

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



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

Mémoire du Projet de Fin d'Étude pour l'Obtention du Diplôme de

MASTER PROFESSIONNEL

Département : Forage et MCP

Domaine : Génie pétrolier

Spécialité : Forage pétrolier

## Thème

**Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques à  
partir des diagaphies différées du réservoir gréseux dans les  
puits : HGA45, MD680, MD689, OML142.**

**(Champ de Hassi Messaoud).**

**Présenté par :**

- Benhamida Mohammed Amine.
- Bekkouche Mohamed El Amine.

**Encadré par :**

**M: Fenazi Bilal**

Devant le jury composé de :

- **M: Leghrieb Youcef.**
- **M: Frouhat Rachid.**

17/05/2017





# DÉDICACE

*J'ai le grand honneur de dédier ce travail :*

*v A ma très chère mère.*

*v A mon très cher père.*

*Qui m'ont donné le courage et qui m'ont porté toujours*

*L'aide et assistance.*

*A mon frère et ma sœur*

*Mon oncle et sa femme*

*Ainsi que toute la famille,*

*Sans oublier tous mes collègues de la promotion génie pétrolière*

*Je dédie également ce travail à TATOU Mohamed Sofiane,*

*KHADEM Miloud, ZOUAOUID Imane, Asma.*

*Et à tous ceux et toutes celles que je n'ai pas cités dans*

*mon mémoire et que j'ai gardé dans ma mémoire.*

*À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme ;*

*Bekrouche Mohamed El Amine*





*Benhamida Mohamed Amine*





# DÉDICACE

*C'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail :*

*À ma chère mère qui m'a aidé par leur présence et leur soutien.*

*À mes sœurs.*

*À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom*

*Bekkouche, aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis :*

*Walid, Khaled, Nasser, Younes, Issam, Zahouani, Youssef, Miloud,  
Saleh, Walid, Ryadh, Naouri, Aarab, Mouro, Salem, Diao, Houssem,*

*Mahdi, Fares, Walid, Khayro, Mchatti, Khmissi et Kamel*

*Sans oublier tous mes collègues de MATH TECHNIQUE BAC2012.*

*À mes enseignantes de math Selmi Wahiba et Charef Khoja Nabila pour  
tout ses efforts, leur aide, leur présence et leur soutien.*

*À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme :*

*Benhamida Mohamed Amine*

*Sans oublier : Iman, Maram, Saleh, Mo3taz, Islam et Zaki*

*À tous ceux qui ont participé à ma réussite.*

*BEKKOUCHE MOHAMED EL AMINE*



## Introduction

Le champ de Hassi Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus grands et des plus complexes gisements pétroliers au monde. Il s'étend sur une superficie globale d'environ 2200 km<sup>2</sup>.

## I.1. Situation de champ de Hassi Messaoud

### I.1.1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km au Sud-est d'Alger et à 350km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De 790.000 à 840.000 Est.

De 110.000 à 150.000 Nord.

### I.1.2. Cadre géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique. Il est limité au point de vue gisement comme suit :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géographiquement parlant, il est limité par les points suivants:

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès. [5]

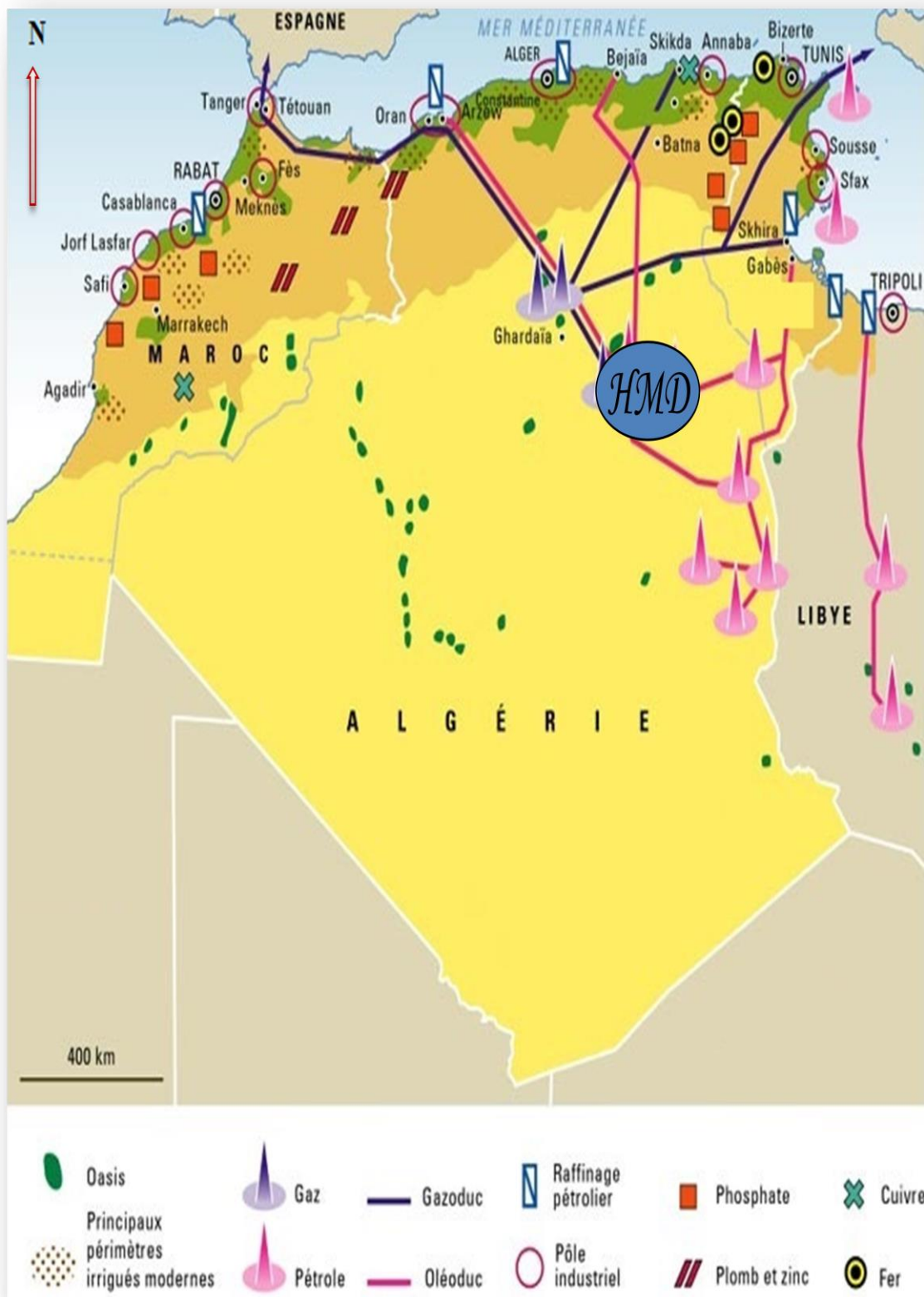


Figure I.1: Situation géographique du champ HMD.

## I.2. Historique de recherche

Le gisement de HMD a été découvert par deux compagnies françaises CFPA (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie) et SN-REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolier en Algérie).

En 1946, la SN-REPAL a commencé sa recherche dans le Sahara. Trois années plus tard, elle a débuté la prospection géophysique par reconnaissance gravimétrique.

Le 15 janvier 1956, cette dernière compagnie a réalisé le premier forage MD1. Ce dernier a mis en évidence les grès du cambrien producteurs d'huile à 3338 m de profondeur.

Le 16 mai, de la même année à 7,5 Km du MD1 vers le Nord, un deuxième puits OM1 a été foré dans la continuité d'exploitation de gisement par la CFPA.

De 1959 à 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation.

Le 31/12/1963, le fondement de la Société Nationale Algérienne de Transport et Commercialisation des Hydrocarbures « SONATRACH » qui est chargé de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures. Actuellement, elle est connue comme un groupe pétrolier assurant les missions stratégiques axées sur la recherche, la production, le transport, le traitement et la commercialisation des hydrocarbures.

A partir de 1968, le rythme des forages s'est développé avec une moyenne de 32 puits par an, et la production a atteint le seuil de 32.2 millions de tonnes en 1970.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24/02/1971, les forages n'ont pas cessé de se multiplier, pour atteindre en 1977 un moyen de 34 puits forés par an, et actuellement, il y a 1437 puits et 15 en cours de forage. [12]

## I.3. Stratigraphie du champ

La stratigraphie du champ de Hassi Messaoud est liée à la tectonique de la région, cette dernière a affecté les dépôts marins et continentaux sur l'échelle régionale à travers les différents âges des dépôts.

Il est établie que le champ de Hassi Messaoud est un vaste dôme anticlinal érodé sur sa face surélevé, ceci fait que nous ne pouvons pas trouver les mêmes séries stratigraphiques tout au long du champ car beaucoup d'entres elles sont absentes à cause de l'érosion.



En général, les dépôts d'ère paléozoïque reposent sur un socle granitique. Ils ont subis une forte érosion au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. Cela implique le dépôt des séries mésozoïques en discordance sur le Cambro-ordovicien. Les séries les plus complètes se trouvent seulement aux périphéries du champ.

## I.4. Découpage lithostratigraphique du réservoir cambro-ordovicien

### I.4.1. Stratigraphie des réservoirs

Le gisement Cambro-ordovicien de Hassi Messaoud comprend les niveaux réservoirs suivants :

#### I.4.1.1. Réservoirs cambrien

Le gisement cambrien de Hassi Messaoud comprend trois réservoirs gréseux d'âge cambrien, reposant directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont la puissance est de 550 m et dont l'érosion post paléozoïque a affecté une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de bas en haut comme suit:

- ❖ **Le R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro conglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontrée à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose.
- ❖ **Le R2** : C'est une série gréseuse à ciment argileux, d'une puissance moyenne de 80 m.
- ❖ **Le Ra** : C'est une zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m, composée de grés, à ciment silico-argileux, de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : **D1, ID, D2, D3** et **D4**.
- ❖ **Le Ri** : C'est une zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m, elle est essentiellement quartzite à grains fins et à Tigillites. Elle correspond au drain **D5**.

#### I.4.1.2. Réservoirs ordovicien

Ils se constituent de bas en haut des étages géologiques suivants :

- **Quartzite d'El Hamra** : Ces quartzites sont de couleur gris claire, à granulométrie fine. Elles présentent parfois des intercalations argileuses. L'épaisseur moyenne de ce niveau est de 75 m. La production dans ce niveau se fait uniquement par fracturation.

- *Les grés d'El Atchane* : Ce sont des grés fins à très fins, argileux, de couleur gris sombre dont le ciment est de nature argileuse parfois bitumineuse. Ces grés étaient productifs uniquement dans le puits OMJ76. L'épaisseur de ce réservoir est en moyenne de 20 m.

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
		JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIAS		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
		GRESEUX	35	Grés, argile		
		ERUPTIF discordance hercynienne	0.92	Andésites altérées		
	PALEOZOIQUE	ORDOVIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
			GRES D'EL ATCHANE	25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
			ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
			ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
CAMBRIEN		Ri	50	Grés isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN		45	Grés argileux rouges			
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Figure I.2: Coupe stratigraphique type.

## I.4.2. Caractérisation des réservoirs

A Hassi Messaoud, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuses du trias.

Le plan d'eau se trouve initialement à la profondeur de 3380 m, étant donné l'importante déplétion du champ, l'eau a envahi une bonne partie du **R2**.

Essentiellement constituée de grés anisométriques, la zone **Ra** qui a une centaine de mètres d'épaisseur, présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300 m et 3500 m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement et leur teneur en argile. [10]

## I.4.3. Notion et limites de drain et subdivision diagraphique [5]

Le terme de drain, qualifiant des zones ou des unités faiblement cimentées à caractéristiques relativement constantes sur l'ensemble du champ. Les drains coïncident bien avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir et correspond à un ensemble d'informations sédimentologiques, diagraphiques et qualité du réservoir.

Les drains rencontrés dans le champ de Hassi Messaoud sont les drains : **D1**, **ID**, **D2**, **D3** et **D4** qui constituent généralement le réservoir **Ra** alors que le drain **D5** se trouve dans le réservoir **Ri**.

Ces drains sont reconnus sur des diagraphies grâce à des repères qui sont toujours des niveaux à tendance argileuse choisis de façon à ce qu'ils soient convenablement représentés sur l'ensemble du champ.

Le découpage lithostratigraphique du réservoir Cambro-ordovicien avec les réponses diagraphiques montre que les différents niveaux et les différents drains ont les limites diagraphiques suivantes :

- **Ri** (isométrique) ou **D5** (R70 – R100).
- **Ra** (anisométrique), composé des drains suivants :
  - D4** (R100 – R130), **D3** (R130 – R140), **D2** (R140 – R150), **ID** (R150 – R170),
  - D1** (R170 – R190) et **Z-PSG** (R190 – R200).

- **R2** (R200 – R300) dont **R2ab** (R200 – R250).

## I.4.4. Caractéristiques des différents lithozones et drains

- ❖ **Le R2** : Il est essentiellement constitué de matériaux de granulométrie hétérogènes dans lequel peuvent se superposer parfois rapidement des faciès de grés micro conglomératiques jusqu'à des grés fins et même des feuillets d'argiles. La matrice argileuse est abondante et de type illite dominant.
- ❖ **Le Ra** : La base du **Ra** s'individualise d'après l'HOMER comme une zone grossière inférieure, dans laquelle se développent trois (03) drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques. D'un point de vue sédimentologique, ce découpage peut également être validé par les particularités suivantes :
  - **D1** : Grés grossiers à stratifications de type oblique arqué (Trough cross bedding) dominants, bien marqués et souvent à base micro conglomératique, avec absence de Tigillites.
  - **ID** : Niveau plus mince et fréquence plus grande des niveaux de silts, avec présence locale de Tigillites « diffuse ». Marque un passage très progressif entre le **D1** et le **D2**.
  - **D2** : Grés grossiers mais bien classés à stratifications de type oblique tabulaire (Tabular cross bedding) dominants, formants des mégarides. Présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Ces trois drains forment donc un ensemble basal grossier dans lequel les influences marines sont plus marquées vers le sommet. Ceci se traduit à la fois dans le type de structure qui se développe mais également dans l'évolution des matériaux qui sont mieux classés dans le **D2** (influence d'un tri sous l'action de courants marins).

- **D3** : Il correspond à la zone fine médiane de l'Homer (granulométrie plus faible), et la principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grés fins à très nombreuses bioturbations (principalement de type Tigillites). Le caractère marin de ce drain est bien marqué, il pourrait correspondre à un environnement de plate forme infralittorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence de tempête ou à influence tidale. Dans un tel environnement l'existence de barrières horizontales de perméabilité d'extension pluri- hectométrique à kilométrique, ou même plurikilométrique, est très probable.

- **D4** : Grès à stratifications obliques tabulaires (Tabular cross bedding) fréquentes formant des mégarides de 1 à plus de 2 m d'épaisseur.

L'importante variation d'épaisseur totale de ce drain peut laisser supposer l'existence de variations de faciès non négligeables. Par analogie avec le terrain, le biseau complet du **D4** peut s'expliquer par la progradation d'environnement de type « estuarien » (développement de barres gréseuses tidales) sur les faciès silto-gréseux de plate forme infra littorale du **D3**.

Le passage entre le **D4** et le **D5 (Ri)** au niveau du 'pic gamma 0', bien individualisé, se marque par une chute importante de la granulométrie des sédiments. Ce passage semble se faire sans érosion, par un phénomène de condensation (accumulation de minéraux radioactifs à la base du **Ri**) en liaison avec une transgression.

- ❖ **D5** : Grès fin isométrique, zone habituellement très compacte (13% des réserves), une épaisseur moyenne non érodée de 45m, un dépôt sur le **Ra** après une période d'érosion qui a pu éliminer environ 30% d'argile. Une bonne continuité des couches a des faibles perméabilités.

## I.5. Présentation des puits

Pour réaliser notre projet nous avons fait une étude sur quatre puits (HGA45, MD680, MD689 et OML142) répartis un peu partout sur le champ de Hassi Messaoud.

Le tableau suivant récapitule la situation géographique des puits :

Puits	La date de fin de forage	X	Y	Z <sub>S</sub> (m)	Z <sub>t</sub> (m)
HGA-45	01-04-2017	809790.5496	98930.7744	151.878	160
MD-689	04-04-2017	803389.24	3507092.51	139.29	148
OML-142	11-04-2017	820901.095	145975.761	164.993	175
MD-680	23-08-2016	793616.64	122089.46	139.788	147

**Tableau I.1:** Situation des puits d'études.

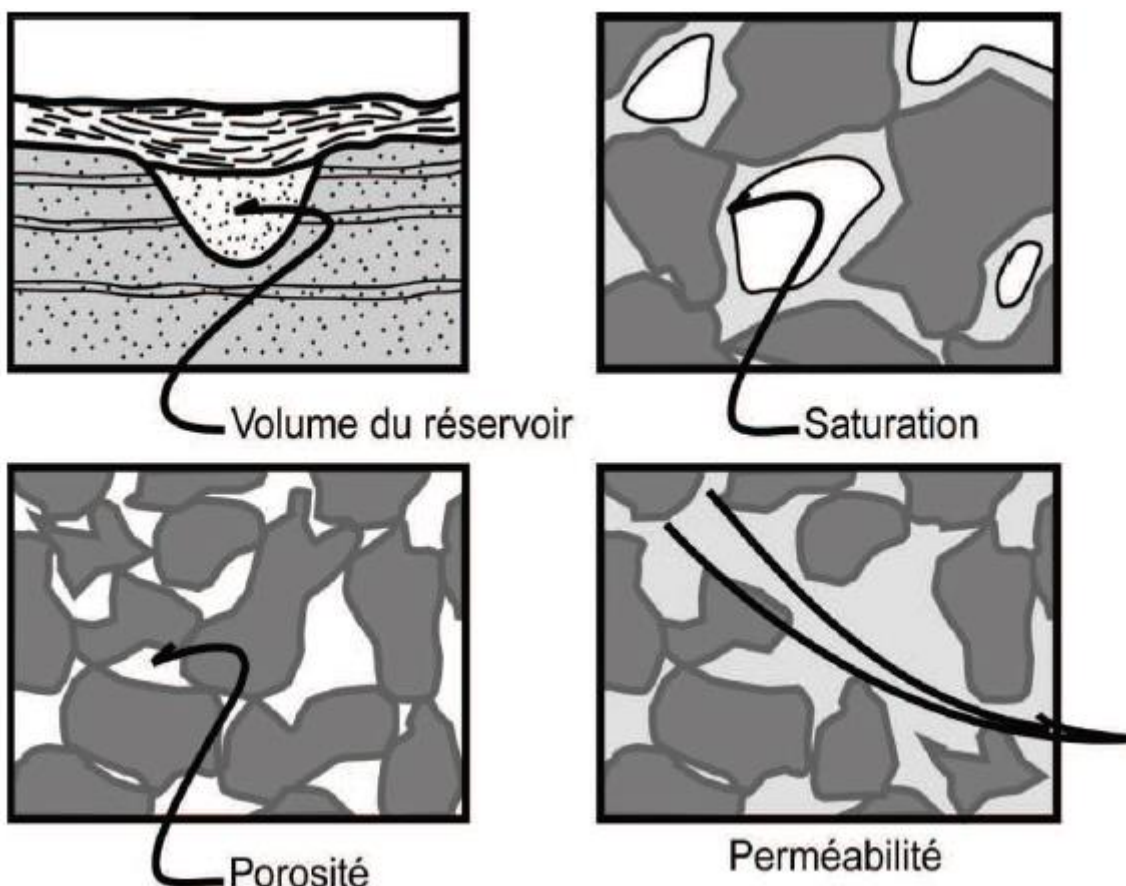
## Introduction

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. Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs

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 canaux étroites et tortueuses (**Figure II.1**).



**Figure II.1:** Volume, porosité, saturation, perméabilité d'un réservoir. [10]

### II.1.1. La porosité

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 porosité 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.

- **Porosité effective  $\emptyset_{\text{eff}}$**  : 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  $\emptyset > 30\%$ .

- **Porosité connectée  $\emptyset_{\text{co}}$**  : Elle représente les espaces vides interconnectés.
- **Porosité potentielle  $\emptyset_{\text{pot}}$**  : Elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler. [3]

### II.1.2. La perméabilité

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A cause de l'hétérogénéité des roches, la perméabilité varie suivant la direction considérée.

Dans un gisement, on est amené à distinguer la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.

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

Les diagraphies différées ne permettent pas de mesurer directement la perméabilité. Elle peut être déterminée en laboratoire à partir des carottes - mais la mesure présente un caractère ponctuel - ou 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). [8]

## **II.2. Invasion d'une formation poreuse perméable 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 (II.2) 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 laisse 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  $di$ . [4]

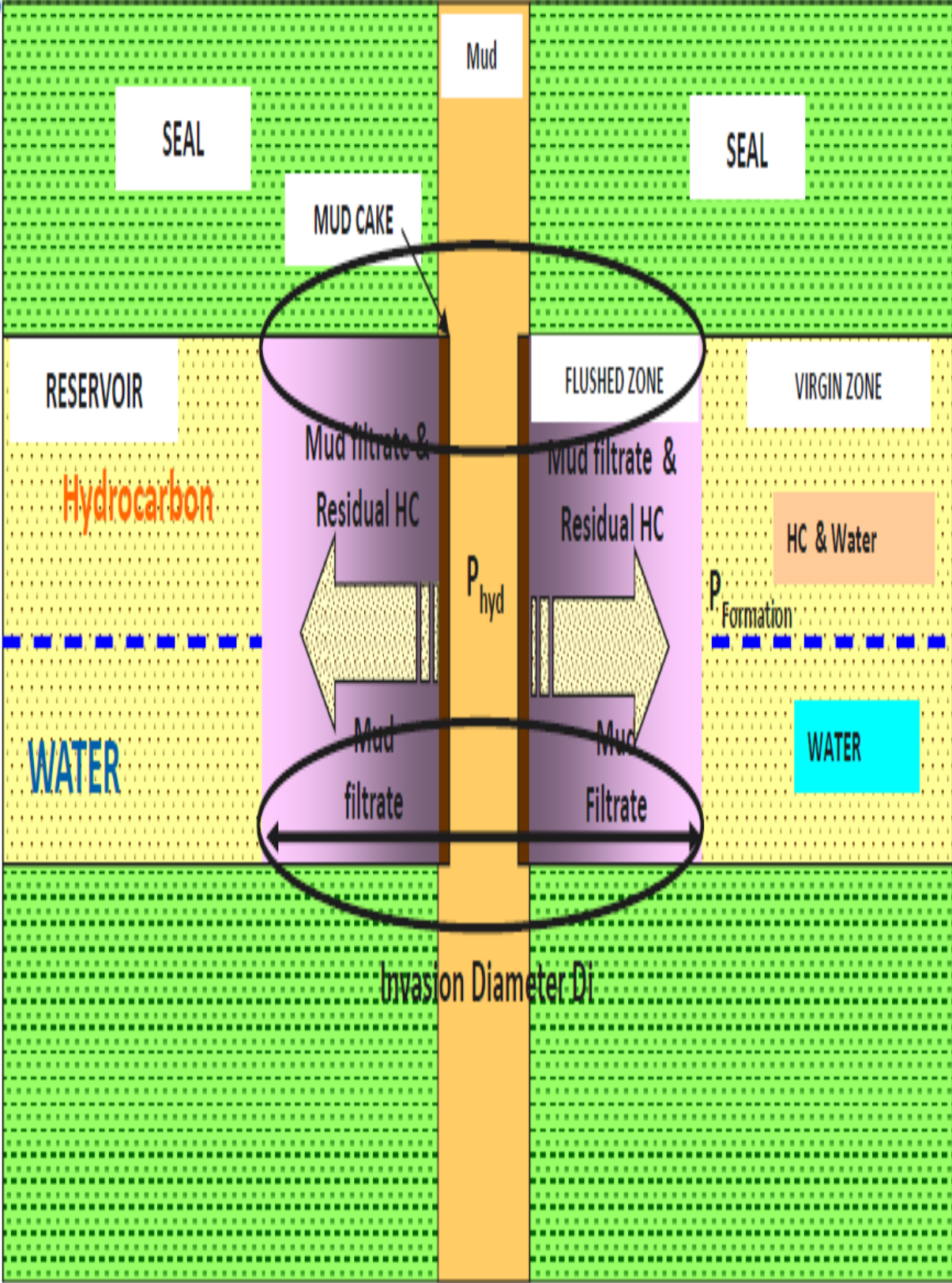


Figure II.2: Représentation schématique de l'invasion. [6]

## II.3. Diagraphie différée

### II.3.1. Définition

Les diagraphies différées sont des enregistrements continus des 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.

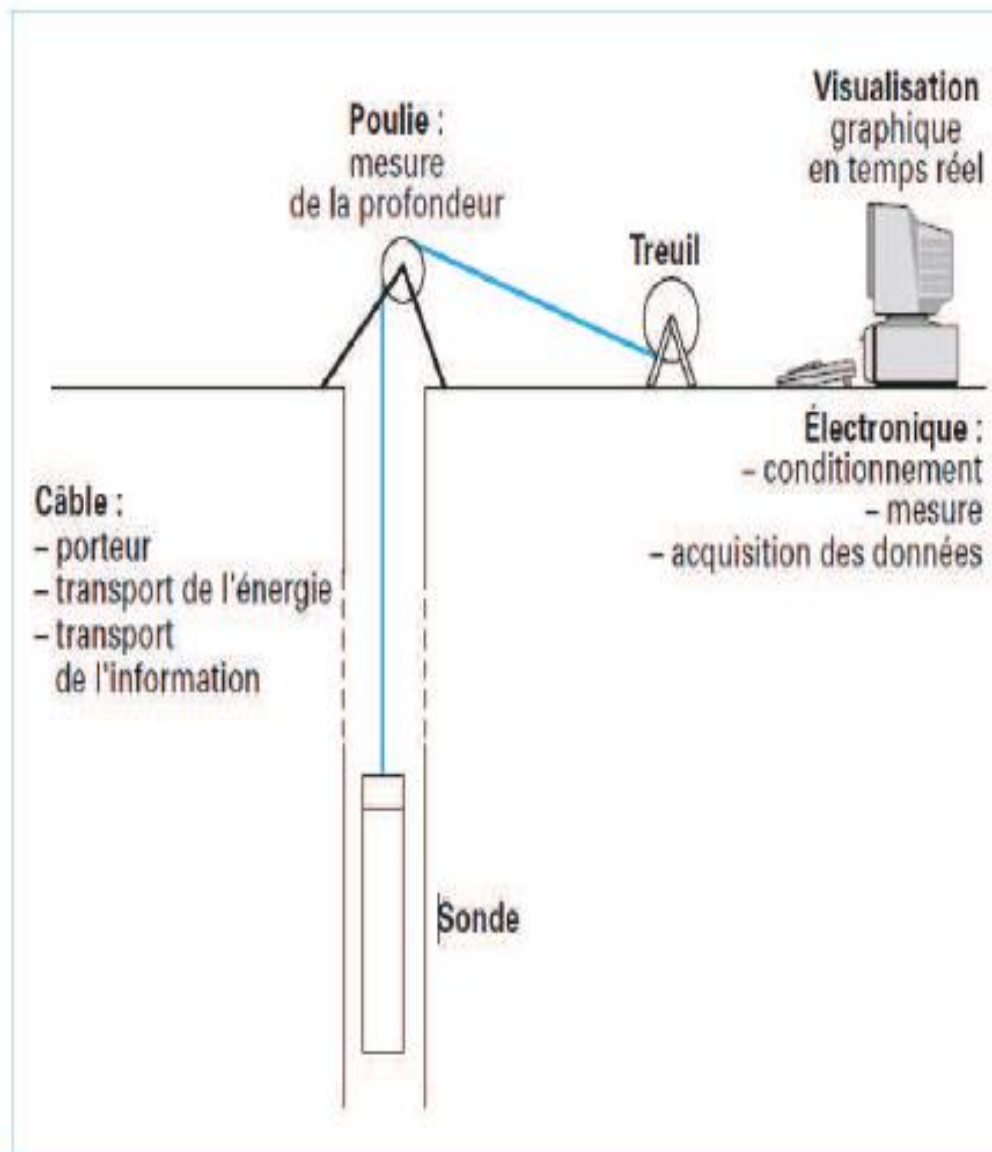
Avec les diagraphies en trou ouvert, nous nous limiterons aux outils qui permettent une mise en évidence rapide sur chantier des zones réservoirs, de déterminer la lithologie, la porosité et les saturations de ces zones. Ce sont : le caliper, le gamma ray, les outils de résistivité et d'induction, le 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 II.3)** :

- **Un treuil** : volumineux et puissant sur le tambour autour 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. Cette dernière est une mesure imparfaite. En effet, le câble 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 contrôle et de commande** : des appareils de mesure, ainsi que les équipements de traitement de l'information 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 système 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. Petit à petit un enregistreur digital remplace les dispositifs analogiques. [11]



**Figure II.3:** Schéma général d'un matériel de diagraphe. [10]

### II.3.3. Présentation d'une diagraphie

La présentation est très importante. Sur l'en tête du log on doit voir figurer un certain nombre des renseignements indispensables (**Figure II.4**):

- 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.
- $R_m$  ( $m = \text{mud} = \text{boue}$ ) : résistivité de la boue.
- $R_{mf}$  (mud filtrate) : résistivité du filtrat.
- $R_{mc}$  (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.


		<b>SPECTRAL DENSITY LOG</b> <b>DUAL SPACED NEUTRON</b> <b>GAMMA RAY</b> <b>SECTION 6 IN</b> <b>SCALE 1:200</b>					
		<b>SONATRACH PRODUCTION</b> <b>OML-142</b> <b>HASSI MESSAOUD</b> <b>OUARGLA</b> <b>ALGERIA</b>		<b>COMPANY SONATRACH PRODUCTION</b> <b>WELL OML-142</b> <b>FIELD HASSI MESSAOUD</b> <b>STATE OUARGLA COUNTRY ALGERIA</b>			
<b>COMPANY SONATRACH PRODUCTION</b> <b>WELL OML-142</b> <b>FIELD HASSI MESSAOUD</b> <b>STATE OUARGLA</b> <b>COUNTRY ALGERIA</b>		API No. N/A Location X; 792 397.967 m Y; 3 529 130.770 m RIG; SINOPEC-232			Other Services: ACRT ICT BSAT CSNG CBL-VDL OMRI CAST-I		
		Sect. N/A		Twp. N/A		Rge. N/A	
Permanent Datum		GL		Elev. 175.00 m		Elev.: K.B. 175.00 m	
Log measured from		DF		10.50 m above perm. Datum		D.F. 185.50 m	
Drilling measured from		DF				G.L. 185.80 m	
Date		15-avr.-17					
Run No.		FOUR					
Depth - Driller		3430.000 m					
Depth - Logger		3431.00 m					
Bottom - Logged Interval		3430.00 m					
Top - Logged Interval		3127.00 m					
Casing - Driller		7.000 in @ 3381.00 m		9.625 in @ 3275.00 m		13.375 in @ 2334.00 m	
Casing - Logger		3387.00 m					
Bit Size		6.000 in		8.500 in @ 3381.000 m		12.250 in @ 3275.000 m	
Type Fluid in Hole		Oil Based					
Density	Viscosity	1.08 g/cc	36.00 s/qt				
PH	Fluid Loss	N/A	3.5 cpm				
Source of Sample		N/A					
Rm @ Meas. Temperature		N/A @		@		@	
Rmf @ Meas. Temperature		N/A @		@		@	
Rmc @ Meas. Temperature		N/A @		@		@	
Source Rmf	Rmc	N/A					
Rm @ BHT		N/A @		@		@	
Time Since Circulation		33.8 hr					
Time on Bottom		15-Apr-17 01:41:48.000					
Max. Rec. Temperature		124.0 degC @ 3431.00 m		@		@	
Equipment	Location	HESP-11 HMD					
Recorded By		H.BACHI		S. HADJ RABIA			
Witnessed By		Mrs A.DJ.KOUDA		T.METIR			

Figure II.4: Exemple d'en tête de diagraphie.

### II.3.4. Les différentes diagraphies enregistrées

Dans notre étude, nous avons enregistré les diagraphies suivantes :

#### II.3.4.a. Les outils de résistivité et d'induction

##### II.3.4.a. 1. Définition

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  $R_w$  et, par conséquent, de la quantité de sels dissous.
- **De la quantité d'électrolyte** contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est-à-dire de la porosité.
- **Du mode de distribution de l'électrolyte.**

### II.3.4.a.3. La qualité de l'électrolyte

La résistivité d'un électrolyte dépend de : sa teneur en ions, la mobilité des ions en solution. Où 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 :  $1 \text{ g/l} = 1000 \text{ ppm}$ .

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 quantité et le mode de distribution d l'électrolyte

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.

$\varphi$  : 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 résistivité des roches dans la zone lavée

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

$$R_{X0} = F \cdot R_{mf}$$

$R_{X0}$ : 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 résistivité des roches dans la zone vierge

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

$$\mathbf{R}_t = \mathbf{F} \cdot \mathbf{R}_w$$

$\mathbf{R}_t$  : Résistivité des roches dans la zone vierge.

$\mathbf{R}_w$  : Résistivité de l'eau d'imbibition.

$\mathbf{F}$  : 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 :

$$\mathbf{R}_{mf} > \mathbf{R}_w \text{ ce qui entraîne } \mathbf{R}_{X0} > \mathbf{R}_t$$

### 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 : [11]

$$\log \mathbf{R}_t - \log \mathbf{R}_{X0} = -\frac{8}{5} \log \mathbf{R}_w$$

$\mathbf{R}_t$  : Résistivité de la roche dans la zone sous saturée.

$\mathbf{R}_{X0}$  : 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 :

$$\mathbf{R}_t = \mathbf{R}_w \cdot \mathbf{a} \cdot \varphi^{-m} \cdot \mathbf{S}_w^{-n}$$

Et pour la zone lavée :

$$\mathbf{R}_{X0} = \mathbf{R}_{mf} \cdot \mathbf{a} \cdot \varphi^{-m} \cdot \mathbf{S}_{X0}^{-n} \quad \text{Avec :}$$

$\mathbf{R}_{X0}$  : Saturation en filtrat.

$\mathbf{S}_w$  : Saturation en eau.

Pour des réservoirs pétroliers on définit aussi :

$\mathbf{Sh}_c$  : Saturation en hydrocarbures dans la zone vierge.

$\mathbf{Sh}_r$  : Saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

$\mathbf{S}_{X0} + \mathbf{SH}_r = 1$  dans la zone lavée et  $\mathbf{S}_w + \mathbf{Sh}_c = 1$  dans la zone vierge.

On peut aussi appliquer la relation approximative suivante :

$$R_{mc} = 1.5 R_m \text{ et } R_{mf} = 0.75 R_m$$

### II.3.4.b. Diagraphies de rayonnement gamma "gr"

#### II.3.4.b.1. Définition

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.

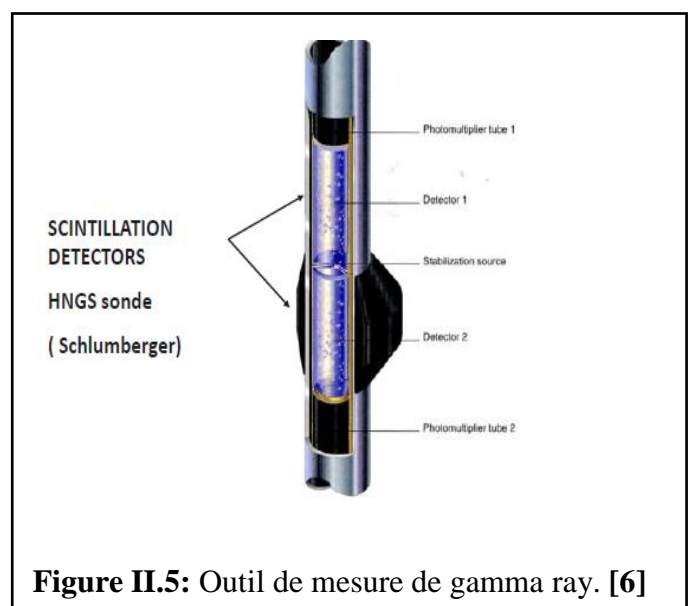
Il est enregistré pour tous les puits d'études.

#### 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.
- Évaluation des minéraux radioactifs.
- Une approche de la perméabilité.

#### II.3.4.b.3. Le paramètre 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.



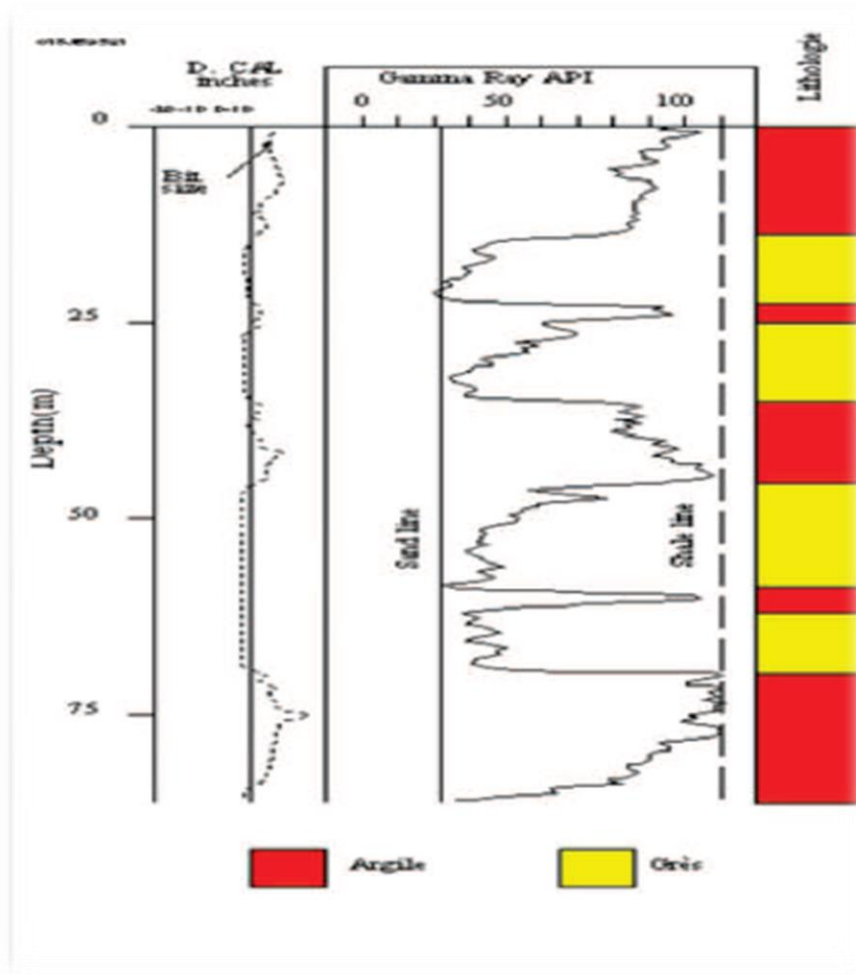


Figure II.6: Radioactivité naturelle des argiles. [10]

#### II.3.4.b.4. Interprétation qualitative

On définit le volume d'investigation d'une sonde gamma ray comme étant le volume sphérique centré sur le détecteur, d'où 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 telle 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 gammas se trouve en face d'une cave, il ne mesurera pas autant de rayons gammas. Cette diminution sera d'autant plus forte que la densité de la boue est élevée.
- **Le tubage** : Le log gamma peut s'enregistrer en trou tubé. L'acier du tubage joue le rôle d'écran, de telle sorte que l'activité mesurée n'est pas comparable aux mesures faites en trou ouvert.

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. Interprétation quantitative

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

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

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

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**. [7]

### II.3.4.c. Mesure du diamètre du trou (caliper)

#### II.3.4.c. 1. Définition

La mesure du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance (**Figure II.7**).

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 :

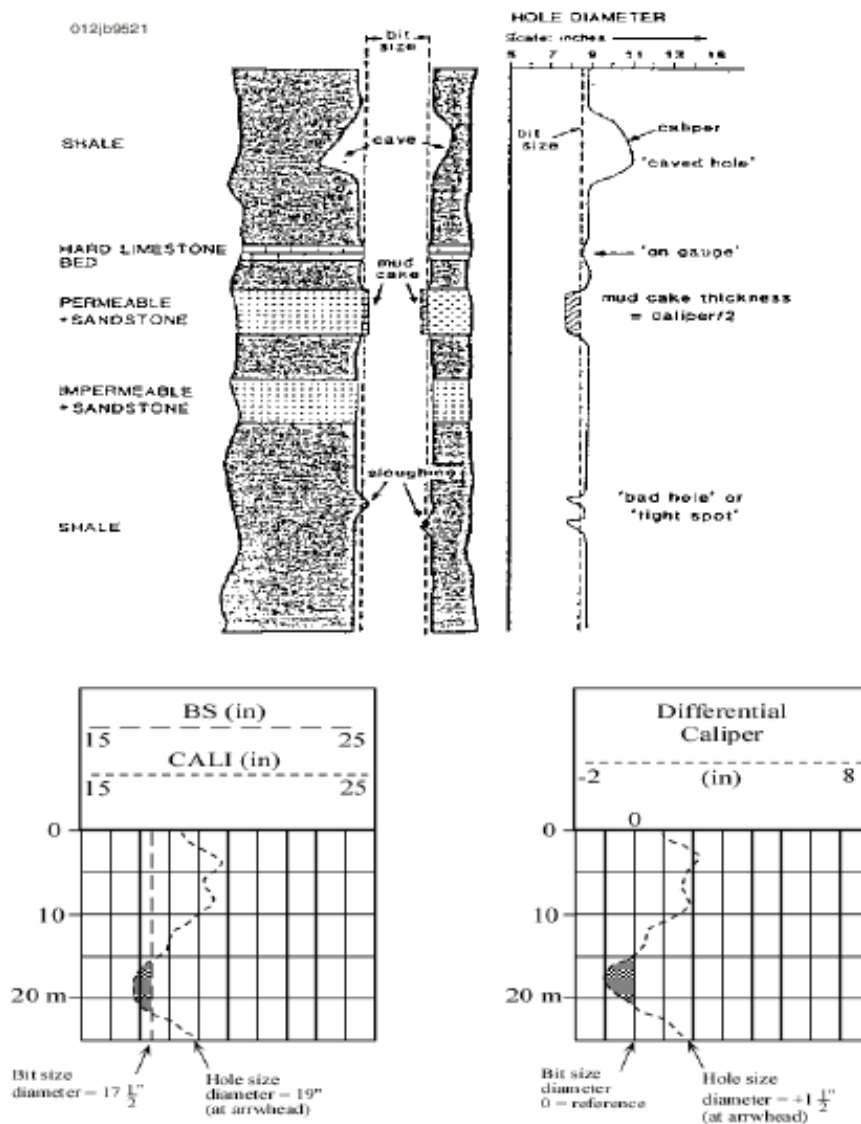
- Quatre bras couples par des paires ouvrant jusqu'à 30" et a besoin 40" par adjonction de rallonges et donnant deux plans perpendiculaires.
- Un intégrateur de volume de trou.
- Une cartouche d'inclinométrie permettant la mesure en continu de l'angle et de l'azimut de la déviation du trou et l'orientation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



**Figure II.7:** Influence de la lithologie sur le caliper et représentation des enregistrements.[10]

### II.3.4.d. Diagraphies neutron (indice d'hydrogène)

#### II.3.4.d.1. Définition

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  $\emptyset_t$ ) dépend en quelque sorte du nombre d'atomes d'hydrogène par l'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, 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 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>**

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

#### II.3.4.d.2. Application

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

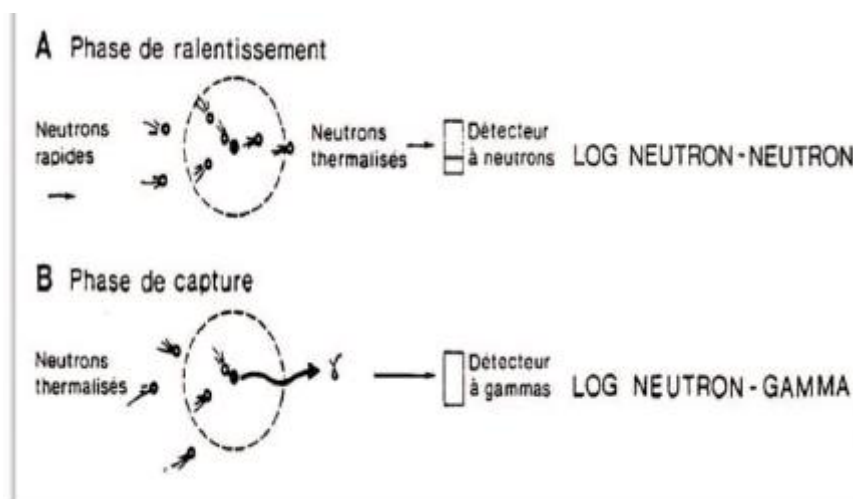


Figure II.8: Interaction corpusculaire. [10]

### II.3.4.e. Diagraphie densité

#### II.3.4.e.1. Définition

Les diagraphies de densité 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  $Co^{60}$  et le  $Cs^{137}$  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 supérieure 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/cm<sup>3</sup>**.

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. [13]

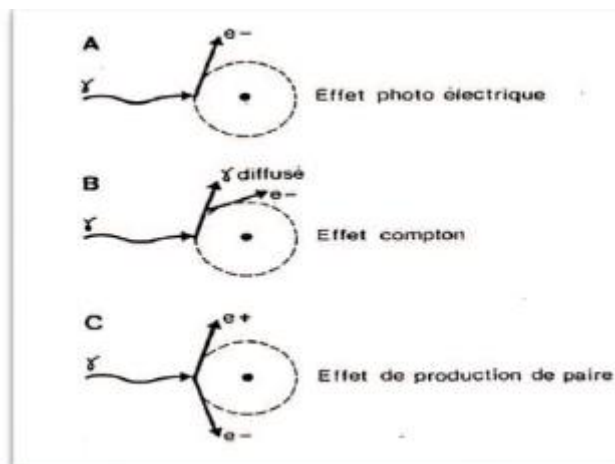


Figure II.9: Interaction corpusculaire. [10]

La profondeur d'investigation est faible, l'outil fait une mesure globale. On peut écrire :

$$\rho b = \varphi \cdot \rho f + (1 - \varphi)\rho ma$$

Et l'on obtient :

$$\varphi = \frac{\rho ma - \rho b}{\rho ma - \rho f}$$

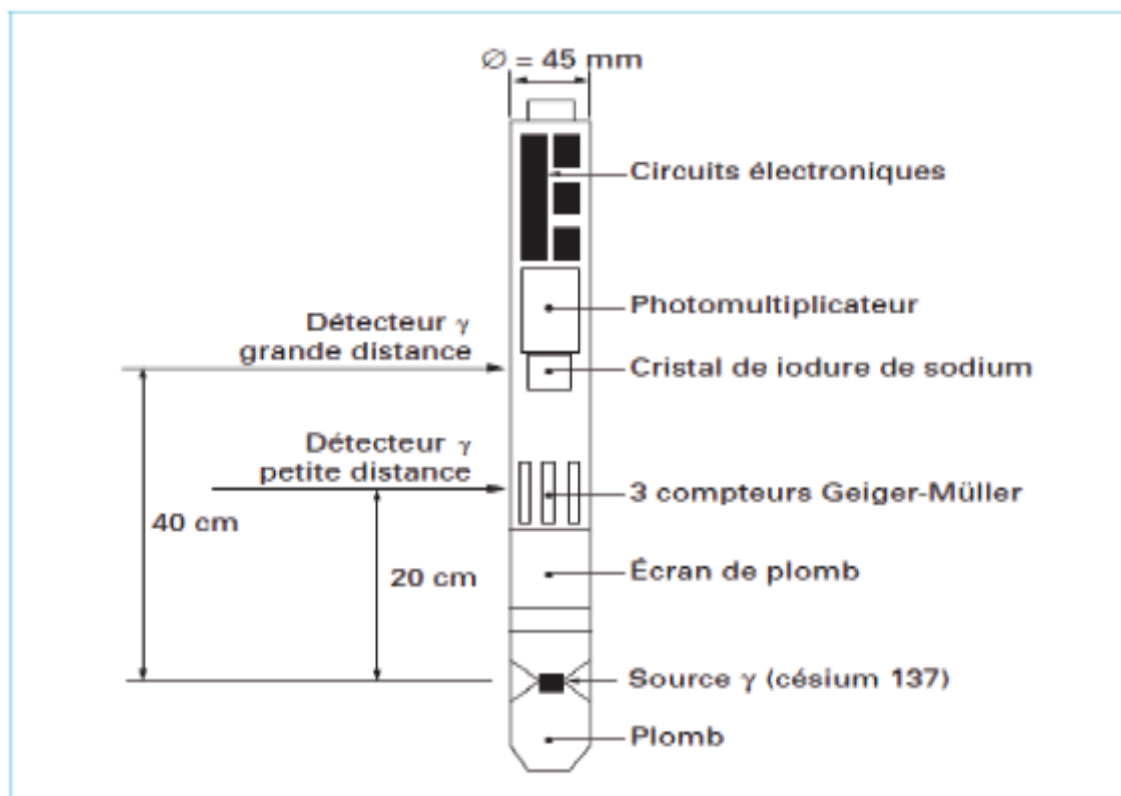
Cette relation est parfaitement physique et strictement vraie pour une matrice simple et un seul fluide, par exemple des grès saturés d'eau.

$\rho b$  : Densité de la formation.

$\rho f$  : Densité des fluides.

$\rho ma$  : Densité de la matrice.

$\varphi$  : Porosité.



**Figure II.10:** Schéma de principe d'une sonde densité. [13]



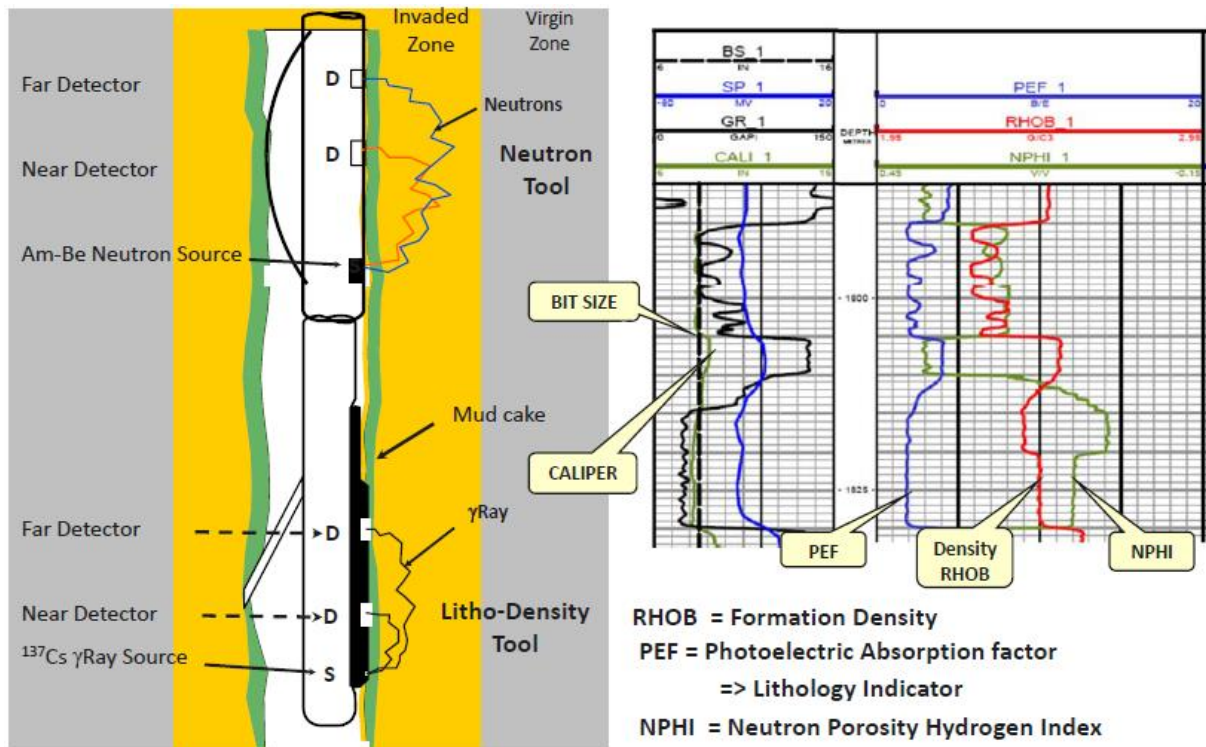


Figure II.11: Densité mesurée par le log de densité. [6]

### II.3.4.f. Diagraphies sonique

#### II.3.4.f.1. Définition

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 a 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 log sonique mesure le **temps de transit  $\Delta T$**  entre deux récepteurs, d'ondes longitudinales envoyées dans la formation (**Figure II.12**).

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

Le temps de transit  $\Delta T$  entre les deux récepteurs se mesure en  $\mu\text{s}/\text{pied}$ .

Le  $\Delta T$  est enregistré en échelle linéaire.

### II.3.4.f.4. La mesure

La profondeur d'investigation du sonique 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.

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

$\Delta t$  : Lecture du sonique.

$\Delta t_{ma}$  : Temps de transit dans la matrice

$\Delta t_f$  : 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.

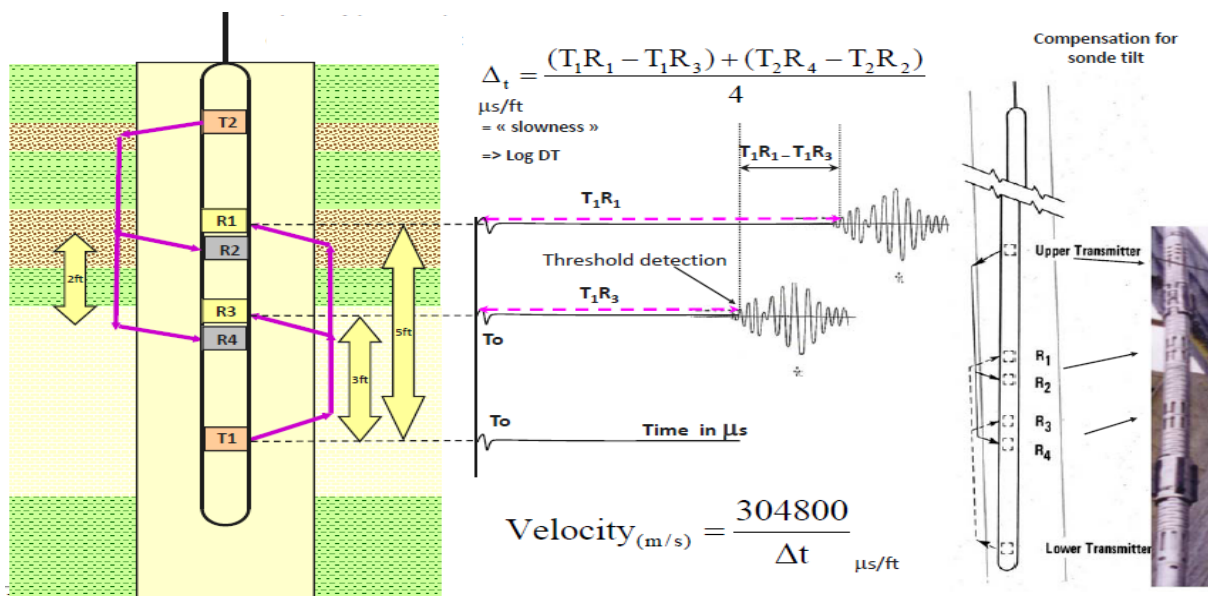


Figure II.12: Schéma explicatif d'une sonde sonique. [6]

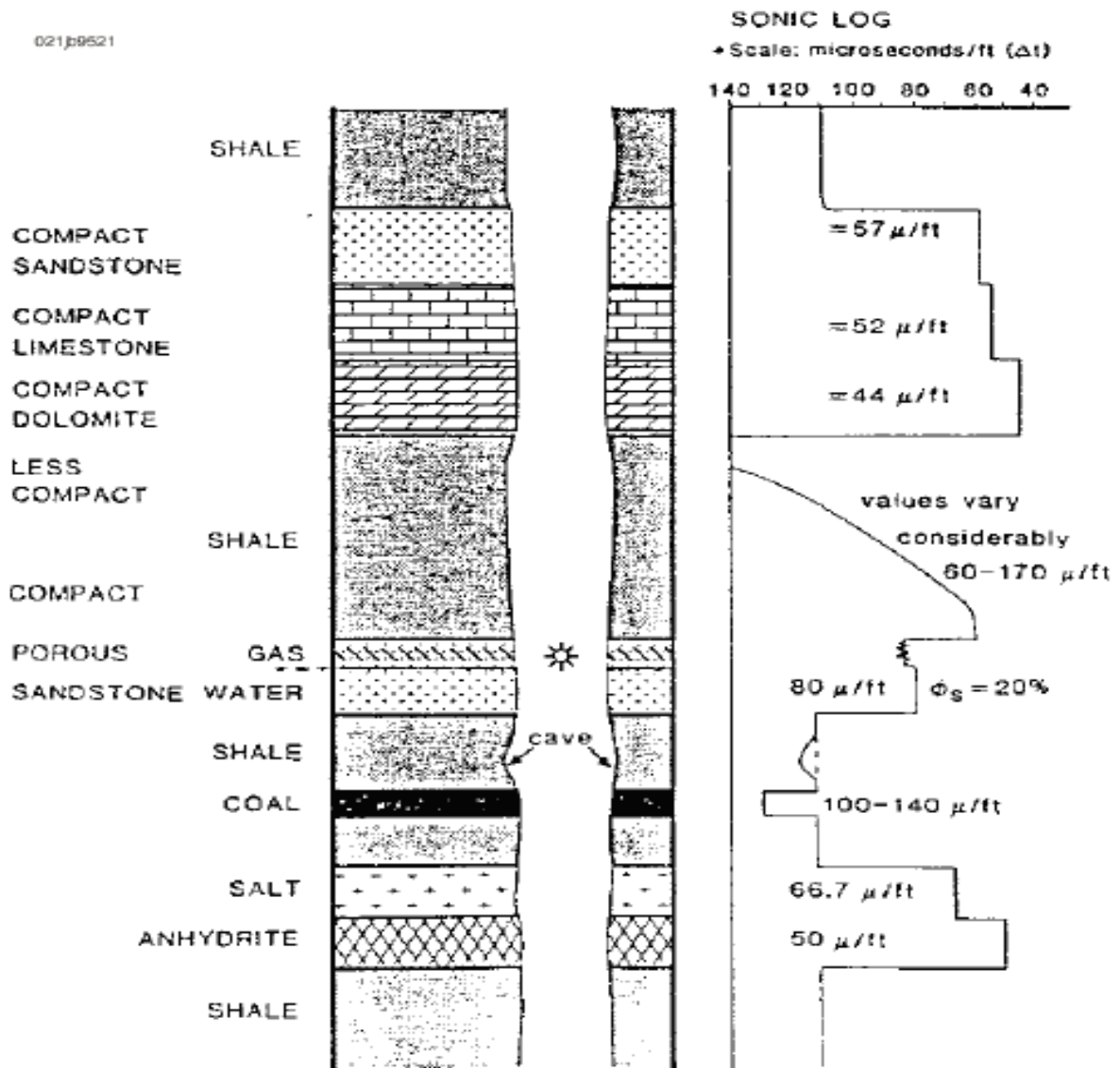


Figure II.13: Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations.[10]

## **Introduction**

Après l'acquisition des différents logs pour les quatre puits situés un peu partout dans le champ HMD (HGA45, MD680, MD689, OML142) on les a interprétés quantitativement pour pouvoir visualiser et extraire les différents paramètres pétrophysiques.

### **III.1. Interprétation des paramètres pétrophysiques à partir du logiciel**

#### **Techlog**

##### **III.1.1. Définition de TECHLOG 2011.1.0**

Techlog est une plate-forme logicielle Windows basée à Schlumberger destinée à agréger toutes les informations sur le puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter tout les logs et données de base. Il répond à la nécessité d'une plate-forme unique capable de supporter tous les flux de travail d'intégration de données et d'interprétation du puits, ce qui réduit la nécessité d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En mettant l'ensemble du flux de travail en une seule plate-forme, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la vie du puits de forage.

##### **III.1.2. La base de donnée de « Techlog »**

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

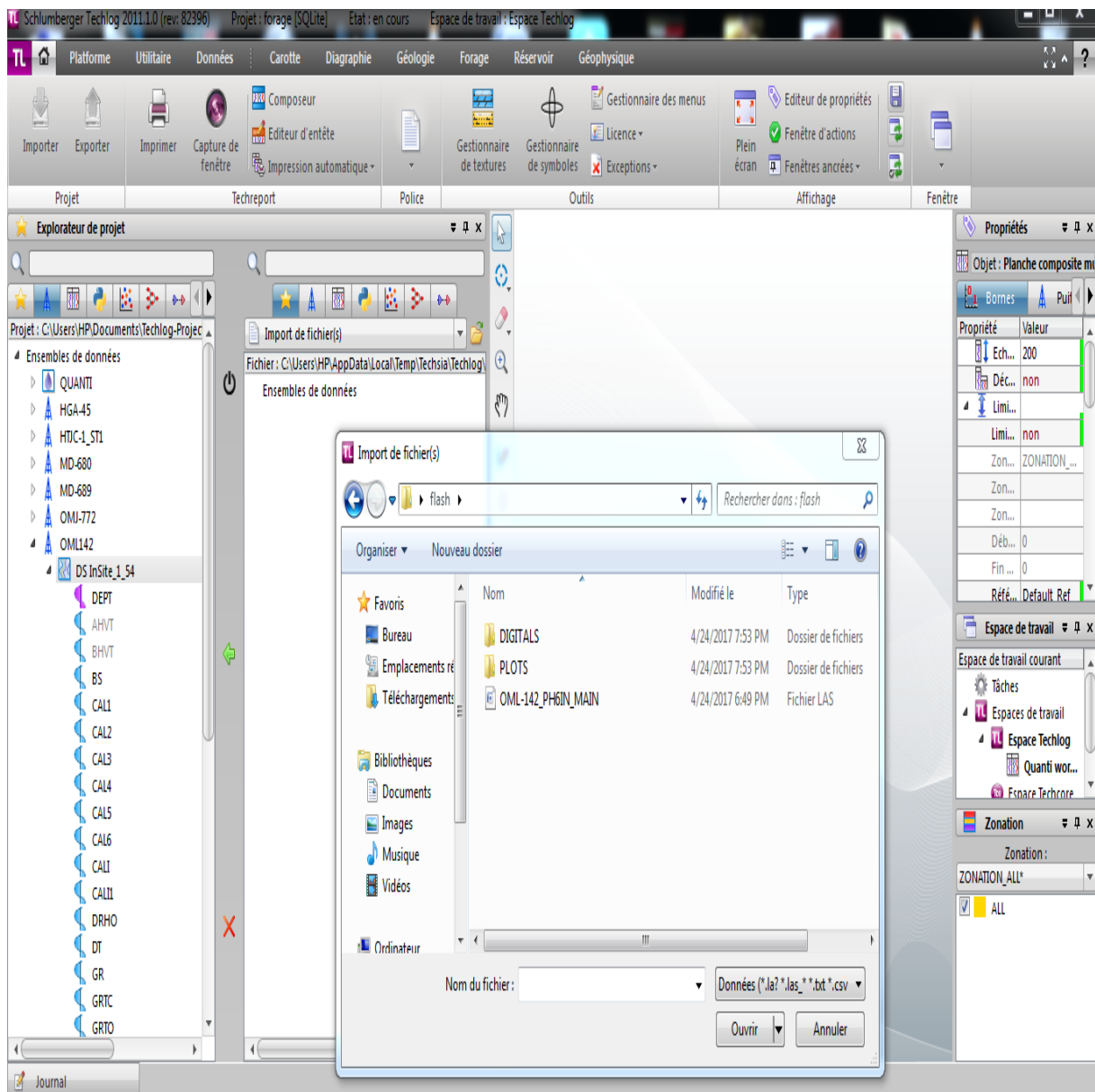
On peut charger ces données avec un maximum de 200 puits résident dans la mémoire interne du computer « RAM » bien que la base de données du TECHLOG puisse contenir les données de 9.999 puits.

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. Chargement des données**

On dispose des quatre fichiers sous formats LAS des puits : HGA45, MD680, MD689 et OML142. Pour cela, on utilise le menu Import pour charger les différents enregistrements (**Figure III.1**).

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



**Figure III.1:** Chargement des données par Techlog.

### III.2. Diagraphies enregistrées

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

Puits	Zone	Toit (m)	Mur (m)	Diagraphies enregistrées
<b>HGA45</b>	Cm-Ri	3461	3500	GR-CAL-RES-SONIC-SPECTRALOG-CBL-VDL-DENSITÉ-NEUTRON (6'')
	Intrusif	3500	3513	
<b>MD680</b>	D5	3390	3439	GR-CAL-RES-SONIC-CBLVDL-DENSITÉ-NEUTRON (6'')
	D4	3439	3476	
<b>MD689</b>	DH(D5)	3403	3430	GR-CAL-RES-SONIC-CBL-VDL-DENSITÉ-NEUTRON (6'')
	D3	3430	3449	
	D2	3449	3474	
<b>OML142</b>	G50	3340	3385.5	GR-CAL-RES-SONIC-SPECTRALOG-CBL-VDL-DENSITÉ-NEUTRON (6'')
	DH(D1)	3385.5	3404	
	Zpsg	3404	3410	
	R2	3410	3431	

Tableau III.1: Diagraphies enregistrées.

### III.3. Détermination des résistivités

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 conductrices de courant électrique si cette eau est salée.

La détermination de la résistivité de la zone vierge  $R_t$  et la zone lavée  $R_{X0}$  nous permet de calculer les différentes saturations  $S_w$  et  $S_{x0}$ .

#### III.3.1. Détermination de la résistivité 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 (RT90, RT60, RT30, RT20, RT10).

### III.3.2. Estimation de la résistivité 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].

### III.4. Paramètres matriciels

Ce sont les paramètres qui caractérisent notre matrice, ils sont déterminés à partir des reports graphiques (**log Rt-RHOB**) et (**log Rt-Dt**), les valeurs moyennes adoptées dans notre région d'étude sont : ( $\rho_{ma}$  entre 2,5 et 2,55 gr/cm<sup>3</sup>,  $\Delta t_{ma}=65\mu s/ft$ ), ce qui confirme que la matrice est gréseuse.

### III.5. 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 :

$$F = \frac{R_{X0}}{R_w}$$

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.

### II.6. Les principaux logs pour faire l'interprétation

Pour pouvoir obtenir des résultats concernant les paramètres pétrophysiques en utilisant le logiciel Techlog, il est nécessaire d'introduire les logs (GR-CAL, RHOB et AT90) ces derniers sont montrés dans les figures suivantes :

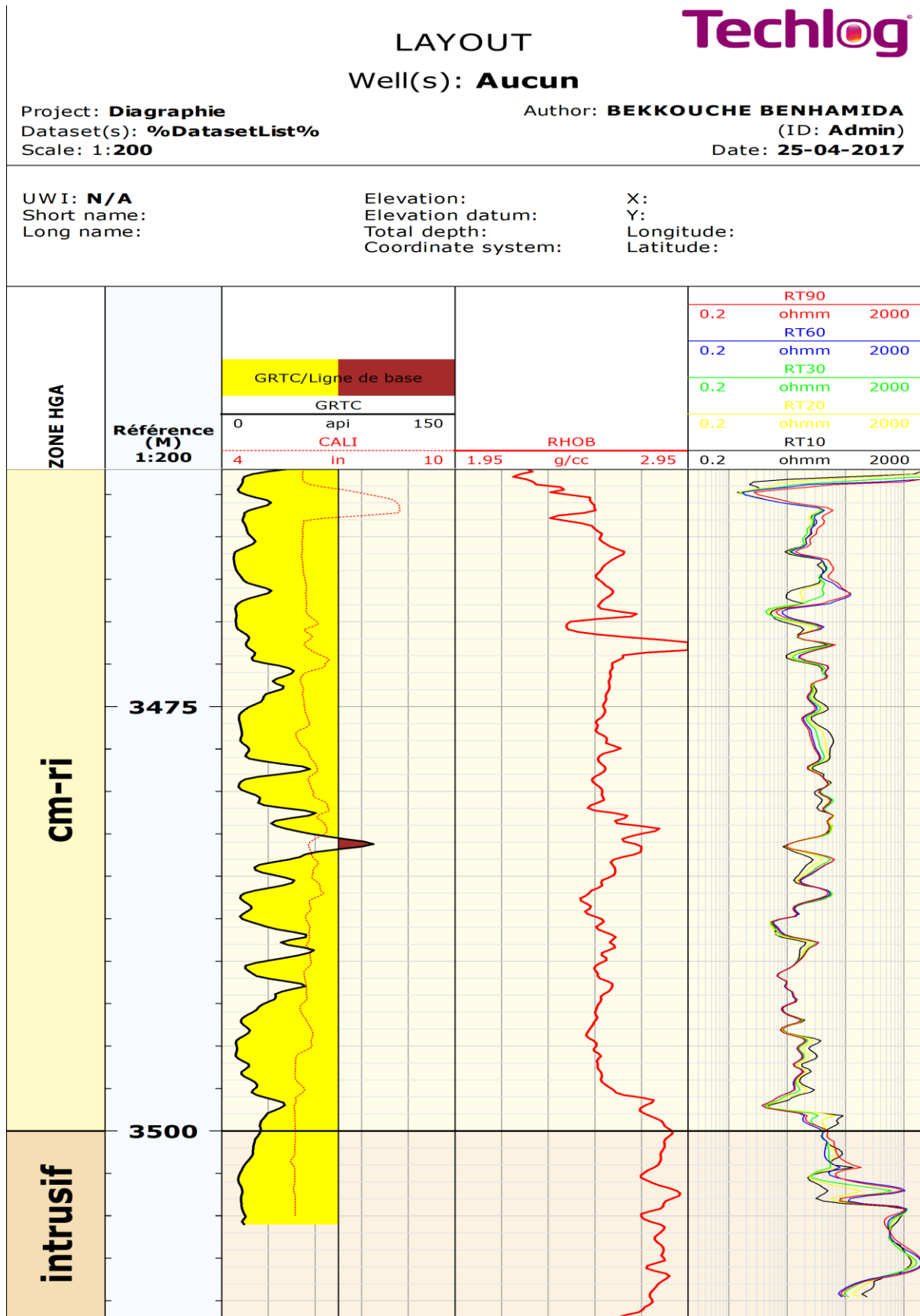


Figure III.2: Log composite du puits HGA45 par Techlog.



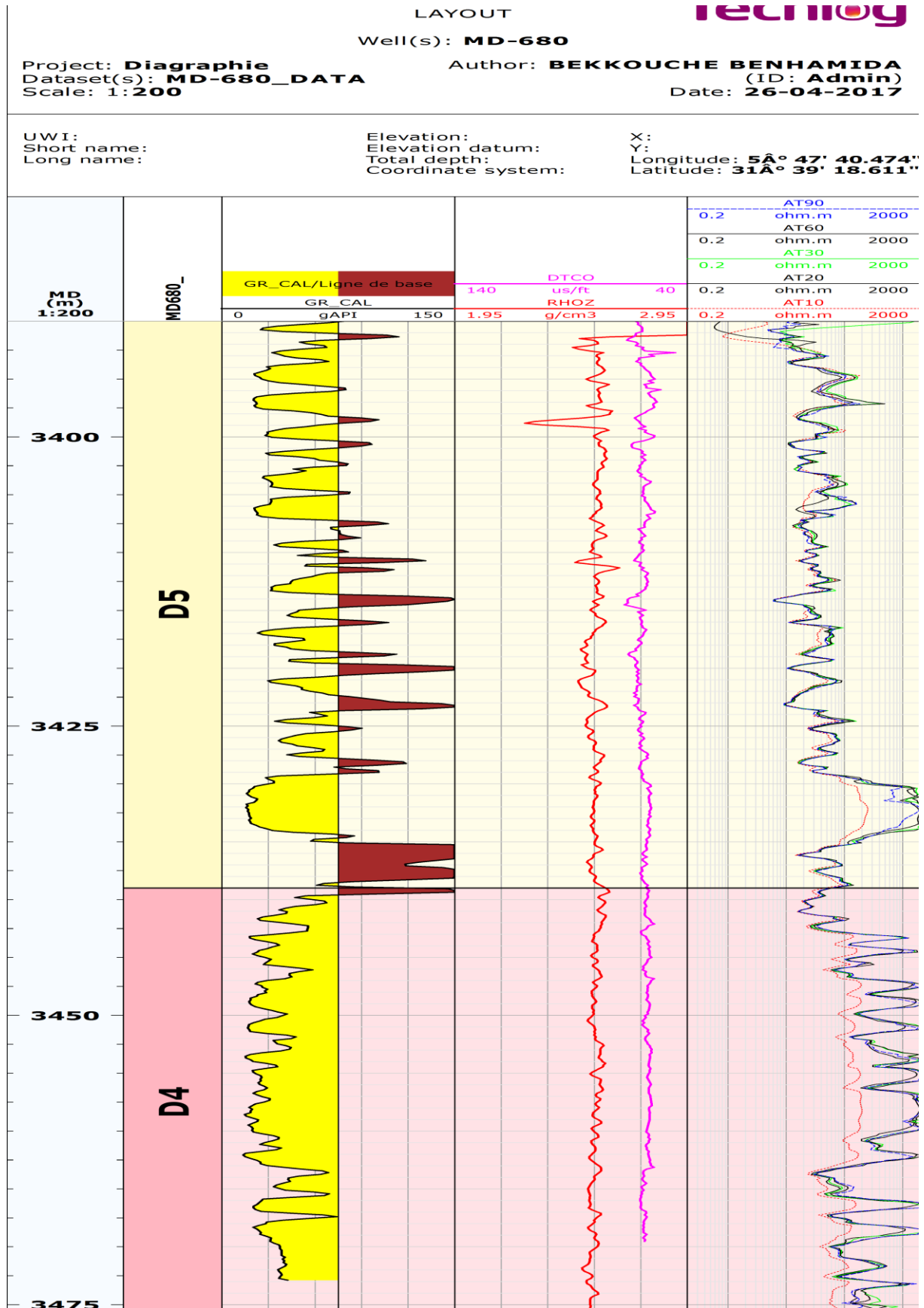


Figure III.3: Log composite du puits MD680 par Techlog.

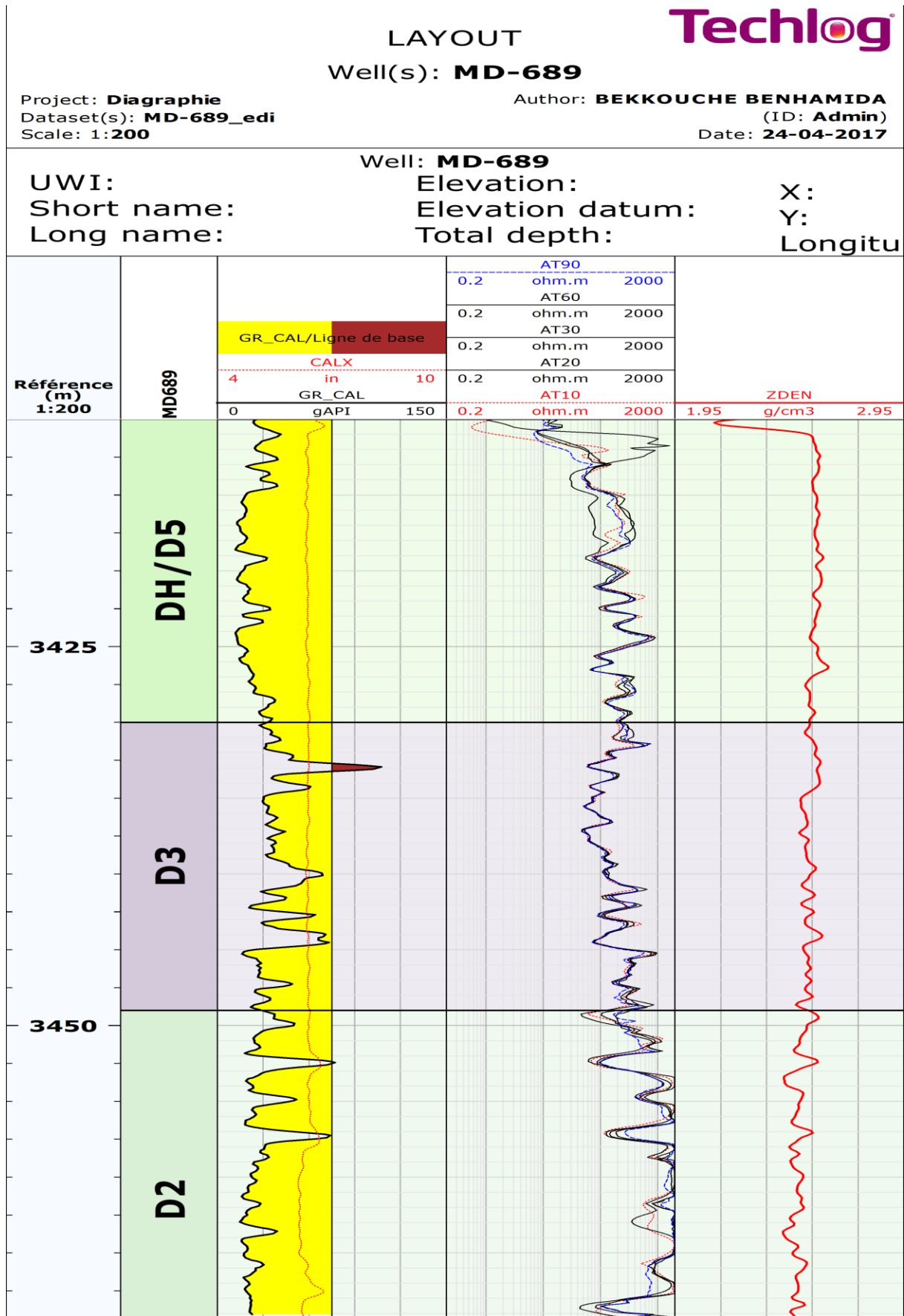


Figure III.4: Log composite du puits MD689 par Techlog.

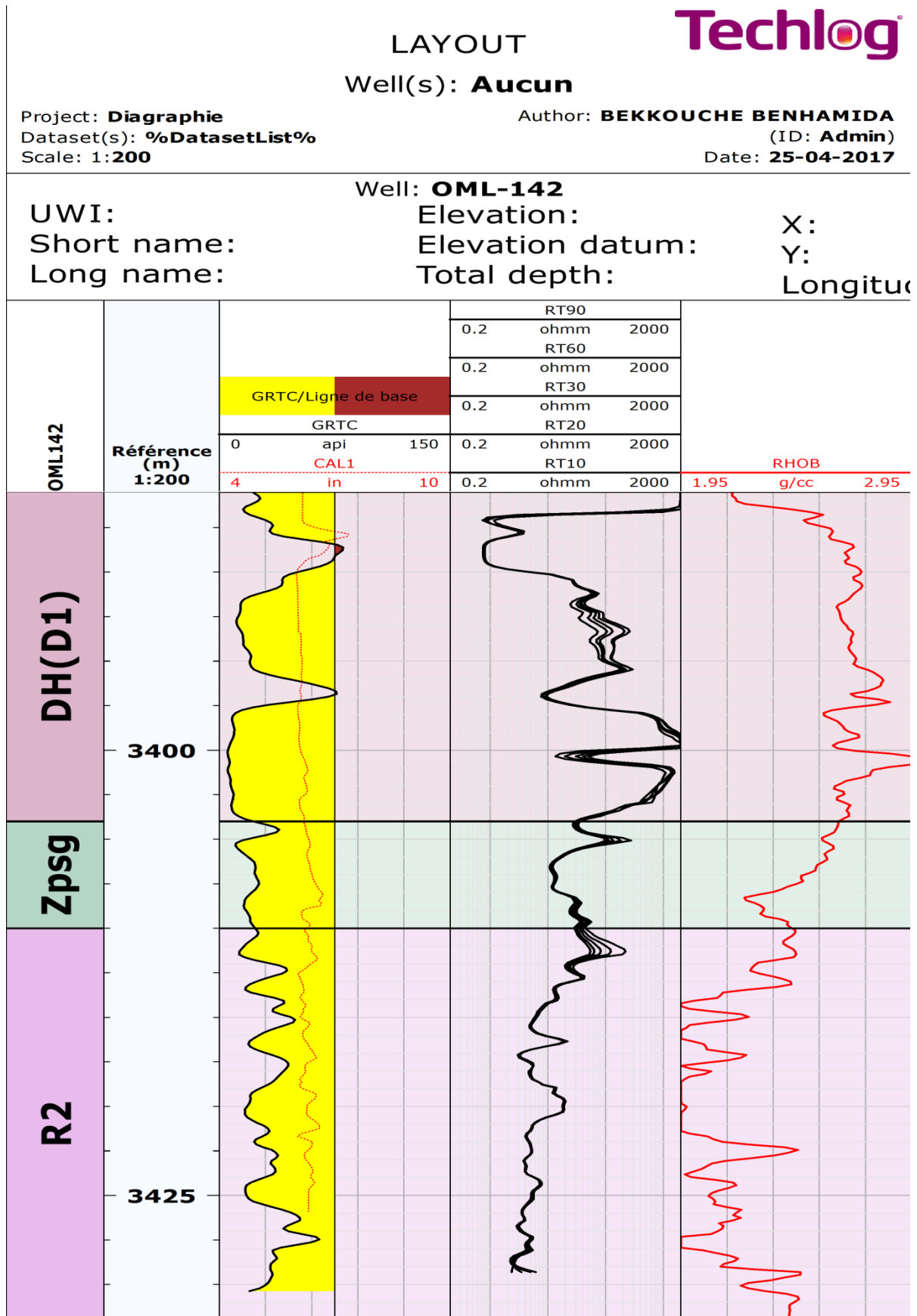


Figure III.5: Log composite du puits OML142 par Techlog.

### III.7. Détermination du volume d'argile

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

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, dans notre étude à l'aide de Techlog 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 puits d'étude (HGA45, MD680, MD689 et OML142) pour cela la formule suivante est utilisée :

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

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

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

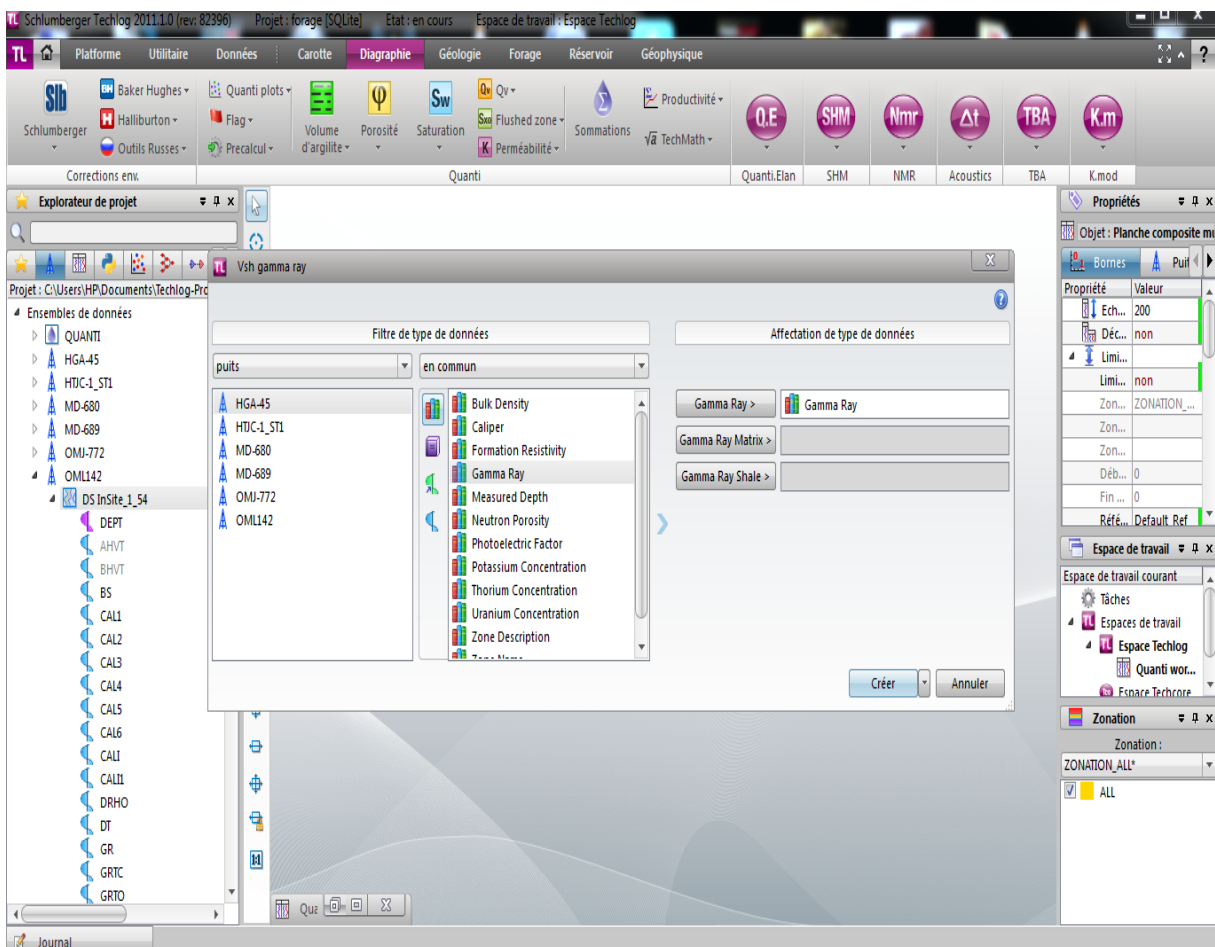


Figure III.6: Calcul du volume d'argile par Techlog.

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

Puits	Zone	Top-bottum	GR <sub>min</sub> (API)	GR <sub>max</sub> (API)
HGA45	Argile d'el gassi	3362-3439	27.94	75.98
	Zone alt.	3439-3461	28.86	75.98
	Cm-Ri	3461-3500	8.28	100
	Intrusif	3500-3513	10	75.98
MD680	D5	3390-3439	15.47	148.32
	D4	3439-3476	12.73	74.47
MD689	DH/D5	3403-3430	10	76.30
	D3	3430-3449	15.47	107.30
	D2	3449-3474	15.47	76.30
OML142	G50	3340-3385.5	10	100
	DH(D1)	3385.5-3404	10	100
	Zpsg	3404-3410	10	76.90
	R2	3410-3433	12.39	76.10

**Tableau III.2:** Valeurs GR (min, max).

Les résultats de calcul du volume d'argile des puits (HGA45, MD680, MD689 et OML142) sont illustrés dans les figures (III.9, III.10, III.11, III.12).

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.

### III.8. Détermination de la porosité et de la saturation en eau

#### III.8.1. Estimation des porosités

On a trois types de porosité ( $\phi_n$ ,  $\phi_d$ ,  $\phi_s$ ) 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 porosité qui permet de corriger et de calculer la porosité utile (effective), comme l'illustre (Figure III.7).

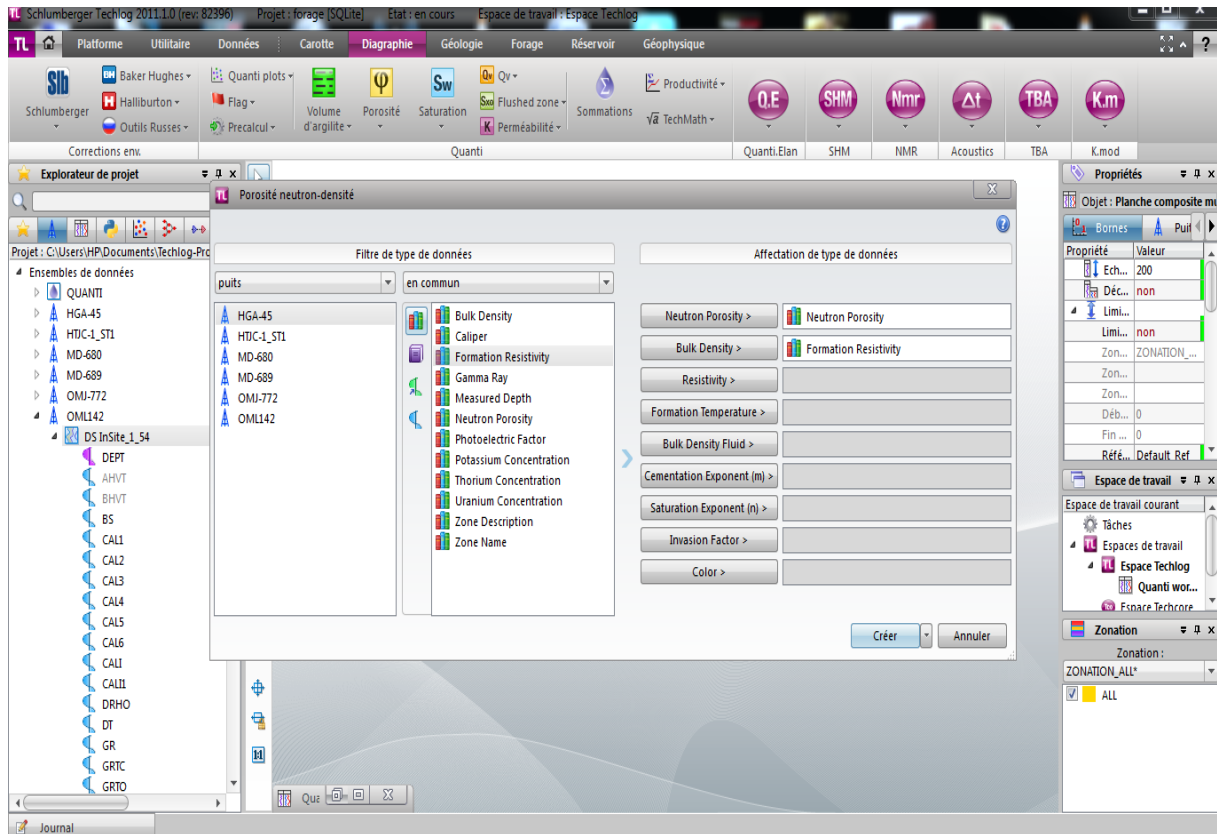


Figure III.7: Calcul de la porosité par Techlog.

Pour cela les formules suivantes sont appliquées :

➤ **Porosité densité**

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 : [2]

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

Avec :

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

$\rho_{ma}$  : Densité de la matrice.

$\rho_{sh}$ : Densité des argiles.

$V_{sh}$  : Volume d'argile.

$\Phi_d$ : 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 :

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

$\Phi_{dsh}$ : Porosité densité des argiles.

### ➤ Porosité sonique

En se basant sur des nombreux essais en laboratoire, sur des formations propres. Wyllie a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours  $\Delta t$  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 :

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

$\Delta t_{lu}$ : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveau étudié.

$\Delta t_{ma}$ : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

$\Delta t_f$ : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

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

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

$\phi_{ssh}$  : Porosité sonique des argiles.

### ➤ Porosité neutron

La méthode consiste à envoyer des neutrons, et enregistrer le reste de ces dernières  $\Delta n$ , 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 :

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

$\phi_{nsh}$  : Porosité Neutron lue en face des argiles.

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

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

### III.8.2. 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  $S_w$ .

$$S_w^n = \frac{R_{X0}}{R_t} = \frac{F \cdot R_w}{R_t}$$

Avec :  $n=2$

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre  $V_{sh} < 100$  :

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

Dans le cas des formations argileuses plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles. On va citer des relations de l'argile totale utilisée par Techlog :

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

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

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

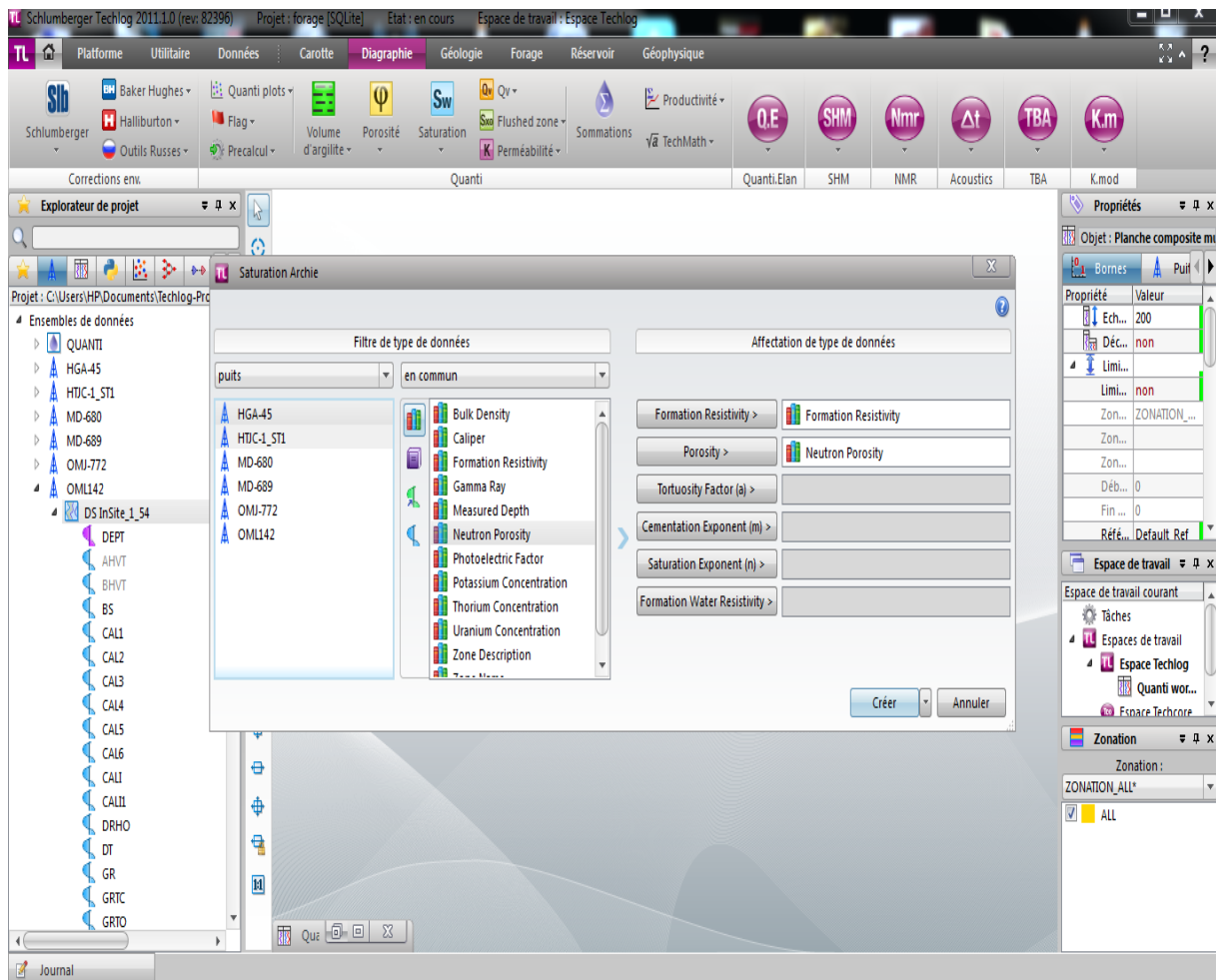
Avec :

$V_{sh}$ : Volume d'argile.



$R_t$  : Résistivité d'argile.

Dans notre étude, le calcul des saturations a été fait en utilisant la formule d'Archie. [13]



**Figure III.8:** Calcul de la saturation en eau par Techlog.

Les résultats de calcul de volume d'argile, de porosité et de saturation en eau des quatre puits sont illustrés dans les figures suivantes (III.9, III.10, III.11, III.12) :

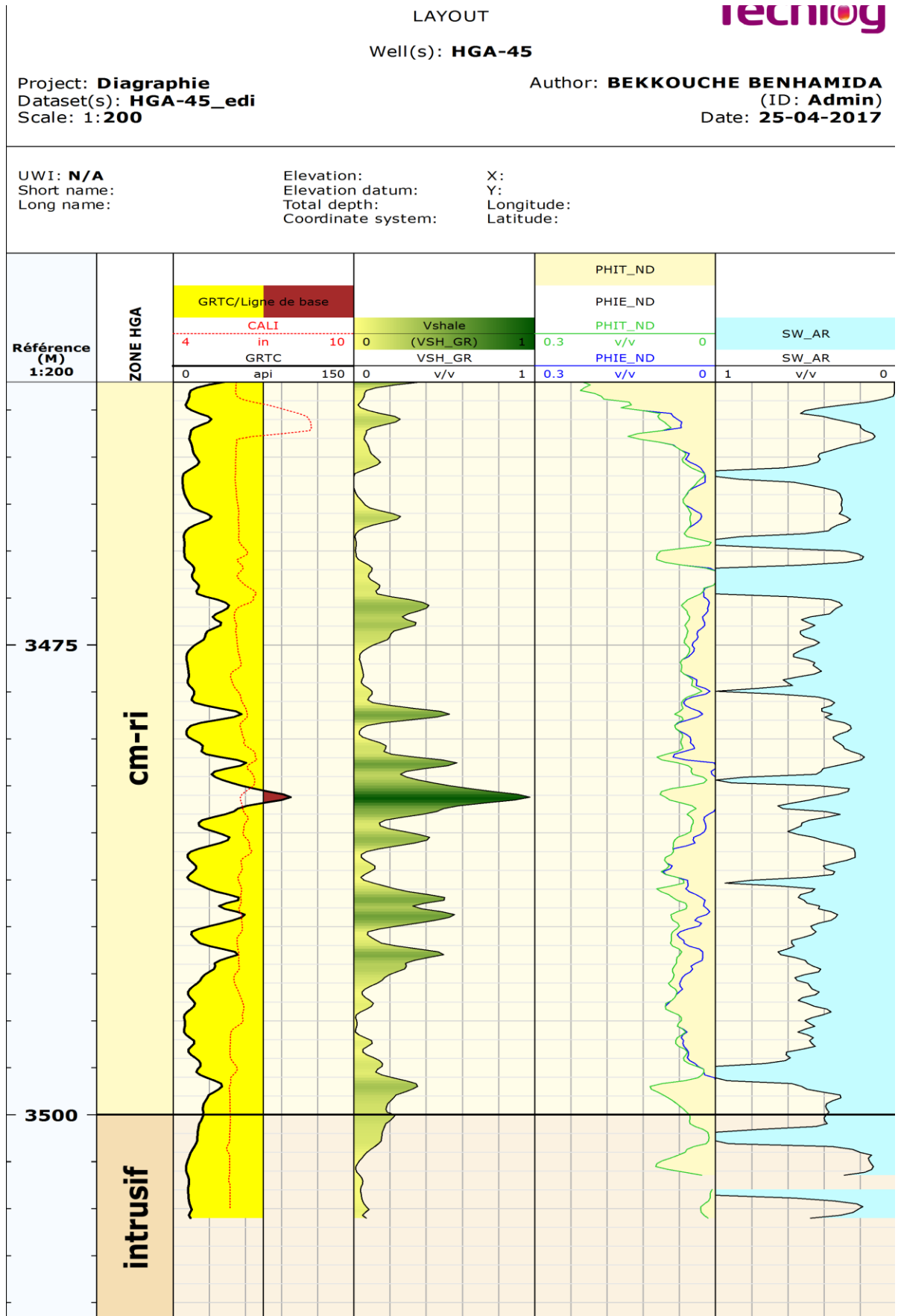


Figure III.9: Résultats de l'interprétation puits HGA45 par Techlog.

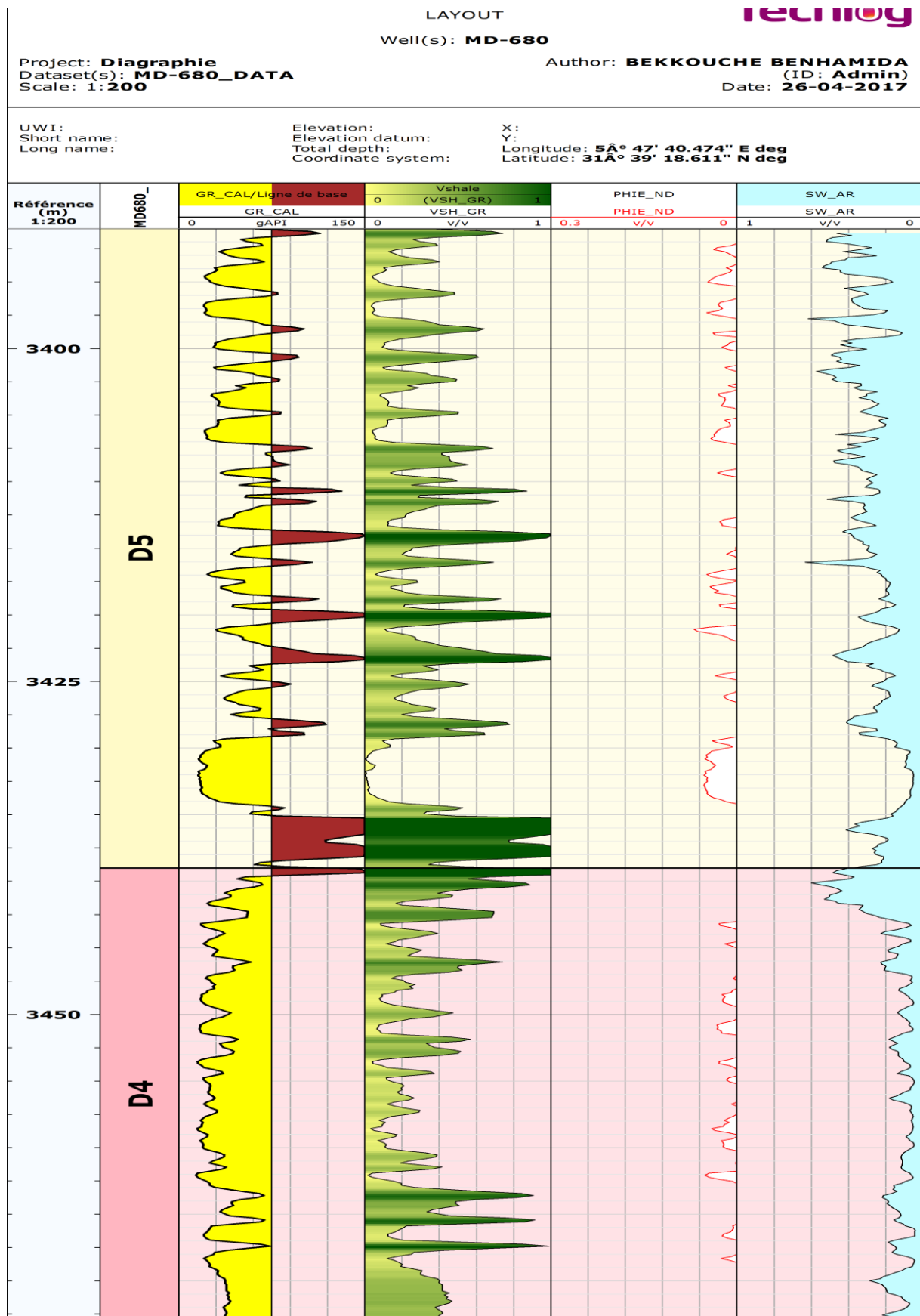


Figure III.10: Résultats de l'interprétation puits MD680 par Techlog.

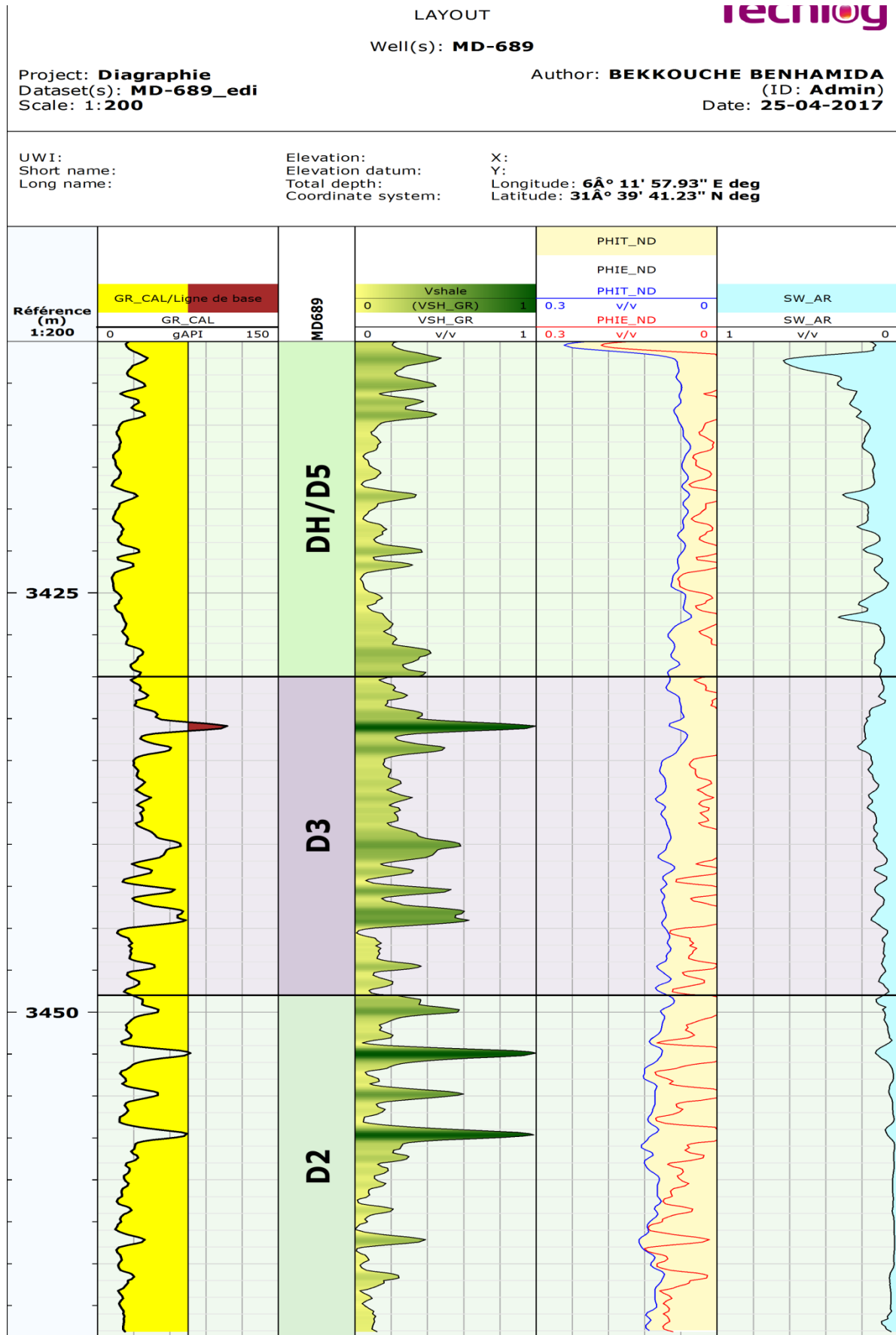


Figure III.11: Résultats de l'interprétation puits MD689 par Techlog.

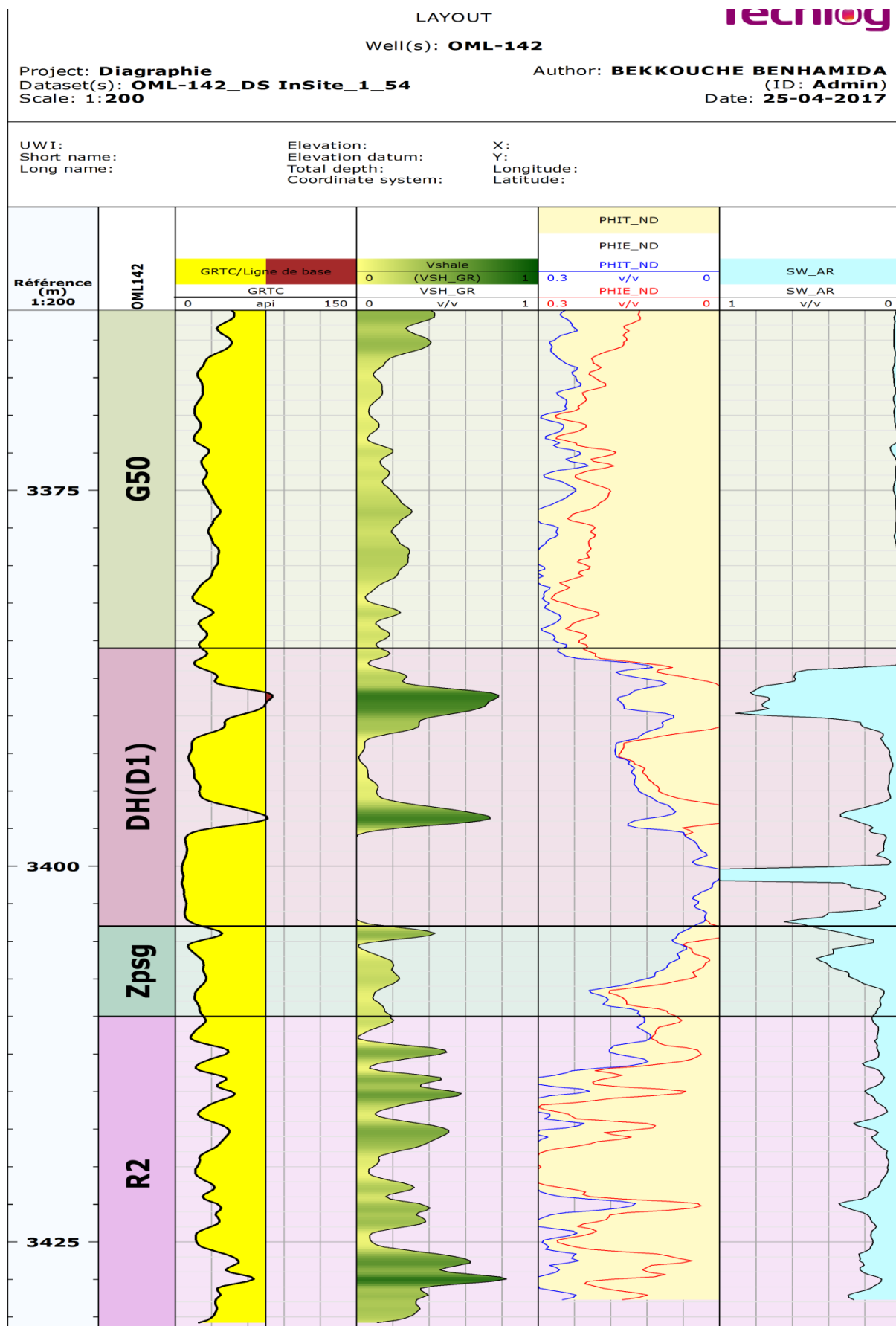


Figure III.12: Résultats de l'interprétation puits OML142 par Techlog.

### III.9. Analyse des résultats de l'interprétation

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

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

Avec :

$x_i$ : Les valeurs des points de mesure.

$n$  : Nombre de points de mesure.

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

#### ✓ Puits HGA45

Puits : HGA45	Top-Bottom	$\phi_{\text{eff moy}} (\%)$	$S_w (\%)$	$S_h (\%)$	$V_{sh \text{ moy}} (\%)$
Cm-Ri	3461-3500	6.6	41.8	58.2	14.9
Intrusif	3500-3513	2.8	32	68	24.8

**Tableau III.3:** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits HG45.

Le puits HGA45 est composé de deux zones principaux, Il s'agit de :

- zone Cm-Ri avec une épaisseur de 39 m.
- zone Intrusif avec une épaisseur de 13m.

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

On remarque aussi que la saturation en eau est élevée dans les deux zones.

#### ✓ Puits MD680

Puits : MD680	Top-Bottom	$\phi_{\text{eff moy}} (\%)$	$S_w (\%)$	$S_h (\%)$	$V_{\text{clay moy}} (\%)$
D5	3390-3439	2.2	26.5	73.5	18.49
D4	3439-3476	1.05	15.4	84.6	12.49

**Tableau III.4:** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits MD680.

Le puits MD680 est composé de quatre zones :

- D5 avec une épaisseur de 49 m.
- D4 avec une épaisseur de 37 m.

On remarque que la porosité effective reste faible malgré que le volume d'argile est réduit, et une bonne saturation en hydrocarbure.

✓ **Puits MD689**

Puits : MD689	Top-Bottom	$\phi_{\text{eff moy}} (\%)$	$S_w (\%)$	$S_h (\%)$	$V_{SH \text{ moy}} (\%)$
DH(D5)	3403-3430	2.3	15.1	84.9	18.1
D3	3430-3449	2.95	10.24	89.76	16.49
D2	3449-3474	6	4.7	95.3	15.39

**Tableau III.5:** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits MD689.

Le puits MD689 est composé de trois drains, il s'agit de :

- DH (D5) avec une épaisseur de 27 m.
- D3 avec une épaisseur de 19 m.
- D2 avec une épaisseur de 25 m.

A partir des valeurs de volume d'argile et de porosité présentés dans le tableau précédent on remarque qu'il existe une relation inverse entre  $V_{sh}$  et  $\phi_{\text{eff}}$ .

Donc on remarque que D2 est plus propre que les autres drains avec une porosité médiocre de 6 %, ainsi qu'une faible saturation en eau qui ne dépasse pas 10.24 % ce qui confirme l'existence d'un volume important des hydrocarbures.

✓ **Puits OML142**

Puits : OML142	Top-Bottom	$\phi_{\text{eff moy}} (\%)$	$S_w (\%)$	$S_h (\%)$	$V_{sh \text{ moy}} (\%)$
G50	3340-3385.5	20.35	2.76	97.24	17.5
DH(D1)	3385.5-3404	8.16	25.9	74.1	16.1
Zpsg	3404-3410	6.37	25.7	74.3	15.71
R2	3410-3433	17.41	14	86	31.17

**Tableau III.6:** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits OML142.

Le puits OML142 est composé de quatre zones :

- G50 avec une épaisseur de 45.5 m.
- DH(D1) avec une épaisseur de 18.5 m.
- Zpsg avec une épaisseur de 6 m.
- R2 avec une épaisseur de 23 m.

D'après le tableau on remarque que la zone G50 a les meilleurs paramètres pétrophysiques avec une porosité moyenne qui atteint 20.35 % et une faible saturation en eau de 2.76 % donc c'est la meilleure zone productrice des hydrocarbures.

Les zones DH(D1) et Zpsg ont presque les mêmes paramètres pétrophysiques.

La zone R2 contient une porosité importante malgré que le volume d'argile est élevé.

**Conclusion**

Après l'analyse des résultats de l'interprétation on conclut que le puits OML142 est le plus performant vu qu'il possède de très bonnes caractéristiques pétrophysiques avec un réservoir le plus épais et le puits HGA45 est le plus faible candidat.



### Conclusion générale

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 comprendre les domaines d'application et les limites.

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

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

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

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

## Introduction générale

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 (HGA45, MD680, MD689 et OML142) sur le champ de **Hassi Messaoud**.

Pour mener à bien notre travail de recherche nous avons conçu notre mémoire en 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 du réservoir et des généralités sur les diagraphies différées.
- Dans le troisième et dernier chapitre, nous procéderons à une analyse des résultats obtenus pour ce faire, nous nous essentiellement basé sur le logiciel Techlog.

Enfin, une conclusion générale permettant d'analyser les résultats des diagraphies conventionnelles et celles des outils des tests. Afin de montrer que ces diagraphies contribuent, ainsi pour une meilleure caractérisation du réservoir.

**Liste des figures**

**Figure I.1.** Situation géographique du champ HMD .....03

**Figure I.2.** Coupe stratigraphique type.....05

**Figure II.1.** Volume, porosité, saturation, perméabilité d'un réservoir.....10

**Figure II.2.** Représentation schématique de l'invasion.....14

**Figure II. 3.** Schéma général d'un matériel de diagraphie.....16

**Figure II.4.** Exemple d'en tête de diagraphies.....18

**Figure II.5.** Outil de mesure de gamma ray.....22

**Figure II.6.** Radioactivité naturelle des argiles.....23

**Figure II.7.** Influence de la lithologie sur le caliper et représentation des enregistrements...25

**Figure II.8.** Interaction corpusculaire.....26

**Figure II.9.** Interaction corpusculaire.....27

**Figure II.10.** Schéma de principe d'une sonde densité.....28

**Figure II.11.** Densité mesurée par le log de densité.....29

**Figure II.12.** Schéma explicatif d'une sonde sonique.....30

**Figure II.13.** Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations..31

**Figure III.1.** Chargement des données par Techlog.....33

**Figure III.2.** Log composite du puits HGA45 par Techlog.....36

**Figure III.3.** Log composite du puits MD680 par Techlog.....37

**Figure III.4.** Log composite du puits MD689 par Techlog.....38

**Figure III.5.** Log composite du puits OML142 par Techlog.....39

**Figure III.6.** Calcul du volume d'argile par Techlog.....41

**Figure III.7.** Calcul de la porosité par Techlog.....42

**Figure III.8.** Calcul de la saturation en eau par Techlog.....45

**Figure III.9.** Résultats de l'interprétation puits HGA45 par Techlog. ....46

**Figure III.10.** Résultats de l'interprétation puits MD680 par Techlog.....47

**Figure III.11.** Résultats de l'interprétation puits MD689 par Techlog.....48

**Figure III.12.** Résultats de l'interprétation puits OML142 par Techlog.....49

### Liste des symboles

**$\rho_b$**  : Densité de formation.

**$\emptyset_{\text{eff}}$**  : Porosité effective.

**Cal** : caliper.

**GR** : gamma ray.

**NPI** : neutron porosité.

**NPHIE** : porosité effective calculé par le log neutron.

**NPHIT** : porosité totale calculé par le log neutron.

**Ri, Ra, R2 et R3** : les étage du système cambrien.

**Ra** : réservoir anisométrique.

**Ri** : réservoir isométrique.

**$S_h$**  : saturation en hydrocarbure.

**$S_w$**  : saturation en eau.

**$V_{\text{sh}}$**  : Volume d'argile.

---

**Liste des tableaux**

**Tableau I.1.** Situation des puits d'études.....09

**Tableau III.1.** Diagraphies enregistrées.....34

**Tableau III.2.** Valeurs GR (min, max).....41

**Tableau III.3.** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits HGA45.....50

**Tableau III.4.** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits MD680.....50

**Tableau III.5.** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits MD689.....51

**Tableau III.6.** Récapitulation des résultats de l'interprétation puits OML142.....51

### Référence bibliographie

- [1] B.S Kurniawan, Evaluation of the hydrocarbon potential in low-salinity Institute of Technology Bandung (Indonesia), Department of Petroleum Engineering, May 2002.
- [2] BOUMAZA Mohamed SEMAI Farouq, Évaluation quantitative et qualitative d'un réservoir Cas du réservoir TAGI – SIF Fatima Bassin de Berkine (Algérie Oriental), 2013-2014.
- [3] Ching H. Wu, Petroleum Engineering 311, Reservoir Petrophysics Class Notes, 1992.
- [4] J. L. Jensen, W.B. Ayers, T.A. Blasingame, Formation Evaluation and the Analysis of Reservoir Performance, Module for: Resistivity Tools, 2003.
- [5] M.H'MAITICHE Abbes, M. BENSALÉM Radouane, Contrôle et suivi de la trajectoire d'un puits repris en short radius à HMD, 2008/2009.
- [6] M.Meunier, Reservoir Characterisation And Modeling, IFP training pour SONATRACH IAP, Octobre 2013.
- [7] Marco Shaban Lutome, Shaly Sand Formation Evaluation from logs of the Skrugard well, Southwestern Barents Sea Norway, July 2016.
- [8] Mme. Nada ACHI, Caractérisation d'un réservoir gréseux par simulation de carottes artificielles, 2014-2015.
- [9] M. ZEGHLACHE El-Mahdi, Reprise des puits (ré- entry) à HMD en Underbalanced Application « Les performances techniques et économiques », 2006.
- [10] Professeur D. Chapellier, DIAGRAPHIES ACQUIFERES, cours online de géophysique, université de lausanne, institut français du pétrole.
- [11] Professeur Jürgen Schön, Basic well logging and formation evaluation, 1<sup>st</sup> edition 2015.
- [12] SOUCI Tarek, Étude de la performance des outils pdc hybrides de la phase 16" dans le champ HMD, 2005-2006.
- [13] ZAHY Abdelhamid, AZZABI Abdellatif, Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques a partir des diagraphies différées du réservoir dévonien F6 du champ de TFT (bassin d'ILLIZI), 2012 -2013.
-

**ملخص :** قمنا بدراسة المعلومات البتروفيزيائية لحوض حاسي مسعود بصحراء الجزائر باستخدام التسجيلات السلوكية. هذا النوع من الدراسة يسمح لنا بالكشف السريع عن منطقة الذبذبات الصوتية وتحديد الخصائص الصخرية وتقدير المسامية والتشبع للمنطقة المدروسة. من أدوات التسجيل السلوكية نذكر أشعة جاما، النيوترون، المقاومة، أدوات الكثافة و الأدوات الصوتية استخدم في الدراسة برنامج Techlog الذي يترجم المعلومات البتروفيزيائية في مخططات. كشفت دراستنا أن المصارف (D5, D4) في MD680، (Cm-Ri و l'Intrusif) في HGA45، (D5, D3, D2) في MD689 و (G50, DH(D1), Zpsg, R2) في OML142 هي المصارف المنتجة. **الكلمات الدالة:** التسجيلات السلوكية، المعلومات البتروفيزيائية، Techlog.

**Résumé :** Dans l'étude du réservoir de Hassi Messaoud, on a utilisé les diagraphies différées.

Les enregistrements de ces diagraphies nous renseignent sur les paramètres pétrophysiques et nous confirment la présence des hydrocarbures dans les forages en trou ouvert. Nous nous limiterons aux outils qui permettent une mise en évidence rapide sur chantier des zones réservoirs et de déterminer la lithologie, la porosité et la saturation de ces zones. Les diagraphies utilisées sont: le caliper, le gamma ray, la résistivité, le neutron, les outils de densité et le sonique. Le software « Techlog » nous a permis d'analyser et d'exploiter les données des logs et nous a permis de faire l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir gréseux de Hassi Messaoud.

Notre étude a révélé que les drains (D5, D4) dans MD680, les zones (Cm-Ri et l'Intrusif) dans HGA45, (DH(D5), D3, D2) dans MD689 et (G50, DH(D1), Zpsg, R2) dans OML142 sont les drains producteurs.

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

**Abstract:** In the study of the Hassi Messaoud basin we used wireline logs. These records tell us about the pétrophysics parameters and we confirm the presence of hydrocarbons in the reservoir. We limit ourselves to the tools that allow rapid detection in the reservoir and determine the lithology, porosity and saturation .The logs used are: caliper, gamma ray, resistivity, neutron, density tools and sonic. The software "TechLog" enabled us to analyze and use the data log and allowed us to make the evaluation pétrophysics of the sandy reservoir of Hassi Messaoud.

Our study revealed that the drains (D5, D4) in MD680, (Cm-Ri and l'Intrusif) in HGA45, (DH(D5), D3, D2) in MD689 and (G50, DH(D1), Zpsg, R2) in OML142 are the producing drains.

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