

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté de sciences et technologie et sciences de matière
Département d'hydrocarbures



MEMOIRE

Master professionnel

Domaine : Hydrocarbures

Filière : Génie Pétrolière

Spécialité : Forage

Présenté par :

✍ ZAHY ABDELHAMID

✍ AZZABI ABDELLATIF

Thème

**Interprétation et Analyse des Paramètres
Pétrophysiques a partir des Diagraphies
Différées du réservoir dévonien F6 du
champ de TFT (bassin d'ILLIZI)**

Devant le jury :

Président : Mr Chouicha. S

MA

Univ. KM Ouargla

Examineur : Mr.Douak.M

MA

Univ.KM Ouargla

Encadreur: Mr. Fenazi .B

MA

Univ. KM Ouargla

Année universitaire : 2012 -2013



DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce travail :

- ❖ *A ma très chère mère.*
- ❖ *A mon très cher père.*
- ❖ *A mon frères et ma sœurs.*
 - ❖ *A mon grand frères: hammadi mahmoud, derise
mohamed*
- ❖ *A tous mes amis, boudellioua halim ,semessel
fethi, laib djamel , tushouded yahia*



Zahi abdelhamid



Dédicaces

Je Dédie ce Modeste Travail :

A ma Très Chère Mère

Mon Très Cher Père

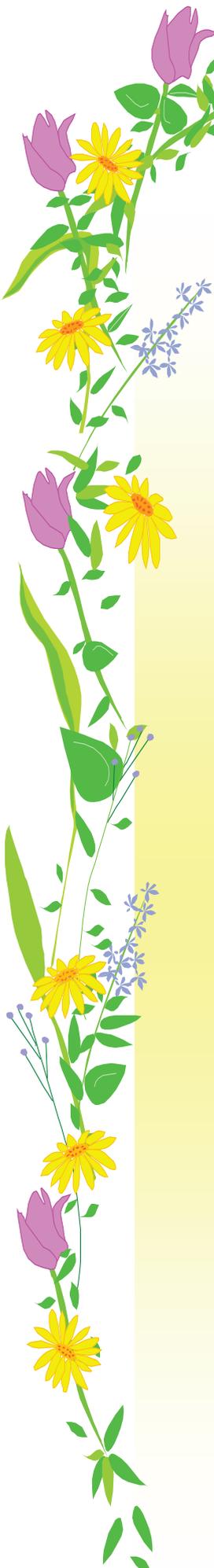
*qui ont Beaucoup sacrifié avant de voir le fruit
de Leur éducation ; A mon frères et A ma sœurs ;*

Toute ma famille, mes tantes, mes oncles.

A tous mes amies j'ai connu dans ma vie.

M. A33A B9





Remerciement

En premier, je remercie le Tout Puissant ALLAH, notre créateur qui m'a donné la force d'accomplir ce travail.

Je tiens à remercier vivement, le chargé du suivi de ce travail,

Monsieur FENAZI BILAL , ET Mr AMEUR ZIAMECHE OUAFI ,REMITA ABDERAOUF pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.

Je présente mes chaleureux remerciements aux enseignants du département génie pétrolier pour leurs aides et orientations durant ma formation en particulier.

Et à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.



SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	01
CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMPE DE TFT	
Introduction.....	02
I.1. situation géographique.....	02
I.2. Présentation des puits	04
I.3. gisements de TFT.....	04
I.3.Historique de découverte.....	07
I.4.Coupe stratigraphique.....	07
I.4.1.Le dévonien.....	08
I.4.2. Le géothlandien.....	09
I.4.3. L'ordovicien.....	10
I.5. Aspect pétrolier.....	10
CHAPITRE II : MATERIELES ET METHODES.	
Introduction.....	12
II.1.Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs.....	12
II.1.1.La porosité	13
II.1.2.La perméabilité.....	13
II.2.Invasion d'une formation poreuse perméable par le fluide de forage.....	15
II.3.Diagraphie différée.....	17
II.3.1.définition.....	17
II.3.2. Les moyens techniques d'enregistrement.....	17
II.3.3. Présentation d'une diagraphie	19
II.3.4. Les Différentes Diagraphies Enregistrées.....	21
II.3.4.A. Les Outils De Resistivite Et D'induction.....	21
II.3.4.A. 1. Definition.....	21
II.3.4.A.2. Application.....	21
II.3.4.A.3. La Qualité De L'électrolyte.....	22

II.3.4.A.4. La Quantité Et Le Mode De Distribution De L'électrolyte.....	22
II.3.4.A. 5. La Resistivite Des Roches Dans La Zone Lavée.....	23
II.3.4.A.6. La Resistivite Des Roches Dans La Zone Vierge.....	23
II.3.4.7. La Saturation.....	23
II.3.4.B. Diagraphies De Rayonnement Gamma "Gr".....	24
II.3.4.B.1. Definition.....	24
II.3.4.B.2. Application.....	24
II.3.4.B.3. Le Paramètre Enregistre.....	24
II.3.4.B.4. Interprétation Qualitative.....	25
II.3.4.B.5. Interprétation Quantitative.....	26
II.3.4.C. Mesure Du Diamètre Du Trou (Caliper).....	26
II.3.4.C. 1. Définition.....	26
II.3.4.C.2. Application.....	27
II.3.4.D. Diagraphies Neutron (Indice D'hydrogene).....	28
II.3.4.D.1. Définition.....	28
II.3.4.D.2. Application.....	28
II.3.4.E. Diagraphies Densité.....	29
II.3.4.E.1. Definition.....	29
II.3.4.E.2. Application.....	29
II.3.4.F. Diagraphies Sonique.....	31
II.3.4.F.1. Définition.....	31
II.3.4.F.2. Application.....	31
II.3.4.F. 3. Principe De Fonctionnement.....	31
II.3.4.F.3. La Mesure.....	31
CHAPITRE III : RESULTATS ET DECISIONS	
Introduction	33
III.1. Interprétation Et Evaluation Des Paramètres Du Réservoir Dévonien Du Champ De TFT.....	33
III.1.1. Interactive Petro Physique 3.4.....	33

III.1.2. La Base De Donnée De Ip « IpDatabase ».....	33
III.1.3. Diagraphies Enregistrées	34
III.1.4. Chargement Des Données.....	34
III.1.5. Condition Du Trou.....	35
III.1.6. Détermination Du Volume D'argile.....	35
III.1.7. Détermination Des Paramètres Argileux.....	42
III.1.8. Détermination Des Résistivités.....	43
III.1.8.A. Détermination De La Résistivité De Formation.....	43
III.1.8.B. Estimation De La Résistivité De L'eau De Formation.....	43
III.1.9. Paramètres Matriciels.....	43
III.1.10. Facteur De Formation.....	44
III.1.11. Détermination De La Porosité Et De La Saturation En Eau.....	46
III.1.11.A. Estimation Des Porosités.....	46
III.1.11.B. Calcul De Saturation.....	48
III.1.11.C. Corrélation Porosité Log-Porosité Carotte.....	54
III.2. Analyse Des Résultats De L'interprétation.....	54
Conclusion.....	58

LISTE DES TABLEAUX

Tab n°1	: Situation des puits d'études.....	04
Tab n° 2	: Historique de découverte.....	07
Tab n° 3	: Stratigraphie du réservoir d'étude.....	08
Tab n° 4	: Diagraphies enregistrées.....	34
Tab n°5	: Condition du trou.....	35
Tab n° 6	: Valeurs GR (min, max).....	41
Tab n°7	: Valeurs GR (min, max).....	41
Tab n° 8	: Valeurs GR (min, max).....	41
Tab n° 9	: Valeurs GR (min, max).....	41
Tab n° 10	: Paramètres argileux.....	42
Tab n° 11	: Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFY-37.....	54
Tab n°12	: Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFNW-4.....	55
Tab n° 13	: Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFW-3.....	56
Tab n° 14	: Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFN-13.....	56

LISTE DES FIGURES

Fig. 1 : Situation géographique.....	03
Fig. 2 : Gisements de TFT.....	06
Fig.3 : Volume, porosité, saturation, perméabilité d'un réservoir.....	12
Fig. 4 : Représentation schématique de l'invasion.....	16
Fig. 5 : Schéma général d'un matériel de diagraphie.....	18
Fig. 6 : Exemple d'en tête de diagraphies.....	20
Fig. 7 : Radioactivité naturelle des argiles.....	25
Fig. 8 : Influence de la lithologie sur le Caliper et représentation des Enregistrements	27
Fig. 9 : Interaction corpusculaire.....	28
Fig. 10 : Interaction corpusculaire.....	29
Fig. 11 : Schéma de principe d'une sonde densité.....	30
Fig. 12 : Densité mesurée par le log de densité.....	30
Fig. 13 : Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de Formations..	32
Fig. 14 : Chargement des données par IP.....	34
Fig. 15 : Calcul du volume d'argile par IP.....	36
Fig. 16 : Log composite puits TFY-37.....	37
Fig. 17 : Log composite puits TFNW-4.....	38
Fig. 18 : Log composite puits TFW-3.....	39
Fig. 19 : Log composite puits TFN-13.....	40
Fig. 20 : Détermination des paramètres argileux par IP.....	42
Fig. 21 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation.....	45
Fig. 22 : Calcul de la porosité et de la saturation en eau par IP.....	46
Fig. 23 : Résultats de l'interprétation puits TFY-37.....	50
Fig. 24 : Résultats de l'interprétation puits TFNW-4.....	51
Fig. 25 : Résultats de l'interprétation puits TFW-3.....	52
Fig. 26 : Résultats de l'interprétation puits TFN-13.....	53

INTRODUCTION :

L'existence des hydrocarbures est confirmée ou infirmée par la présence de forage, où de multiples paramètres physiques peuvent être enregistrés traduisant, ainsi, les propriétés pétrophysiques des séries sédimentaires traversées par le sondage utilisé dans les puits (TFY-37, TFNW-4, TFW-3, TFN-13) sur le champ de TIN FOUYE TABANKORT.

Le présent travail comporte trois chapitres :

- Le premier consiste en la présentation du contexte géographique et géologique de la région d'étude.
- Le deuxième chapitre décrit les caractéristiques pétrophysiques de réservoir et généralité de diagraphies différées.
- Le troisième chapitre, suivi d'une évaluation et d'une interprétation des différents paramètres pétrophysiques du réservoir Dévonien F6 du champ de TFT par le logiciel Interactive Petrophysique.
- Enfin, une conclusion générale permettant d'analyser les résultats des diagraphies conventionnelles et celles des outils des tests. Afin de montrer que ces diagraphies sont contributives, ainsi pour une meilleure caractérisation du réservoir.

INTRODUCTION :

La Direction Régionale de Tin Fouyé Tabankort connu sous le nom de TFT est une unité opérationnelle de la Société Nationale SONATRACH, Activité Amont, Division Production créée en 1976 dans le cadre de la réorganisation de l'ancien secteur d'In Aménas.

Ce chapitre est consacré à la présentation du champ d'étude.

I.1. SITUATION GEOGRAPHIQUE :

Le champ de TFT est situé dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi plus précisément à 300 Km au Nord-Ouest de In-Aménas et à 500 Km au Sud-Est de Hassi-Massoud. Elle recouvre une aire de 4000 Km² (**Figure :1** et **Figure : 2**).

La région de TFT est délimitée par les coordonnées UTM suivantes :

$$\begin{array}{ll} X_1 = 310\ 000. & X_2 = 400\ 000. \\ Y_1 = 3\ 110\ 000. & Y_2 = 3\ 190\ 000. \end{array}$$



Fig1: Situation géographique.
(Source : Document Sonatrach)

I.2. PRESENTATION DES PUITIS :

Pour réaliser notre étude nous avons utilisé quatre puits (TFY-37, TFNW-4, TFW-3, TFN-13) répartis un peu partout sur le champ de TIN FOUYE (**Figure : 2**).

Le tableau suivant récapitule la situation géographique des puits et leurs années de forage :

Tab.n°1: Situation des puits d'études.

Puits	Année deforage	X	Y	Z _s	Z _t
TFY-37	2006	354787,39	3149626,32	472,056	477,15
TFNW-4	2006	348668,35	3161472,98	438,237	443,337
TFW-3	2001	347308,007	3150108,527	506,927	512,027
TFN-13	2006	356349,99	3156361,01	493,767	498,867

I.3. GISEMENTS DE TFT:

Il est constitué par les gisements suivants : (**Figure 2**)

I.3.1. GISEMENT DE TFT ORDOVICIEN :

- Le gisement de TFT se présente comme un anneau d'huile, coiffé d'un important gaz cap.
- Le toit du réservoir Ordovicien forme un monoclinale de Direction Est-Ouest et de pendage Nord.
- Le mode de drainage : expansion des gaz dissous et du gaz cap.
- Injection d'eau à partir de 1981.
- Le gisement est exploité actuellement en partie par gaz-lift.

I.3.2. GISEMENT DE TIN FOUYE : (TFY)

Il constitue le champ d'étude, il se présente comme une zone haute, extrêmement complexe. C'est le gisement le plus ancien dans toute la région de TFT. Il présente une structure importante avec des dimensions de (306 Km²) et une hauteur imprégnée d'environ 160 m (160 m à TFY18).

Les forages ont mis en évidence des accumulations d'huile dans le réservoir Dévonien F6 et dans l'Ordovicien au niveau des séries paléozoïques.

Le réservoir dévonien est exploité par gaz-lift depuis sa mise en exploitation.

I.3.3. GISEMENT D 'AMASSAK :

Le gisement d'AMASSAK est situé à 25 Km à l'Ouest - Nord Ouest du gisement de TFT.

Le réservoir Ordovicien se présente comme un monoclinal penté vers le Nord-Est et recoupé par plusieurs accidents subméridiens. Ces derniers jouent le rôle de limite de compartiments de l'accumulation d'huile.

Des accumulations d'huile ont été mises en évidence qui constitue le principal réservoir de cette zone.

I.3.4. GISEMENT DE DJOUA :

Le gisement de DJOUA est situé à 30 Km au Sud-Est de TFT. Il se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord-Ouest Sud- Est affecté par une faille de même direction. Il produit de l'huile principalement dans le réservoir F6 (Unités C-1, A-VIII et M-1-X) par pompage électrique.

I.3.5. GISEMENT DE TAMENDJLET :

Le réservoir de TAMENDJLET est situé à environ 6 km au Nord-Ouest de TFT. Il se présente sous forme de deux unités structurales majeures, séparées par un grand accident composé d'une série de failles en relais du Sud au Nord.

L'exploitation du réservoir F6 se fait par gaz-lift.

I.3.6. GISEMENT DE HASSI MAZOULA NORD :

Le réservoir Dévonien F6 se présente comme un anticlinal aplati et légèrement allongé du Sud-Sud-Est au Nord-Nord-Est(SSE-NNE). Il est lié à l'accident majeur Mazoula-Belouda.

L'exploitation du réservoir F6 se fait par pompage électrique.

I.3.7. GISEMENT DE HASSI MAZOULA SUD :

Le gisement de HMZ-SUD se présente sous forme d'anticlinal limité par deux failles à l'Est et à l'Ouest dont les rejets sont de l'ordre de 100 m.

Actuellement, seul le réservoir F6 produit de l'huile par pompage électrique.

I.3.8. GISEMENT DE HASSI MAZOULA « B » :

Le gisement de HMZ-B se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord-Sud et dont le flanc oriental est faillé. La structure présente une fermeture structurale d'une trentaine de mètres et son aire est de 4,4 Km².

Des accumulations d'huile ont été, aussi mises en évidence dans le réservoir F6.

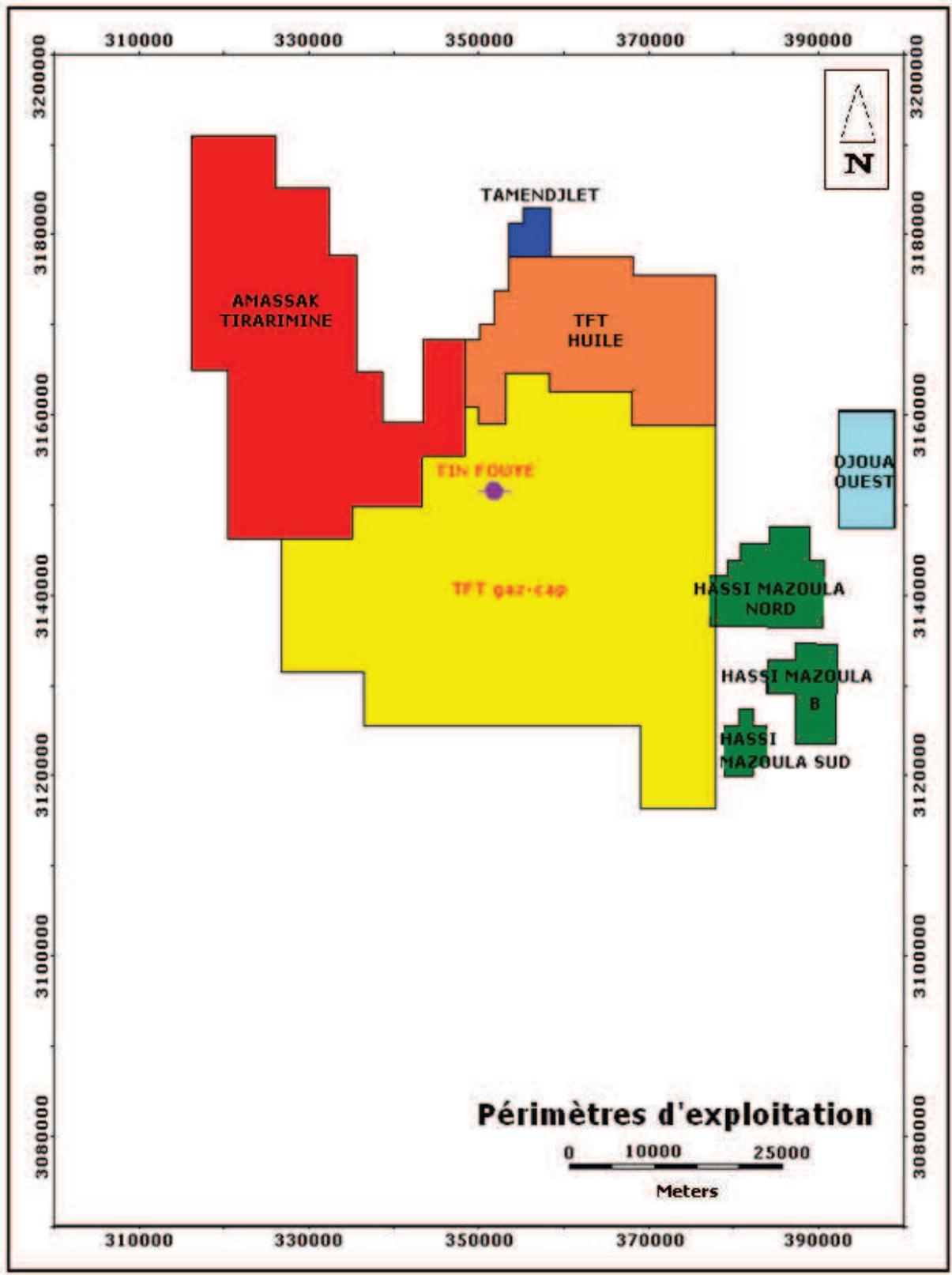


Fig. n° 2: Gisements de TFT
 (Source : Document Sonatrach)

I.4. HISTORIQUE DE DECOUVERTE:

La découverte des réservoirs de ce champ et ses mises en production sont mentionnées dans le tableau suivant :

Tab.n° 2: Historique de découverte.

CHAMPS	DATE DE DECOUVERTE	DATE DE MISE EN SERVICE
SECTEUR SUD		
TIN-FOUYE	1961	1963
HASSI-MAZOULA-S	1963	1966
HASSI-MAZOULA-B	1966	1967
TIN-FOUYE NORD	1966	1966
HASSI-MAZOULA-N	1958	1965
SECTEUR NORD		
TFT ZONE 100	1966	1967
DJOUA-OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1968
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

(Source : Document Sonatrach)

I.4. COUPE STRATIGRAPHIQUE:

La coupe stratigraphique du champ de TFT se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-Ordovicien gréseux au Turonien-Calcaire.

L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ. On remarque néanmoins dans certaines zones que le paléozoïque est profondément entamé par une discordance Hercynienne, par voie de conséquence il ne reste que quelques mètres du Carbonifère et de même pour le réservoir F6, complètement ou partiellement érodé à son sommet.

Le tableau ci-après récapitule les différentes unités rencontrées dans les puits d'études.

Tab.n° 3: Stratigraphie du réservoir d'étude.

Puits	Réservoir	Unité	TFY-37	TFNW-4	TFW-3	TFN-13
RESERVOIR F6	DEVONIEN INFERIEUR	C-3 I	Erodée	C-3 I	C-3 I	Erodée
		C-2 II	Erodée	C-2 II	C-2 II	C-2 II
		C-1 III	C-1 III	C-1 III	C-1 III	C-1 III
	GOTHLANDIAN SUPERIEUR	B-2 IV-V	B-2 IV-V	B-2 IV-V	B-2 IV-V	B-2 IV-V
		B-2 VI	Non atteinte	Non atteinte	B-2 VI	Non atteinte
		B-1 VII	Non atteinte	Non atteinte	Non atteinte	Non atteinte

(Source : Document Sonatrach)

On va développer essentiellement la stratigraphie des réservoirs Dévonien inférieur et du Gothlandien supérieur, qui représente le réservoir d'étude.

I.4.1. LE DEVONIEN:

La série Dévonienne est marquée par la disparition des termes du Dévonien moyen.

- **Le Dévonien supérieur** :il est constitué de :

- **Le Strunien « Réservoir F2 »** :C'est un ensemble d'argile grise-noire, silteuse,

indurée et micacée ou s'intercalent quelques niveaux métriques de grés brun, moyen à grossier, silico-argileux et pyriteux. Il présente une épaisseur moyenne de **65 m**.

- **Série argileuse** :épaisseur moyenne de **154 m**.

- **Le Dévonien inférieur**: ilest aussi appelé réservoir F6 ; constitué des unités suivantes :

- **Unité C-3-I** :Elle est constituée de grés gris à bruns moyens à grossiers, à Stratifications obliques soulignées par des niveaux très grossiers, fissurées par endroit (fissures ouvertes rarement fermées colmatées par la silice), alternées par fois d'argile silteuse. Il présente une épaisseur moyenne de **10 m**.

➤ **Unité C-2-II** : Cette unité est représentée par une intercalation des niveaux métriques de grés blancs, fins à très fins, mal cimentés, intercalés à des fines passes d'argile grise foncée, silteuse, finement micacée et de silt blanc tendre. Elle présente une épaisseur moyenne de **25 m**.

➤ **Unité C-1-III** : C'est une superposition des niveaux de grés blancs, moyens à grossiers bien classés, siliceux et riches en dragées de quartz; séparés par des passes d'argile grises foncées, silteuses et indurées finement micacées. Elle présente une épaisseur moyenne de **15 m**.

I.4.2. LE GOTHLANDIEN :

- **Le Gothlandien argilo-gréseux**: la partie supérieure est appelée F6 constituée de six unités :

➤ **Unité B-2 IV-V** : C'est une succession rythmique des niveaux de grés gris clairs, moyens à grossiers, silico-argileux et d'argile grise foncée, silteuse, indurée, finement micacée. Elle présente une épaisseur moyenne de **60 m**.

➤ **Unité B-2 VI** : Elle est caractérisée par une superposition de niveau de grés blanc, moyen à grossier, sub-arrondi à arrondi, et moyennement consolidé, séparés par des passes d'argile grise-foncée, silteuses, finement micacées. Elle présente une épaisseur moyenne de **17m**.

➤ **Unité B-1 VII** : Cette unité est représentée par une succession rythmique des niveaux de grés gris clair à blanc, fin à très fin, siliceux et d'argile grise claire, légèrement silteuse, tendre, devenant rouge brique vers la base. On note par ailleurs la présence de passes de silt blanc à gris vert et tendre. Elle présente une épaisseur moyenne de **74 m**.

➤ **Unité A-1 VIII** : C'est une superposition des niveaux métriques de grés blancs, fins à moyens silico-argileux, friables, localement pyriteux, riche en dragées de quartz. Ces niveaux sont séparés par des passes de silt blanc à gris vert et tendre. Elle présente une épaisseur moyenne de **100 m**.

➤ **Unité M-2 IX** :Elle est formée d'une alternance de grés fins, verts,rarement beiges à blancs, argileux, parfois sidéritiques, présence de quelques nodules d'argiles moyennement oxydées, à palynomorphes, d'argiles vertes très bioturbées avec des traces de terrier.

Ces niveaux argileux s'alternent avec des fines passes gréseuses à quelques entrecroisées.

Elle présente une épaisseur moyenne de **54m**.

➤ **Unité M-1 X** :c'est une superposition des niveaux de grés beiges à verts, fins à très fins, silico-argileux, et friables pyriteux, séparés par des passes d'argile grise claire à noire, tendre, localement micacée. Elle présente une épaisseur moyenne de **56 m**.

- **Le Gothlandien argileux** :Cet ensemble est représenté par une argile grise foncée, devenant parfois noire, silteuse, micacée. On note par ailleurs, la présence vers le sommet de quelques passes de grés gris blancs, fins à très fins et silico-argileux. Il présente une épaisseur moyenne de **195 m**.

I.4.3. L'ORDOVICIEN :

Appelé complexe terminal, il est constitué de :

- Unité IV-3 : Epaisseur moyenne de **15 m**.
- Unité IV-2 : Epaisseur moyenne de **24 m**.

I.5. ASPECT PETROLIER :

I.5.1. Roches mères :

Les principales sont les argiles du Gothlandien, dont l'épaisseur varie de 250 à 300 m. Les argiles de l'Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifère ont également des caractéristiques des roches mères, mais elles sont de moindre importance.

I.5.2. Roche réservoir :

C'est une roche qui a la capacité de contenir des hydrocarbures. Ainsi, le réservoir de TFT se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétrophysiques.

Les accumulations principales d'huile qui ont fait de la région l'un des plus grands gisements de pétrole en Algérie, appartiennent aux unités IV-3 et VI-2 de l'Ordovicien avec une quantité d'huile en place à l'origine s'élevant à 271,1 MM et aux unités C-3 I, C-2 II, C-1 III, B-2 IV-V et B-2 VI du réservoir secondaire F6.

D'après les études antérieures ce réservoir montre des caractéristiques pétrophysiques moyennes.

I.5.3. Roche couverture :

Elle constitue une barrière pour le déplacement des hydrocarbures. C'est ainsi que le Gothlandien argileux assure une bonne couverture pour le réservoir Ordovicien et la série argileuse constitue la couverture du réservoir F6.

INTRODUCTION :

Pour déterminer le volume d'hydrocarbures en place, il est nécessaire de connaître la porosité, les saturations et la hauteur imprégnée. Les diagraphies différées vont permettre d'obtenir ces informations. Elles permettent également de mettre en évidence les zones à pression de pore anormales.

II.1.CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DES RESERVIORES:

Une roche sédimentaire est constituée de grains, d'une matrice et de pores qui contiennent les fluides. La matrice lie les grains entre eux. En absence de la matrice, la roche est meuble. En diagraphie, le terme matrice est utilisé pour désigner la partie solide de la roche.

Le volume poreux d'une roche est généralement très hétérogène. Les pores présentent des formes irrégulières et sont plus ou moins reliés entre eux par des canicules étroites et tortueuses(Figure 3).

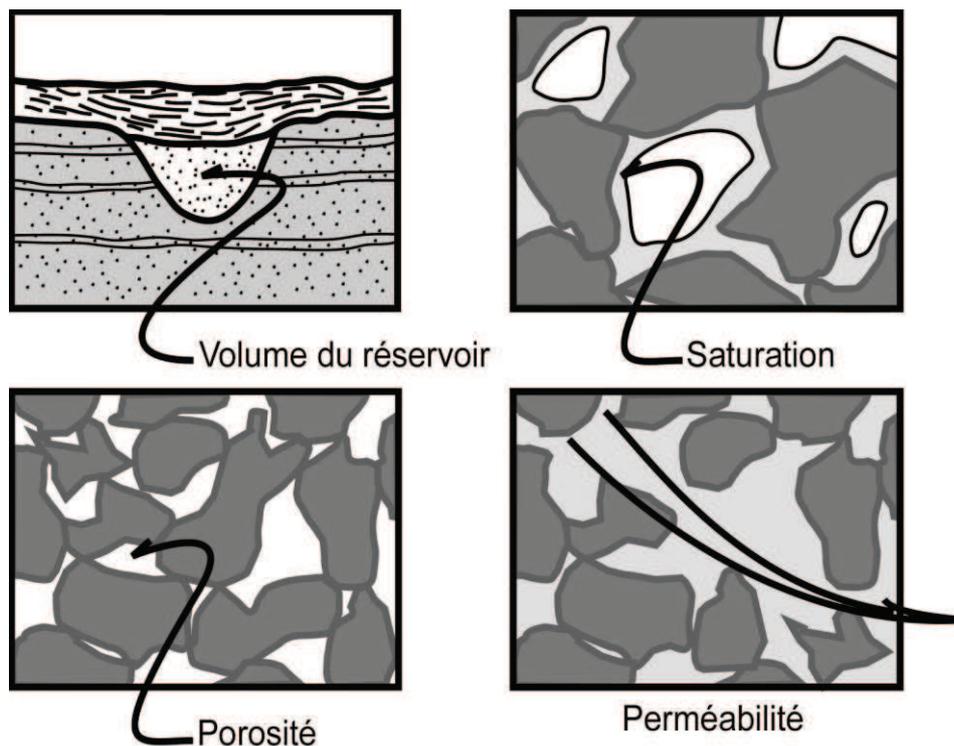


Fig. n° 3 : Volume, porosité, saturation, perméabilité d'un réservoir.

II.1.1.LA POROSITE :

La porosité d'une roche représente la fraction du volume non occupé par les éléments solides par rapport à son volume total.

Cependant, il existe plusieurs types de porosité :

- **LA POROSITE TOTALE \emptyset_t** : est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche

$$\emptyset_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t}$$

V_p : volume des pores,

V_s : volume occupé par les éléments solides,

V_t : volume total de la roche,

\emptyset_t : porosité exprimée en pourcentage.

- **POROSITE EFFECTIVE \emptyset_{eff}** : Elle représente la porosité accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%, elle est dite :
 - Faible si $\emptyset < 5\%$.
 - Médiocre si $5\% < \emptyset < 10\%$.
 - Moyenne si $10\% < \emptyset < 20\%$.
 - Bonne si $20\% < \emptyset < 30\%$.
 - Excellente si $\emptyset > 30\%$.
- **POROSITE CONNECTEE \emptyset_{co}** : Elle représente les espaces vides interconnectés.
- **POROSITE POTENTIELLE \emptyset_{pot}** : Elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

III.1.2. LA PERMEABILITE :

Un milieu poreux permet l'écoulement des fluides si les pores sont reliés entre eux et si les pertes de charge ne sont pas trop élevées. La perméabilité représente la facilité avec laquelle un fluide de viscosité donnée traverse une formation ; elle est définie par la **loi de Darcy** qui est une loi de pertes de charge :

$$Q = k \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l}$$

Q : Débit du fluide traversant la roche en **cm³/s**,

S: Surface de passage du fluide en **cm²**,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

II.2. INVASION D'UNE FORMATION POREUSE PERMEABLE PAR LE FLUIDE DE FORAGE :

Dans le cas le plus général, les formations forées contiennent des fluides (eau et pétrole) qu'il est important de maintenir en place afin d'éviter leur venue en surface. Pour cela, la boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent.

Dans ces conditions, il se produit dans la formation une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes : c'est le **filtrat**. Les particules dispersées, elles, s'accumulent sur la paroi du trou, formant le dépôt de boue encore appelé **gâteau de boue**, ou **mud cake**.

La composition, l'épaisseur et la perméabilité du mud cake dépendent surtout de la nature de la boue. L'épaisseur du mud cake varie en général entre 1/8 et 1" (3 mm à 2.54 cm).

Ce mud cake a une perméabilité faible et c'est lui qui conditionne en partie la filtration, petit à petit la filtration va diminuer puis stopper.

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

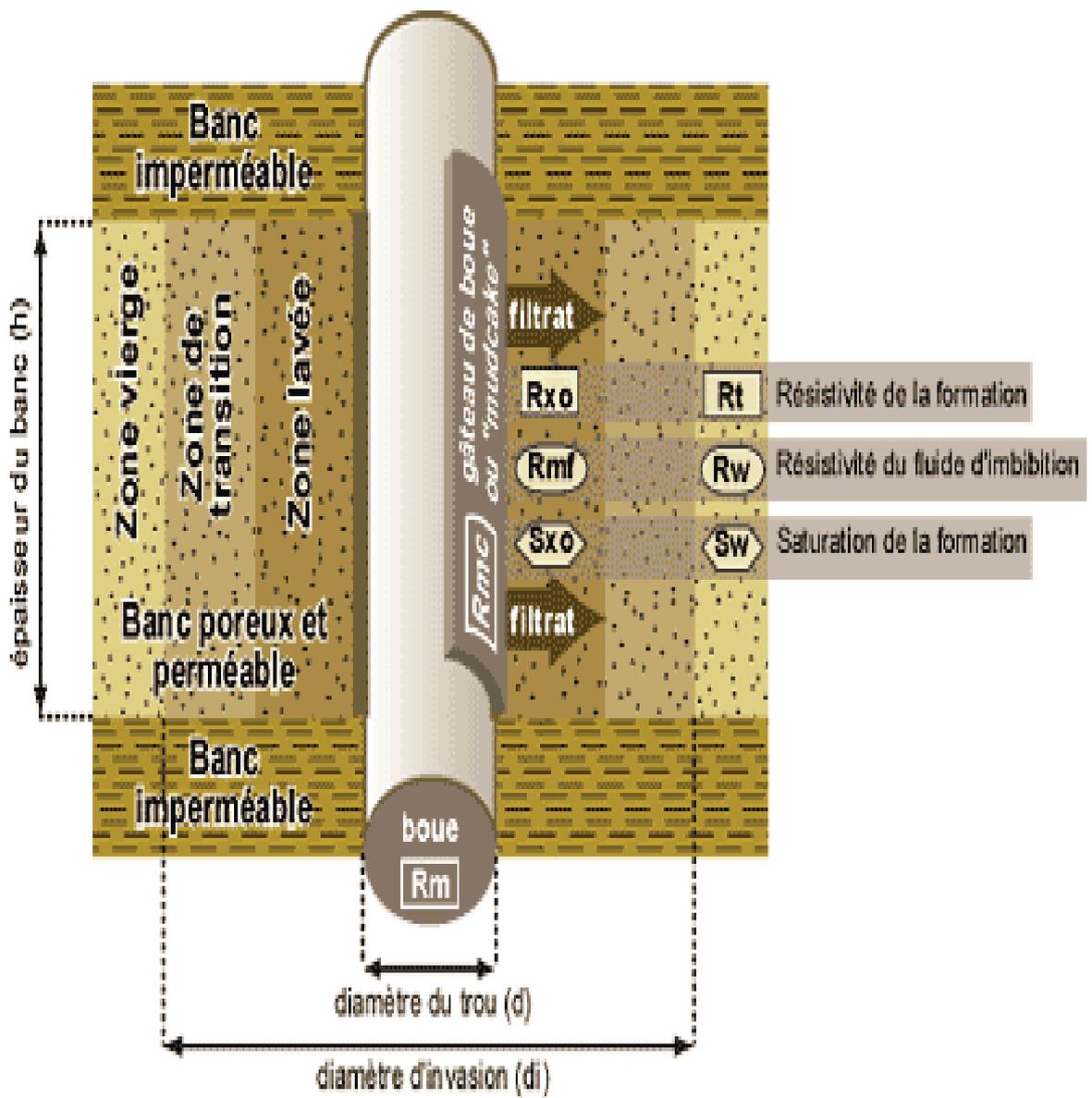
La figure suivante montre la représentation schématique de **l'invasion d'une formation** par le filtrat de boue :

- La boue de résistivité **R_m** remplit le trou de forage.
- La filtration a laissé un mud cake de résistivité **R_{mc}** .
- Le filtrat de boue, phase aqueuse de résistivité **R_{mf}** , a sur une certaine distance

refoulé toute l'eau de formation créant la zone lavée. Cette zone a pour résistivité **R_{xo}** .

-Puis la quantité de filtrat diminue jusqu'à ce que l'on retrouve dans la zone vierge la saturation complète des pores par l'eau de formation dont la résistivité **R_w** contribue à donner à la formation sa résistivité **R_t** .

-La zone s'étendant de la paroi du trou jusqu'à la limite atteinte par le filtrat est la zone envahie de résistivité **R_i** , son extension est symbolisée par son diamètre **d_i** .



(Fig.4) : Représentation schématique de l'invasion.

II.3. DIAGRAPHIES DIFFEREE:

II.3.1. DEFINITION :

Les diagraphies différées sont des enregistrements continus de paramètres physiques. La mesure se présente sous forme d'une courbe qui montre les variations du paramètre physique en fonction de la profondeur. Le phénomène mesuré peut être naturel ou provoqué. Les outils utilisés peuvent être centrés dans le puits ou appliqués contre la paroi du trou. Les outils ont des profondeurs d'investigation et des pouvoirs de résolution très variables.

Avec les diagraphies en trou ouvert, nous limiterons aux outils qui permettent une mise en évidence rapide sur chantier des zones réservoirs, de déterminer la lithologie, la porosité et les saturations de ces zones. Ce sont : le caliper, le gamma ray, les outils de résistivité et d'induction, le neutron, l'outil de densité et le sonique...

II.3.2. LES MOYENS TECHNIQUES D'ENREGISTREMENT :

L'ensemble des équipements utilisés pour l'enregistrement des diagraphies comprend (Figure 5):

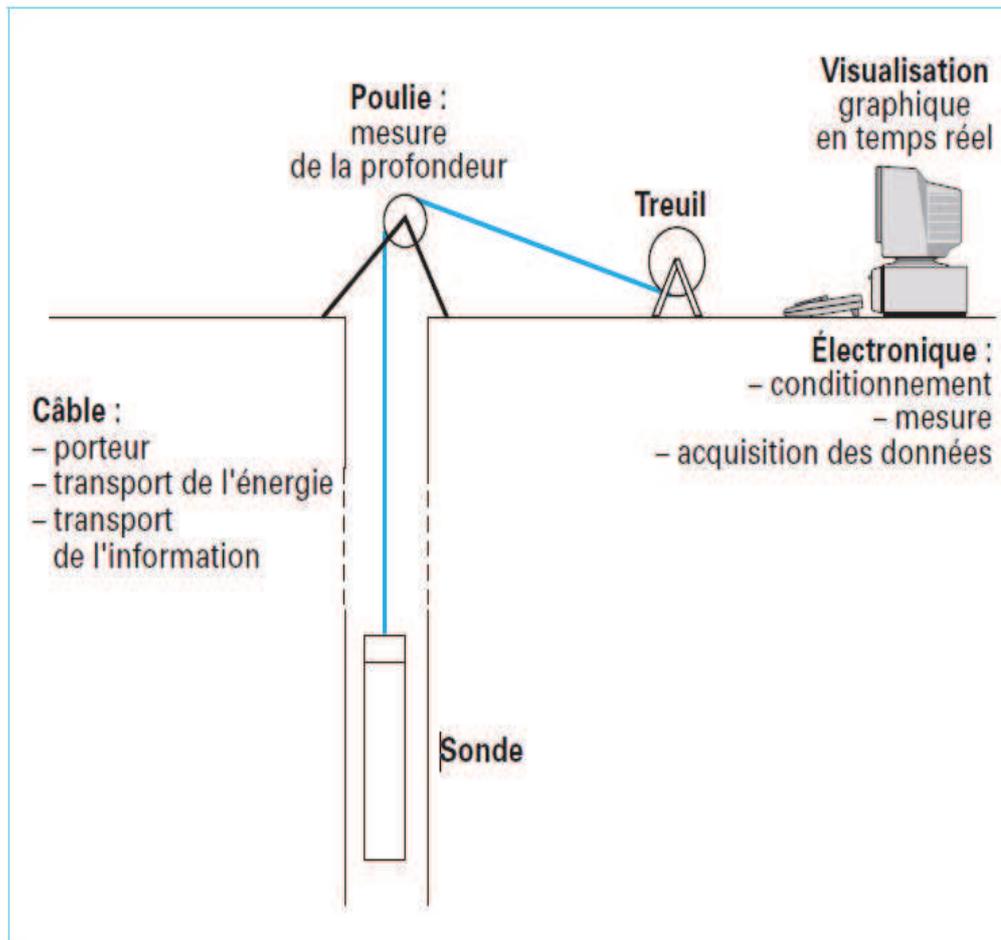
➤ **UN TREUIL** : volumineux et puissant sur le tambour duquel sont enroulés plusieurs milliers de mètres de câble. Le câble est un organe essentiel dont le rôle est à la fois mécanique et électrique. Fixé à une extrémité du tambour, il se termine à l'autre extrémité par un raccord rapide qui permet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

➤ **LES CIRCUITS DE CONTROLE ET DE COMMANDE** : des appareils de mesure, ainsi que les équipements de traitement de l'information. Ils sont réunis dans des "panels" que l'on met en place dans des supports adaptés en fonction des outils utilisés.

➤ **LES OUTILS**, ce sont les appareils que l'on descend dans le trou de forage, à l'extrémité du câble. Cela peut aller de la simple électrode aux outils à plusieurs patins et aux outils de diagraphies de production en prospection pétrolière.

➤ **UN SYSTEME D'ENREGISTREMENT** : L'avancement du film ou du

papier est synchrone du déroulement du câble et l'enregistrement se fait en fonction de la profondeur. De plus en plus un enregistreur digital remplace les dispositifs analogiques.

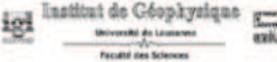


(Fig.5) – Schéma général d'un matériel de diagrapie

II.3.3. PRESENTATION D'UNE DIAGRAPHIE :

La présentation est très importante. Sur l'en tête du log on doit voir figurer un certain nombre de renseignements indispensables (Fig.6) :

- le nom de la compagnie,
- le numéro du forage et ses coordonnées,
- l'outil utilisé,
- tous les autres logs enregistrés en même temps, c'est-à-dire pendant la même opération,
- Depth . Driller : la profondeur atteinte par le forage,
- Depth .Logger : la profondeur maximum atteinte par le log,
- Btm log interval : la profondeur à laquelle le log commence véritablement,
- Top log interval : la profondeur à laquelle le log est arrêté,
- Type fluid in Hole : le type de fluide remplissant le forage, type de boue avec ses caractéristiques, densité, viscosité, pH, etc.,
- Source sample : provenance de l'échantillon de boue, en général, pris à la dernière circulation,
- Rm (m = mud = boue) : résistivité de la boue,
- Rmf (mud filtrate) : résistivité du filtrat,
- Rmc (mud cake) : résistivité du mud cake,
- Time since circulation : temps qui s'est écoulé après la dernière circulation jusqu'au log,
- Permanent datum : niveau de référence (très important en diagraphies pour l'eau),
- Casing : tubage,
- KB : Kelly bush, élévation de la table de forage.



Company Institut de Géophysique
Well Cugy_ar
Field Cugy nord
County Cugy **State** Vaud **Country** Switzerland
Location Route cantonale de Cugy, sortie Nord à gauche

Section _____ **Township** _____ **Range** _____ **API Num** NAN
Permanent Datum 685 **Elevation** 685 **K.B.** 686
Log Measured From 0 39.5 **Above Perm Datum** **D.F.** _____
Drilling Meas From 0 **G.L.** _____

	Run 1	Run 2	Run 3
Date	18-09-80	20-10-93	10-08-99
Depth - Driller	40.5	40.5	40.5
Depth - Logger	39.5	39.4	39.2
Btm Log Interval	39.5	39.4	39.2
Top Log Interval	0.5	0.5	7.2
Casing - Driller	3"	3"	3"
Casing - Logger	2.5"	2.5"	2.5"
Bitsize	5"	5"	5"
Type Fluid in Hole	Water	Water	Water
Dens. /Visc.	1 /	1 /	1 /
pH / Fluid Loss	7 /	7 /	7 /
Source of Sample	Top Hole	Top Hole	Top Hole
Rm @ Meas. Temp		14 Oh. @ 10C	14 Oh. @ 10C
Rmf @ Meas. Temp			
Rmc @ Meas. Temp			
Source: Rmf / Rmc			
Rm @ BHT		14 Oh. @ 11C	14 Oh. @ 11C
Max. Rec. Temp.		12 C @ 1 m	12 C @ 1 m

Cugy_ar
 9 Dec 1999 @ 12:20
 DEPTH (M)
 Interval: 2.00 to 36.00
 Depth Scale Ratio: 1/200

GG 3000 cps 1000	PORRMS 0.7	DENRMS 1.9 g/cc 2.9	DENRMS 2.5 g/cc 3.5	PEB 0 1	VSH 0 1
NN 0 cps 1000	PORNN 0.7	DENNN 1.9 g/cc 2.9	DENMNN 2.5 g/cc 3.5	SAND 0 1	VQ 0 1
DIAH 0 10 in	PORLAB 0.7 0 0	DENLAB 1.9 g/cc 2.9	DENMLAB 2.5 g/cc 3.5	SCLAY 0 1	
DSCALFG 2 in 6					

(Fig.6) : Exemple d'en tête de diagraphies.

II.3.4. LES DIFFERENTES DIAGRAPHIES ENREGISTREES :

Dans notre étude, on a enregistré les diagraphies suivantes :

II.3.4.a.LES OUTILS DE RESISTIVITE ET D'INDUCTION :

II.3.4.a. 1. DEFINITION :

Ce sont les premiers outils de diagraphie à avoir été utilisés. A l'origine, ils servaient surtout à faire des corrélations de puits à puits.

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

.Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et la nature des fluides contenus.Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et enregistrant la différence du potentiel (**D.D.P**) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement

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

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

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

II.3.4.a.2. APPLICATION :

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

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

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

II.3.4.a.3. LA QUALITE DE L'ELECTROLYTE :

La résistivité d'un électrolyte dépend de : sa teneur en ions, la mobilité des ions en solution. Or la mobilité varie, il en résulte que la résistivité d'une eau dépend non seulement de la quantité de sels dissous, mais encore de leur nature.

La quantité de sels en solution s'exprime en grammes par litre : 1 g/l = 1000 ppm, 1 mg/l = 1 ppm.

Pour caractériser une eau on utilise souvent la notion de **salinité équivalente**. C'est la salinité en NaCl qui provoquerait une résistivité **égale** à celle de l'eau considérée.

La contribution d'un sel à la résistivité d'une solution dépend de la concentration de ce sel et de la salinité totale.

II.3.4.a.4. LA QUANTITE ET LE MODE DE DISTRIBUTION DE L'ELECTROLYTE :

Dans le cas d'une roche saturée, **Archie** a établi une relation expérimentale liant la résistivité de la roche, la porosité, le mode de distribution et la résistivité de l'électrolyte :

$$R_t = R_w \cdot a \cdot \varphi^{-m}$$

R_t = résistivité de la roche en ohms.m,

R_w = résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m, φ = porosité en %,

m = Facteur de cimentation, varie généralement entre 1.3 et 2.2,

a = facteur qui dépend de la lithologie et varie entre 0.6 et 2.

On a l'habitude de regrouper sous le terme facteur de formation **F** ce qui caractérise la structure de la roche :

$$F = a \cdot \varphi^{-m}$$

L'expression de la **loi d'Archie** pour une roche saturée en eau devient alors :

$$R_t = R_w \cdot F$$

II.3.4.a. 5. LA RESISTIVITE DES ROCHES DANS LA ZONE LAVEE : Dans la zone lavée la loi d'Archie s'écrit :

$$R_{xo} = F \cdot R_{mf}$$

R_{xo} = résistivité de la roche dans la zone lavée.

R_{mf} = résistivité du filtrat qui remplit les pores de la roche.

F = Facteur de formation.

II.3.4.a.6. LA RESISTIVITE DES ROCHES DANS LA ZONE VIERGE :

Dans la zone vierge la loi d'Archie s'écrit :

$$R_t = F \cdot R_w$$

R_t = résistivité des roches dans la zone vierge.

R_w = résistivité de l'eau d'imbibition.

F = Facteur de formation.

En général on utilise pour l'exécution des forages de l'eau prélevée dans les rivières voisines, cette eau est très généralement **plus résistante** que l'eau de formation qui imbibe les roches forées.

On peut alors écrire :

$$R_{mf} > R_w \text{ ce qui entraîne } R_{xo} > R_t$$

II.3.4.a.7. LA SATURATION :

Lorsqu'une partie des pores de la roche est remplie par des hydrocarbures, gaz ou huile de résistivité infinie ou air ou polluants, cela va modifier la résistivité. Archie a établi une formule très largement utilisée :

$$\text{Log } R_t - \text{Log } R_{xo} = -\frac{8}{5} \text{Log } S_w$$

R_t résistivité de la roche dans la zone sous-saturée.

R_{xo} , résistivité de la roche dans la zone sous-saturée de la zone envahie.

en général $n = 2$ pour la plupart des roches meubles, on obtient alors pour la zone vierge :

$$R_t = R_w \cdot a \cdot \phi^{-m} \cdot S_w^{-n}$$

et pour la zone lavée :

$$R_{xo} = R_{mf} \cdot a \cdot \phi^{-m} \cdot S_{xo}^{-n}$$

Avec : S_{xo} = saturation en filtrat.

- S_w = saturation en eau.

Pour des réservoirs pétroliers on définit aussi :

- **Shc**= saturation en hydrocarbures dans la zone vierge et
- **Shr**= saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.
- **Sxo+ Shr**= 1 dans la zone lavée et **Sw+ Shc**= 1 dans la zone vierge.

On peut aussi appliquer la relation approximative suivante :

$$\mathbf{Rmc = 1.5 Rm \text{ et } Rmf = 0.75 Rm}$$

II.3.4.b. DIAGRAPHIES DE RAYONNEMENT GAMMA "GR" :

II.3.4.b.1. DEFINITION :

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

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

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

Il est enregistré pour tous les puits d'études.

II.3.4.b.2. APPLICATION :

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

II.3.4.b.3. LE PARAMETRE ENREGISTRE :

Il existe plusieurs outils gamma ray ; on peut en effet mesurer tout l'éventail des émissions gammas produites par la formation ou, par un choix convenable de fenêtres d'énergie, faire une discrimination entre le rayonnement dû au potassium, celui dû au thorium et celui dû à l'uranium. On parle dans ce cas de spectrométrie gamma.

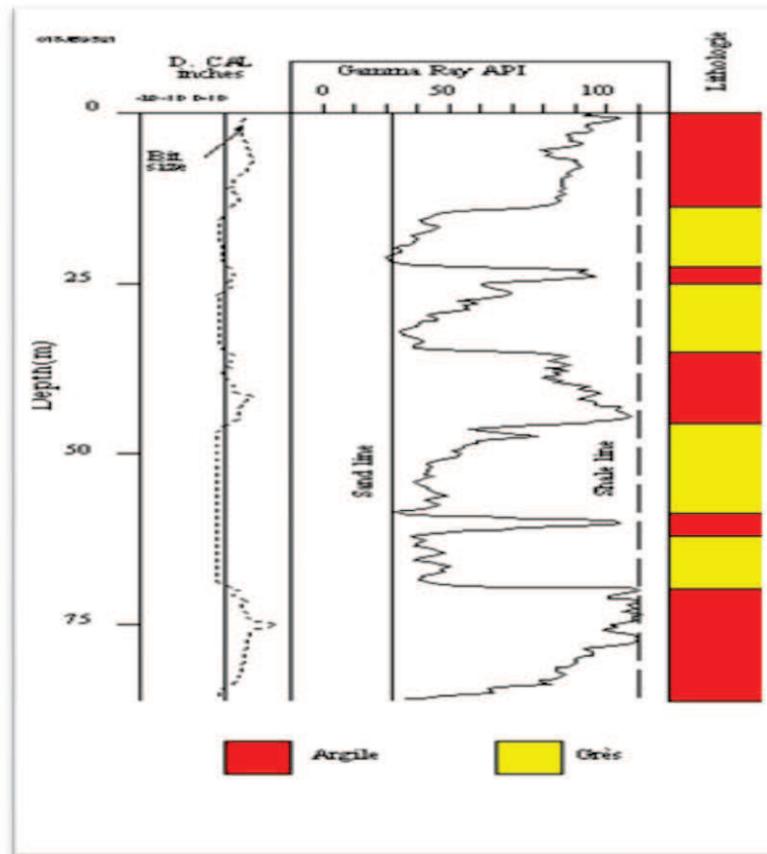


Fig. n° 7 : Radioactivité naturelle des argiles.

II.3.4.b.4.INTERPRETATION QUALITATIVE :

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

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

Le log gamma va être influencé par :

- **Le diamètre du trou** - Il est évident que lorsque le détecteur de rayons gamma se trouve en

face d'une cave, il ne mesurera pas autant de rayons gamma. Cette diminution sera d'autant plus forte que la densité de la boue est élevée.

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

Les corrections à apporter pour le diamètre du trou, la densité de la boue et l'épaisseur du tubage sont données par différents abaques. Ils permettent de normaliser toutes les mesures de radioactivité naturelle effectuées dans les sondages.

II.b.3.4.b.5. INTERPRETATION QUANTITATIVE

Il faut pour que l'évaluation du pourcentage d'argile soit possible que la série contienne un véritable banc d'argile, et une zone de sable (ou calcaire) propre qui serviront de référence.

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

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

Cet indice d'argile, *Ish*, peut être assimilé au volume d'argile en l'absence de toute autre précision sur la formation considérée, c'est un volume en excès.

Pour une estimation plus précise il faut utiliser un abaque calculé à cet effet, et qui tient compte du type de roches grâce à l'**abaque 8**.

II.3.4.c. MESURE DU DIAMETRE DU TROU (CALIPER) :

II.3.4.c. 1. DEFINITION :

La mesure du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance (**Figure 8**). Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres.

Le log du caliper enregistré, est une échelle qui varie entre 6 et 16 in.

Il est enregistré pour tous les puits d'étude.

L'outil comprend :

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

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

II.3.4.c.2. APPLICATION :

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

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

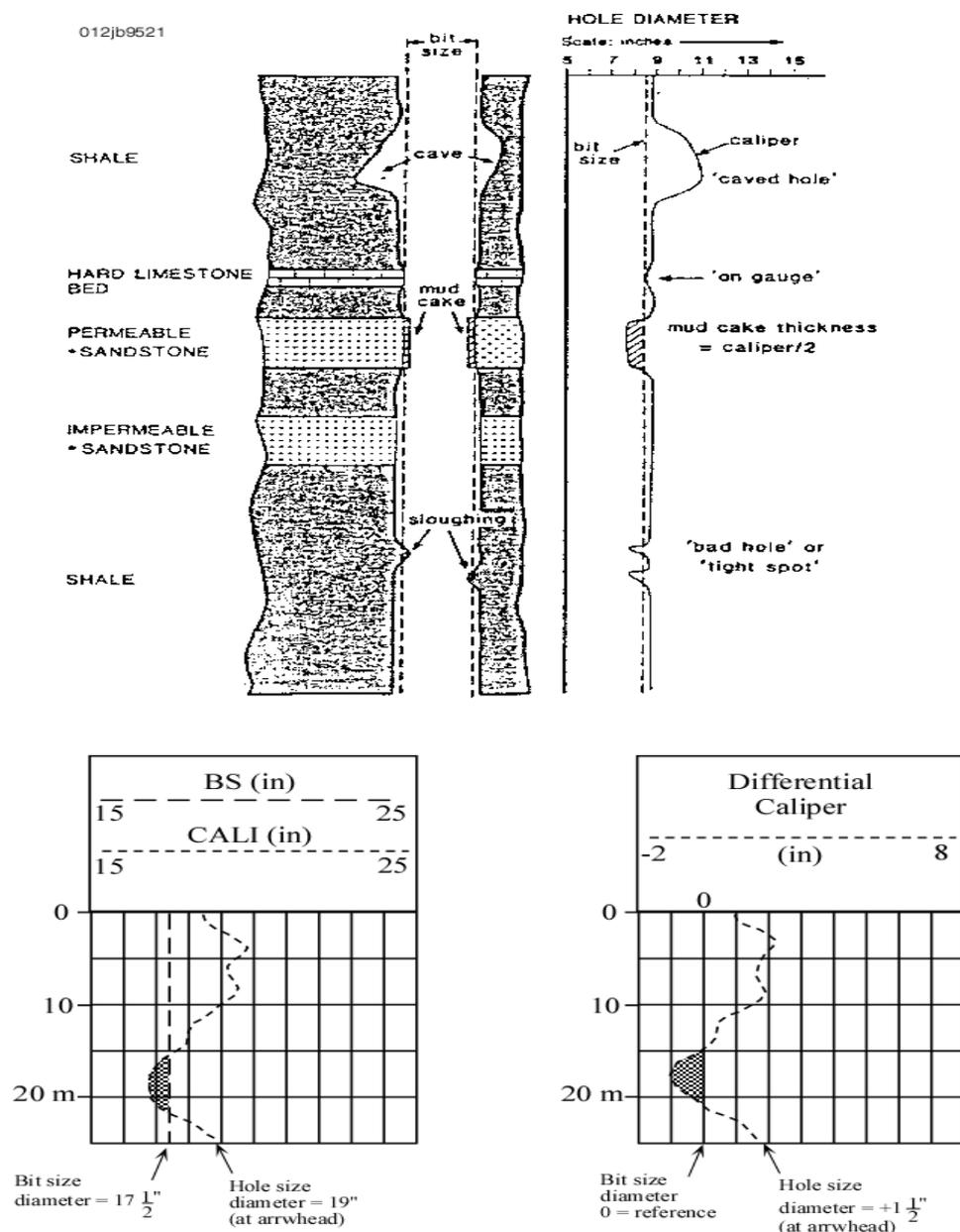


Fig. n° 8 : Influence de la lithologie sur le caliper et représentation des enregistrements

II.3.4.d. DIAGRAPHIES NEUTRON (INDICE D'HYDROGENE) :

II.3.4.d.1. DEFINITION :

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

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

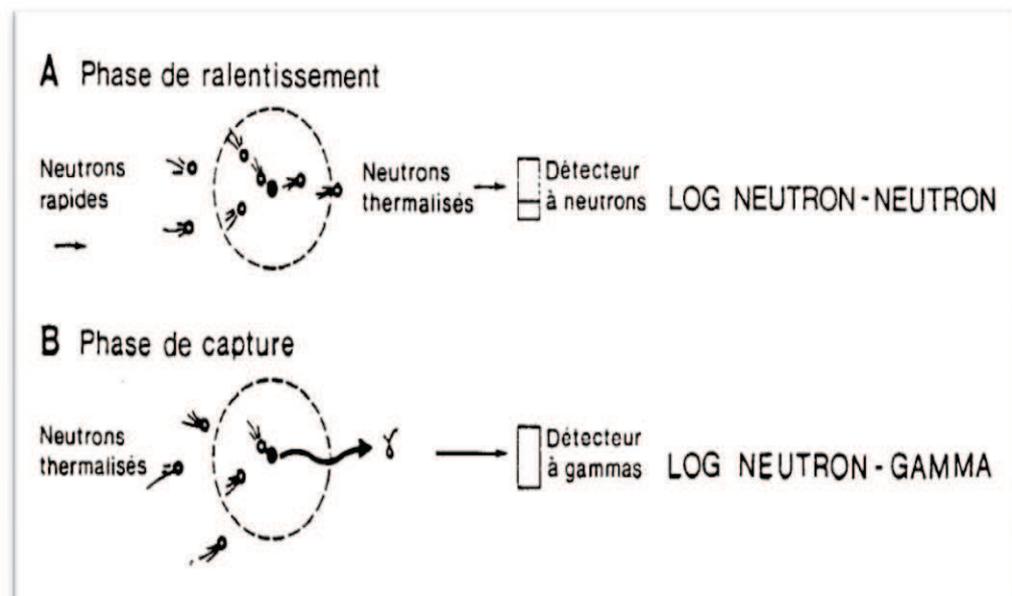
La mesure de (I_{H_n} ou ϕ_n) dépend en quelque sorte et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation, ceux-ci étant soit liés à l'eau ou aux l'hydrocarbure (donc à la porosité et à la saturation), soit à la composition moléculaire de la roche, mais aussi à un moindre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

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

Les sondes utilisées dans notre étude **DSN ,CNL**.

II.3.4.d.2. APPLICATION :

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



(Fig9) : Interaction corpusculaire.

II.3.4.e. DIAGRAPHIE DENSITE :

II.3.4.e.1. DEFINITION :

Elles sont toutes basées sur le principe de l'intersection entre une radioactivité incidente et les composantes de la formation soumises au bombardement radioactif. La source radioactive utilisée est généralement le C_{60}^{60} et le C_{5}^{137} , elle émet des rayonnements gamma qui heurtent les atomes de la formation.

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

- L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieure à 0,1 MeV.
- L'effet Compton si l'énergie des photons est entre 0,1 à 1 MeV.
- L'effet de production de paire si l'énergie des photons est supérieur à 1,01 MeV.

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

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

Les différents outils de diagraphie densité enregistrés dans notre étude sont SDL ,LDT.

II.3.4.e.2. APPLICATION :

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

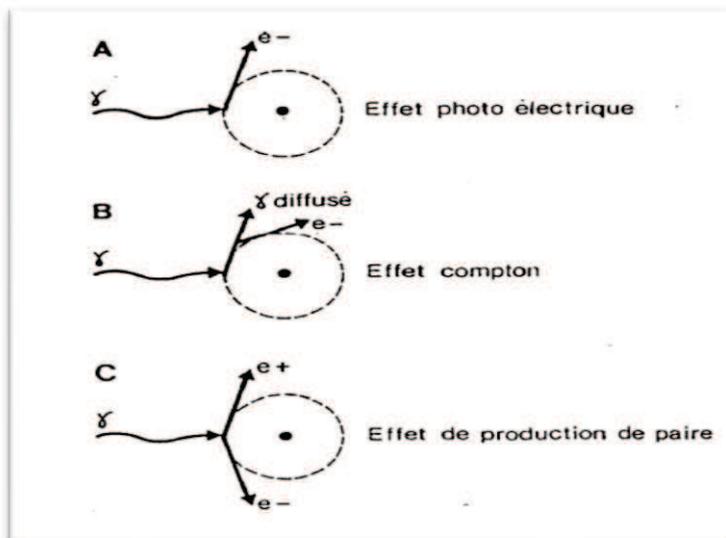


Fig. n° 10 : Interaction corpusculaire.

La profondeur d'investigation est faible, l'outil fait une mesure globale. On peut écrire : $\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma}$

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma}$$

et l'on obtient :

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

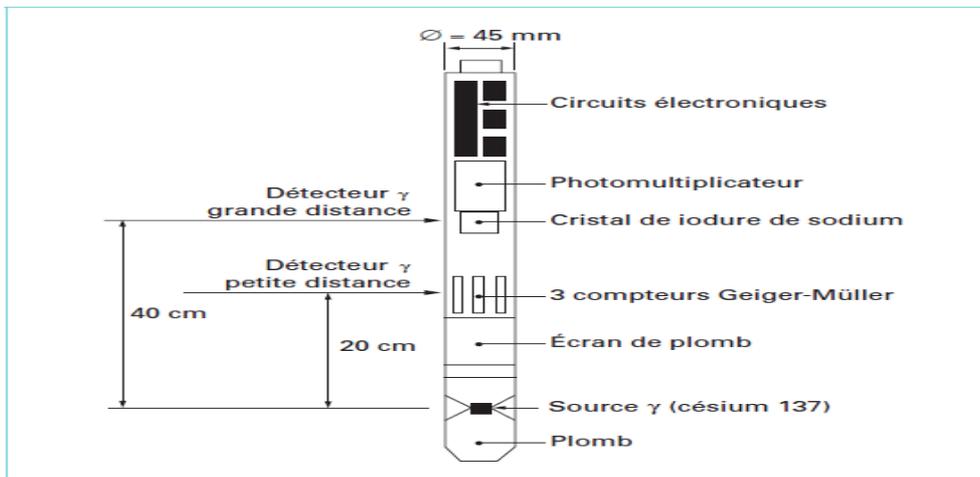
Cette relation est parfaitement physique et strictement vraie pour une matrice simple et un seul fluide, par exemple des grès saturés d'eau.

ρ_b = densité de la formation,

ρ_f = densité des fluides,

ρ_{ma} = densité de la matrice,

ϕ = porosité.



(Fig 11) Schéma de principe d'une sonde densité

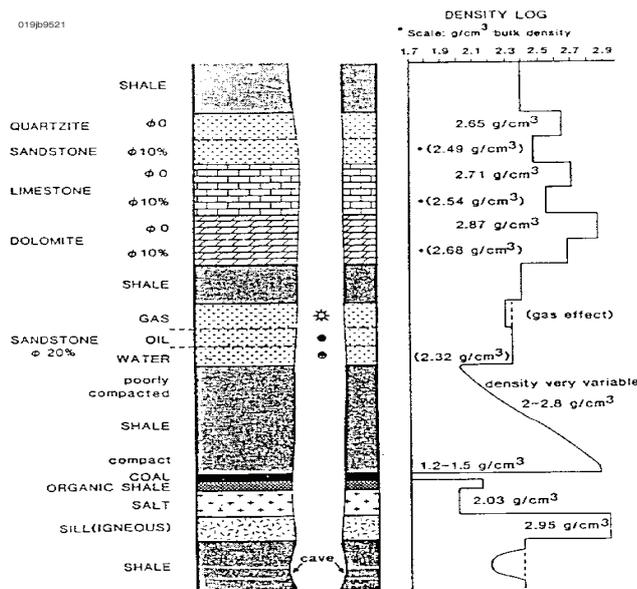


Fig. n° 12 : Densité mesurée par le log de densité

II.3.4.f. DIAGRAPHIES SONIQUE :

II.3.4.f.1. DEFINITION :

Des ondes acoustiques peuvent se propager dans n'importe quel milieu solide, dans un milieu infini deux types d'ondes se propagent, une onde de compression et une onde de cisaillement.

Le principe est de mesurer le temps de propagation d'une onde sonique à travers la formation ; pour cela on dispose d'un émetteur et d'un récepteur éloigné sur la sonde. L'échelle du log sonique varie de **140 à 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$** .

II.3.4.f.2. APPLICATION :

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

II.3.4.f.3. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :

Dans la pratique, le sonic log mesure le **temps de transit ΔT** entre deux récepteurs, d'ondes longitudinales envoyées dans la formation (Fig. F.1).

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

Le temps de transit ΔT entre les deux récepteurs se mesure en $\mu\text{secondes par pied}$, $\mu\text{s}/\text{pied}$. Le ΔT est enregistré en échelle linéaire.

II.3.4.f.4. LA MESURE :

La profondeur d'investigation du sonic n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure **dans la zone lavée**.

Le temps de parcours mesuré sera la moyenne globale des temps de parcours dans la roche et dans le fluide.

$$\Delta t = \phi \cdot \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_{ma} \quad \text{et} \quad \phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Δt = lecture du sonic

Δt_{ma} = temps de transit dans la matrice

Δt_f = temps de transit dans le fluide.

Cette formule est expérimentale et n'est valable que pour des formations propres et consolidées.

Dans les formations non consolidées ou les sables non compactés, la formule de Wyllie donne des porosités trop élevées.

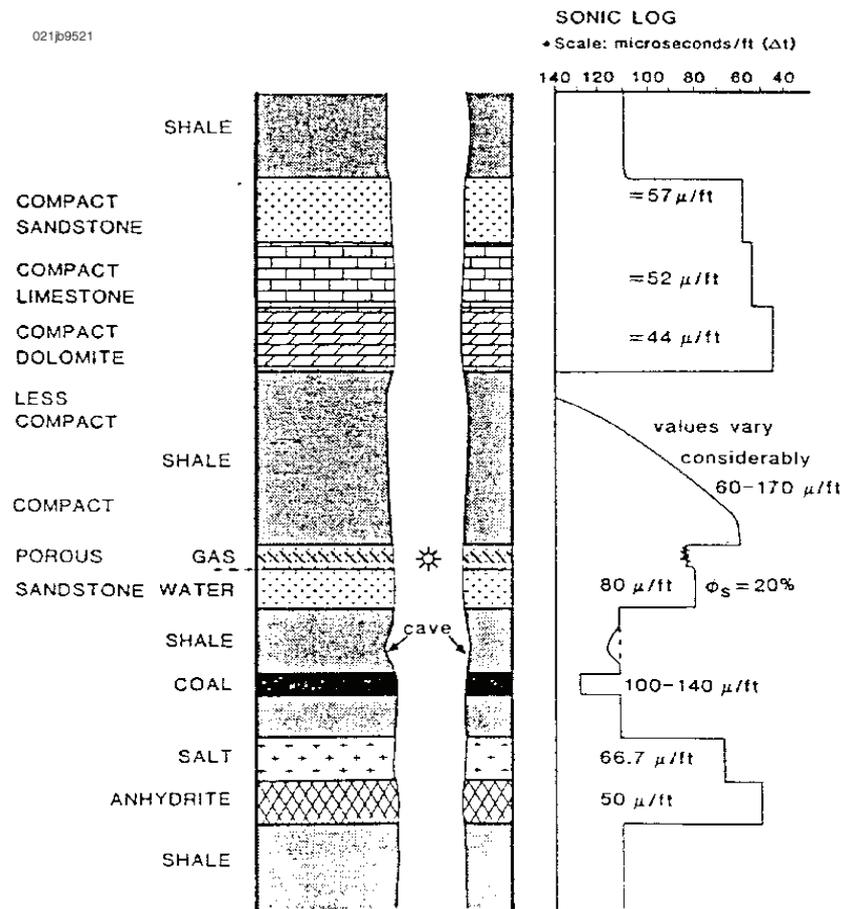


Fig. n° 13 : Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations

III.1. INTERPRETATION ET EVALUATION DES PARAMETRES DU RESERVOIR DEVONIEN F6 :

INTRODUCTION :

Après l'acquisition de toutes les paramètres dans les différents puits (TFY-37, TFNW-4, TFW-3, TFN-13) mais les compagnies ont pas les mêmes outils et sont pas d'échantillonnage et combinaison des outils. le format de fichier sont les mêmes (las .asci)qui sont utilisé après pour la détermination des paramètres pétrophysiques a l'aide de logiciels IP3.1 qui est commercialisé par la société Schlumberger

III.1.1.INTERACTIVE PETRO PHYSIQUE 3.4 :

Interactive petrophysique3.4 est un logiciel d'évaluation des réservoirs conçu par Schlumberger, qui offre les dernières nouveautés en matière de technologie, permettant ainsi de faciliter la tâche de traitement et d'interprétation des paramètres pétrophysiques. Il est utilisé par différentes compagnies pétrolières telles que : Sonatrach, Schlumberger, Baker Atlas, Halliburton...etc.

III.1.2. LA BASSE DE DONNEE DE IP « IP database » :

La base de données d'IP est la façon dont sont organisés un groupe de puits dans un projet. Elle consiste en une collection de fichiers binaires stockés dans un répertoire.

On peut charger ces données avec un maximum de 200 puits résident dans la mémoire interne du computer « RAM » bien que la base de données du IP puisse contenir les données de 9.999 puits.

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

III.1.3.DIAGRAPHIES ENREGISTREES :

Les enregistrements de diagraphies dans les puits étudiés sont illustrés dans le tableau suivant :

Tab. n° 4: Diagraphies enregistrées.

Puits	Réservoir	Unité	Toit (m)	Mur (m)	Diagraphies enregistrées
TFY-37	Dévonien	C-1-III	1271	1317	GR-HRAI-SDL-DSN II (8 ^{n1/2})
		B-2-IV-V	1317	-	GR-RDT (8 ^{n1/2})
TFNW-4	Dévonien	C-3-I	1406	1424	GR-HRAI-FIAC/SDL-DSN II (8 ^{n1/2}) GR-MDT (8 ^{n1/2})
TFW-3	Dévonien	C-3-I	1397,5	1415	GR-CAL-AIT-BHC CNL-GR-LTD NGT-MDT (6")
TFN-13	Dévonien	C-2-II	1366	1372	GR-HRI-FIAC-SDL-DSN II(8 ^{n1/2})
		C-1-III	1375	1406	MDT

III.1.4.CHARGEMENT DES DONNEES :

On dispose des quatre fichiers sous formats LAS des puits : TFY-37, TFNW-4, TFW-3 et TFN-13. Pour cela, on utilise le menu Input/Output pour charger les différentes enregistrements (Figure 14).

Une fois les données chargées, les enregistrements peuvent être visualisés en utilisant le module Log Plot.

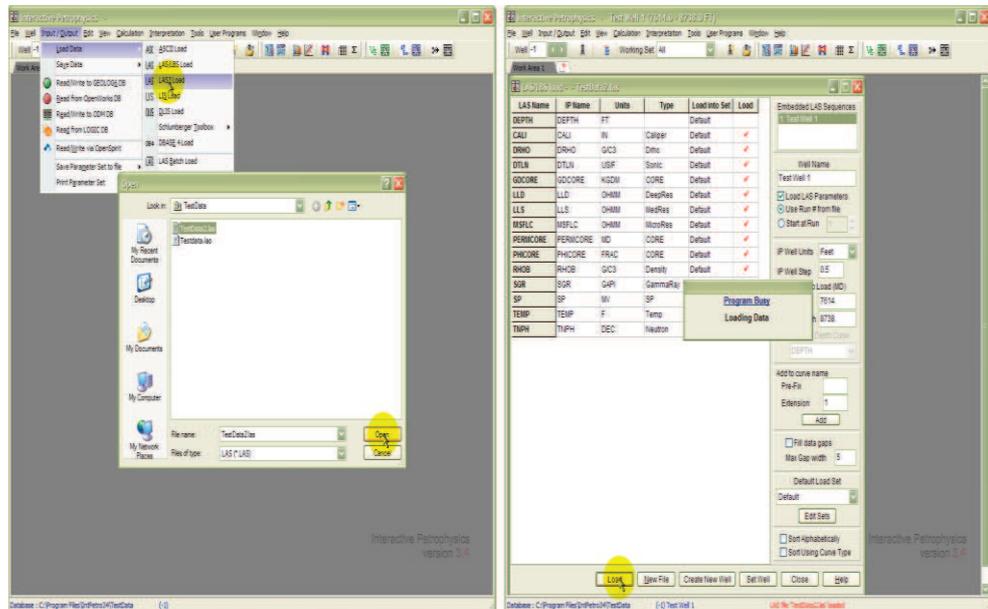


Fig. n° 14 : Chargement des données par IP.

III.1.5.CONDITION DU TROU :

Dans le tableau qui suit on illustre les conditions du trou des puits d'études :

Tab. n°5 : Condition du trou.

Puits	Bite size (in)	Densité de boue (g/cm ³)	Viscosité (centipoise)	R _m (Ohm.m)	R _{mf} (Ohm.m)	R _{mc} (Ohm.m)	T° _{max} (°C)	Boue
TFY-37	8,5	1,06	47	-	-	-	71	O.B.M
TFNW-4	8,5	1,04	50	0,28 à 17°C	0,24 à 17°C	0,40 à 17°C	70	W.B.M
TFW-3	6	0,99	44	-	-	-	75	O.B.M
TFN-13	8,5	1,06	44	-	-	-	70	O.B.M

O.B.M : Boue à base d'huile.

W.B.M : Boue à base d'eau.

III.1.6.DETERMINATION DU VOLUME D'ARGILE :

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

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, dans notre étude a l'aide de interactive petrophysiques et selon la disposition des données, on a utilisé le **GR** comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile ceci dans tous les puitsd'étude (**TFY-37, TFNW-4,TFW-3** et **TFN-13**) pour cela la formule suivante est utilisées :

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

- **GR_{min}** : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
- **GR_{max}** : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

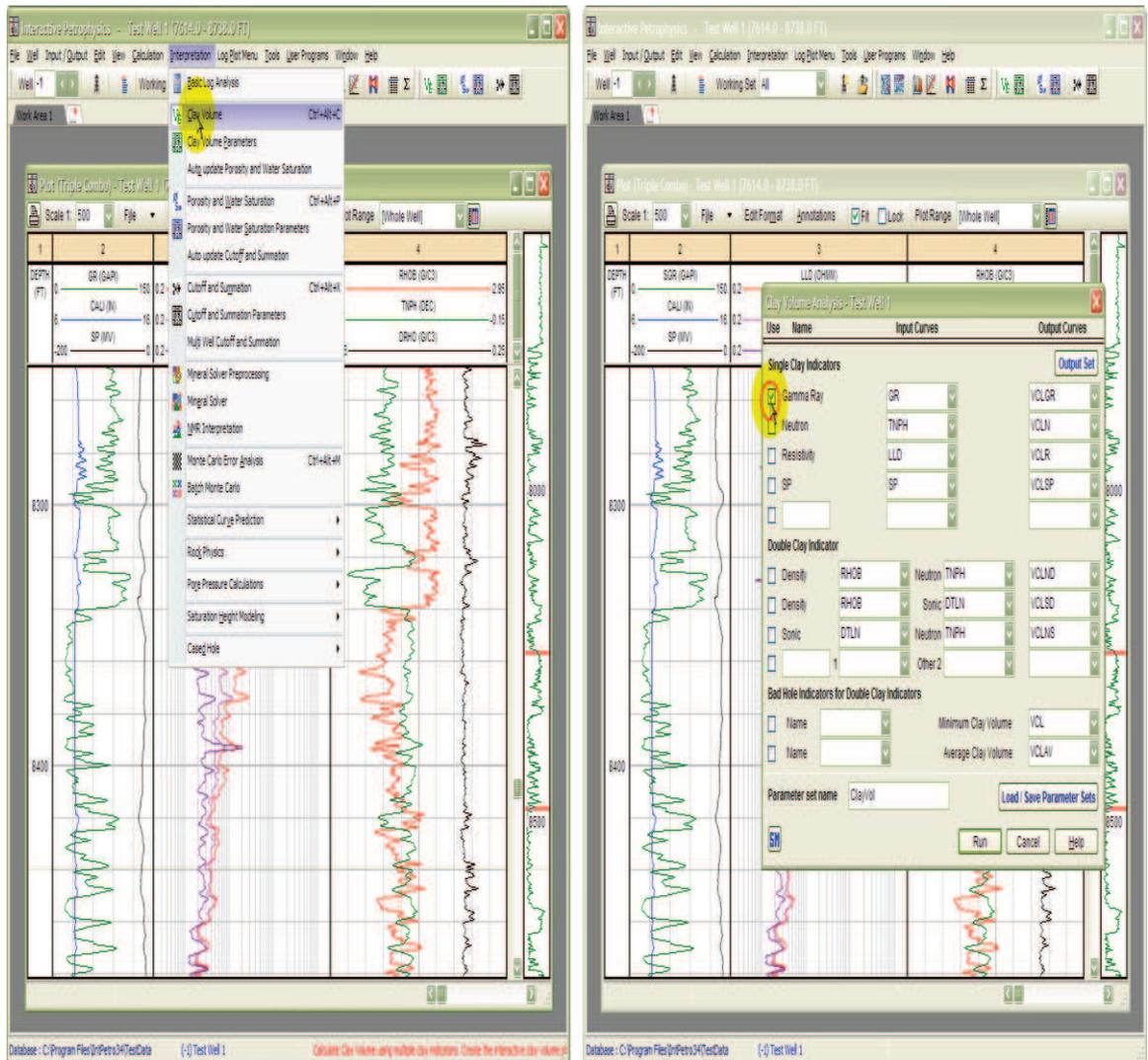


Fig. n° 15 : Calcul du volume d'argile par IP.

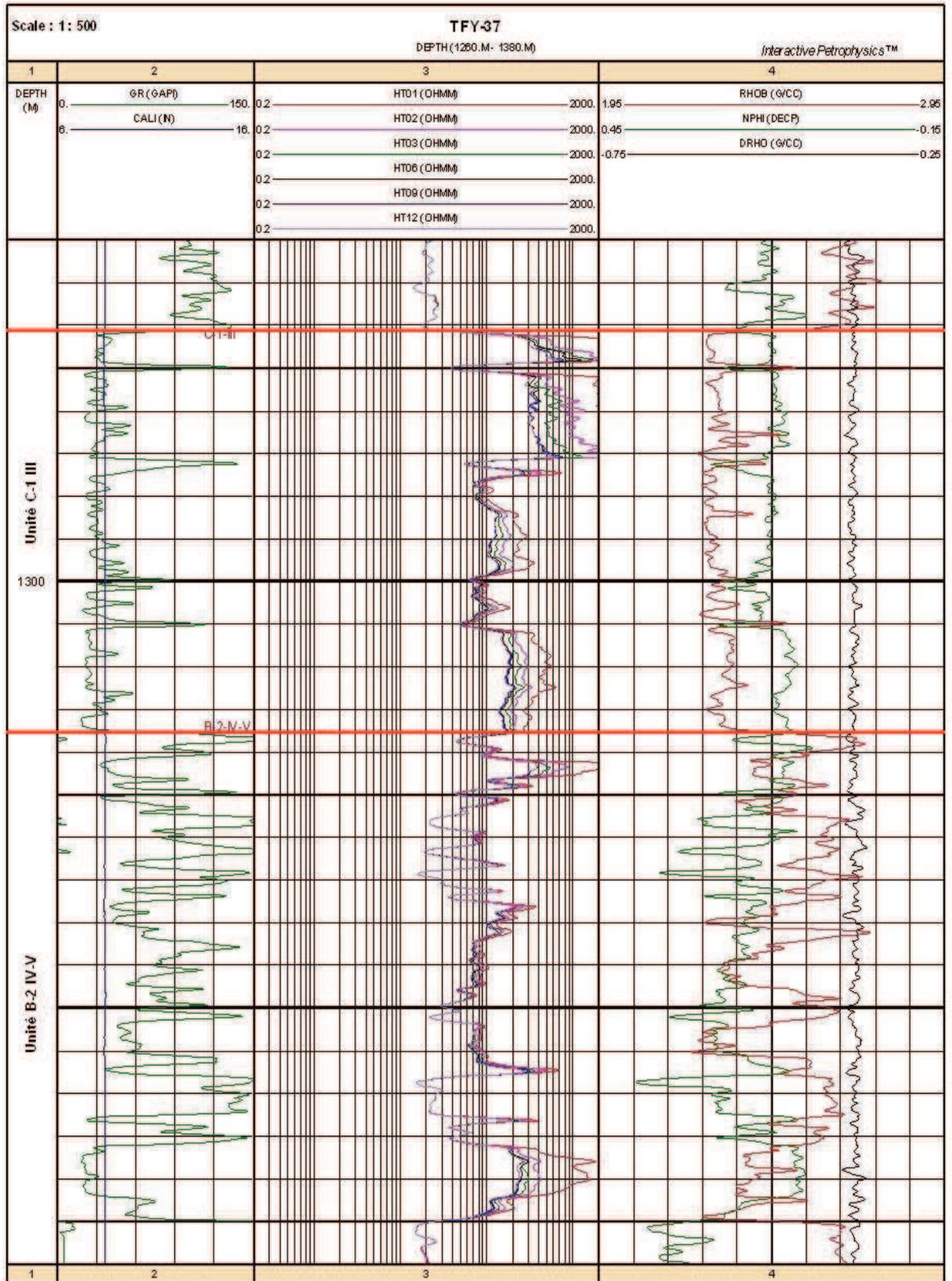


Fig. n° 16: Log composite puits TFY-37.

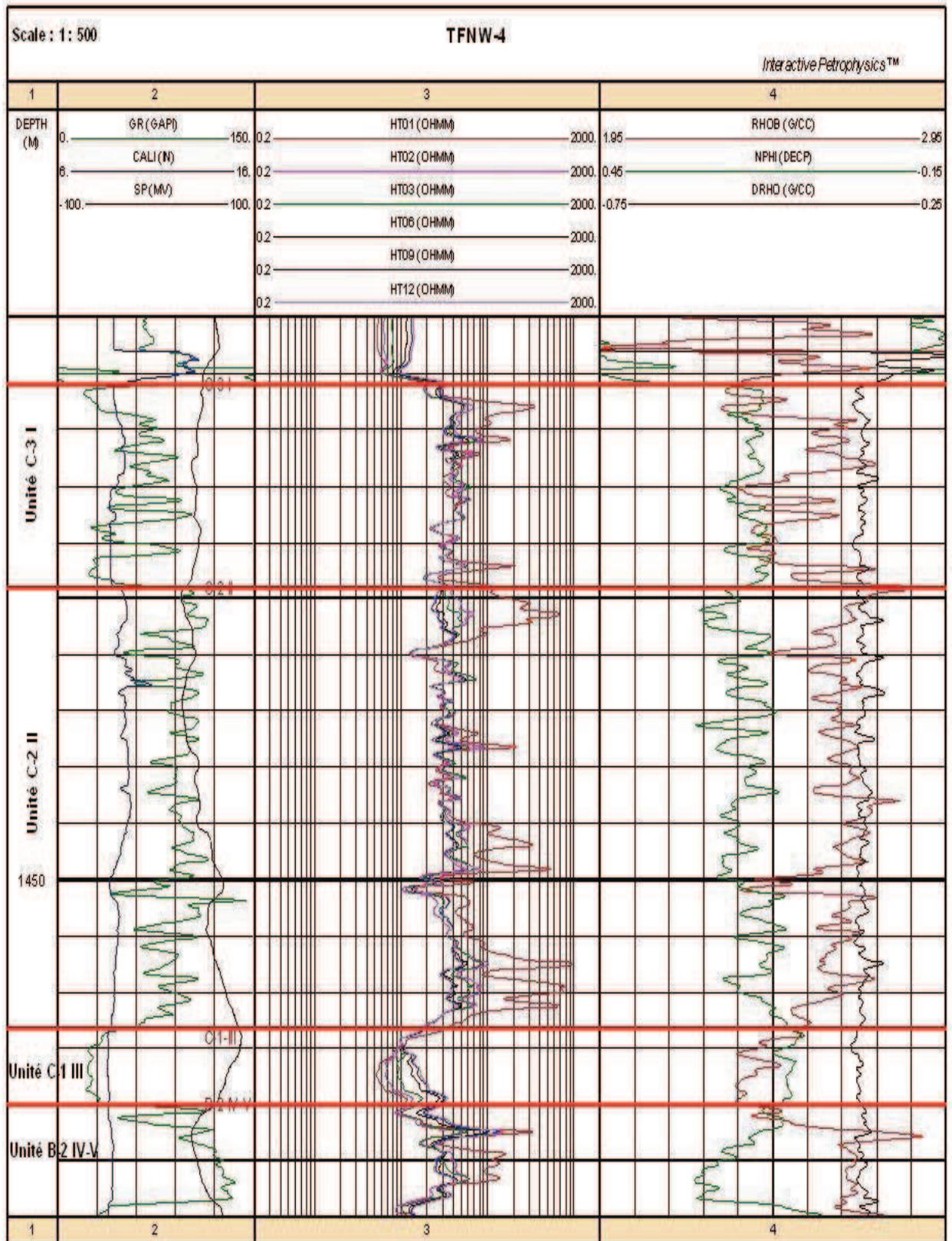


Fig. n° 17 : Log composite puits TFNW-4.

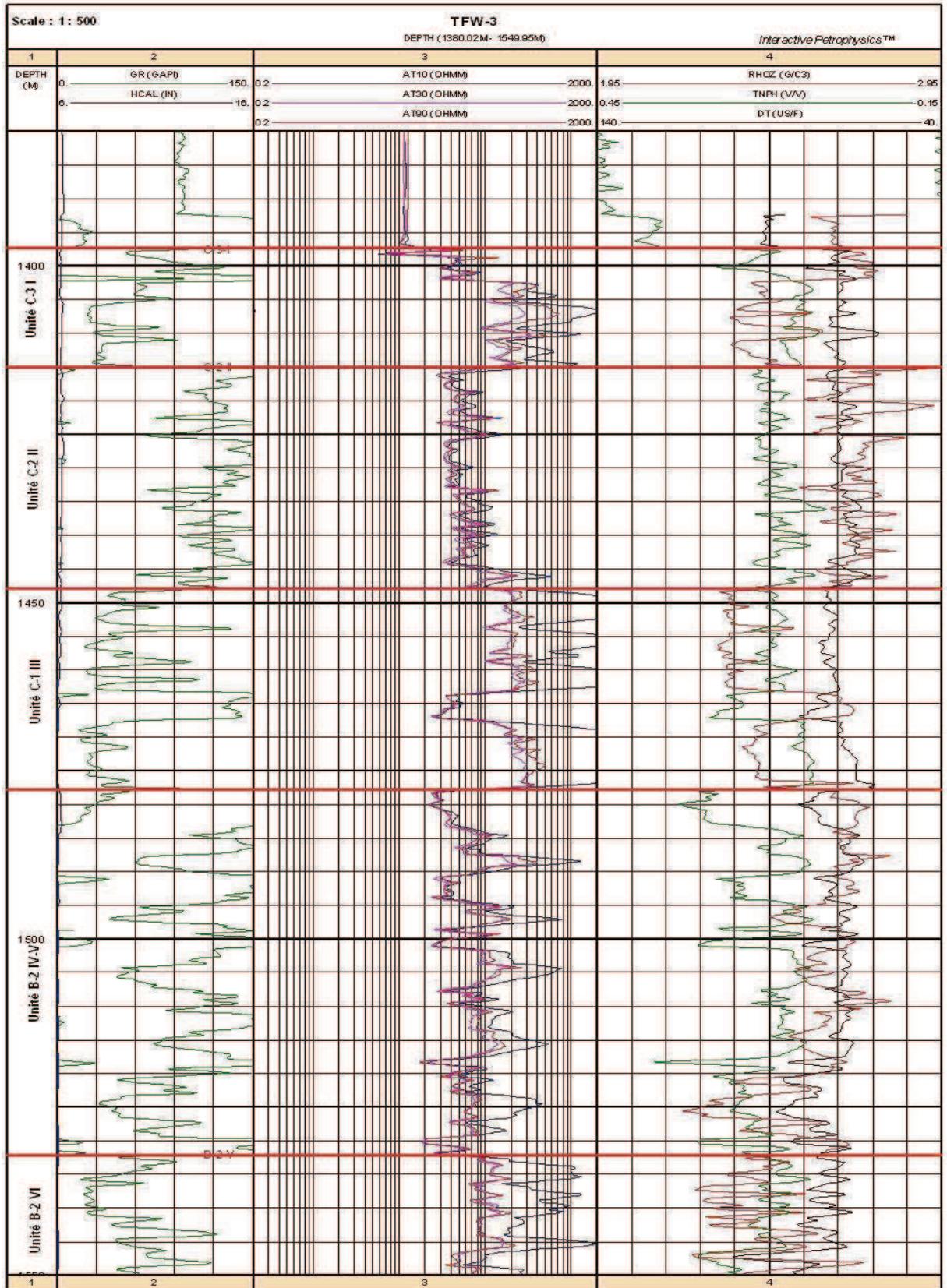


Fig. n°18: Log composite puits TFW-3.

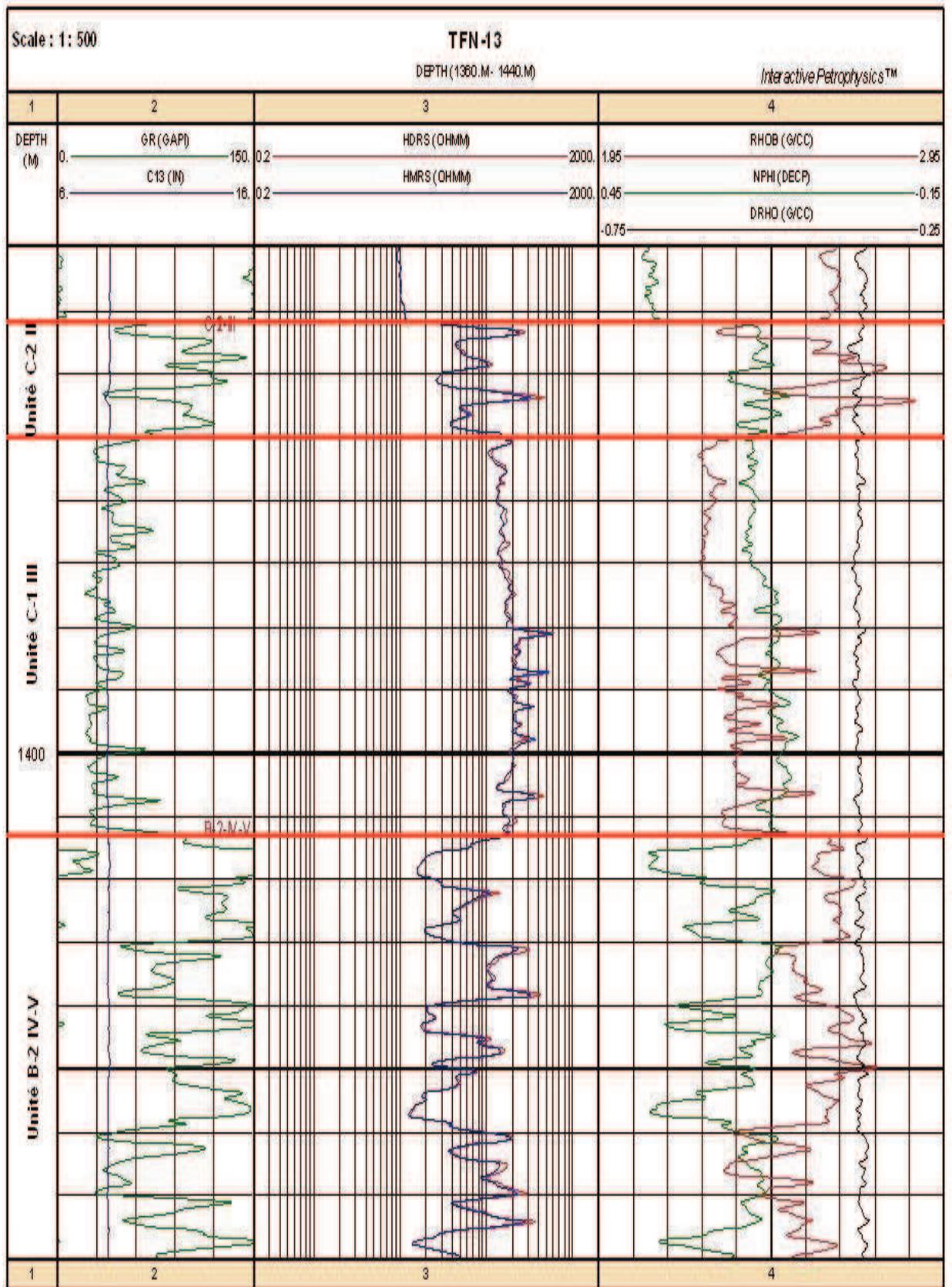


Fig. n° 19: Log composite puits TFN-13.

Les différents paramètres utilisés pour le calcul du volume d'argile dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans les tableaux ci-après :

Tab. n° 6 : Valeurs GR (min, max).

Puits : TFY-37	Top – Bottom	GR_{min}(API)	GR_{max}(API)
Unité : C-1 III	1271 – 1317	20	80
Unité : B-2 IV-V	1317 – 1380	20	80

Tab. n°7: Valeurs GR (min, max).

Puits : TFNW-4	Top – Bottom	GR_{min}(API)	GR_{max}(API)
Unité : C-3 I	1406 – 1424	20,1	80
Unité : C-2 II	1424 – 1464	40	100
Unité : C-1 III	1464 – 1470	20,1	100
Unité : B-2 IV-V	1470 – 1480	20,1	100

Tab. n° 8 : Valeurs GR (min, max).

Puits : TFW-3	Top – Bottom	GR_{min}(API)	GR_{max}(API)
Unité : C-3 I	1397,5 – 1415	23	100
Unité : C-2 II	1415 – 1448	44	100
Unité : C-1 III	1448 – 1478	20	100
Unité : B-2 IV-V	1478 – 1532	33	100
Unité : B-2 VI	1532 – 1560	20	100

Tab n° 9 : Valeurs GR (min, max).

Puits : TFN-13	Top – Bottom	GR_{min}(API)	GR_{max}(API)
Unité : C-2 II	1366 – 1375	35	100
Unité : C-1 III	1375 – 1406	20	100
Unité : B-2 IV-V	1406 – 1440	30	99

Les résultats de calcul du volume d'argile des différents puits d'études sont illustrés dans les figures (16,17,18 et19).

III.1.7. DETERMINATION DES PARAMETRES ARGILEUX :

La détermination des paramètres d'argile, consiste en une lecture directe sur le log des diagraphies d'un banc d'argile le plus épais et le plus proche du réservoir.

Ce pendant le logiciel d'interprétation IP permet la lecture directe des différents paramètres argileux comme l'illustre la figure qui suit :

```

well : TFW-3
Date : 6/9/2008 1:25:58 PM

Input Curves
Neutron      : TST:TNPB          Density      : TST:RHOZ
Sonic       : TST:DT           Clay Volume  : VCL
RT          : TST:AT90         Rxo         : TST:AT10
Temperature : Temp

Output Curves
Phi Total   : PHIT              Phi effective : PHIE
Sw          : SW              Sw unlimited : SWU
Sxo        : SXO              Sxo unlimited : SXOU
Bulk vol water : BVW          Bulk vol flushed : BVWSXO
Wet clay volume : VWCL         Dry clay volume : VDCL
Volume silt  : VSILT          Logic flag     : PHIFLAG
Matrix density : RHOMA          Sonic matrix   : DTMA
Coal volume  : VCOAL          Salt volume    : VSALT
Hydrocarbon den : RHOHY          Sw Mod. Sim.  : SwModSim
SWT Mod. Sim. : SwTModSim      Kill Ana1. Flag : KillFlag

Zone number 1  Top : 1397.50 Bottom : 1415.00
Rw            : 0.43          Rw Temp      : 70.          Rmf          : 0.1
Rmf Temp     : 25.          Rho Sxo zone :              Salin Sxo zone :
Rho wet Clay : 2.929          Rho Dry Clay : 2.979          Neu wet Clay : 0.351
Res Clay     : 17.7         Rxo Clay     : 17.7         Hc Den      : 0.8
Neu Hc HI    :              Den Hc app   :              GD source   : Param
Rho GD      : 2.65          Rho GD max  : 2.95          Rho GD min  : 2.51
Neu Form Sal : Yes            Neu Log Cont : Schlumb       Neu Tool Type : CNL
Porosity Method : Neu Den      Variable Hc Den : No           Variable GD  : Yes
Variable vcl : No            Mineral Model : ss/lS/dol   OBM ?       : Yes
Phi max     : 0.3          Delta Phi max : 0.15         m vari wth vcl : No
Vcl cutoff  : 0.6          Sxo Limit ?  : Yes          Sxo Limit   : 0.2
Sat Equation : Mod sim      a factor     : 0.62         m exponent  : 2.15
n exponent  : 2.          Sxo Method   : RXO          m source    : Param
n source    : Param      Coal Logic   : No           Salt Logic  : No
PHIT Clay  :              Phie Sw Limit : 0.          Phie Limit  : 0.
Vcl Limit  : 1.          Kill Logic   : No           Link Clay vol : Yes
    
```

Fig. n° 20 : Détermination des paramètres argileux par IP.

Le tableau ci-après présente les différents paramètres utilisés :

Tab. n° 10: Paramètres argileux.

Puits	Relay (Ohm.m)	Rho dry clay (g/cm ³)	Rho wet clay (g/cm ³)	Neu wet clay	Vclcuttof	DT clay (µs/ft)
TFY-37	15,1	2.78	2,719	0,386	0,6	-
TFNW-4	8,93	2.956	2,906	0,528	0,6	-
TFW-3	17,17	2.979	2,929	0,351	0,6	65
TFN-13	9,12	2.909	2,859	0,376	0,6	-

III.1.8.DETERMINATION DES RESISTIVITES :

La résistivité est une propriété physique d'une substance, elle définit l'habilité de ne pas laisser le passage d'un courant électrique, est exprimée en (Ohm.m).

Souvent les formations contiennent un certain volume d'eau, elles deviennent conducteur de courant électrique si cette eau est salée.

La détermination de la résistivité de la zone vierge R_t et la zone lavée R_{xo} nous permet de calculer les différentes saturations S_w et S_{xo} .

III.1.8.a. DETERMINATION DE LA RESISTIVITE DE FORMATION :

Le paramètre de base R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbure S_h .

Il est lu sur le log résistivité des différents puits (HT 12, AT 90 et HDRS).

III.1.8.b. ESTIMATION DE LA RESISTIVITE DE L'EAU DE FORMATION :

La détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w peut se faire par plusieurs méthodes :

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.
- A partir des diagraphies différées[PS] .

Le réservoir F6 "Dévonien" de la région de TFT est alimenté par un aquifère actif a eau douce donc il est préférable d'effectuer des mesures directes afin d'estimer la valeur de la résistivité de l'eau de formation.

Cependant la salinité régionale est de 6000 ppm à 70 C°, ce qui permet le calcul de R_w par l'intermédiaire de l'abaque GEN-9.

On obtient ainsi $R_w = 0,43$ Ohm.m ce qui confirme que l'eau de formation du réservoir F6 est très résistante. Ceci va influencer considérablement les logs de résistivités. Ces derniers seront très importantes en face les réservoirs contenant de l'eau douce.

III.1.9. PARAMETRES MATRICIELS :

Ce sont les paramètres qui caractérisent notre matrice, ils sont déterminés à partir des reports graphiques ($\log R_t - RHOB$) et ($\log R_t - Dt$), les valeurs moyennes adoptées dans notre région d'étude sont : ($\rho_{ma} = 2,65$ gr/cc , $\Delta t_{ma} = 50$ $\mu s/ft$), ce qui confirme que la matrice est gréseuse.

III.1.10. FACTEUR DE FORMATION :

Le facteur de formation F est défini comme la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse à la résistivité de l'eau qui l'imprègne :

$$F = \frac{R_{xo}}{R_w}$$

Le facteur de formation d'une roche, est donné par la formule d'Archie : $F = \frac{a}{\phi^m}$

Tel que :

a : Coefficient dépendant de la lithologie "degré de consolidation de la roche" qui varie entre **0,6** et **2**

m : Facteur de cimentation ou de tortuosité, dépend de type de sédiments, de la forme des pores, des liaisons entre pores donc du type de porosité et de son mode de répartition, enfin dans une certaine mesure de la compaction.

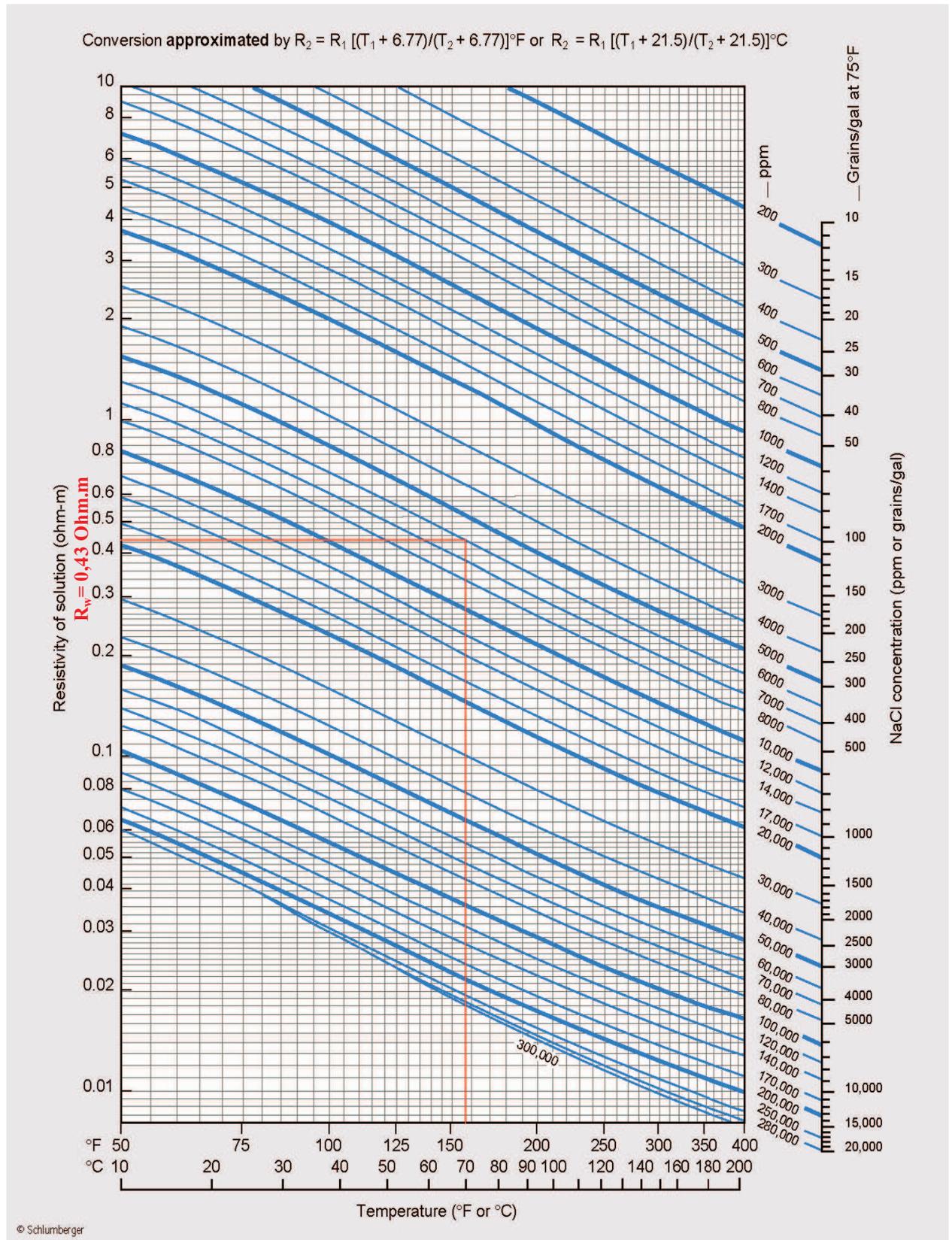


Fig. n° 21: Détermination de la résistivité de l'eau de formation.

Source : Document Schlumberger 2000.

III.1.11. DETERMINATION DE LA POROSITE ET DE LA SATURATION EN EAU :

.1.ESTIMATION DES POROSITES :

On a trois types de porosités (ϕ_n , ϕ_d et ϕ_s) suivants la disposition des données, et puisqu'on a la présence des argiles, les porosités doivent être corrigées de l'effet d'argile.

Dans notre évaluation on a utilisé le module porosity and water saturation qui permet de corriger et de calculer la porosité utile (effective) et la saturation en eau a la fois, comme l'illustre la (Figure 22).

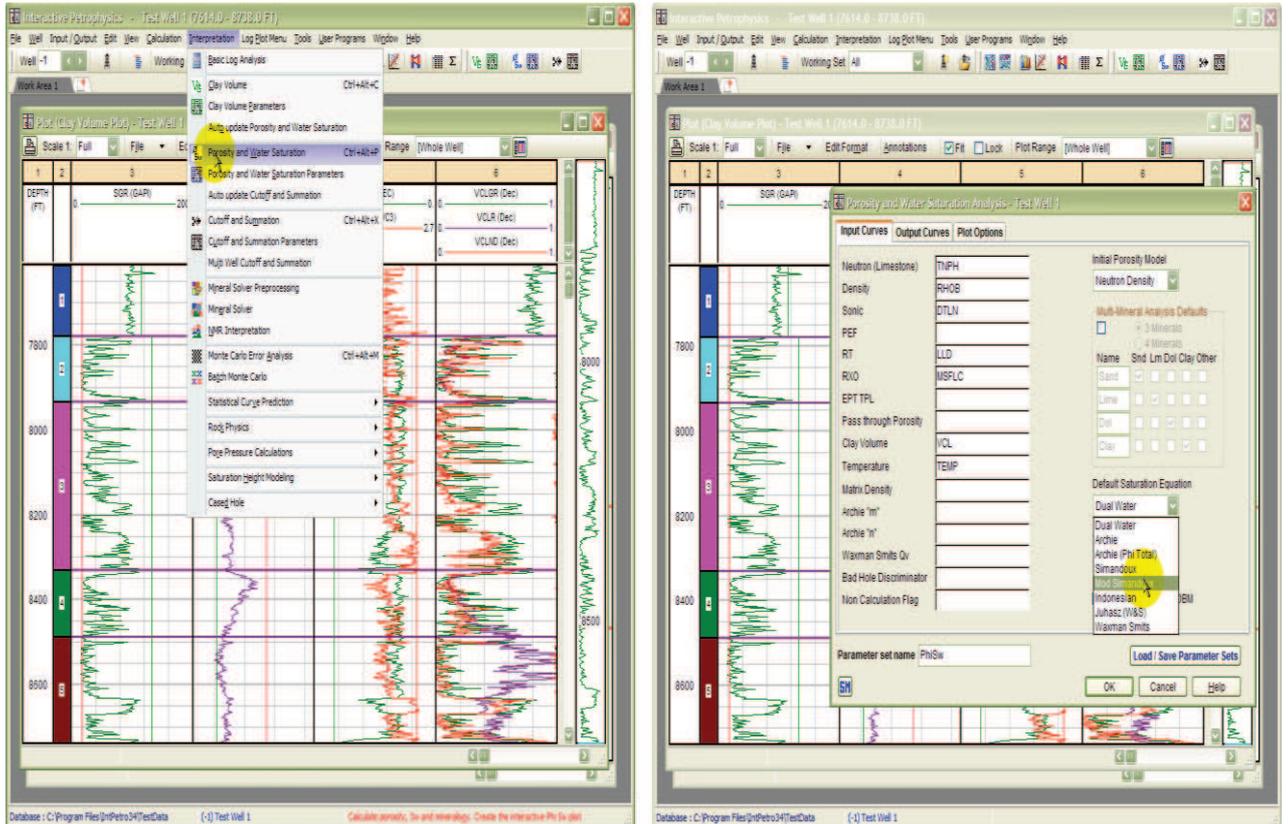


Fig. n° 22 : Calcul de la porosité et de la saturation en eau par IP.

Pour cela les formules suivantes sont appliquées :

- **POROSITE DENSITE :**

La densité globale d'une formation est égale à la somme des produits des densités respectives de chacun de ses constituants par leur pourcentage volumique dans la formation, ce qui revient à écrire :

$$\rho_b = \rho_f \phi_d + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_{ma} (1 - \phi_d - V_{sh})$$

Avec :

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_{sh} : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile.

ϕ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

De la relation précédente on peut déduire la porosité densité corrigée de l'effet d'argile :

$$\phi_{dc} = \phi_d - V_{sh}\phi_{dsh}$$

Avec :

$$\phi_d = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

ϕ_{dsh} : Porosité densité des argiles.

- **POROSITE SONIQUE :**

En se basant sur des nombreux essais en laboratoire, sur des formation propres. Wyllie a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours Δt à la porosité . En admettant que le temps de trajet total est égal à la somme des temps de trajets dans les grains et les fluides.

Ce qui permet d'écrire :
$$\Delta t = \phi_f + \rho_{ma}(1 - \phi) + \Delta t_{ma}$$

Plus récemment, Raymer-Hunt-Gardner ont pu proposer une équation du second degré :

$$\phi_s = \frac{(C * \Delta t_{lu} - \Delta t_{ma})}{\Delta t_{lu}}$$

C : varie de 0,624 à 0,7

Dans le cas d'une formation propre elle est donnée par la relation suivante :

$$\phi_s = \frac{(\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})}$$

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveau étudié .

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

La porosité corrigée de l'effet d'argile est donnée comme suite :

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh}\phi_{ssh}$$

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

- **POROSITE NEUTRON :**

La méthode consiste à envoyer des neutrons, et enregistrer le reste de ces dernières Δn ,

mesurés en unité CPS.

La porosité est donnée par la formule : $\log \phi_n = An + B$

La mesure directe de la porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\phi_{nc} = \phi_{ncal} - V_{sh}\phi_{nsh}$$

Tel que :

$$\phi_{ncal} = \phi_n + 0,04$$

ϕ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

• **POROSITE UTILE :**

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

$$\phi_e = \frac{(\phi_n^2 + \phi_d^2)^{1/2}}{2}$$

En général :

Si : $|\phi_n - \phi_d| \leq 5\% \rightarrow \phi_e = \frac{(\phi_n + \phi_d)}{2} \rightarrow$ dans le cas des huiles et de l'aquifère.

Si : $|\phi_n - \phi_d| > 5\% \rightarrow \phi_e = \frac{(7\phi_d + 2\phi_n)}{9} \rightarrow$ dans le cas des gaz.

2. CALCUL DE SATURATION :

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores :

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

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

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

Avec : n=2

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

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

Dans le cas des formations argileuses plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles. On va citer des relations des argiles totales utilisés par IP :

➤ **Simondoux :**
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}}$$

➤ **Simondoux modifiée :**
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w (1 - V_{sh})} + \frac{(V_{sh} \cdot S_w)}{R_{sh}}$$

➤ **Indonesian (Poupon-Leveaux):**

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \cdot S_w^{n/2}$$

Avec :

V_{sh} : Volume d'argile.

R_{sh} : résistivité d'argile .

Dans notre étude, le calcul des saturations a été fait en utilisant la formule de **Simandoux modifiée** avec $n = 2$.

Les résultats de calcul de porosité et de saturation en eau sont illustrés dans les figures (23, 24, 25 et 26)

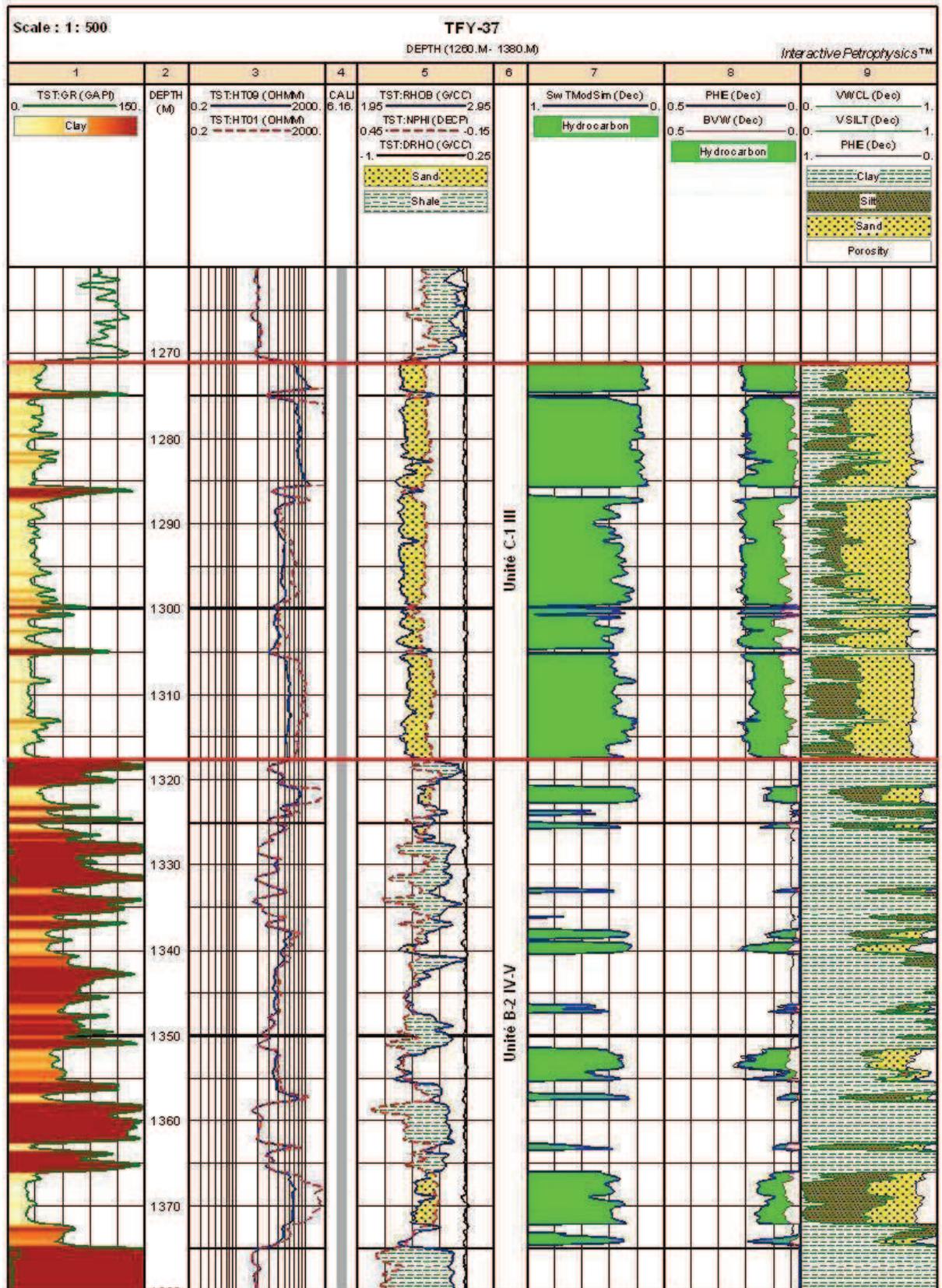


Fig. n° 23: Résultats de l'interprétation puits TFY-37.

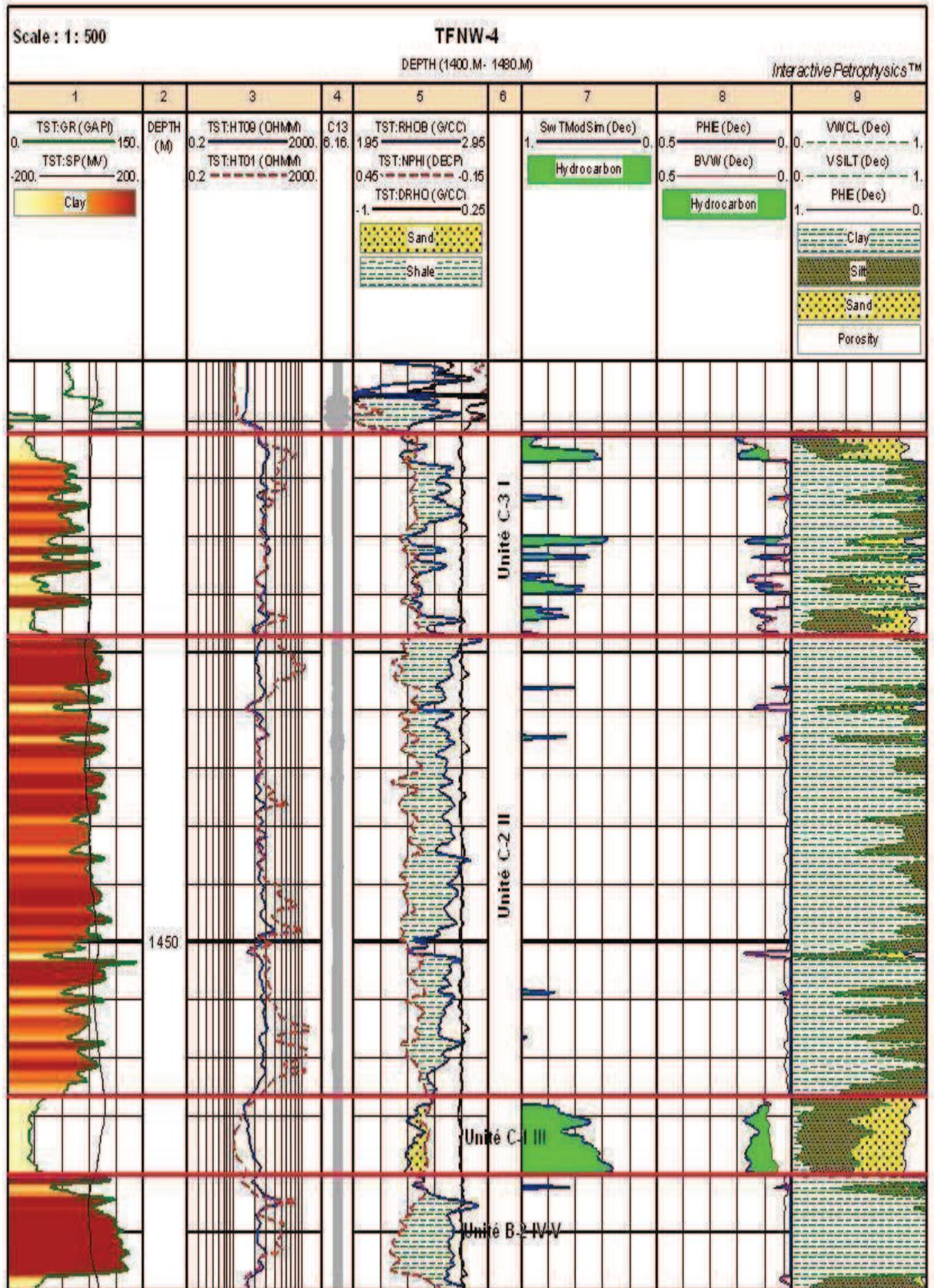


Fig. n° 24 : Résultats de l'interprétation puits TFNW-4.

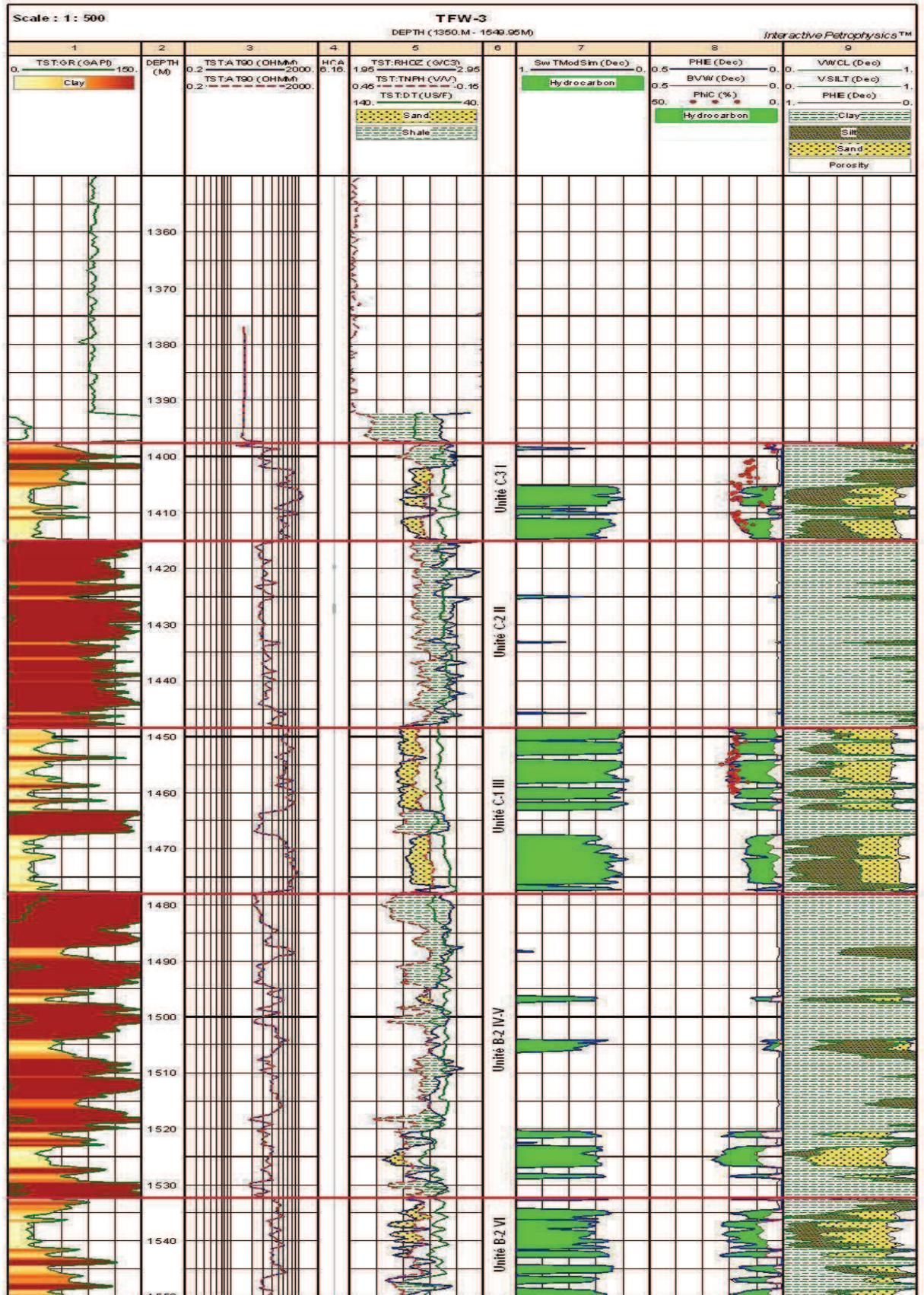


Fig. n° 25 : Résultats de l'interprétation puits TFW-3.

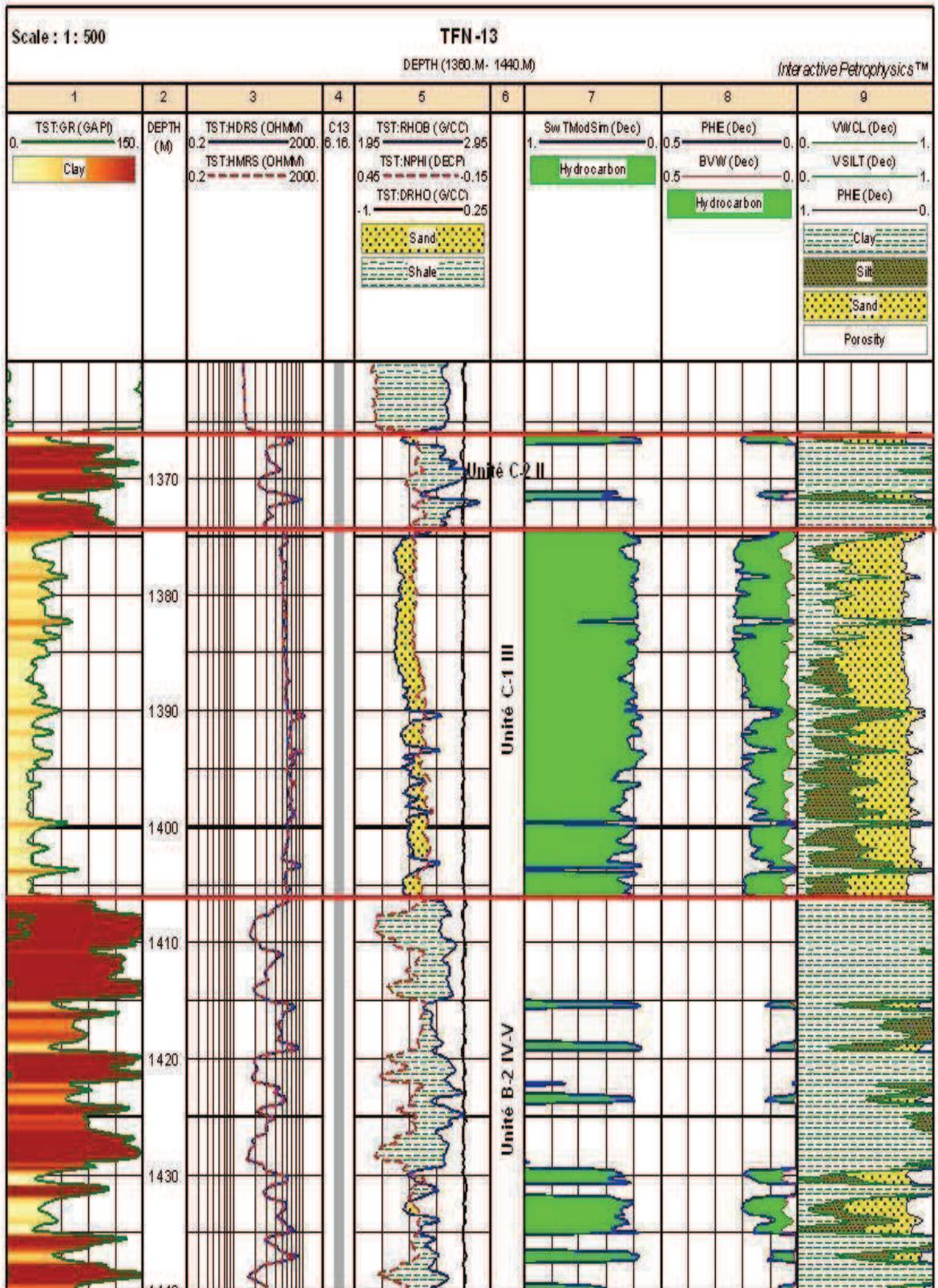


Fig. n°26 : Résultats de l'interprétation puits TFN-13.

1. CORRELATION POROSITE LOG-POROSITE CARROTE :

Une comparaison entre la porosité log et la porosité carotte a été faite au niveau du puits TFW-3 à l'aide de interactive petrophysics pour voir si le paramètre porosité a été bien estimé (**Figure 25**).

Cependant, l'introduction des données carottes se fait de la même manière que les autres données. Des corrections de profondeur ont été introduites en utilisant le depth shift module afin de caler les côtes carottes avec celles des diagraphies.

Ainsi le résultat obtenu révèle que ces deux dernières se corrèlent plus au mois parfaitement ceci dans les unités C-3 I et C-1 III (**Figure 25**).

III.2. ANALYSE DES RESULTATS DE L'INTERPRETATION :

Les résultats moyens de l'interprétation sont calculés en utilisant la méthode de moyen pondéré :

$$X_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n (h_i \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n (h_i)}$$

Avec :

x_i : paramètre pétrophysique considéré.

i : intervalle considéré.

h_i : épaisseur de l'intervalle considéré.

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

Tab. n° 11 : Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFY-37.

Puits : TFY-37	Top - Bottom	ϕ_{effmoy} (%)	BVW _{moy} (%)	S _w (%)	V _{claymoy} (%)
Unité : C-1 III	1448 - 1478	18,003	4,667	24,650	26,496
Unité : B-2 IV-V	1478 - 1532	3,715	1,078	13,465	75,374

1. PUIITS TFY-37 :

L'analyse du log composite du puits TFY-37 (**Figure 16**), révèle que ce dernier est composé de deux réservoirs à intérêt pétrolier superposés et séparés par un banc d'argile.

Il s'agit de :

- L'unité C-1 III avec une épaisseur de 46 m.
- L'unité B-2 IV-V avec une épaisseur de 53,5 m.

Il est a noté que l'unité C-1 III est plus propre que l'unité B-2 IV-V, ainsi on remarque une superposition des logs de résistivité et une chute du log densité en face l'unité C-1 III,

ceux-ci sont dus essentiellement au faible salinité de l'eau de formation et à la nature du fluide contenu.

L'interprétation faite à l'aide du logiciel Interactive petrophysics 3.4 (**Figure 23**) montre que l'unité C-1 III présente de bons paramètres pétrophysiques, une porosité moyenne de 18 % et une saturation en eau de 24,650 %

Plus bas l'unité B-2 IV-V présente des caractéristiques pétrophysiques faibles vu les valeurs de porosité et du volume d'argile (**Tableau n°11**).

Tab. n° 12 : Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFNW-4.

Puits : TFNW-4	Top - Bottom	Φ_{effmoy} (%)	BVW_{moy} (%)	S_w (%)	V_{claymoy} (%)
Unité : C-3 I	1397,5 - 1415	5,519	3,882	45,166	57,100
Unité : C-2 II	1415 - 1448	0,556	0,527	31,884	79,852
Unité : C-1 III	1448 - 1478	11,354	5,819	51,363	22,295
Unité : B-2 IV-V	1478 - 1532	0,215	0,207	22,408	87,252

2. PUIITS TFNW-4 :

D'après le log composite du puits TFNW-4 (**Figure 17**), ce dernier est composé de quatre unités :

- L'unité C-3 I avec une épaisseur de 18 m.
- L'unité C-2 II avec une épaisseur de 40 m.
- L'unité C-1 III avec une épaisseur de 6 m.
- L'unité B-2 IV-V avec une épaisseur de 10 m.

Cependant l'unité C-1 III est plus propre que les autres unités, c'est ainsi qu'on remarque un changement positif de l'allure de la courbe PS et une chute des résistivités en face cette unité ceci s'explique par la présence d'un fluide conducteur (eau salée).

L'interprétation réalisée par IP révèle des caractéristiques pétrophysiques :

- Faible pour les unités C-2 II et B-2 IV-V.
- Médiocre pour l'unité C-3 I.
- Moyenne pour l'unité C-1 III (**Tableau n°12**).

Tab. n° 13 : Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFW-3.

Puits : TFW-3	Top - Bottom	Φ_{effmoy} (%)	BVW_{moy} (%)	S_w (%)	V_{claymoy} (%)
Unité : C-3 I	1397,5 - 1415	6,291	1,952	28,438	43,654
Unité : C-2 II	1415 - 1448	0,058	0,016	3,971	96,294
Unité : C-1 III	1448 - 1478	10,452	2,430	18,698	40,411
Unité : B-2 IV-V	1478 - 1532	2,456	0,933	11,989	82,527
Unité : B-2 VI	1532 - 1560	10,790	3,947	31,211	45,054

3. PUIITS TFW-3 :

Le log composite du puits TFW-3 (**Figure 18**), montre que ce dernier est composé de cinq unités, il s'agit :

- L'unité C-3 I avec une épaisseur de 17,5 m.
- L'unité C-2 II avec une épaisseur de 33 m.
- L'unité C-1 III avec une épaisseur de 30 m.
- L'unité B-2 IV-V avec une épaisseur de 54 m.
- L'unité B-2 VI avec une épaisseur de 28 m.

Une superposition des logs de résistivité est marquée sur tout le log composite, ainsi, l'interprétation faite par le logiciel IP (**Figure 25**) révèle des propriétés pétrophysiques miocres avec un volume d'argile considérable dans l'ensemble des unités (**Tableau n°13**).

Tab. n° 14: Récapitulation des résultats de l'interprétation puits TFN-13.

Puits : TFN-13	Top - Bottom	Φ_{effmoy} (%)	BVW_{moy} (%)	S_w (%)	V_{claymoy} (%)
Unité : C-2 II	1415 - 1448	3,381	0,831	81,876	78,717
Unité : C-1 III	1448 - 1478	17,370	3,384	24,253	22,578
Unité : B-2 IV-V	1478 - 1532	3,076	0,679	81,569	78,953

4. PUIITS TFN-13 :

L'analyse du log composite (**Figure 19**) du puits TFN-13 montre qu'il est composé de trois unités :

- L'unité C-2 II avec un épaisseur de 9 m.
- L'unité C-1 III avec un épaisseur de 31 m.
- L'unité B-2 IV-V avec un épaisseur de 34 m.

On remarque ainsi, que l'unité C-1 III est plus propre que les autres unités, des grandes valeurs de résistivités sont enregistrées en face cette unité avec une superposition totale des résistivités sur tout le log composite.

L'interprétation faite par le logiciel IP (**Figure 26**) révèle que l'unité C-1 III est saturée en huile avec des caractéristiques pétrophysiques moyennes (**Tableau n° 14**). Cependant la résistivité enregistrée est très importante et la localisation d'un contact Huil-Eau devient impossible au niveau du puits TFN-13 et au niveau des autres sondages. Dans ce cas l'utilisation d'autres diagraphies est conseillée. Ceci, sera développé dans le chapitre suivant.

Par ailleurs, il est conseillé d'utiliser d'autres formules de saturation sans passer par R_t .

CONCLUSION:

Ce tour d'horizon général des méthodes géophysiques de surface, de forage et des diagraphies montre que les géophysiciens peuvent apporter au processus de reconnaissance une contribution riche et variée par la diversité des techniques. Encore faut-il bien en comprendre les domaines d'application et les limites.

A travers cette étude, nous avons évalué une interprétation du réservoir Dévonien F6 productif d'huile du champ de TIN FOUYE TABANKORT. Ceci a été réalisé par les diagraphies conventionnelles complétées par les diagraphies des tests.

Les résultats de l'évaluation pétrophysique du réservoir Dévonien F6 du champ de TFT présentent des caractéristiques pétrophysiques moyennes dans l'ensemble de ses unités productives C-3 I et C-1 III favorisant ainsi des accumulations éventuelles d'hydrocarbures. Ceci est traduit par les valeurs moyennes des paramètres de réservoir tels que : porosité, saturation en eau et volume d'argile.

Cependant, l'utilisation du logiciel de SCHLUMBERGER Interactive Petrophysics nous a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysiques à travers ses modules interactifs qui offrent ainsi, les dernières nouveautés en termes d'opérations précieuses exécutées en un temps très bref.

BIBLIOGRAPHIE

1. **ALIOUANE Leila, BOUDELLA Amar** : Localisation des contacts des fluides par les diagraphies conventionnelles et de tests MDT et RFT, dans l'anneau d'huile de Hassi-R'mel (ALGERIE). 3^{ème} symposium international des hydrocarbures et de la chimie à Ghardaïa, **Mars 2006**.
 2. **ALIOUANE Leila** : Morphologie des liants dans les réservoirs argilo-gréseux et leur influence sur les paramètres de réservoir. Application au Trias argilo-gréseux du bassin de Berkine. Thèse de Magister en Géophysique à l'USTHB, **2001**.
 3. **DESBRANDS.R** : Diagraphies dans les sondages, Edition technip, **1982**.
 4. **HALLIBERTON** : Logging and Perforating Products and services, **2003**.
 5. **HALLIBERTON** : Reservoir Description Tool (RDT). Halliburton Energy Services, **Mai 1999**.
 6. **SCHLUMBERGER** : MDT Modular formation Dynamics Tester, **2000**.
 7. **SCHLUMBERGER** : CFA Composition Fluid Analyzer, Schlumberger Mars 2004.
 8. **SCHLUMBERGER** : MDT Modular formation Dynamics Tester Brochure, Schlumberger Limited, **2000**.
 9. **SCHLUMBERGER** : Chart Book, **2000**.
 10. **SERRA.O** : « Diagraphies Différés base de l'interprétation » Mémoire1 Tome1. Services techniques Schlumberger, Paris **1979**.
 11. **SERRA.O** : « Diagraphies Différés base de l'interprétation » Mémoire7 Tome2. Etudes et productions Schlumberger, Montrouge **1985**.
 12. **SERRA.O** : Diagraphies, Acquisitions et Application. Edition Serralog, **2000**.
 13. **SONATRACH** : MONOGRAPHIE de Tin-Fouye Dévonien F6 document SONATRACH, **Mars 1992**.
 14. **SONATRACH & SCHLUMBERGER** : ALGERIA WEC **2007**.
 15. Techniques de l'Ingénieur, traité Construction par Richard LAGABRIELLE
 16. Cours, Daigraphé pétrolières ,IFP PAR Professeur D. Chapelier
-

Résumé : Dans l'étude de la zone TFT du bassin d'ILLIZI, on a utilisé les diagraphies différées. Les enregistrements de ces diagraphies nous renseignent sur les paramètres pétrophysiques et nous confirment la présence des hydrocarbures dans forage en trou ouvert. Nous nous limiterons aux outils qui permettent une mise en évidence rapide sur chantier des zone réservoirs et de déterminer la lithologie, la porosité et la saturation de ces zones. Les diagraphies utilisées sont: le caliper, le gamma ray, la résistivité, le neutron, les outils de densité et le sonique. Le software « Interactive petrophysics = IP» nous a permis d'analyser et d'exploiter les données des log et nous a permis de faire l'évaluation les paramètres pétrophysiques du réservoir F6 du champ TFT. Notre étude a révélé que seulement l'unité cambrien C-3-I dans le puits (TFW.3) et l'unité C-1III dans le puits(TFN.13) sont productives.

Mots clés : TFT, Cambrien, diagraphies, Interactive petrophysics, Réservoir.

Summary:In the study area of the TFT ILLIZI basin we used wireline logs. These records tell us about the petrophysics parameters and we confirm the presence of hydrocarbons in the reservoir. We limit ourselves to the tools that allow rapid detection in the reservoir and determine the lithology, porosity and saturation .The logs used are: caliper, gamma ray, resistivity, neutron, density tools and sonic. The software "Interactive Petrophysics = IP" enabled us to analyze and use the data log and allowed us to make the evaluation petrophysics parameters at the reservoir F6 TFT field. Our study revealed that only in the Cambrian reservoir C-3-I. in (TFW.3) and Unite C-1-III wells in the TFN. 13 wells are productive.

Key words: TFT,Cambrien,logging,Reservoir.

ملخص: قمنا بدراسة المعلومات البتروفيزيائية لحوض TFT بمنطقة اليزي بصحراء الجزائر باستخدام التسجيلات السلكية. هذا النوع من الدراسة يسمح لنا الكشف السريع عن منطقة الدبابات الصوتية وتحديد الخصائص الصخرية وتقدير المسامية والتشبع للمنطقة المدروسة، ومن الأدوات التسجيلية السلكية نذكر أشعة جاما ، النيوترون، المقاومة أدوات الكثافة والصوتية . استخدم في الدراسة برنامج IP الذي يترجم المعلومات البتروفيزيائية في مخططات تفصيلية تسمح بدراسة حالة الخزان البترولي F6 وكشف لنا هذا البرنامج عن وجود منطقتين إنتاجيتين للغاز والنفط

الكلمات الدالة: TFT، التسجيلات السلكية،الخزان البترولي.