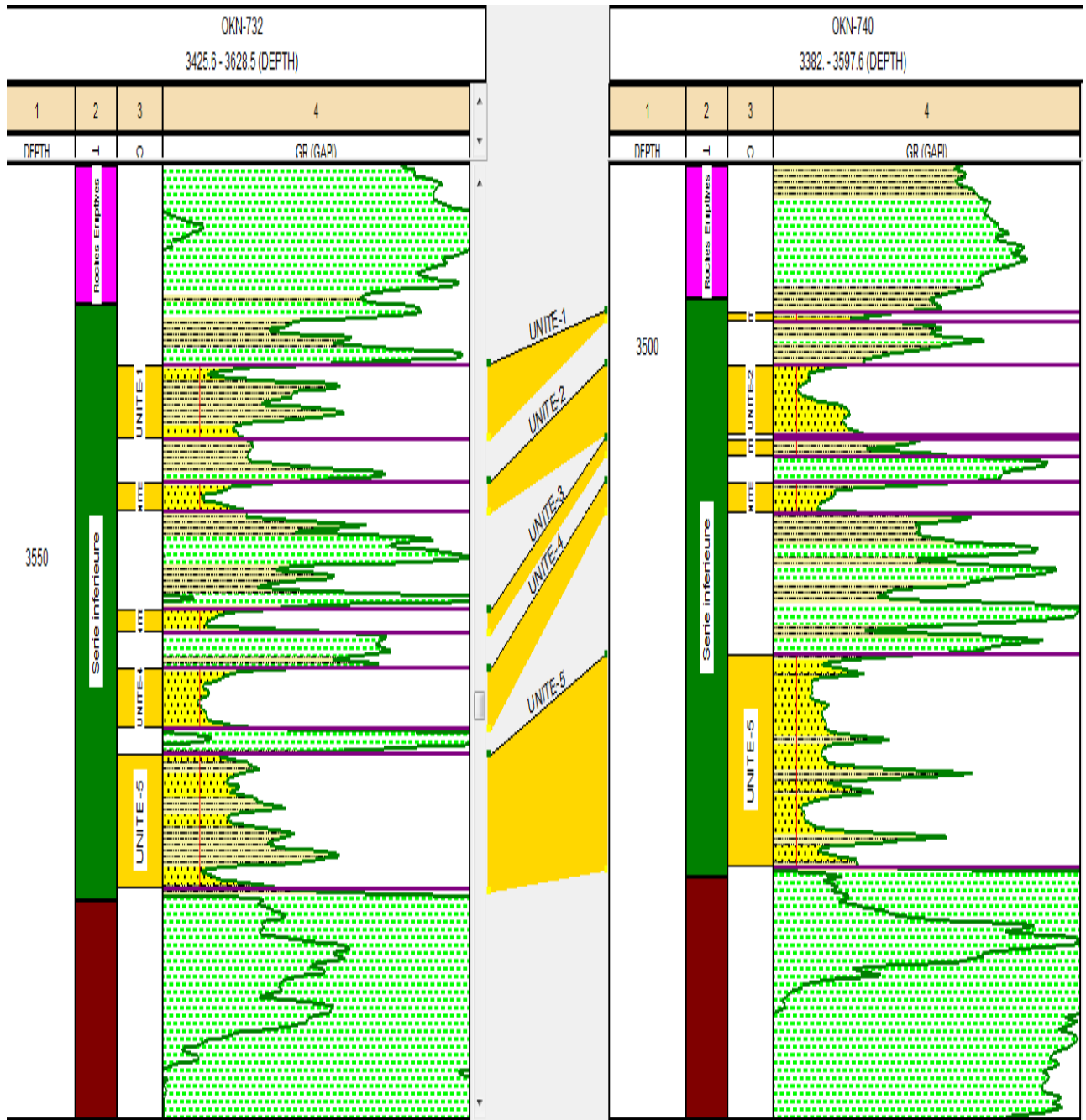
Ce profil est de direction NO – SE passant par les puits OKN-531 et OKN-722, le profile montre que l'épaisseur des 4 unités (2,3, 4, et 5) ne change pas autant que l'épaisseur de l'unité n°1 diminue de 6m dans le puits OKN-531 à 2m au puits OKN-722.



**Fig.28-**Corrélation par diagraphie des corps gréseux entre les puits OKN-531, OKN-722.

**Profil n°3 :**

Ce profil est de même direction que le profil précédent mais l'épaisseur des bancs change d'une façon différente dont l'épaisseur des bancs (1 et 4) diminue alors que l'épaisseur des autres bancs (2, 3 et 5) augmentent dans le puits OKN-740.



**Fig.29** - Corrélation par diagraphie des corps gréseux entre les puits OKN-732, OKN-740.

**Conclusion :**

Cette étude a parmi de valider le découpage en cinq unités et la délimitation de cinq réservoir distincts, alternés d'une épaisse couche d'argile. Chaque unité présente un ensemble de lentilles qui ne sont pas toujours communicantes.

D'après les différentes corrélations des unités (corps gréseux) formant le réservoir de la série inférieure, on conclut que les dépôts de cet réservoir est sous forme de lentilles.

**Chapitre V :**  
**Le problème des**  
**sels dans le**  
**champ de HBK**

**Introduction :**

Dans le champ du Haoud Berkaoui se trouve des problèmes d'exploitation parmi les quels on cite : les venus d'eau, la déplétion du gisement et surtout le problème des sels qui est le plus connu dans cette région. Ces sels provient des eaux produites avec le pétrole ainsi que des roches réservoir.

Pour lutter contre ce problème des différentes méthodes de destructions des dépôts de sel sont utilisées au niveau du champ du HBK parmi les quels on cite :

- Lavage par bouchon d'eau ;
- Injection d'eau au fond en continu ;
- Lavage au coiled tubing ;
- Destruction par le snubbing.

Dans cette étude on se base sur les deux premiers types. Le lavage à l'eau peut avoir un objectif surtout préventif.

L'eau utilisée à Haoud Berkaoui pour l'injecter dans les puits salés est soutirée de la nappe albienne. Avant d'exécuter ses opérations de dessalage, une étude chimique et thermodynamique est demandé pour les objectifs suivants :

- Améliorer l'injectivité des eaux dans le réservoir ;
- Augmenter la durée de vie des filtres ;
- Eviter le colmatage du réservoir.

L'eau de l'albien, avant d'être injecté dans le puits, subit un traitement au préalable, ceci pour ne pas créer d'autres problèmes complémentaires (Belaid, Kimouche, Malki, 2004)..

**V.1. Analyses chimiques et thermodynamiques des eaux d'injection (Albien) :****V.1.1. Analyses chimiques des eaux d'injection (Albien) :**

Pour l'analyse chimique des eaux, plusieurs méthodes spécifiques à chaque élément sont utilisées :

- Absorption atomique ;
- Méthode classique.



Les résultats d'analyses sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 11 - Résultats des analyses chimiques des eaux d'injections (Albien).**

Cations / Anions Mg/l	Albien HBK
Sodium Na <sup>+</sup>	295
Potassium K <sup>+</sup>	30
Calcium Ca <sup>++</sup>	199
Magnésium Mg <sup>++</sup>	75
Strontium Sr <sup>++</sup>	2.2
Baryum Ba <sup>++</sup>	0
Fer Fe <sup>++</sup>	0
Chlorure Cl <sup>-</sup>	435
Carbonates CO <sub>3</sub> <sup>++</sup>	0
Bicarbonates HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	179
Sulfates SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	621
PH à 25°C	8.04

La nappe disponible au niveau de la région est l'Albien dont la salinité est légèrement différente, elle est de classification III selon Palmer et respectivement de nature Chlorurée Calcique, Sulfatée Sodique et Chlorurée Magnésienne d'après Sullin.

#### V.1.2. Tests de filtration :

Ce sont les matières en suspension retenues par un filtre de dimensions de pores données en microns, déterminées par pesées différentielles. La filtration a été effectuée pour l'eau d'injection à travers des filtres millipores de 11, 8, 5, 3, 1 et 0.45 µm.

La répartition des diamètres des matières en suspension correspondant aux eaux étudiées est représentée sur le tableau 02 :

**Tableau 12 - Résultats des tests de filtration.**

Diamètre des filtres $\phi$ µm	Albien HBK
11	8
8	14
5	10
3	9
1	0
0.45	19

Lors de la remontée de l'eau à travers le tubing, les petites particules peuvent former des grosses particules qui vont altérer les filtres en place en diminuant leur durée de vie. Pour les eaux d'injection elles contiennent des particules plus au moins faciles à éliminer dans les stations de traitement des eaux sur le champ.

### V.1.3. Analyses qualitatives et quantitative des MES :

#### V.1.3.1. Analyses aux rayons X :

La technique d'analyse par diffractométrie des rayons X est utilisée pour la détermination qualitative de la nature des substances minérales. L'échantillon est bien broyé, séché et monté sur un porte-échantillon.

Ensuite, il est soumis à un faisceau de rayons X monochromatique qui diffracte par les plans réticulaires des cristaux contenus dans l'échantillon selon la loi de BRAGG (Belaid, Kimouche, Malki, 2004)..

$$\lambda = 2 d \sin Q$$

$\lambda$  : longueur d'onde.

d : distance réticulaire.

Q : angle de diffraction en degrés.

#### Tableau 13- résultats d'analyse aux rayons X.

Albien HBK	Composées présents
Eau	SiO <sub>2</sub> , CaCO <sub>3</sub> , Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , NaCl, BaSO <sub>4</sub>

#### V.1.3.2. Analyse par fluorescences X :

La spectrométrie par fluorescences X est une technique d'analyse élémentaire. Elle conduit à l'identification et au dosage de la plupart des éléments présents dans un échantillon.

Comme toutes les méthodes physico-chimiques d'analyse, la spectrométrie de fluorescence X est une méthode comparative par rapport un témoin ou un étalon (Belaid, Kimouche, Malki, 2004).

L'intensité par fluorescence X mesurée par le détecteur serait également proportionnelle à la concentration de chaque élément. Les résultats sont regroupés dans le tableau 04 :

**Tableau 14 - Résultats d'analyse par fluorescences X.**

<b>Eléments</b>	<b>Albien HBK</b>
<b>SiO<sub>2</sub></b>	<b>55.7</b>
<b>Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	<b>5.38</b>
<b>Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	<b>15.4</b>
<b>CaO</b>	<b>7.38</b>
<b>MgO</b>	<b>2.44</b>
<b>MnO</b>	-
<b>Na<sub>2</sub>O</b>	<b>1.6</b>
<b>K<sub>2</sub>O</b>	<b>0.71</b>
<b>P<sub>2</sub>O<sub>5</sub></b>	<b>2.12</b>
<b>TiO<sub>2</sub></b>	-
<b>Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	<b>0.677</b>
<b>SO<sub>3</sub></b>	<b>3.59</b>
<b>SrO</b>	<b>0.137</b>
<b>PbO</b>	-
<b>ZnO</b>	<b>0.0293</b>
<b>CuO</b>	-
<b>NiO</b>	<b>0.0376</b>
<b>BaO</b>	<b>0.903</b>
<b>V<sub>2</sub>O<sub>5</sub></b>	<b>0.0496</b>
<b>Cl</b>	<b>4.04</b>
<b>Perte au feu à 1100°C</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>100</b>

La détermination de la composition chimique des particules en suspension est difficile. Ces particules sont formées de plusieurs composés associés l'un à l'autre, difficiles à les séparer. Les composés d'oxydes de fer et ses dérivés sont présents dans toutes les eaux d'injection et constitue un élément essentiel de la composition chimique des particules en suspension avec un taux appréciable.

Pour les sulfates et carbonatés qui sont des sels peu solubles, il suffit qu'ils se trouvent à une concentration voisine de leur limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants.

La cause principale de leur formation est la baisse de la pression dans le circuit qui en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation de ceux-ci et ensuite

à leurs précipitation avec les autres sels comme le chlorure de sodium et le changement de la température peut également provoquer leurs précipitations.

#### V.1.4. Etude thermodynamique de l'eau de l'Albien du champ de HBK :

L'étude thermodynamique de l'eau de l'Albien utilisée pour l'injection dans le champ de HBK est effectuée à masse constante sur l'ensemble des échantillons afin de déterminer la pression de saturation, et le rapport gaz/eau.

Lors de l'étude à masse constante à la température de prélèvement aucune bulle de gaz n'a été détectée (Rapport Sonatrach).

Cette expérimentation permet de déterminer les paramètres suivants :

- Pression de saturation ;
- Volume relatif ;
- Masse volumique.

**Tableau 15 - Résultats de l'analyse thermodynamique de l'eau de l'Albien.**

Pression relative Psig	Volume (cm <sup>3</sup> )	Masse volumique (g/cm <sup>3</sup> )
3000	27.65	1.0030
2500	27.72	1.0005
2000	27.795	0.9978
1500	27.87	0.9951
1000	27.94	0.9924
500	28.03	0.9894
350	28.05	0.9887
250	28.065	0.9882
200	28.07	0.9880
150	28.08	0.9876
100	28.09	0.9873
50	28.1	0.9869

#### V.2. les méthodes de destruction des dépôts de sels à HBK :

##### V.2.1. Dessalage par bouchons d'eau :

Ce traitement est un traitement curatif des dépôts formés.

L'injection dans le puits avec un packer de production, d'un volume d'eau varie de 2 à 5m<sup>3</sup> d'eau traitée, des fois plus.

L'eau descend par gravité dans le tubing, en dissolvant sur son passage les cristaux de sel adhérent sur le tubing.

Le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé vers le centre de production, ensuite le puits est remis en production.

#### **V.2.1.1. Avantages des bouchons d'eau :**

- Meilleure efficacité dans le cas où les dépôts sont difficiles à détruire par le travail au câble ;
- Venir en aide au travail au câble dans les cas de coincement d'outils ;
- Eliminer les cristaux qui incrustent sur les parois du tubing et du train de fond;
- Déduire les dépôts dans les tubes perforés ou crépine, où il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils sans risquer une rupture d'attache.

#### **V.2.1.2. Inconvénients des bouchons d'eau :**

- En raison des 8 heures de fermeture qui sont nécessaires pour l'exécution de l'opération, les bouchons d'eau occasionnent des pertes importantes de production.
- Risque de tuer le puits dans le cas où la pression de fond est très faible ou faible indice de productivité.

#### **V.2.2. Dessalage par injection d'eau en continu :**

Dans le cas des puits de salinité élevée et gros producteurs, le grattage au câble et les bouchons d'eau n'étaient pas une solution durable. En effet les opérations d'entretien rapprochées et parfois longues et occasionnent une perte de production importante et dans certains cas ne suffisaient même pas à maintenir le puits à son régime normal de production, c'est pour cette raison que la procédure d'injection d'eau en continu est demandée.

Les quantités d'eau à injecter dans chaque puits sont déterminées en tenant compte de ces paramètres :

- Le débit d'eau du gisement produite par le puits ;
- L'efficacité de contact entre les deux eaux;
- La concentration optimale en ions,  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Na}^{++}$  surtout  $\text{SO}_4^{-2}$ ;
- Le domaine de fonctionnement de la pompe.

L'eau de lavage est injectée à la base du tubing en vue de nettoyer le fond des puits et dissoudre les dépôts de sel qui s'y trouvent.

L'objectif de cette opération est de diluer l'eau de gisement pour éviter la sursaturation vis-à-vis du NaCl et la formation des dépôts après que l'eau se soit vaporisée.

L'inconvénient de cette méthode de traitement est son prix de revient.

L'eau descend par gravité, avant cela une colonne d'eau se forme pour équilibrer la pression de fond, ainsi l'eau arrivant au fond et tout de suite remontée avec le brut, le long du tubing.

Les deux eaux se mélangent, celle du gisement est ainsi diluée.

Donc les dépôts de sel tel que NaCl ne peuvent avoir lieu et c'est pour cette raison que l'injection d'eau en continu à l'objectif surtout préventif.

L'autre inconvénient qui présente cette opération est l'alourdissement de la colonne de production.

### **Conclusion :**

La nature des particules en suspension qui se trouvent dans les eaux de gisement et d'injection est complexe. Plusieurs composés associés l'un à l'autre participent à leurs formation.

La matière en suspension peut se trouver dans une eau sous plusieurs états correspondant à des dimensions des particules bien déterminées. Leur provenance devient un intérêt majeur avant de procéder à leur caractérisation. L'eau d'injection peut ramener des substances issue de la roche réservoir grâce à l'équilibre permanent qui se constitue à l'intérieure du réservoir géré par les facteurs thermodynamiques. L'eau peut contenir plusieurs particules à l'origine de sa formation.

# **Conclusion générale**

### **Conclusion générale :**

L'étude géologique et pétrophysique de la Série Inférieure de la zone Sud- Est du champ Haoud Berkaoui consiste à donner une caractérisation pétrophysique de cette zone, qui se situe dans la partie Nord du Sahara algérien. Elle se trouve à 30km au Sud-Ouest de la wilaya de Ouargla.

Les analyses sédimentologiques ont montré que le milieu de dépôt est un environnement fluviatile en tresse dont la séquence type est composée de facies micro conglomératique à grossier, suivi de grés moyen (réservoirs), puis d'argiles ferrugineuses portant souvent des traces pédogénétiques témoignant ainsi d'une émergence temporaire.

Les descriptions macroscopiques ont permis de subdiviser la Série Inférieure en cinq unités. Les limites de séquences sont soit des surfaces d'érosion locales ou de contact brutaux de granulométrie.

Les corrélations entre unités réalisées par la suite ne révèlent pas le caractère lenticulaire et la complexité des dépôts à morphologie lenticulaire.

Cette étude a permis de valider le découpage en cinq unités lithologiques et la délimitation de cinq réservoirs distincts, alternés d'une épaisse couche d'argile. Chaque unité présente un ensemble de lentilles qui ne sont pas toujours communicantes.

L'étude diagénétique montre que, les caractéristiques réservoirs sont contrôlés par trois ciments prépondérants qui sont la silice, l'argile et la dolomite. La silice se présente sous forme de nourrissage. L'argile souvent associée à la dolomie affecte la partie centrale du champ ce qui réduit substantiellement les paramètres réservoirs dans cette région. La dolomie se présente sous la forme de ciment intergranulaire réduisant considérablement la porosité lors de son existence, mais la dissolution de la halite crée une porosité et une perméabilité pouvant atteindre 20% et 100md.

La zone d'étude est la partie la plus favorable pour le développement pétrolier à cause de la dissolution du ciment dolomitique qui restaure une grande proportion de la porosité.

Le problème connu dans cette région est la précipitation des sels qui provoque le bouchage des perforations ainsi que la colonne de production, pour éviter ce problème un programme de dessalage contenu au fond de puits est demandé.



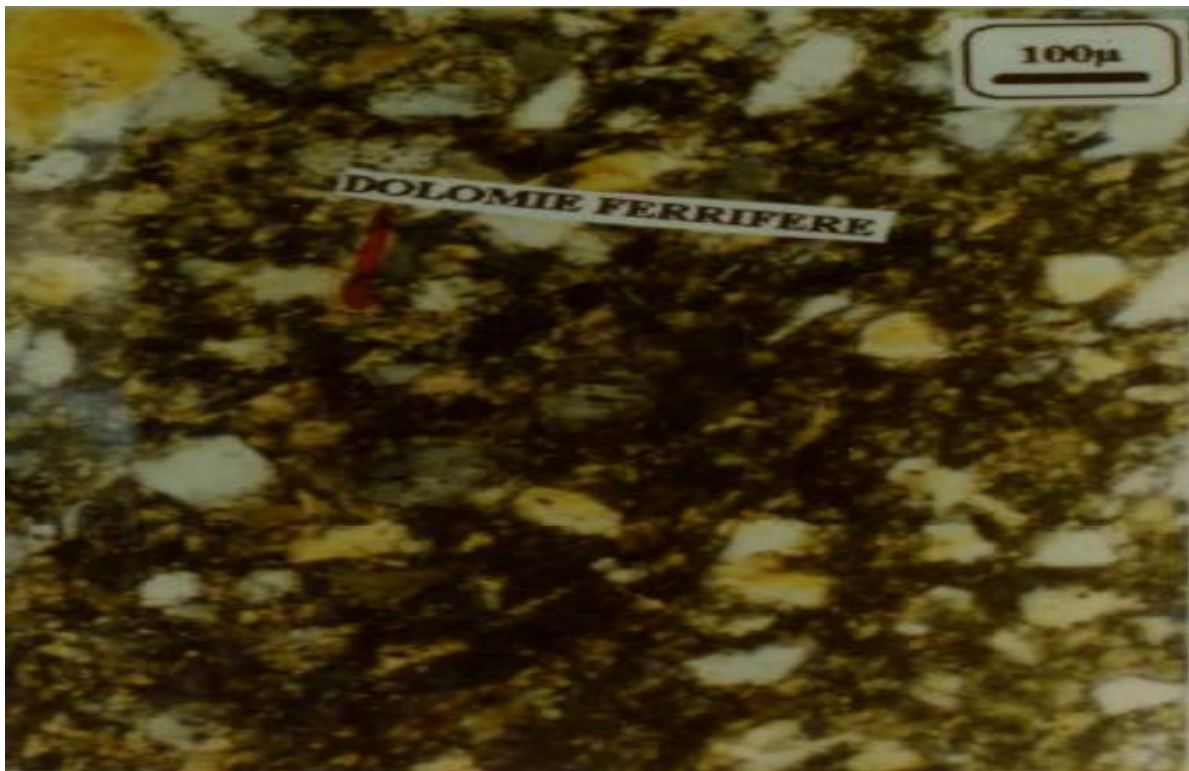
# **Bibliographie**

## BIBLIOGRAPHIE

- **AIT Salem, H. 1990.** Le Trias Détritique de l'Oued Mya (Sahara Algérien), Sédimentation Estuarienne, Diagenèse et Porogenèse potentialités pétrolières. Thèse de Doctorat, Univ : Lyon I, France.
- **Beicip- Sonatrach.** 1992. Evolution des réserves « région d'Oued Mya ». Volume II.
- **Belaid, B., Kimouche, F, Z., Malki, M. 2004.** Amélioration de la filtration des eaux d'injection par l'utilisation des flocculants. Rapport de Synthèse.
- **Ben tellisse.** 2014. Cours de Diagraphie, Univ: Boumerdas.
- **Benamara, M, M. 1996.** Modélisation des réservoirs Argilo-gréseux de TAGI de Haoud Berkaoui, Approche sédimentologique et pétrographique.
- **Benamara, M, M., Berdioui, A., Belkadi, M., Hassaine, R. 1997.** Etude Sédimentologique et Diagenétique des réservoirs Argilo-gréseux de la Série Inférieure du champ de Haoud Berkaoui.
- **Benamrane, O.** 1987. Diagraphie et Sédimentologie : une combinaison Efficace pour l'étude des Bassins et l'exploration des Pièges Stratigraphiques d'hydrocarbures (Trias du Bassin de Oued Mya Algérie). Thèse de Doctorat, Univ : Pierre et Marie Curie, Paris.
- **Boudiaf, M, A., Boudouda, K. 1996.** Affinement du Model géologique de la Série Inférieure pour développement du Maintien de Pression sur le Flanc Est de Haoud Berkaoui.
- **Boudjamaa, A.** 1987. Evolution Structurale du Bassin Pétrolier « Triasique » du Sahara Nord Oriental, Algérie. Thèse de Doctorat, Univ : Paris XJ Orsay.
- **Boyer, S., Mari, J. L. 1994.** Sismique et diagraphie. Institut Française du pétrole.
- **Document SONATRACH.** Rapport d'implantation et de fin de sondage des puits de Haoud Berkaoui.
- **Ferrah, Z. 1997.** Les réservoirs du Trias Argilo-gréseux du champ de Haoud Berkaoui (Etude lithostratigraphique, sédimentologique et diagenétique).
- **Géology of Algéria.** Contribution from Sonatrach Exploration Division Research and Development Centre and Petroleum Engineering and Development Division.
- **Guerrache, B.2011.** The use of production logging and geological correlations for production enhancement in HBK Southern East zone. Master of Science in Oil and Gas Production Engineering Professional thesis, School: IFP.

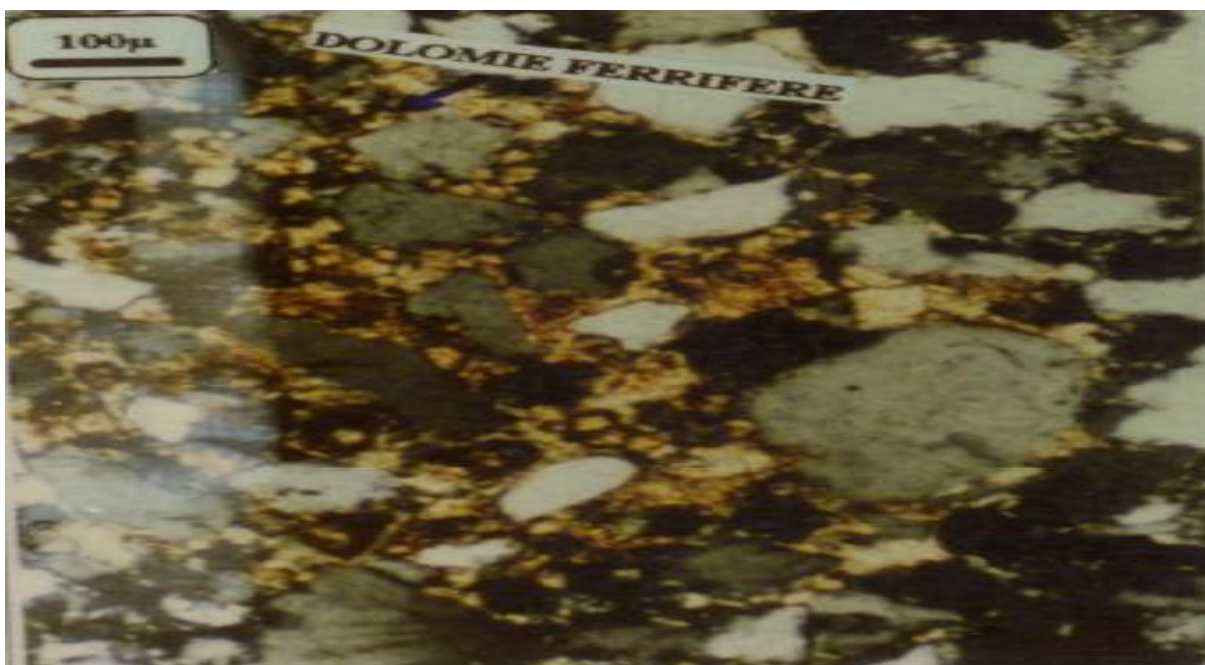
- **IFP-SONATRACH. 1998.** Régional Synthesis of Triassic reservoir in Algeria (rapport interne. Non publié).
- **Isnard, P., Mallet, J, L. 1973.** Correlation géologique, Méthode statistique de traitement des données.( doc SH).
- **Makhoukhi, S. 2003.** Etude thermodynamique de l'eau de l'Albien du champ de Haoud Berkaoui. Rapport Sonatrach.
- **Neggazi, A., Benbaba, A.2013.** Caractérisation et Modilisation de la partie Nord-Est du champ de Haoud Berkaoui. Thèse d'ingénieure spécialisée en Géoscience, Univ : Boumerdés.
- **Ourabaa, K. 2010.** Contrôle de la qualité Physico-chimique des eaux de consommation « champ de Haoud Berkaoui ». Rapport interne.
- **Serra, O. 1985.** Diagraphie différée, pp.13-21, dans Association des Sédimentologiste Français., Dynamiques et Méthodes d'étude des Bassins Sédimentaires, Paris.
- **Thouvenin, J. 1968.** Sédimentologie des réservoirs de Haoud Berkaoui.
- **WEC. (2007).** Well Evaluation Conference.

# **Annexes**



**Fig 30**-Photo montrant le puits OKN-25      LPX100      Côte: 3244.2m

La présence de grains de quartz fins et de feldspaths contenus dans un ciment de dolomie ferrifère.



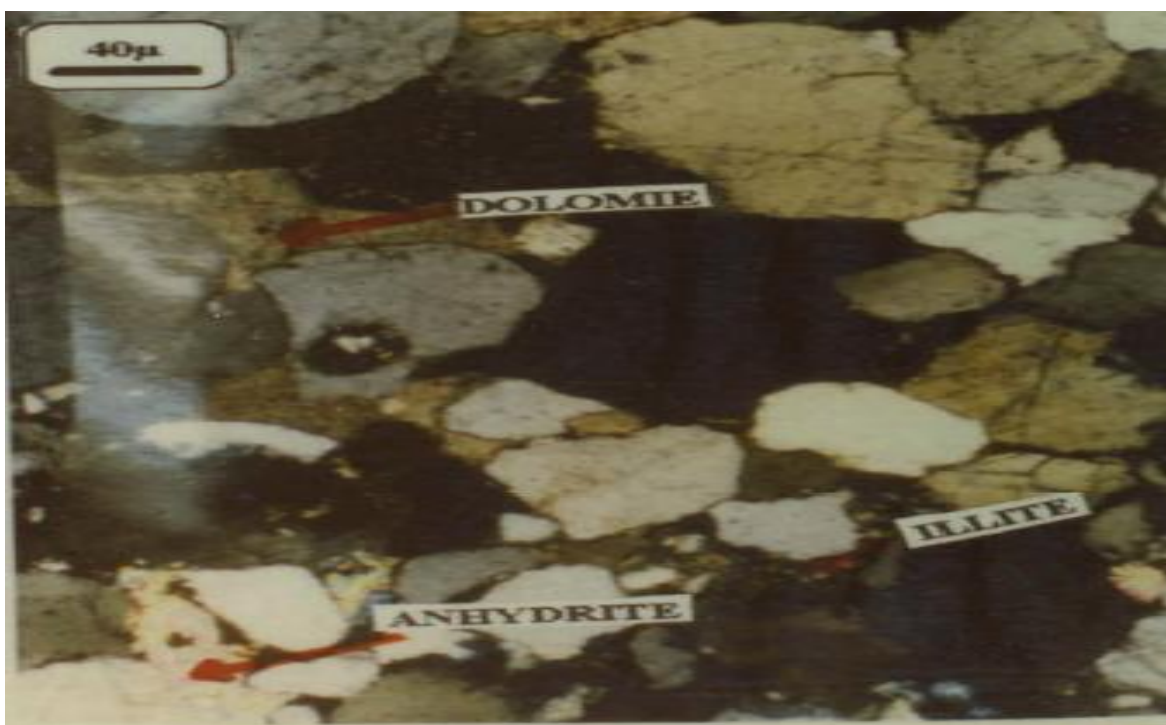
**Fig 31**-photo montrant le puits OKN-25      LPX100      Côte: 3255m

La présence desgrés fin, moyennement classé à cimentation dolomitique et ferrugineuse.



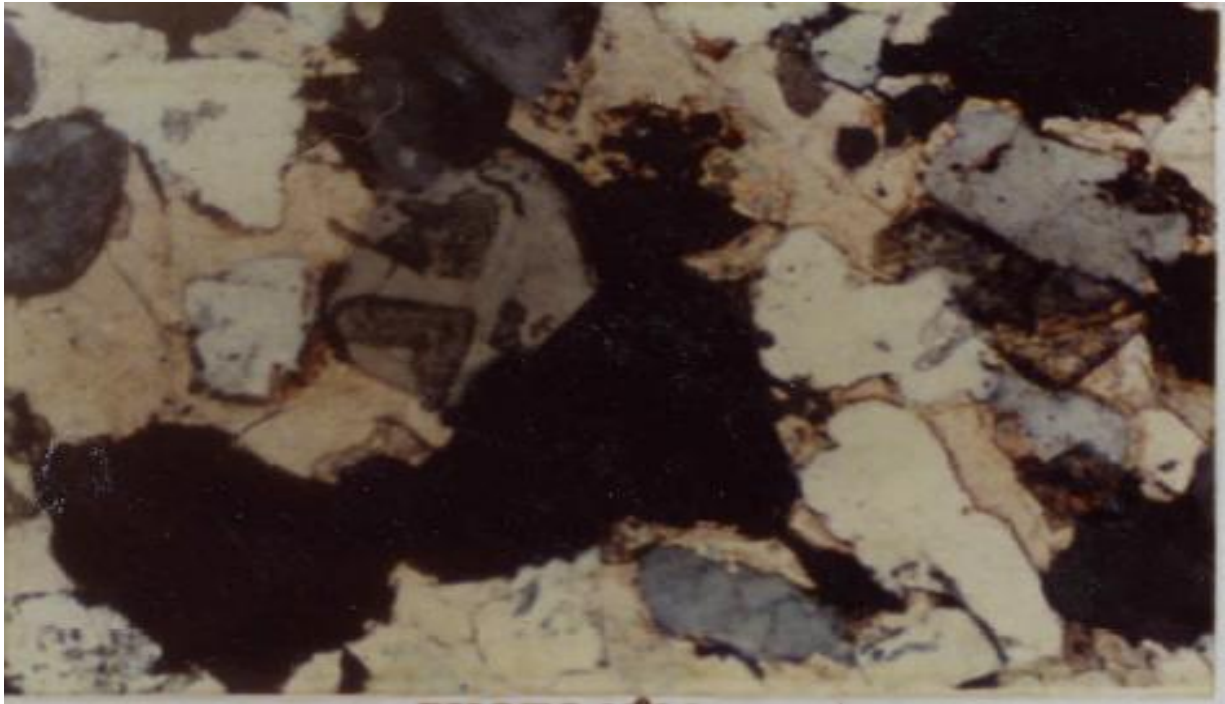
**Fig 32**-photo montrant le puits OKN-25      LPX40      Côte: 3290m

Les grains de quartz subanguleux corrodés par l'illite et la dolomite, ce qui leur donne des contacts irréguliers.

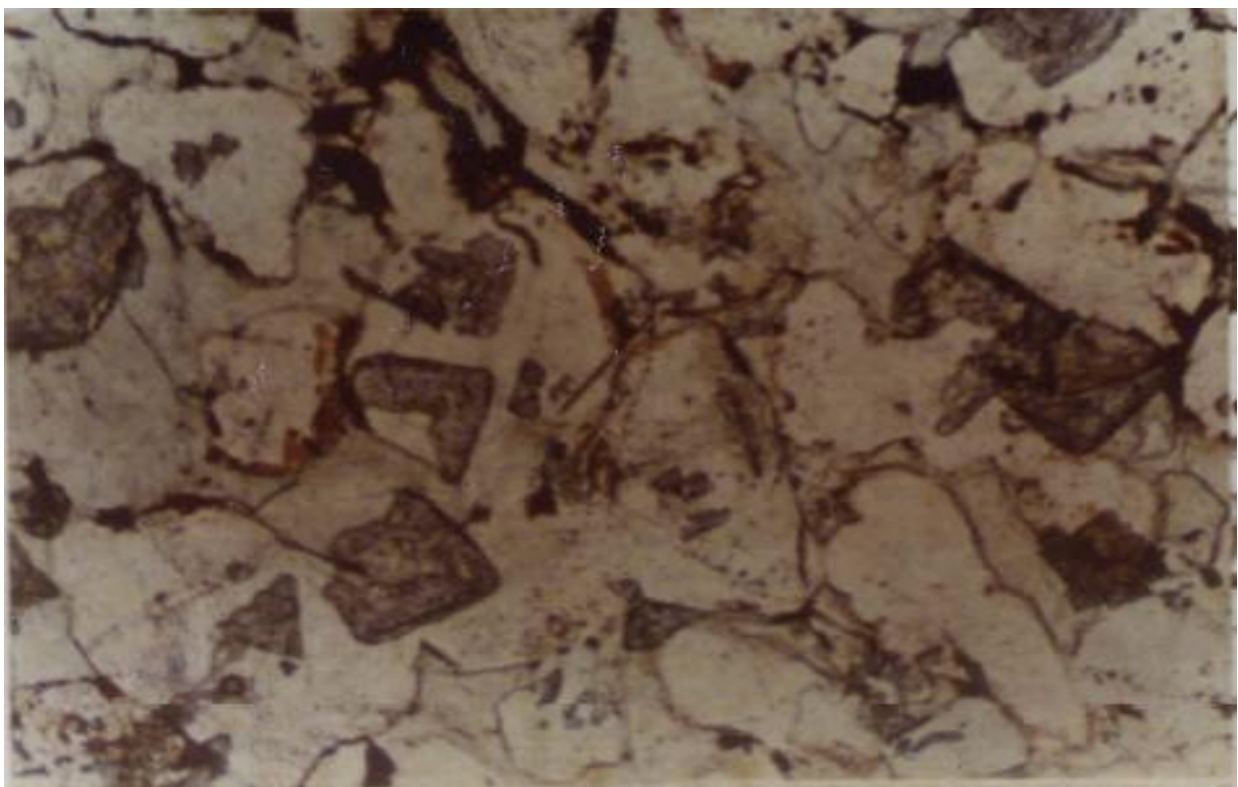


**Fig 33**-photo montrant le puits OKN-25      LPX40      Côte: 3249.5m

Il y a présence de l'anhydrite.



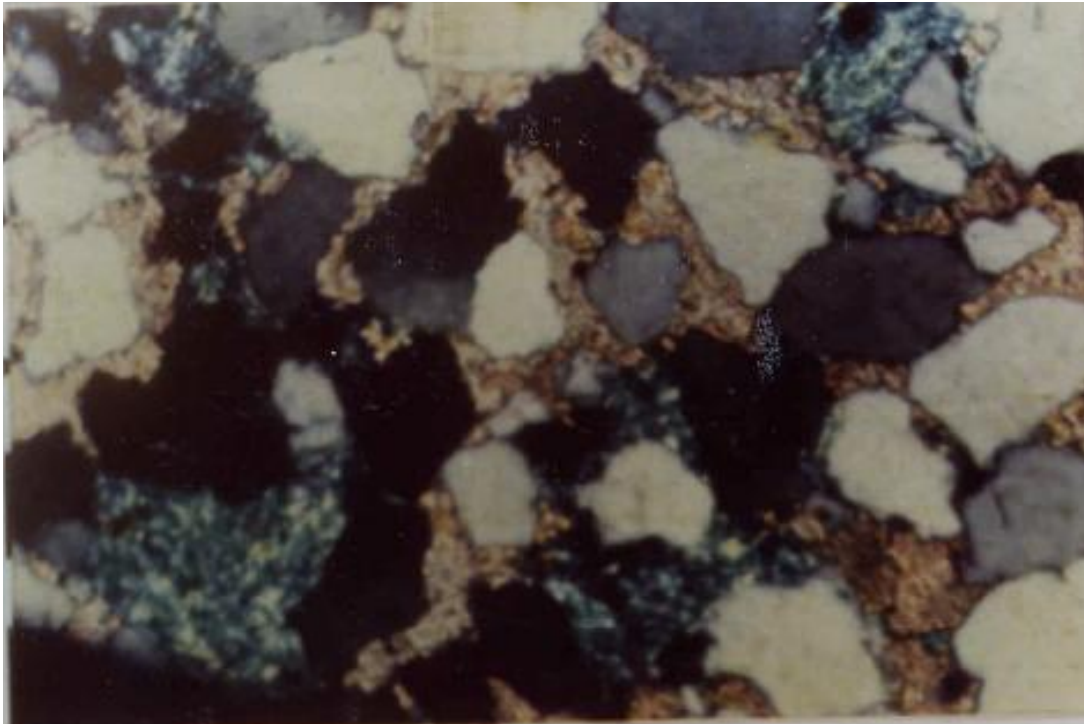
**Photo 1**



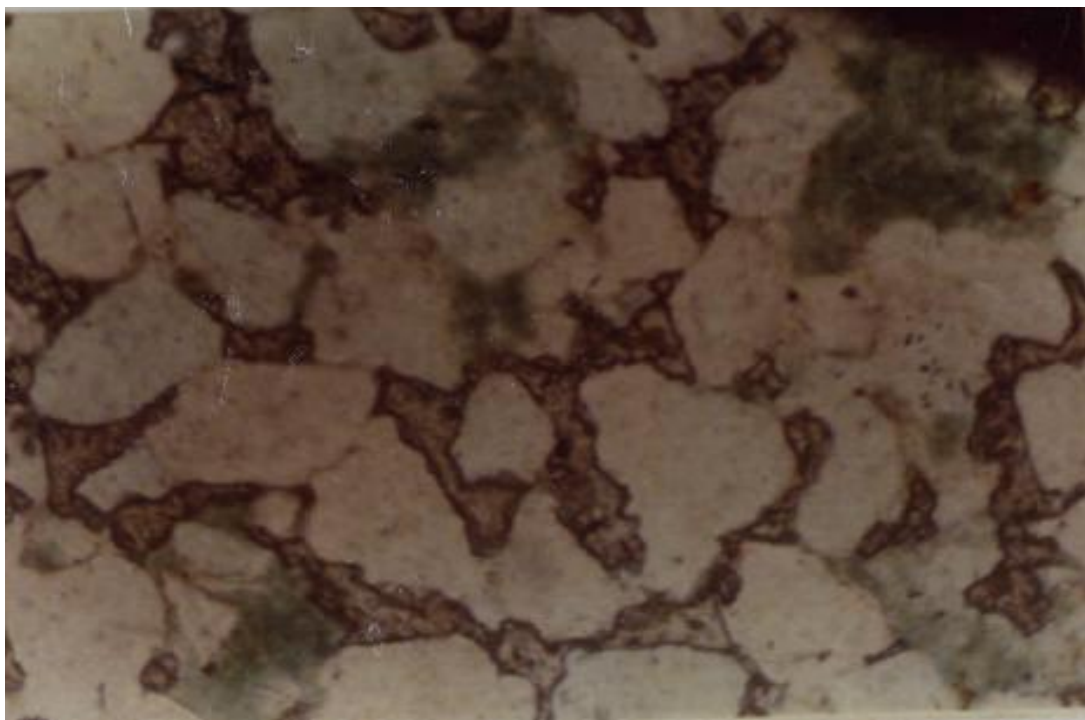
**Photo 2**

**Fig 34-**photo1 et 2 montrant le puits OKN-63 LP et LNX200 Côte: 3472.0m

La présence des grés fins à ciment dolomitique présentant des fantômes d'halites.



**Photo 1**

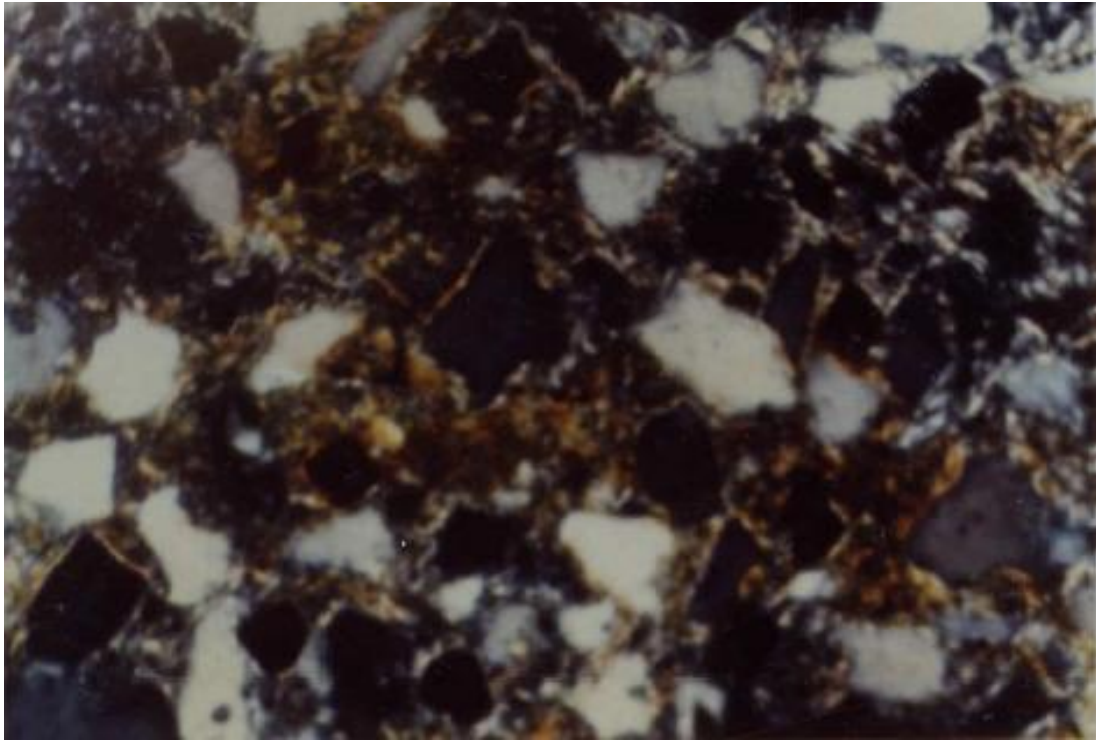


**Photo 2**

**Fig 35**-photo1 et 2 montrant le puits OKN-63 LP et LNX200 Côte: 3474.3m

La présence des grés fins, bien classé à ciment argileux (chloritique) et dolomitique.





**Fig 36**-photo montrant le puits OKN-63      LPX200      Côte: 3475.0m

La présence des grés fins à ciment argileux illitique.

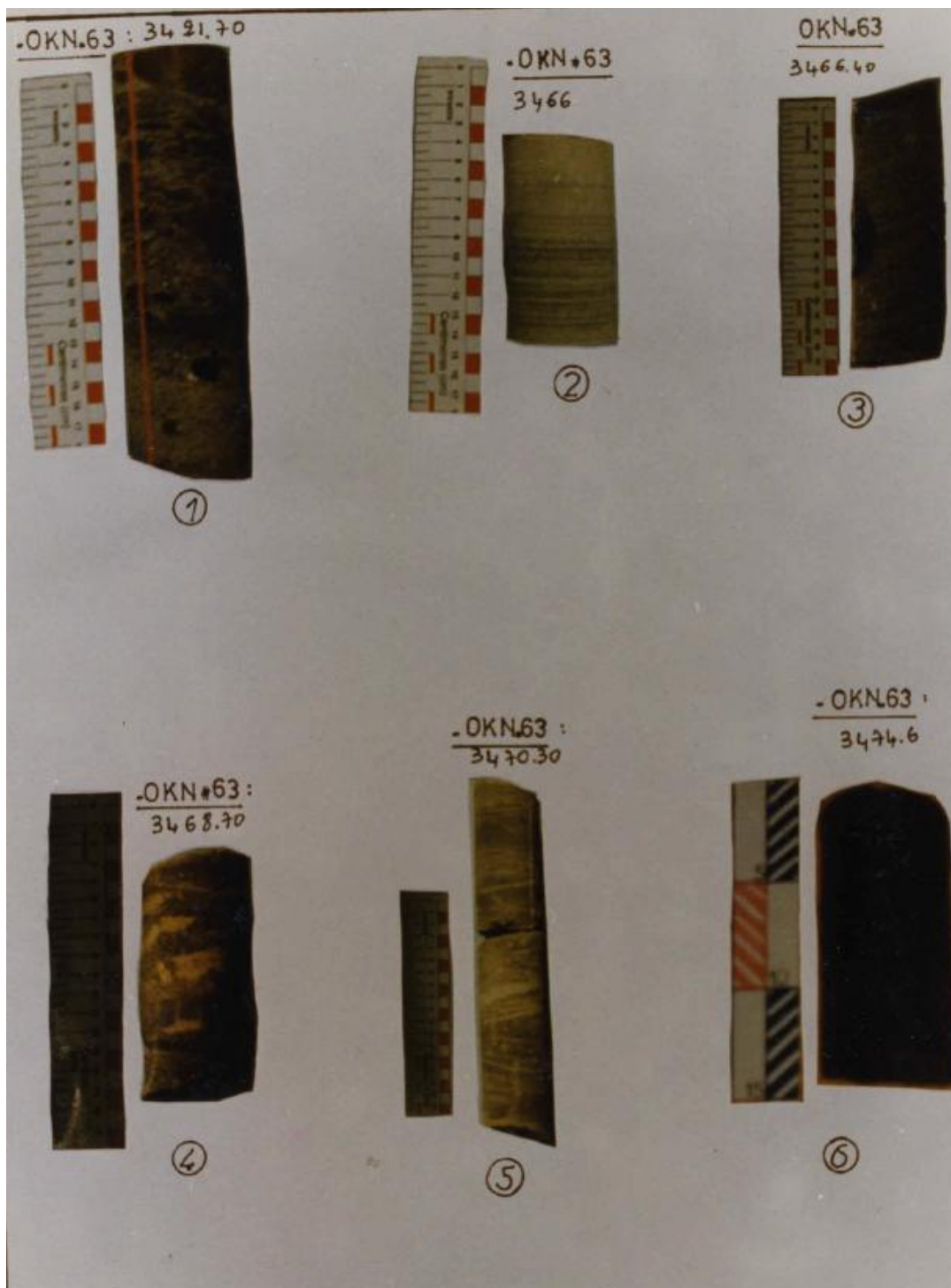


Fig 37-photo montrant des carottes du puits OKN-63.

**Photo N°01** : puits OKN-63      Côte : 3421.70m

Grés fin à ciment argileux et siliceux à galets moues d'argiles subarondies marquant la base d'une séquence de deuxième ordre.

**Photo N°02** : puits OKN-63      Côte : 3466.40m

Grés fin gris clair à stratification subhorizontal devenant oblique à entrecroisées avec présence de quelques taches blanchâtres.

**Photo N°03** : puits OKN-63      Côte : 3466.0m

Grés fin gris blanc à stratification horizontal.

**Photo N°04** : puits OKN-63      Côte : 3463.70m

Grés moyen légèrement imprégné avec des nodules dolomitiques.

**Photo N°05** : puits OKN-63      Côte : 3470.30m

Grés moyen à grossier gris sombre légèrement imprégné présentant des stratifications entrecroisées.

**Photo N°06** : puits OKN-63      Côte : 3476.6m

Grés fin à moyen friable et imprégné (bitumineux).