

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Université Kasdi Merbah-Ouargla
Faculté des Hydrocarbures, des Energies renouvelables et Sciences de la terre et
l'univers
Département de forage et MCP



Mémoire du projet de fin d'étude pour l'obtenir le diplôme de
MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Hydrocarbure

Filière : Génie pétrolier

Spécialité : forage

Présenter par : **Khodja Ali, Oulhi abdelwahab, Betaouaf Mohamed**

Thème

Interprétations et analyses des paramètres pétrophysiques à partir des
diagraphies différées par l'utilisation du logiciel Techlog dans la région du
Rhourde Nous - Illizi

Soutenu publiquement

Le 15/ 06 / 2019

Devant le jury

Président: Mr. Mecibah Ilyes

Encadreur : Mr. Fenazi Bilel

Examineur : Mr. Helal Yazid

M. A. A Univ. Ouargla

M. A. A Univ. Ouargla

M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019



Remerciement

*Toute la gratitude et le merci à Dieu notre créateur qui nous a donné
la force pour effectuer et achever ce travail.*

Ainsi nos parents qui nous aident.

*Nous tenons à remercier en premier lieu et très chaleureusement
notre promoteur **Mr B Fenazi***

*Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux conseils,
pour son esprit d'ouverture et sa disponibilité. Grâce à lui,
notre travail s'est déroulé.*

*Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de près ou de loin à la
finalisation de ce travail, nous tenons à leur
exprimer notre vive gratitude.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront
l'honneur de juger notre travail.*



Dédicace

*Je dédie ce fruit de tant d'années d'études :
A ceux qui ont Consacré toute leurs vies pour la
réussite de leurs enfants, mes chers parents.*

A mon cher frère.

A ma très chère sœur.

A toute ma famille.

A cher encadreur Mr Fenazi Bilel

A tous mes chers amis : Mohamed, Raouf, Masaoud, Rahim , Amara .Fodil

Mokhtar, Fouad. Abdelwahab, Ramzi, Sidali ...

*A mes collègues qui ont été très coopératif et compréhensif tout le long
de la réalisation de ce travail.*

Et A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin

Khodja Ali.



Dédicace

*Je dédie ce fruit de tant d'années d'études :
A ceux qui ont Consacré toute leurs vies pour la
réussite de leurs enfants, mes chers parents.*

A mes chers frères.

A ma très chère sœur.

A toute ma famille.

A cher encadreur Mr Fenazi Bilel

A tous mes chers amis : Alilou, Rahim, Amara, Mahrez Abdelwahab,

Ramzi, Sidali, Oussama ...

*A mes collègues qui ont été très coopératif et compréhensif tout le long de la
réalisation de ce travail.*

Et A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin

Betaouf Mohamed.



Dédicace

*Je dédie ce fruit de tant d'années d'études :
A ceux qui ont Consacré toute leurs vies pour la
réussite de leurs enfants, mes chers parents.*

A mes chers frères.

A mes chères sœurs.

A toute ma famille.

A cher encadreur Mr Fenazi Bilel

A tous mes chers amis : Mohamed, Rahim, Amara, Ali, Ramzi,

Kabbaz Abderahman , Mostafa, Ilyes, Bilel, Ahmed ...

*A mes collègues qui ont été très coopératif et compréhensif tout le long de
la réalisation de ce travail.*

Et A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin

Oulhi Abdelwahab.

Sommaire

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Introduction générale.....	01
Chapitre I : Généralité sur la région de « Rhourde Nous » d'Ilizi	
Introduction.....	02
I.1 Présentation du champ de Rhourde Nous.....	02
I.1.1 Situation géographique.....	02
I.1.2.Limites géologiques.....	03
I.1.3.Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nous.....	03
I.1.3.1. Aspect stratigraphique.....	04
I.1.3.2.Stratigraphie des formations (réservoirs).....	07
I.2 historique de l'exploration dans la région.....	10
I.2.1 Historique de découvertes des champs en exploitation.....	10
I.2.2 Réserves initiales en place « TAGS ».....	11
I.2.3 Caractéristiques pétrophysiques.....	11
Conclusion.....	12
Chapitre II : Aperçu sur les diagraphies et analyse pétrophysique	
Introduction.....	13
II.1.Caractéristiques pétrophysiques des Réservoirs	13
II.1.1.La Porosité(Φ).....	13
II.1.2.La Perméabilité (K).....	13
II.1.3.La Saturation.....	14
II.2.Rappel Sur La Diagraphie.....	14
II.2.2.Types De Diagraphie.....	14
II.2.3.But De Diagraphie.....	15
II.2.4.Les Principaux Types d'enregistrements.....	16
II.2.5.Classification des Diagraphies	16
II.2.5.1.Diagraphies Electriques (Diagraphies De Résistivité).....	17

II.2.5.2.Diagraphie Nucléaires.....	17
II.2.5.3.Diagraphie Acoustique (Diagraphie Sonique).....	21
Conclusion.....	21
Chapitre III : Résultats et discussion	
Introduction.....	22
III.1.Interprétation Des Paramètres Pétrophysiques A Partir De Logiciel Techlog	22
III.1.1 Définition Du Logiciel Techlog 2015.3.....	22
III.1.2 Historique Du Techlog.....	22
III.1.3 But Du Logiciel Techlog.....	23
III.1.4 La Base De Données De « Techlog ».....	23
III.1.5 Chargement Des Données.....	23
III.2 Présentation De La Situation Géographique Des Puits D'étude.....	24
III.3 Les Diagraphies Enregistrées.....	25
III.4 Calcule Des Paramètres Pétrophysiques.....	26
III.4.1. Volume D'argile(Vsh).....	26
III.4.2. Porosité et Saturation d'eau.....	28
III.4.2.1. Estimation de la Porosité (ϕ).....	28
III.4.2.2. Saturation d'eau (Sw).....	31
III.4.3 Perméabilité (K).....	33
III.5 Les Résultats de calcul par Techlog.....	35
III.5.1 Les résultats de calcul du volume d'argile par Techlog.....	35
III.5.2 Les résultats de calcul de la porosité par Techlog.....	42
III.5.3 Les résultats de calcul de la saturation par Techlog.....	48
III.5.4 résultat de calcul de la perméabilité par Techlog.....	54
III.6 Interprétation et analyse des résultats.....	60
Conclusion.....	63
Conclusion générale.....	64

Liste de figures

Chapitre I

Figure I.01 : Situation géographique du champ de Rhourde Nous	03
Figure I.02 : Structure du champ de Rhourde Nous	04
Figure I.03 : La coupe stratigraphique du champ de Rhourde Nous	08
Figure I.04 : Echelle stratigraphique du champ de Rhourde Nous	09

Chapitre II

Figure II.01 : Appareille opération des diagraphies	15
Figure II.02 : Schéma présente la classification diagraphique	16
Figure II.03 : Schéma de principe de la sonde gamma ray	18
Figure II.04 : Schéma des interactions corpusculaires	19
Figure II.05 : Schéma de l'outil de densité	20
Figure II.06 : Principe de l'outil Sonic a deux récepteurs	21

Chapitre III

Figure III.01 : Chargement des données par logiciel Techlog	24
Figure III.02 : Les paramètres de calcule de volume d'argile par Techlog	28
Figure III.03 : les paramètres d'entrés pour le calcul de porosité par Techlog	29
Figure III.04 : Les paramètres d'entrés pour le calcul de la saturation par Techlog	31
Figure III.05 : Les paramètres d'entrés pour le calcul de la perméabilité par Techlog	35
Figure III.06 : Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits Hr-101 par Techlog	36
Figure III.07 : Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits Hr-102 par Techlog	37
Figure III.08 : Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits HAZ-103 par Techlog	38
Figure III.09 : Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits HAZ-104 par Techlog	39
Figure III.10 : log du résultat de calcul de la porosité du puits Hr-101 par Techlog	42
Figure III.11 : log du résultat de calcul de la porosité du puits Hr-102 par Techlog	43
Figure III.12 : log du résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-103 par Techlog	44
Figure III.13 : log du résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-104 par Techlog	45
Figure III.14 : log du résultat de calcul de la saturation du puits Hr-101 par Techlog	48
Figure III.15 : log du résultat de calcul de la saturation du puits Hr-102 par Techlog	49

Figure III.16 : log du résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-103 par Techlog.....	50
Figure III.17 : log du résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-104 par Techlog.....	51
Figure III.18 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-101 par Techlog.....	54
Figure III.19 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-102 par Techlog.....	55
Figure III.20 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-103 par Techlog.....	56
Figure III.21 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-104 par Techlog.....	57

Liste des tableaux :

Chapitre I

Tableau I.01 : Aspect Stratigraphique du crétaqué.....	05
Tableau I.02 : Aspect Stratigraphique du jurassique.....	05
Tableau I.03 : Aspect Stratigraphique du trias.....	06
Tableau I.04 : Aspect Stratigraphique du silurien argilo – gréseux.....	06
Tableau I.05 : Aspect Stratigraphique du L'ordovicien.....	07
Tableau I.06 : Historique de découvertes des champs en exploitation.....	11
Tableau I.07 : Réserves initiales en place « TAGS ».....	11
Tableau I.08 : Caractéristiques pétrophysiques.....	12

Chapitre III

Tableau III.01 : Situation géographique des puits et leurs années de forage.....	24
Tableau III.02 : Diagraphies enregistrées.....	25
Tableau III.03 : Les paramètres d'entrés pour le calcul de volume d'argile par Techlog....	27
Tableau III.04 : Les paramètres d'entrés pour le calcul de la porosité par Techlog.....	29
Tableau III.05 : Les paramètres d'entrés pour le calcul de la saturation par Techlog.....	32
Tableau III.06 : Les paramètres d'entrés pour le calcul de la perméabilité par Techlog.....	34
Tableau III.07 : Résultats de calcule de volume d'argile du puits Hr-101 par Techlog.....	40
Tableau III.08 : Résultats de calcule de volume d'argile du puits Hr-102 par Techlog.....	40
Tableau III.09 : Résultats de calcule de volume d'argile du puits HAZ-103 par Techlog...	41
Tableau III.10 : Résultats de calcule de volume d'argile du puits HAZ-104 par Techlog...	41
Tableau III.11 : Résultat de calcul de la porosité du puits Hr-101 par Techlog.....	46
Tableau III.12 : Résultat de calcul de la porosité du puits Hr-102 par Techlog.....	46
Tableau III.13 : Résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-103 par Techlog.....	47
Tableau III.14 : Résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-104 par Techlog.....	47
Tableau III.15 : Résultat de calcul de la saturation du puits Hr-101 par Techlog.....	52
Tableau III.16 : Résultat de calcul de la saturation du puits Hr-102 par Techlog.....	52
Tableau III.17 : Résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-103 par Techlog.....	53
Tableau III.18 : Résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-104 par Techlog.....	53
Tableau III.19 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-101 par Techlog.....	58

Tableau III.20 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-102 par Techlog.....	58
Tableau III.21 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-103 par Techlog.....	59
Tableau III.22 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-104 par Techlog.....	59
Tableau III.23 : Récapitulation de résultats de l'interprétation du puits Hr-101.....	60
Tableau III.24 : Récapitulation de résultats de l'interprétation du puits Hr-102.....	61
Tableau III.25 : Récapitulation de résultats de l'interprétation du puits HAZ-103.....	61
Tableau III.26 : Récapitulation de résultats de l'interprétation du puits HAZ-104.....	62

Nomenclatures

Φ : La porosité.

Φ_1 : La porosité primaire.

Φ_2 : La porosité secondaire.

Φ_t : La porosité totale.

Q : Débit du fluide traversant la roche en cm^3/s .

S : Surface de passage du fluide en cm^2 .

M : Viscosité du fluide en centpoises (viscosité dynamique).

$\Delta P/\Delta L$: Gradient de pression en bar/cm .

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

R_t : Résistivité de la roche dans la zone vierge en ohms.m.

R_w : Résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m.

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

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

F : Facteur de formation.

R_{xo} : Résistivité de la roche dans la zone lavée .

R_{mf} : Résistivité du filtrat qui remplit les pores de la roche.

S_{xo} : Saturation en filtrat et S_w .

S_{hc} : Saturation en hydrocarbures dans la zone vierge.

S_{hr} : Saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

GR_{lu} : Gamma ray lu à partir du log.

GR_{min} : Gamma ray en face des bancs propres (sable). GR_{max} : Gamma ray lu en face des argiles.

S_{wir} : Saturation irréductible de l'eau.

S_w : Saturation d'eau.

V_{sh} : Volume d'argile.

Φ_e : Porosité Effective.

ZS : Altitude sol.

ZT : Altitude totale.

V_{sh} : Volume d'argile.

GR: Gamma ray.

GR max: Gamma ray maximum.

GR min: Gamma ray minimum.

GR lu : Gamma ray lu.

PORHdsob : La porosité des carottes.

BVW: Bulk volume water.

Swir: Saturation irréductible de l'eau.

SFLU: Spherically Focused Log.

MSFL: Microspherically Focused Log.

LLS : Laterlog peu profond.

ILD : Deep Induction Log.

LLD : Deep Laterolog.

C : Facteur qui dépend de la densité de l'hydrocarbure.

PhiND : la porosité de Neutron.

Phi : La porosité moyenne.

Phie : La porosité effective moyenne.

PHIT : La porosité totale.

Φ_{lab} : La porosité mesurée en laboratoire.

k_{lab} : La perméabilité mesurée en laboratoire.

Φ_D : La porosité de Density.

Φ_{ND} : La porosité de Neutron-densité.

Φ_S : La porosité de Sonic.

Φ_e : La porosité effective.

$k-D$: Perméabilité de densité.

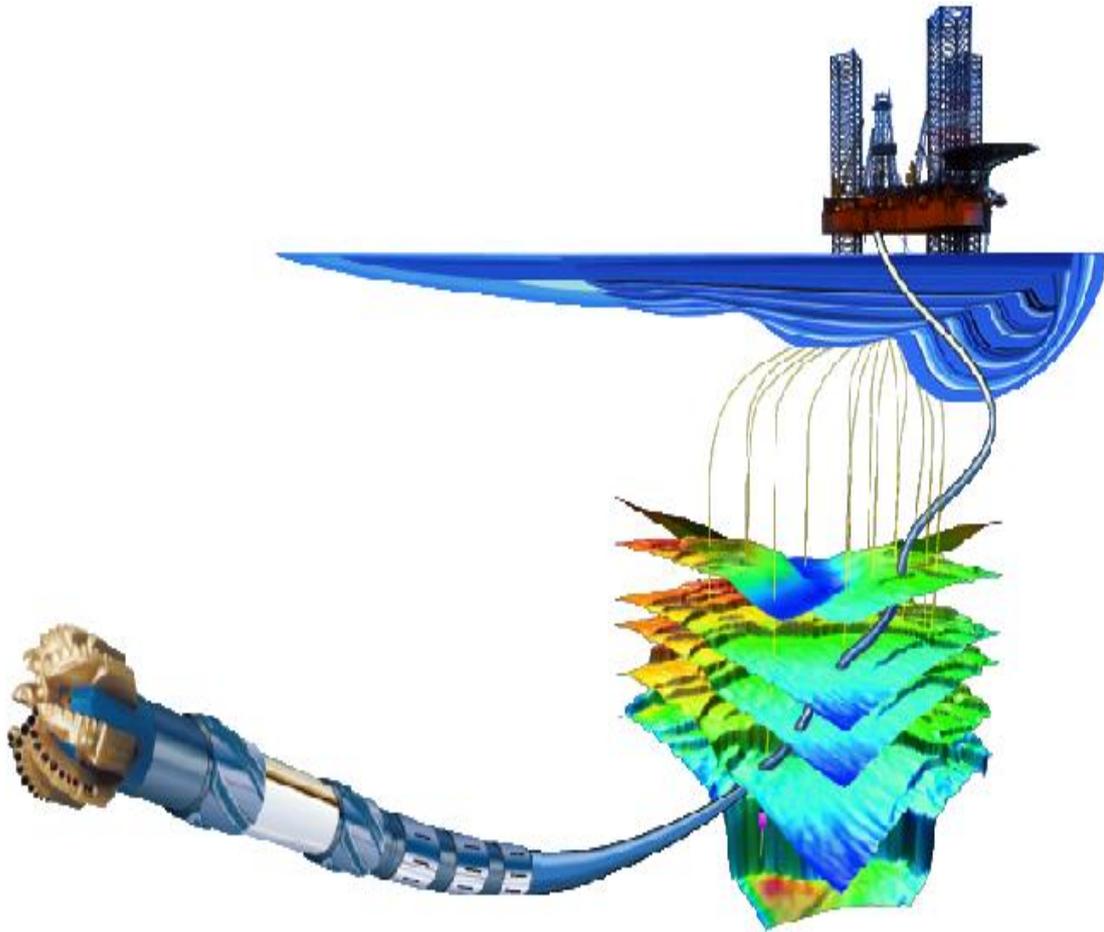
$k-ND$: La perméabilité de neutron-Density.

$k-S$: La perméabilité de sonic.

$k-e$: Perméabilité effective.

KHAdsob : La perméabilité des carottes.

Introduction Générale



Introduction générale

La consommation excessive des hydrocarbures pousse le monde et surtout les sociétés pétrolières à chercher des nouvelles réserves, pour ce but des disciplines et des techniques ont été inventées et développées à savoir la géologie et la géophysique.

La diagraphie ou bien logging joue un rôle particulièrement important dans la géophysique car elle nous apporte des informations précieuses sur la caractérisation d'un réservoir

L'existence des hydrocarbures est confirmée ou infirmée par la présence de forage, où de multiples paramètres physiques peuvent être enregistrés à partir des diagraphie traduisant, ainsi, les propriétés pétrophysiques des séries sédimentaires traversées par le sondage utilisé dans les puits, et par conséquent , la valorisation d'un gisement ou un réservoir sera bien déterminé.

Le Sahara algérien représente un des potentiels mondiaux des ressources en hydrocarbures. Vue sa vaste superficie et ses ressources localisées en plusieurs bassins.

Le champ de « Rhourde Nous » fait partie du bassin de « Berkine », dans cette zone, de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par sonatrach, ces accumulations sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et d'ordovicien.

L'objectif de ce mémoire, est d'étudier les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité , saturation ...) des réservoirs traversés par le forage de la région de « Rhourde Nous » à partir des diagraphies différées et à l'aide du logiciel Techlog du Schlumberger dans le réservoir ordovicien en plusieurs drains (la dalle de m' kratta - les argiles Micro-conglomératiques - les Grès d'oued saret - les argiles d'azzel - les grès d'Ouargla - les quartzites de Hamra) pour proposer le meilleur drain de réservoir, à partir de l'analyse des logs et les résultats

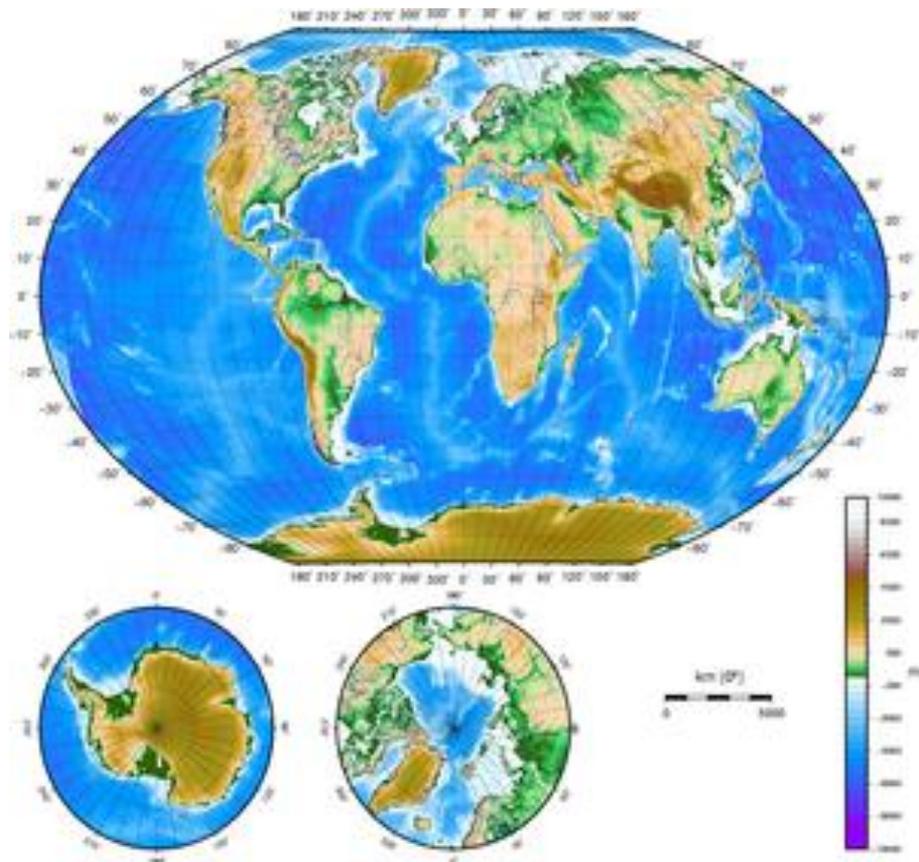
Le plans que nous avons adopté pour notre étude consiste dans :

- chapitre : Généralité sur la région de « Rhourde Nous »-« Illizi ».
- chapitre : Aperçu sur les diagraphies différées et analyses pétrophysiques.
- chapitre : interprétation des résultats et discussion.

Enfin, une conclusion général accompagnée de quelque perspectives.

Chapitre I

Généralité sur la région de « Rhourde Nouss » d'Illizi



Introduction :

Le champ de Rhourde Nous, situé à 280 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud est une structure anticlinale de détraction-Nord Est-Sud-Ouest avec une surface de 196 Km² et une fermeture structurale d'environ 800 m il est composé de multiples structures anticlinales identifiées comme Rhourde Nous Central, Rhourde Nous Sud Est, Rhourde Nous Sud-Ouest et Rhourde Nous Nord- Est.

Dans cette zone de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par sonatrach, ces accumulations sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et d'ordovicien.

Les fluides mis en évidence peuvent être du gaz à condensat, de l'huile et du gaz

Le réservoir supérieur T.A.G.S. (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) qui est le principal réservoir du champ de Rhourde de Nous, est caractérisé par un gaz cap important avec à sa base un anneau d'huile.

Les réservoirs initiaux du gaz cap -sont estimés à 297 Milliards de M³; les réserves initiales d'huile sont de 112 Millions de M³

L'anneau d'huile exploité depuis 1966 a produit un peu plus de 3.2 Millions de M³, au 31/12/1995 12 puits verticaux ont été forés pour exploitation de l'anneau d'huile.

Actuellement, il est nécessaire forer un ou plusieurs puits horizontaux pour pouvoir développer l'anneau d'huile de Rhourde Nous dans de bonnes conditions et optimiser la récupération de l'huile en place.

I.1 Présentation du champ de Rhourde Nous :**I.1.1 Situation géographique**

La région de Rhourde Nous est située dans la wilaya d'ILLIZI à 280 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud, et à environ 1000 Km d'Alger, et se positionne entre :

29°16' et 30° Nord.

06°24' et 07° Est.

Elle est limitée au Nord par la région de GASSI-TOUIL, au Sud par les régions de HAMRA, et de TIN- FOUYE TABANKORT. [1]

I.1.2.Limites géologiques :

La région de Rhourde-Nouss est située sur la bordure Sud du bassin triasique. Elle est limitée:

A l'Ouest, par le môle d'Amguid-El Biod au niveau de la faille de Ramade. Ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au nord.

Au Nord-Est, par le bassin de Ghadamès vers lequel s'envoient les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff.

Au Sud-Est par la partie occidentale du môle d'Ahara. [1]. [2]

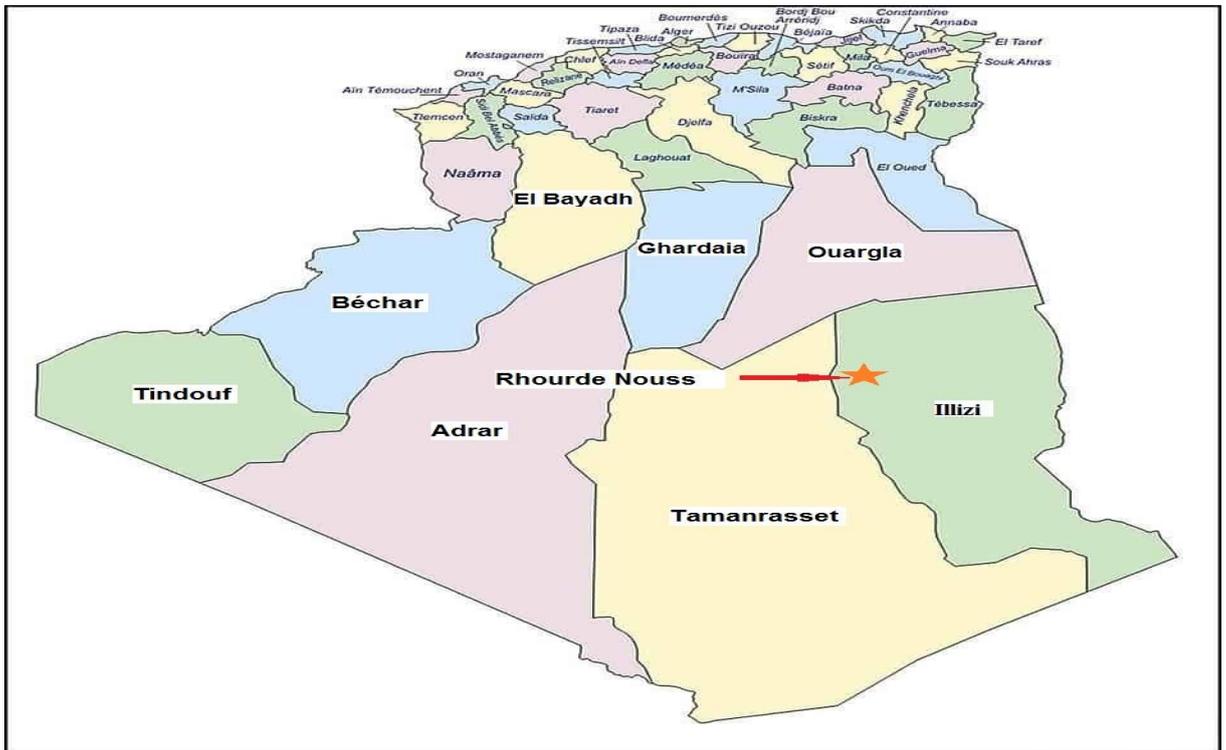


Figure I.01 : Situation géographique du champ de Rhourde Nous. 3

I.1.3.Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nous :

La structure de Rhourde Nous est très complexe, On distingue deux familles de failles, la première famille de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-Est, Sud-Est. Cette structure serait de dimension $40 \times 30 \text{ km}^2$, elle est composée de quatre structures différentes à savoir) :

- 1 - Rhourde Nous Central (RNC)
- 2 - Rhourde Nous Sud-est (RNSE)
- 3 - Rhourde Nous Sud-ouest (RNSW)
- 4 - Rhourde Adra (RA)

I.1.3.1. Aspect stratigraphique :

La série sédimentaire dans la région est représentée par les terrains cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques pour une épaisseur totale, supérieure à 4000m.

A) Le cénozoïques :

Il n'est représenté que par le Mio-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m

B) Le mésozoïque :

Il est représenté par le crétacé, le jurassique et le trias avec une épaisseur totale de 2621 m

C) Le crétacé :

Il n'est représenté que par le sénonien, le turonien, le cénomanien, l'albien et le néocomien, avec une épaisseur totale de 1273m.

Tableau I.01: Aspect Stratigraphique du crétacé.

Zone	Epaisseur (m)
- le sénonien carbonaté	153
- le sénonien lagunaire	72
- le sénonien salifère	83
- le turonien	95
- le cénomanien	51
- l'albien	75
- le néocomien	259

D) Le jurassique : Il est présenté avec tous ces termes, soient le dogger et le lias avec une épaisseur totale de 1012m

Tableau I.02 : Aspect Stratigraphique du jurassique.

Zone	Epaisseur (m)
- le mal	65
- le dogger argileux	71
- le dogger lagunaire	80
-le lis argilo-dolomitique	97
- l'horizon H.	39
- l'horizon B.	18
- le lias salifère	267
- le lias argileux.	62

E) Le trias

Considéré comme l'un des objectifs de ce forage, le trias dans la région est représenté par le TAGS, le trias intermédiaire II, le trias moyen l'intermédiaire I et le trias inférieure pour une épaisseur totale de 389m.

Tableau I.03 : Aspect Stratigraphique du trias.

Zone	Epaisseur (m)
- LE TAGS	101
- l'intermédiaire II	78
- le trias moyen	48
- l'intermédiaire I.	49
- le T.A.G.I	54

F) Le Paléozoïque:

Le premier horizon paléozoïque, sous la discordance hercynienne et le Silurien Argilo-Gréseux (BL), le Dévonien et le carbonifère étant érodé. On note par ailleurs, la présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé.

G) Le silurien argilo – gréseux :

Avec une épaisseur de 395 m.

Tableau I.04 : Aspect Stratigraphique du silurien argilo – gréseux.

Zone	Epaisseur (m)
- l'unité B1	118
- l'unité A2	126
- l'unité A1	17
- l'unité M2	88
- l'unité M1	46

H) Le silurien argileux : avec une épaisseur de 197m

I) L'ordovicien :

Représenté par : - la dalle de m' kratta - les argiles Micro-conglomératiques - les Grès d'oued saret - les argiles d'azzel - les grès d'Ouargla - les quartzites de Hamra avec une épaisseur de 606 m.

Tableau I.05 : Aspect Stratigraphique du L'ordovicien.

Zone	Epaisseur (m)
- la dalle de m' kratta	45
- les argiles Micro-conglomératiques	34
- les Grès d'oued saret	241
- les argiles d'azzel	64
- les grès d'Ouargla	89
- les quartzites de Hamra	133

I.1.3.2.Stratigraphie des formations (réservoirs)

Dans la région de Rhourde Nouss on distingue deux réservoirs importants à savoir :

- Le TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)
- Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

- **Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI):**

Il repose sur une surface d'érosion suivi du trias intermédiaire I, essentiellement gréseux et quartzique fin à très grossier, comportant des niveaux argileux, dépôt attribué à un milieu marin peu profond.

- **Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS)**

Le réservoir TAGS est caractérisé par la superposition de 3 faciès.

Des grès grossiers à moyens à passées micro conglomératiques, galets, stratifications obliques et de couleur beige à blanchâtre. Leur contact basal est érosif et leur granulométrie diminue vers le sommet.

Des grès fins beiges ou bruns parfois argileux.

Des pélites et des argiles rouges à versicolores, très localement gris sombre.

Les deux premières faciès se développent sur de fortes épaisseurs et constituent les principaux faciès réservoirs.

Le ciment peut être plus au moins siliceux ou carbonaté. Quelques niveaux dolomitiques sont présents soit sous forme de bancs continus soit sous forme de nodule. Vers le sommet de ces grès s'observe localement une cimentation hydraulique parfois abondante. [15].

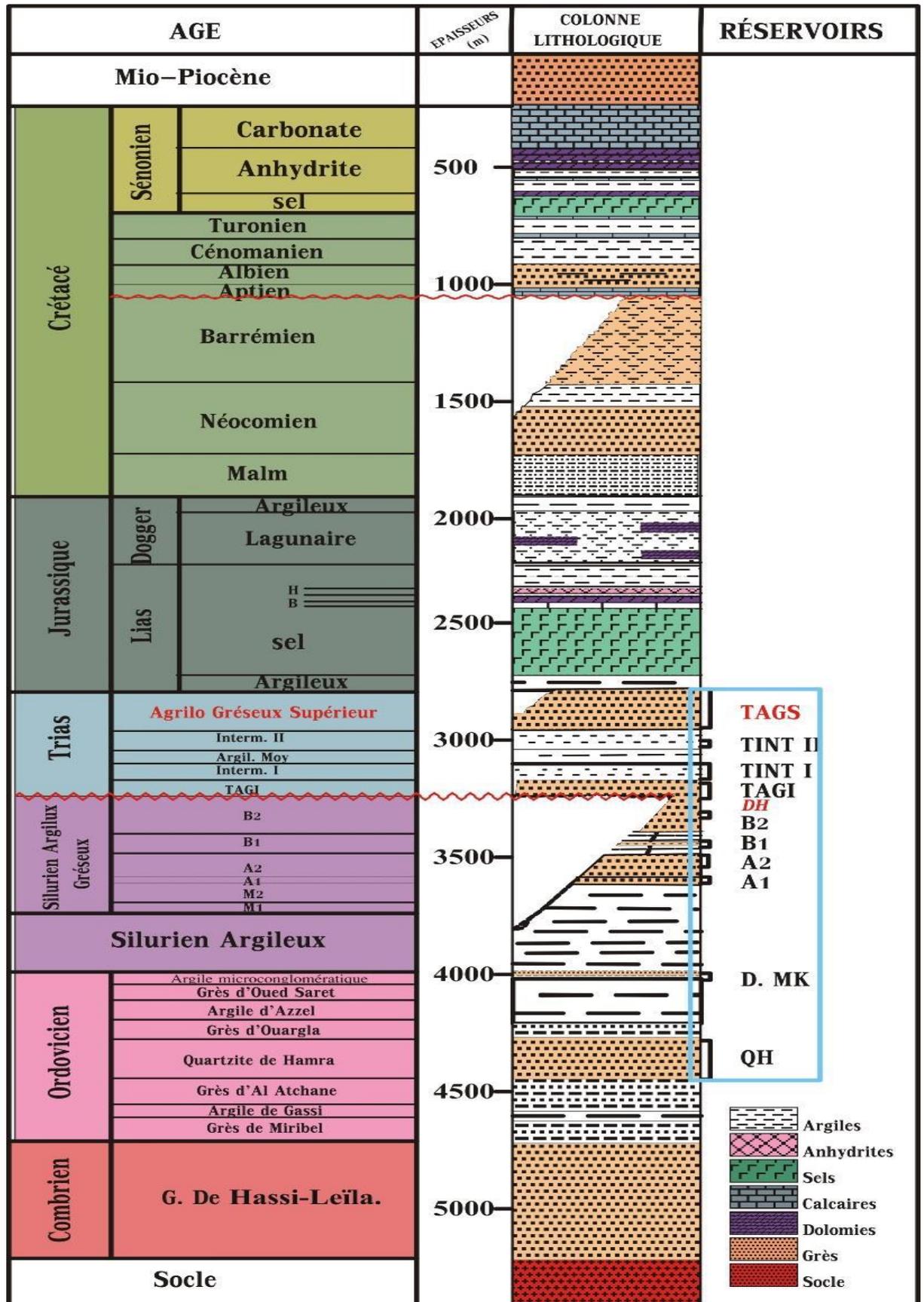


Figure I.03 : La coupe stratigraphique du champ de Rhourde Nous. [4]

Echelle Stratigraphique		Prof.	Cotes	Epais.	DESCRIPTION	
MIO-PLIOCENE		8	+257	117	Sable fin à moyen à fines passées de calcaire sableuse,	
CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	125	+ 140	256	Calcaire micro-cristallin dolomitique avec passées d'argile,
		LAGUNAIRE	381	-116	221	anhydrite beige
		SALIFERE	602	-337	100	Sel
	TURONIEN		702	-437	103	Calcaire blanc à beige parfois argileux
	CENOMANIEN		805	-540	139	Argile versicolore plastique , parfois anhydritique,
	ALBIEN		944	-679	230	Sable moyen à grossier avec des grès argilo-dolomitique
	APTIEN		1174	-909	12	Marnes Calcaro-dolomitiques
	BARREMIEN		1186	-921	680	Alternances de sable fin à grossier et d'argiles rouges brique sableuse égerement dolomitique.
	NEOCOMIEN		1866	-1601	278	Argile silteuse dolomitique avec de rares et fines passées de grès.
JURASSIQUE	MALM		2144	-1879	116	Argile silteuse indurée, parfois tendre à plastique et parfois dolomitique
	DOGGER	ARGILEUX	2260	-1995	105	Argile versicolore avec passées de grès fin.
		LAGUNAIRE	2365	-2100	164	Alternance d'argile silteuse et de grès fin.
	LIAS	Argilo-dolomitique	2529	-2264	138	Argile dolomitique, parfois anhydritique
		Niveau H	2667	-2402	9	Anhydrite compacte blanche.
		LS1	2676	-2411	30	Argile silteuse parfois gypseuse
		Niveau B	2706	-2441	17	Dolomie graveleuse, vacuolaire ou silteuse
		SALIFERE	2723	-2458	100	Sel massif blanc à rose avec intercalations d'argile et d'anhydrite.
	ARGILEUX	2823	-2558	42	Argile versicolore à siltstone.	
TRIAS	Argilo-Gréseux Supérieur	2865	-2600	90	Grès fin à moyen, parfois micro-conglomératique avec une argile silteuse légèrement carbonnatée	
	Intermédiaire II	2955	-2690	33	Alternance de grès fin et d'argile silteuse	
	Argileux moyen	2988	-2723	22	Argile silteuse et dolomitique, parfois indurée.	
	Intermédiaire I	3010	-2745	34	Grès fin à très fin devenant quartzitique, quelques passées d'argile.	
	Argilo-Gréseux Inférieur	3044	-2779	33	Grès moyen à grossier siliceux avec quelques passées d'argile.	
SILURIEN	UNITE B2				Alternance de grès fin et d'argile micacée.	
	UNITE B1				ÉRODÉ	
	UNITE A2	3077	-2812	33	Grès moyen siliceux, argileux à la base.	
	UNITE A1	3110	-2845	14	Grès fin à moyen consolidé (galets d'argile)	
	UNITE M2	3124	-2859	59	Argile indurée parfois carbonnatée.	
	UNITE M1	3183	-2918	77	Argile silteuse avec présence des grès de Médérba à la base	
	ARGILEUX	3260	-2995	217	Argile noire micacée à graptolites, brachiopodes et gastéropodes.	
ORDOVICIEN	Dalle de M'Kratra	3477	-3212	20	Grès très quartzifié, fin à moyen, très compacte	
	Argiles Microconglomératiques	3497	-3232	70	Argiles micro-conglomératiques à grains de quartz	
	Grès d'Oued Saret	3567	-3302	105		
	Argiles d'Azzel	3672	-3407	66	Argile noire silteuse.	
	Grès de Ouargla	3738	-3473	85	Grès fins quartzitiques	
	Quartzites de Hamra	3823	-3558	65	Quartzites indurée, parfois très compacte	
	Grès d'El Atchane	3888	-3623	50	Alternance de grès, de quartzites et d'argile.	
	Argiles d'El Gassi				Argile silteuse à grès quartzitiques.	
Profondeur finale		3938	-3673			
 Horizons réservoirs						

25 - 01 - 2010

Figure I.04 : Echelle stratigraphique du champ de Rhourde Nouss. [1].

I.2 Historique de l'exploration dans la région :

Les travaux de recherches sur cette région ont débutés en 1956 par la compagnie El Paso France Afrique avec l'implantation de HR1 qui a été foré sur la structure de Hamra. Au cours de ce forage, un seul test fût effectué et ce dans le Barrémo-Néocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs Trias Gréseux et Ordovicien. Dès lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a fourni des résultats négatifs.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord-est, où la structure de Rhourde Nouss a été mise en évidence. En 1962, le sondage RN1 de 2100m de profondeurs a révélé du gaz dans le Trias et le Gothlandien.

I.2.1 Historique de découvertes des champs en exploitation :

Le tableau suivant représente l'historique de découverts des différents champs dans la région de Rhourde Nouss.

Tableau I.06 : Historique de découvertes des champs en exploitation.

Champ	découvert	Date de mise en service	Richesse (g/m ³)	Nbre actuel des puits producteurs	Nbre actuel des puits injecteurs
RNC	1962-1963	1988	160	27	13
RNSE	1972	1988	176	8	8
RNSW	1973-1974	1988	170	4	3
RA	1964	1989	400	9	6
RHA	1971	1992	240	4	0
RC	1963	1992	130	3	0

I.2.2 Réserves initiales en place « TAGS » :

Le tableau ci-après représente les réserves initiales en place du «TAGS» dans les différents champs de la région de Rhourde Nous.

Tableau I.07 : Réserves initiales en place « TAGS ».

Champ	Gaz (10⁹stm³)	Condensat (10⁶ tonnes)	Huile (10⁶ stm³)	Cumul produit de condensat (10⁶tonnes)	Taux de récupération de condensat
RNC	165,949	24,6	52,088	11,794	45
RNSE	52,591	09	18,714	3,505	39
RNSW	53,95	8,4	14,508	2,345	29
RA	33,176	12,4	*	4,678	38
RHA	26,857	5,64	*	1,083	19
RC	12,013	1,58	*	0,673	42

Donc de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par SONATRACH et les sociétés opératrices le long des 30 dernières années.

Au cours de la phase de son développement le champ de Rhourde Nous était attaché à la région HMD jusqu'au mois de janvier 1984. Puis ses activités furent transférées à la région de Gassi-Touil.

En 1987, ce champ est devenu une région indépendante et classée comme étant la deuxième région gazière du pays.

La production à Rhourde Nous n'a débuté qu'en 1988 après l'installation d'un centre de traitement.

Les accumulations des hydrocarbures sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien. Les fluides rencontrés sont du gaz, gaz à condensat et de l'huile. [1], [2].

Conclusion :

La région de Rhourde-Nouss est située sur la bordure Sud du bassin triasique, sa structure est très complexe, composée de quatre structures différentes (RNC, RNSE, RNSW et RN Adra).

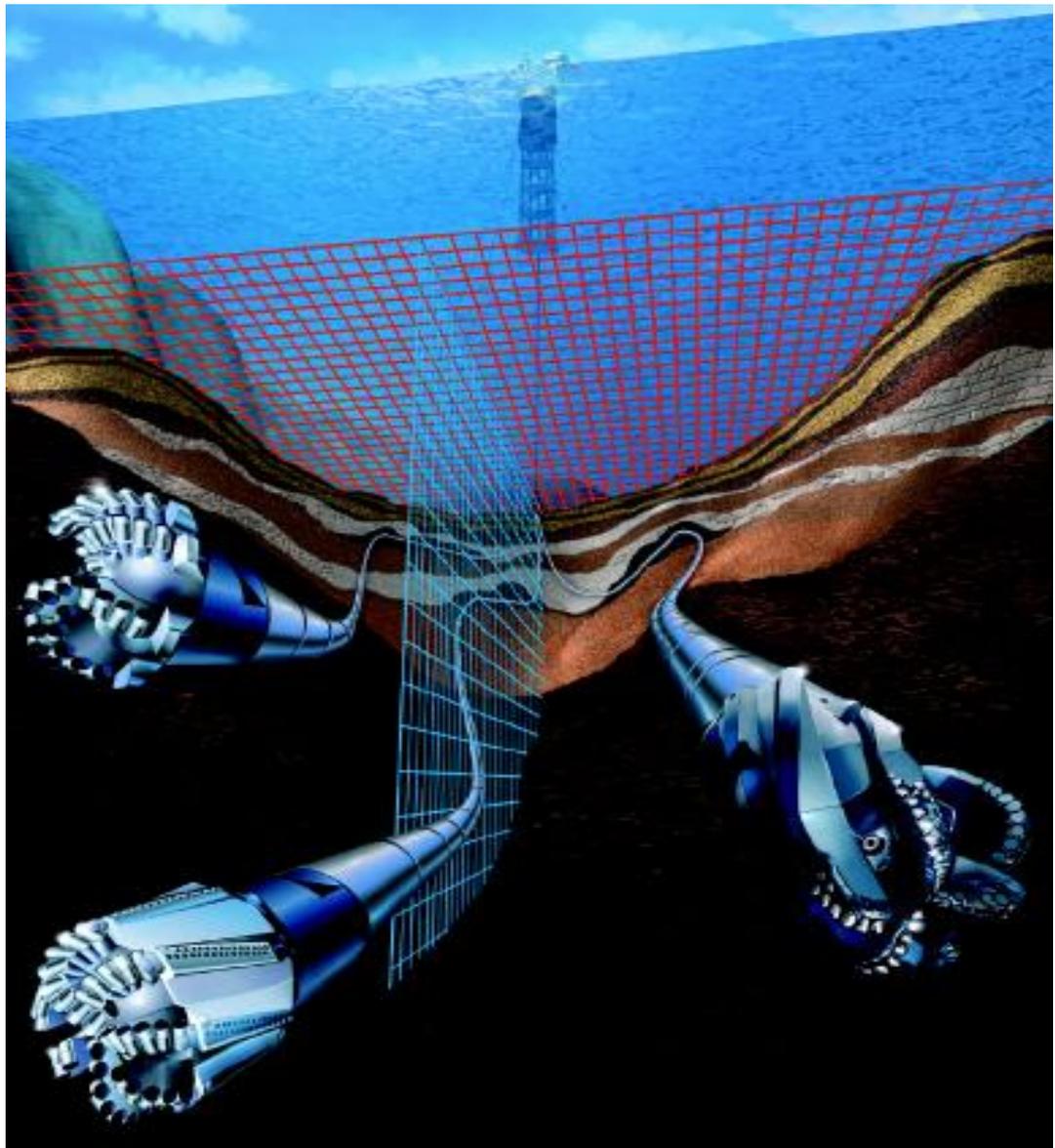
Dans cette zone de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par sonatrach, et elle est classée comme la deuxième région gazière du pays.

Ces accumulations sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et d'ordovicien, qui sont déterminés à partir de la base de l'étude pétrophysiques des roches.

Donc, il est nécessaire de faire une étude pétrophysiques sur cette région à partir des carottes et les enregistrements diagraphiques dans de bonnes conditions afin d'optimiser la récupération d'hydrocarbure en place.

Chapitre II

Aperçu sur les diagraphies et analyse pétrophysique



Introduction :

Les diagraphies et la géophysique font partie de la panoplie des méthodes qui sont mises en œuvre à l'intérieur d'un forage, Elles permettent l'enregistrement en continu des paramètres physiques et pétrophysiques (la porosité, la perméabilité, l'indice saturation ...) en fonction de la profondeur. Afin d'obtenir une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné et la qualité de réservoir des niveaux productifs.

II.1. Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs :**II.1.1. La porosité (Φ) :****II.1.1.1. Définition :**

La porosité est l'ensemble des volumes de petite taille, ou pores pouvant être occupés par des fluides à l'intérieur d'une roche (Foucault & Raoult, 1992). ou c'est le rapport du volume des vides V_v au volume total V_t . [5], [6]

II.1.1.2. Types de porosité :

a. porosité totale (Φ_t): est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche. $(\Phi_t) = V_v / V_t = (V_t - V_s) / V_t$

b. Porosité effective (Φ_{eff}): Elle représente la porosité accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%, elle est dite :

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

c. Porosité connectée (Φ_{co}): Elle représente les espaces vides interconnectés.

d. Porosité potentielle (Φ_{pot}): Elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler. [7]

II.1.2. La perméabilité (K) :

II.1.2.1. Définition : La perméabilité d'un milieu poreux caractérise son aptitude à laisser circuler un fluide au sein de son espace poreux. Il existe plusieurs types de perméabilité :

K absolue (K_a): mesurée lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores.

K effective (K_e): lorsque deux fluides sont présents dans les pores ($K_e < K_a$).

K relative (K_r): c'est le rapport entre K_e et K_a .

On constate : $Q = K * (S/\mu) * (\Delta P/\Delta L)$

II.1.3. La saturation :

II.1.3.1. Définition : Les pores des roches contiennent de l'eau, de l'huile et du gaz, la saturation d'un échantillon de roches par un fluide est le rapport des volumes de ce fluide au volume des pores de l'échantillon. En général, la saturation d'une roche en fluide est exprimée en % du volume des pores. [2], [5], [8].

$$S = V_f / V_p$$

Pour chaque fluide on peut écrire :

$$\text{En huile : } S_h = 100 * V_h / V_p \quad \text{En eau : } S_e = 100 * V_e / V_p \quad \text{En gaz : } 100 * V_g / V_p$$

II.2. Rappel sur la diagraphie :

II.2.1. Définition : La diagraphie «carottage électrique » ou « Well log » en anglais est un enregistrement continu des caractéristiques des formations géologiques traversées par un sondage en fonction de la profondeur.

Le principe de la méthode consiste à mesurer des paramètres quelconques à l'aide d'une sonde (outil) descendue dans le puits au bout d'un câble qui en plus du moyen mécanique sert aussi du support pour la transmission des signaux entre l'outil en profondeur et l'unité d'enregistrement en surface. [8]

II.2.2. Types de diagraphie :

On distingue 2 types de diagraphie :

a. Diagraphie instantanée ou temps réel :

C'est tous les paramètres géophysiques acquis au cours de la réalisation du sondage : **Mudlogging /Mesure/Logging au cours de forage (MWD / LWD)**, donnant ainsi des informations sur :

- ❖ La teneur en hydrocarbure et/ou eau ;
- ❖ La vitesse d'avancement du trépan qui fore ;
- ❖ La porosité et densité ;
- ❖ La perméabilité.

Actuellement, on utilise des cabines géologiques informatisées qui donnent les différents paramètres en temps réel .Ces derniers sont utiles pour la surveillance géologique du sondage.

b. Diagraphie différée (Carottage électrique) :

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

Les principales informations recueillies de ces diagraphies sont essentiellement :

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

II.2.3. But de diagraphie :

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

- ❖ Déterminer le pourcentage d'argile.
- ❖ Évaluer la porosité des formations à partir de la combinaison des outils Sonique, Neutron et Densité.
- ❖ La localisation des réservoirs les plus favorables à l'accumulation économique d'hydrocarbure.
- ❖ La nature et composition des solides et des fluides traversés par le sondage. [2], [6].

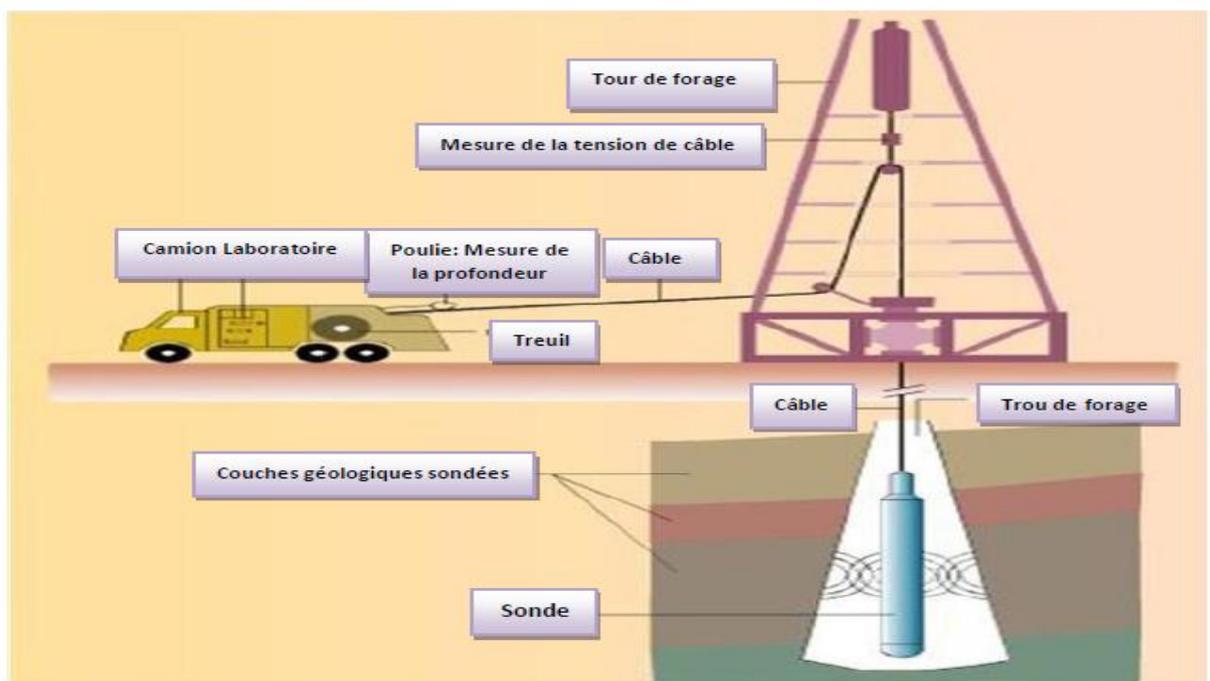


Figure II.01 : Appareillage opération des diagraphies. [9]

II.2.4. Les principaux types d'enregistrements :

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

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

II.2.5. Classification des diagraphies :

Les diagraphies peuvent être subdivisées en quatre grands groupes :

- ❖ Diagraphies Electriques.
- ❖ Diagraphies Nucléaires.
- ❖ Diagraphies Acoustiques.
- ❖ Diagraphies Auxiliaires.

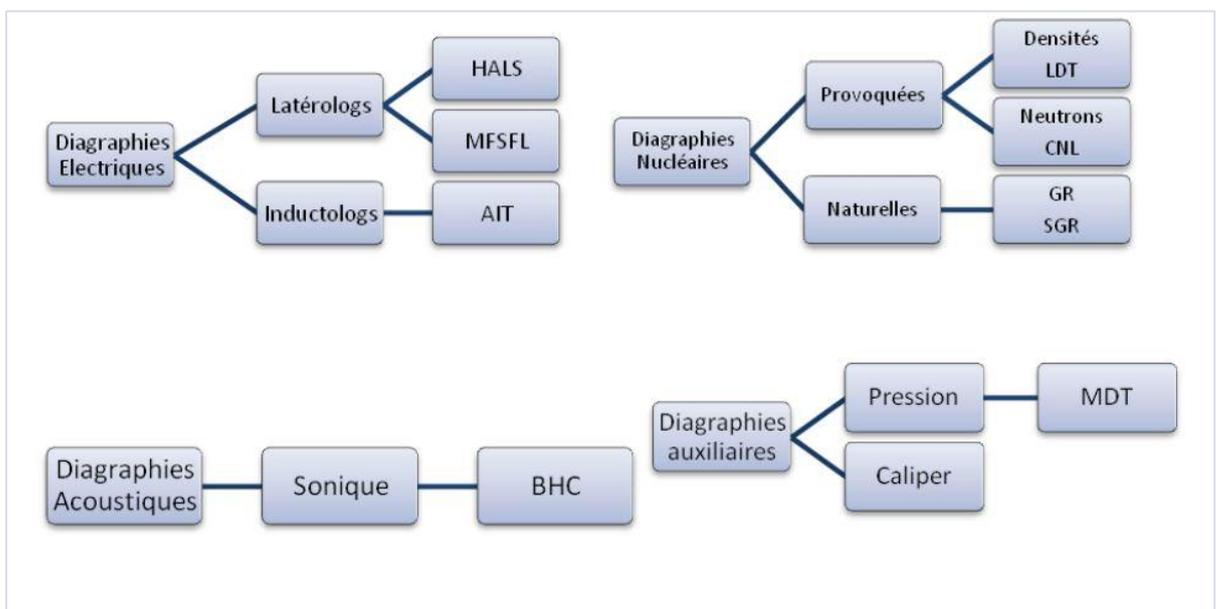


Figure II.02 : Schéma présente la classification diagraphique. [9]

II.2.5.1. Diagraphies électriques (diagraphies de résistivité) :

Permettent de mesurer le paramètre physique qu'est la résistivité qui peut varier entre 0.2 et 5000 $\Omega.m$ suivant la porosité, la nature des fluides interstitiels composant la formation géologique et les éléments solides (grain et ciment). 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 **Rt** et **Rxo**.

De nouveaux outils ont été introduits, il s'agit de l' **HRAI**, **AIT** et **HRI** qui enregistrent plusieurs courbes de résistivités. [6],[9],[10].

- **Applications :**

- ❖ Détermination des limites des couches.
- ❖ Le pourcentage des fluides dans la roche (porosité).
- ❖ Mesure de la saturation.
- ❖ Etude de la compaction.
- ❖ Détermination de l'épaisseur des bancs.
- ❖ Corrélation.
- ❖ La détermination des différentes résistivités Rt et Rxo.
- ❖ Donner la nature des fluides et l'estimation du diamètre d'invasion.

II.2.5.2. Diagraphie nucléaires :**II.2.5.2.1. Diagraphie Gamma-Ray(GR) :**

L'outil Gamma-Ray mesure l'intensité du rayonnement Gamma émis spontanément des formations géologiques, cette radioactivité naturelle des couches est due à la désintégration de certains éléments contenus dans la composition chimique de certains minéraux des roches.

Dans les roches sédimentaires, trois éléments contribuent à la radioactivité gamma : Potassium, Thorium et Uranium (K, Th, U).

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

- Applications :
 - ❖ Délimitation des couches réservoirs.
 - ❖ Evaluation des minéraux radioactifs.
 - ❖ Corrélation de puits à puits.
 - ❖ Détermination de la lithologie.
 - ❖ Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs (qui est considéré comme substratum).
 - ❖ Applications sédimentologies.
 - ❖ Délimitation des couches perméable de celle imperméable.

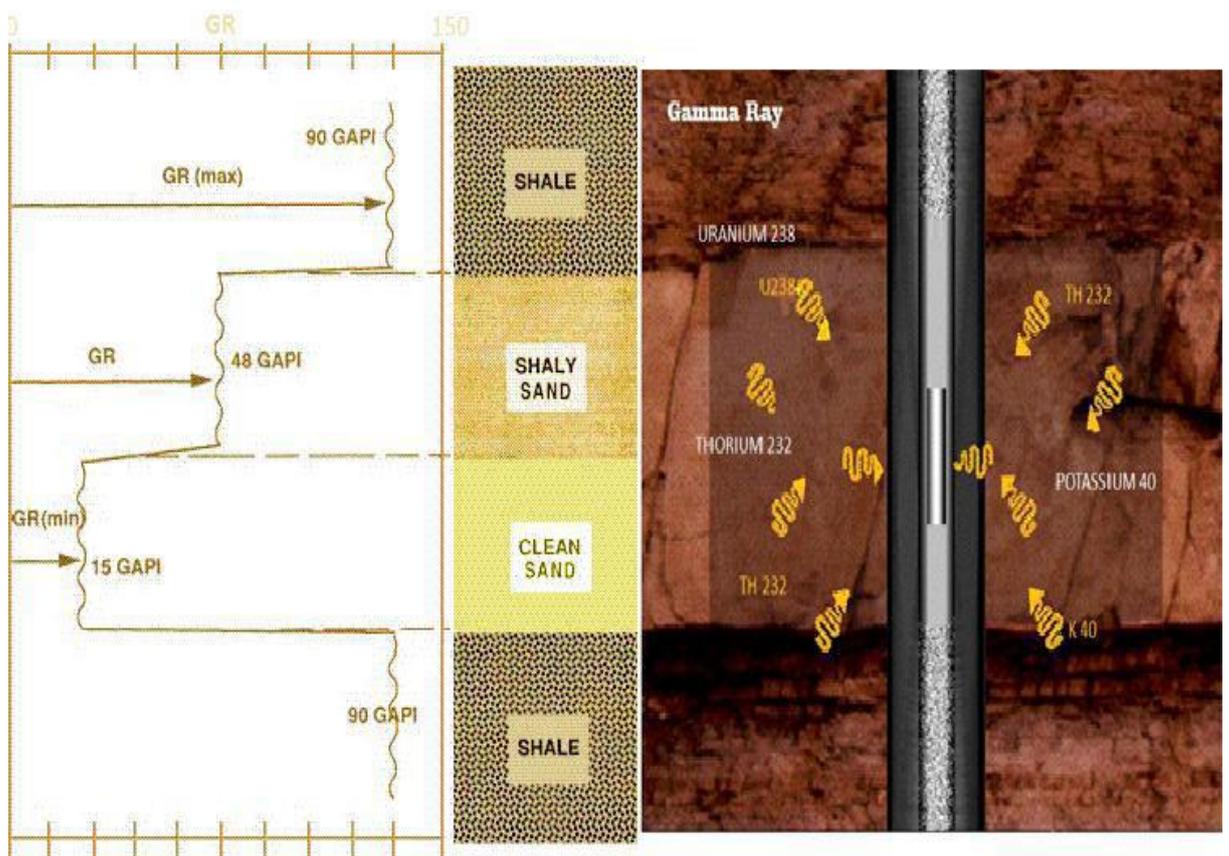


Figure II.03 : Schéma de principe de la sonde gamma ray. [11]

II.2.5.2.2. Diagraphie neutron (CNL) :

Le CNL (compensated Neutron Log) mesure l'attitude d'une formation à ralentir les neutrons rapides émis par une source placée sur l'outil ; suite à leur collision avec les noyaux d'hydrogène (le Neutron) .la réponse de l'outil est en fonction de la teneur d'hydrogène, la porosité et du type de fluide contenu dans la formation .la principale information recueillie de cette diagraphie est la porosité (NPHI).[6]

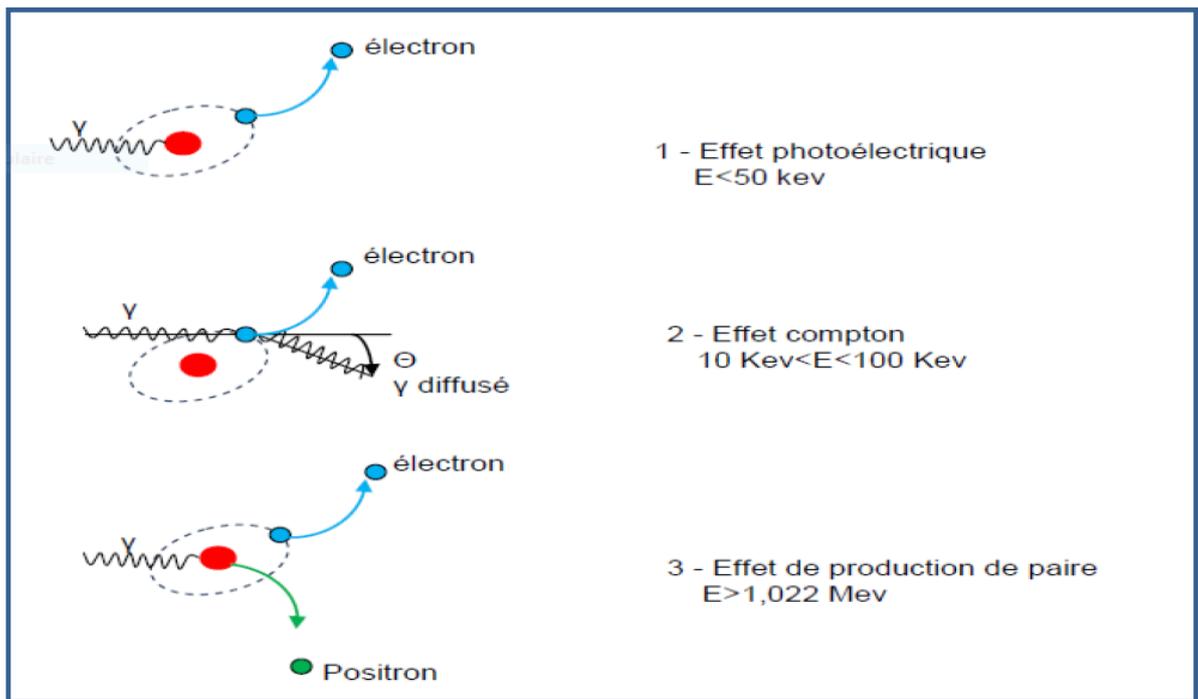


Figure II.04 : Schéma des interactions corpusculaires. [7]

- **Le rayon d'investigation :**

Il dépend de la concentration de la formation en atome d'hydrogène. Plus elle est forte plus la sphère d'investigation est petite.

- **Application :**

- ❖ Mesure de la porosité.
- ❖ Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- ❖ Définition de la lithologie en combinant avec d'autres diagraphies.
- ❖ Analyse sédimentologique, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- ❖ Les corrélations.

II.2.5.2.3. Diagraphie densité(FDC) ou gamma-gamma :

Le FDC (Focused Density Compensated) C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives pour l'émission des rayons gamma.

• Principe :

On soumet la formation à un rayonnement γ qui entre en collision avec la matière, et produit trois types d'interaction avec une perte d'énergie qui sont :

- ❖ Production Paire.
- ❖ Effets Compton.
- ❖ Effets photo électrique.

Les sources de rayonnement γ les plus utilisés sont: Cobalt 60, Césium 137.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéresse les diagraphies de densité. Le 1er, permet de mesurer la densité globale de la formation et le 2nd de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

• Applications:

- ❖ Calcul de la porosité.
- ❖ Détermination de la lithologie.
- ❖ Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- ❖ Détection des minéraux lourds.
- ❖ Détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

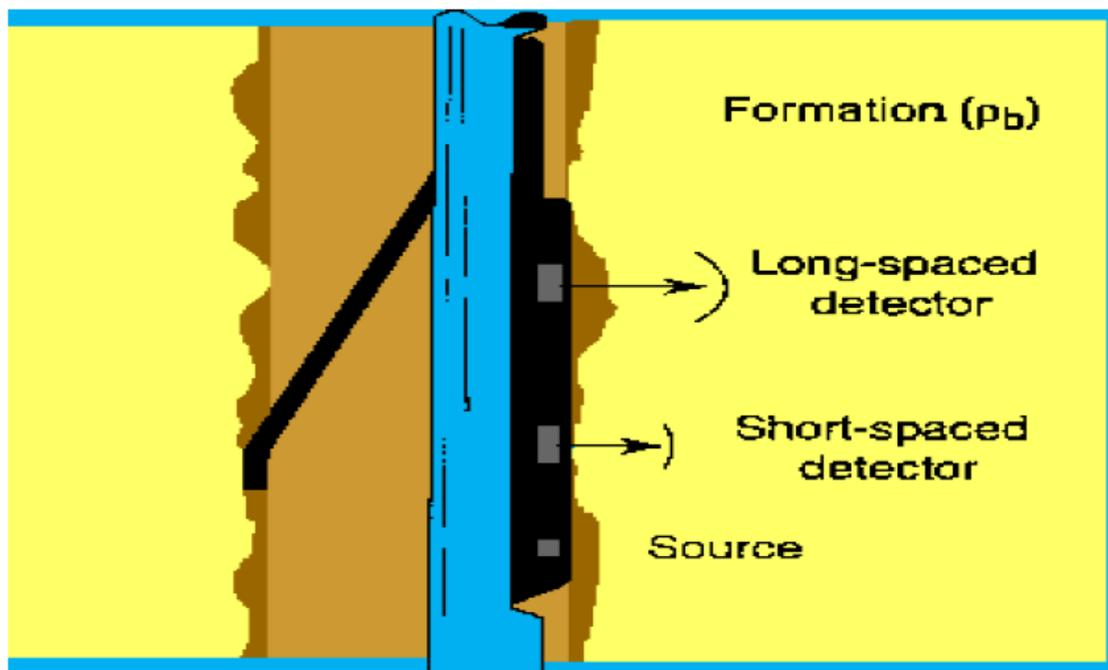


Figure II.05 : Schéma de l'outil de densité. [11]

II.2.5.3. Diagraphie acoustique (Diagraphie sonique) :

La diagraphie sonique BHC (Borehole Compensated) mesure le temps de propagation d'ondes acoustiques (de compression) dans la formation. Ce dernier est d'une part proportionnel à la vitesse et d'autre part, en fonction du type de la roche, de sa porosité et de son degré de compactions. Il s'exprime habituellement en micro seconde/pied.

L'échelle du log sonique varie de **140 à 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$** . [6], [12],[13].

- **Application :**

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

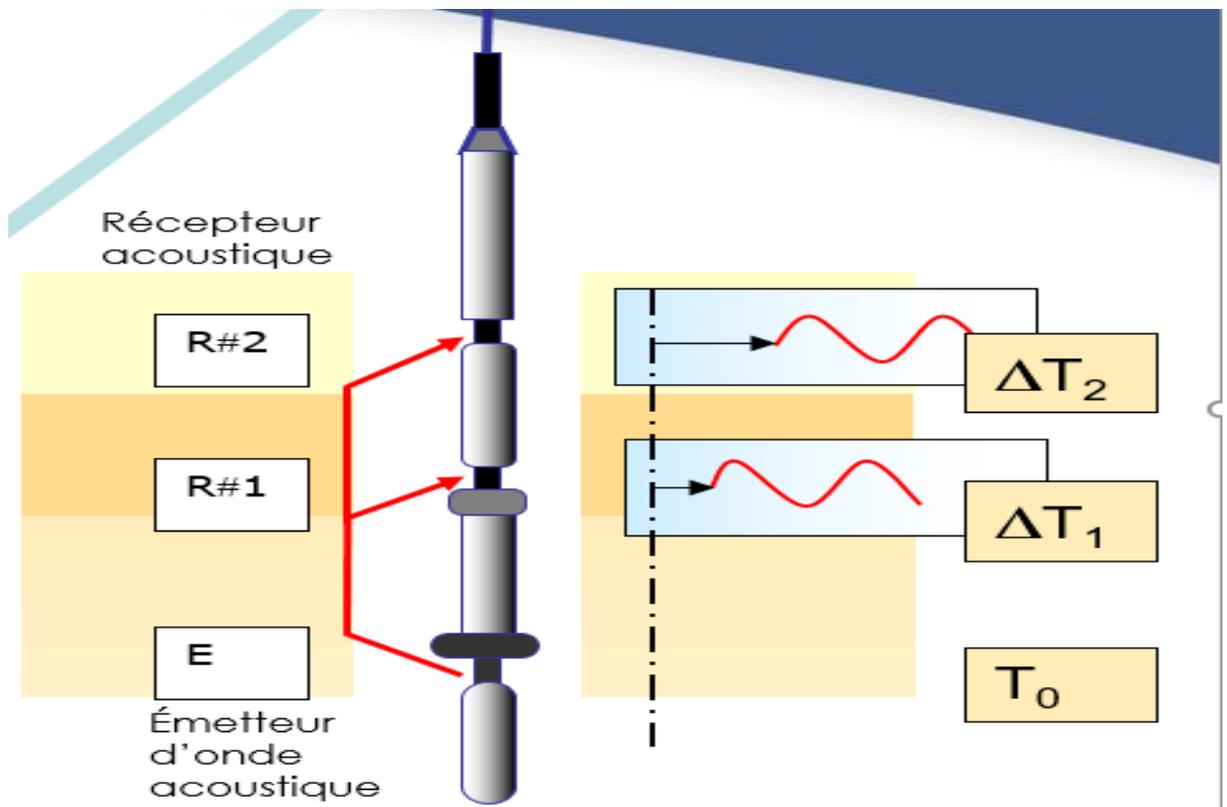


Figure II.06 : Principe de l'outil Sonic à deux récepteurs. [6]

Conclusion :

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

Chapitre III

Résultats et discussion



Introduction

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

III.1. Interprétation des paramètres pétrophysiques à partir de logiciel Techlog :

III.1.1 Définition du logiciel Techlog 2015.3 :

Techlog est une plate-forme logicielle Windows appartenant à Schlumberger et destinée à regrouper toutes les informations relatives aux puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter tous les journaux et les données de base. Il répond au besoin d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous les flux de travail d'intégration d'interprétation et de données de puits de forage, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En regroupant l'ensemble du flux de travail sur une plate-forme unique, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la vie du puits de forage.[5],[14].

III.1.2 Historique du Techlog :

Le logiciel Techlog a été développé à Montpellier (Sud de la France) par une société appelée Techsia. Techsia a été créée en 2000. La première version de Techlog était disponible dans le commerce en 2002. Techlog a été développé pour offrir une interface moderne et conviviale, permettant une visualisation et une interaction faciles de toutes les données, avec un workflow pré-arrangé permettant aux utilisateurs moins expérimentés de suivre. Techsia a rendu l'interprétation multi-puits plus accessible à tous les experts techniques. En 2009, Schlumberger a acquis Techsia .et la plate-forme Techlog et ils supportent et commercialisent actuellement Techlog. Techlog offre de nouvelles fonctionnalités dans chaque nouvelle version, non seulement en interprétation pétro-phisique et géologique, mais également en interprétation géo-mécanique, en incertitude et en liens avec la plate-forme standard de l'industrie telle que « Pétrel » .Techlog propose également le nouveau module acoustique qui ajoutera beaucoup plus de fonctionnalités à l'application.[5],[15],[16].

III.1.3 But du logiciel Techlog :

Le logiciel Techlog peut rassembler toutes vos données de forage dans une seule application hautement intuitive pour effectuer des analyses. En plus d'offrir des modules avancés pour les experts du domaine, la plate-forme Techlog fournit une base solide aux utilisateurs généralistes pour examiner et analyser les données. Il prend en charge des flux de travail complexes dans plusieurs disciplines. [15], [16].

III.1.4 La base de données de « Techlog » :

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

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

A tout moment l'utilisateur peut sauver son travail et le programme enregistrera automatiquement les modifications apportées aux puits dans la base de données. [5], [16].

III.1.5 Chargement des données :

On dispose des quatre fichiers sous formats LAS des puits : Hr-101, Hr-102, HAZ-103 et HAZ-104. Pour cela, on utilise le menu Import pour charger les différents enregistrements.

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

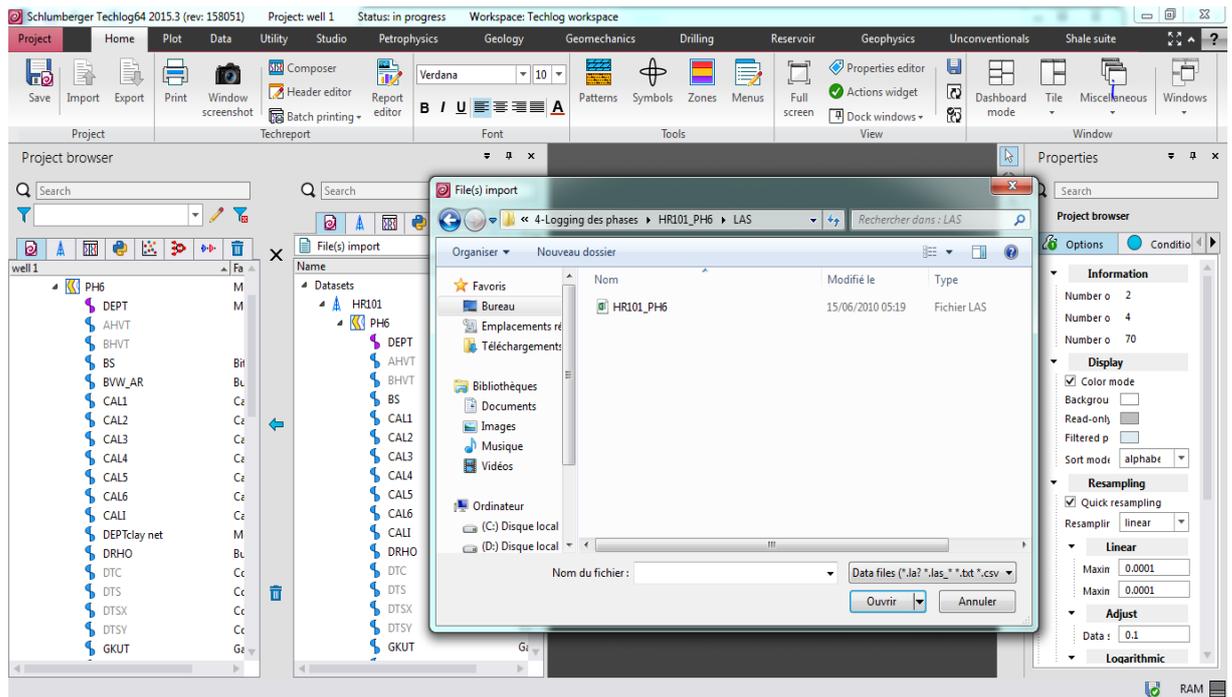


Figure III.01 : Chargement des données par logiciel Techlog.

III.2 Présentation de la situation géographique des puits d'étude :

Le tableau ci-après montre la situation géographique des puits étudiés dans la région de Rhourde Nouss.

Tableau III.01 : Situation géographique des puits et leurs années de forage :

Les puits	Année de forage	L'attitude (N)	Longitude(E)	Zs (m)	Zt (m)
Hr - 101	03 - 02 - 2010	Y = 29° 14' 36,98" N	X = 06° 27' 27,25" E	288	297
Hr - 102	23 - 02 - 2010	Y = 29° 10' 23,49" N	X = 06° 27' 18,70" E	293.9	303
HAZ-103	08-10-2016	Y = 29° 12' 40.02324" N	X = 6° 27' 39.3536" E	290.725	299.725
HAZ-104	27-01 -2017	Y = 29°16' 31.6438''	X = 06°27' 25.0036''	285.76	295

III.3 Les diagraphies enregistrées :

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

Tableau III.02 : Diagraphies enregistrées.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Diagraphies enregistrées
Hr - 101	Grès d'oued saret	2912	3006	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI- MRIL- CBIL
	Argile d'azzel	3006	3053	
	Grès d'Ouargla	3053	3118	
	Quartzite de hamra	3118	3312	
Hr - 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI- CBIL
	Argile microconglom	2934	2972	
	Grès d'oued saret	2972	3062	
HAZ-103	Argile microconglom	2816	2953	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI –CBIL
	Argile d'azzel	2953	3005	
	Grès d'Ouargla	3005	3070	
HAZ-104	Grès d'oued saret	2917	3011	GR-DSL Résistivité-Sonic Densité-Neutron RCI-CBIL
	Argile d'azzel	3011	3063	
	Grès d'Ouargla	3063	3124	
	Quartzite de hamra	3124	3170	

III.4 Calcule des paramètres pétrophysiques :**III.4.1. Volume d'argile (Vsh) :**

Dans les réservoirs argileux, beaucoup de paramètres sont affectés par la présence des argiles. Dans ce cas les corrections des effets d'argile sont obligatoires, pour mieux estimer ces paramètres. La présence d'argile dans la roche réservoir affecte la porosité et la perméabilité.

La correction de porosité c'est l'élimination de tous les vides remplis par l'argile, afin de donner une porosité significative. Le volume d'argile est aussi employé dans le calcul des différentes saturations. Il est considéré comme un indicateur de la qualité du réservoir dans lequel la teneur en argile est inférieure révèle généralement un meilleur réservoir. Plusieurs méthodes peuvent estimer Vsh, la plus souvent utilisée le log (gamma ray GR) ; il y'a d'autres méthodes pour calculer ce paramètre. [5], [6]

✓ Méthode des Gamma ray (GR) :

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

En considérant que la valeur moyenne maximale du Gamma ray est pure 100% d'argile (ligne d'argile) et la valeur la plus basse pour indiquer ligne de sable. Si l'échelle est considérée comme linéaire, toute valeur (GR) de Log des Gamma ray donnera l'indice des rayons gamma à partir de l'équation linéaire.

$$Vsh (\%) = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}) \cdot 100 \quad (\text{formule III.01})$$

Lors du calcul effectué sur les zones d'intérêt, le Vsh a été calculé automatiquement à l'aide de la formule indiquée ci-dessus de log GR avec le logiciel Schlumberger Techlog. Le volume des valeurs de schiste donne une indication de la lithologie de la formation dans la zone du réservoir. [13], [14]. [17].

- Les paramètres d'entrés pour le calcul de 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 :

Tableau III.03 : les paramètres d'entrés pour le calcul de volume d'argile.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	GR _{min} (GAPI)	GR _{max} (GAPI)
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	30.97	149.23
	Argile d'azzel	3006	3053	72.9	151.05
	Grès d'Ouargla	3053	3118	9.09	147.4
	Quartzite de hamra	3118	3312	7.27	148.317
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	12.73	121.88
	Argile microconglom	2934	2972	12.74	150.14
	Grès d'oued saret	2972	3062	18.20	148.317
HAZ-103	Argile microconglom	2816	2953	11.82	151.82
	Argile d'azzel	2953	3005	16.38	150.14
	Grès d'Ouargla	3005	3070	74.72	151.05
HAZ-104	Grès d'oued saret	2917	3011	13.65	102.74
	Argile d'azzel	3011	3063	43.73	93.62
	Grès d'Ouargla	3063	3124	20.03	114.59
	Quartzite de hamra	3124	3170	12.73	79.03

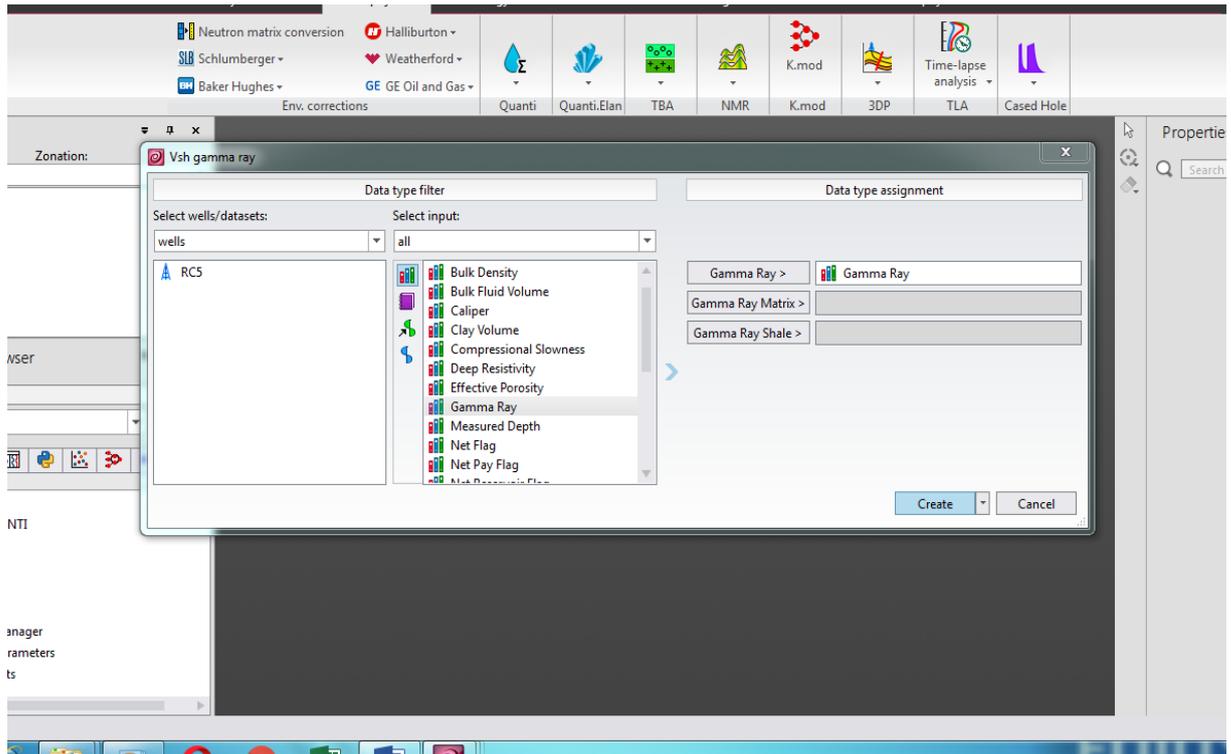


Figure III.02 : Les paramètres de calcul de volume d'argile par Techlog.

III.4.2. Porosité et saturation d'eau (S_w) :

III.4.2.1. Estimation de la porosité (ϕ) :

La porosité est un élément essentiel dans l'exploration pétrolière, elle est considérée comme étant une condition essentielle pour l'accumulation des hydrocarbures. Vu l'importance et la sensibilité de cette dernière beaucoup de méthodes ont été réalisées, afin de pouvoir l'estimer le mieux possible. Parmi les méthodes d'estimations on peut citer les suivantes :

III.4.2.1.1 La porosité à partir des logs :

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

III.4.2.1.2 Porosité de Neutron - Densité (c_{xN-D} , ϕ_{N-Deff})

La combinaison d'un log de neutrons qui mesure l'indice d'hydrogène (teneur en fluide) d'une formation, et le log de densité permet de lire à la fois la matrice et le fluide contenu dans la formation. Cette combinaison est considérée comme une bonne approche pour déterminer la porosité. [6], [8], [13].

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

$$\phi_{N-D} = 0.5 (\phi_N - \phi_D) \quad (\text{formule III.02})$$

La porosité effective avec la formule suivante :

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

Avec :

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

$$\phi_{DC} = \phi_D - \left(\frac{\phi_{Nsh}}{0.45}\right) * 0.13 * Vsh \quad (\text{formule III.03})$$

- Les paramètres d'entrés pour le calcul de la porosité par Techlog :

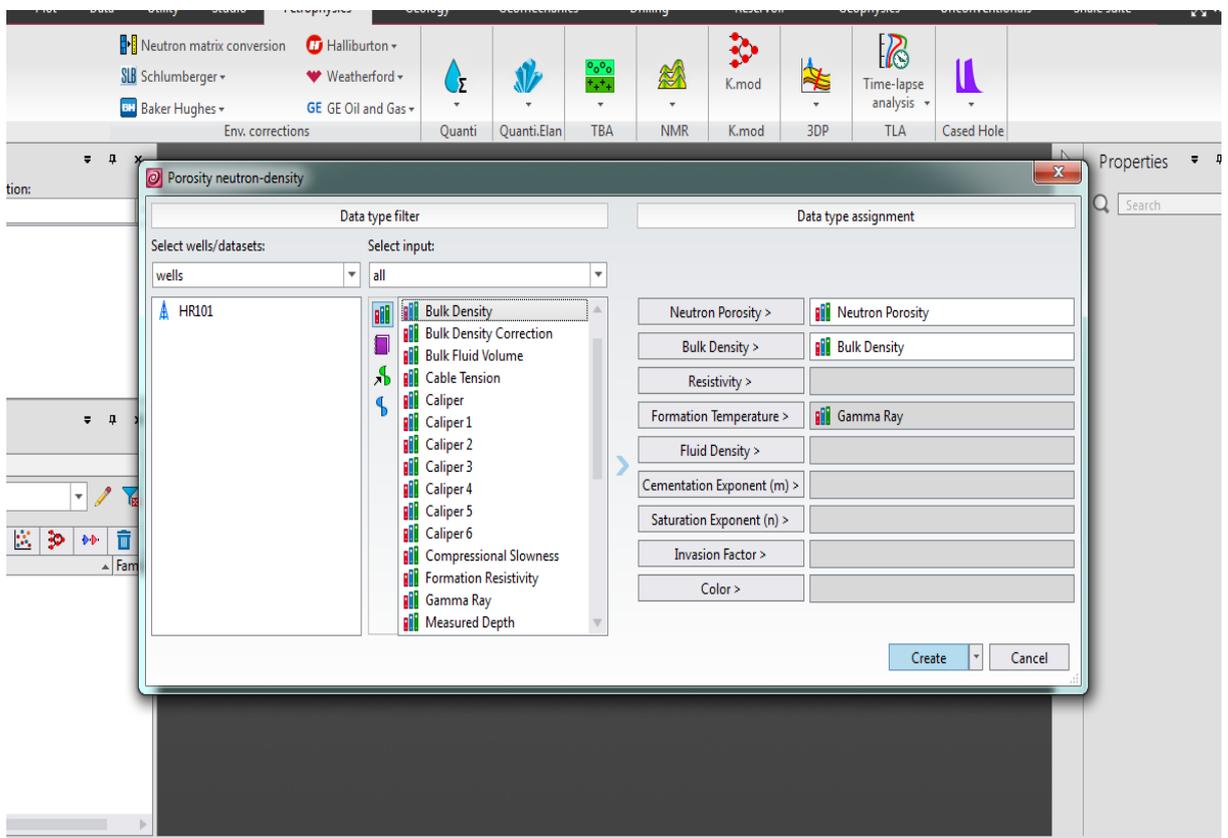


Figure III.03 : les paramètres d'entrés pour le calcul de porosité par Techlog.

Les différents paramètres utilisés pour le calcul de la porosité dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans le tableau ci-après :

Tableau III.04 : les paramètres d'entrés pour le calcul de la porosité par Techlog :

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité neutron (pu)	Bulk Density (g/cc)
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	13.48	2.13
	Argile d'azzel	3006	3053	23.46	2.22
	Grès d'Ouargla	3053	3118	6.06	2.58
	Quartzite de hamra	3118	3312	1.98	2.54
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	0.17	2.5
	Argile microconglom	2934	2972	0.15	2.39
	Grès d'oued saret	2972	3062	0.23	2.47
HAZ-103	Argile microconglom	2816	2953	0.164	2.48
	Argile d'azzel	2953	3005	0.134	2.44
	Grès d'Ouargla	3005	3070	0.2	2.59
HAZ-104	Grès d'oued saret	2917	3011	0.03	82.2
	Argile d'azzel	3011	3063	0.001	79.44
	Grès d'Ouargla	3063	3124	0.01	73.82
	Quartzite de hamra	3124	3170	0.03	66.57

III.4.2.2. Saturation d'eau :

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores : $SW = V_f / V_p$
 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 .

Avec :
$$n=2, S_w^n = \frac{R_{x0}}{R_t} = \frac{F.R_w}{R_t} \quad (\text{formule III.04})$$

La détermination de la saturation en eau (S_w) est le plus difficile mais le plus important de tous les calculs pétrophysiques. Parce que les valeurs de saturation d'eau sont utilisées pour quantifier la saturation en hydrocarbures ($1 - S_w$).

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

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F.R_w} \quad (\text{formule III.05})$$

Dans le cas des formations argileuses plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles. [5], [6].

III.4.2.2.1 Bulk volume water (BVW) :

C'est le produit de la saturation en eau (S_w) et de la porosité (ϕ). La formule utilisée pour déterminer la BVW :

$$BVW = S_w \times \phi \quad (\text{formule III.06})$$

Pour interpréter notre étude on utilise la méthode d'Archie.

- Les paramètres d'entrés pour le calcul de la saturation par Techlog :

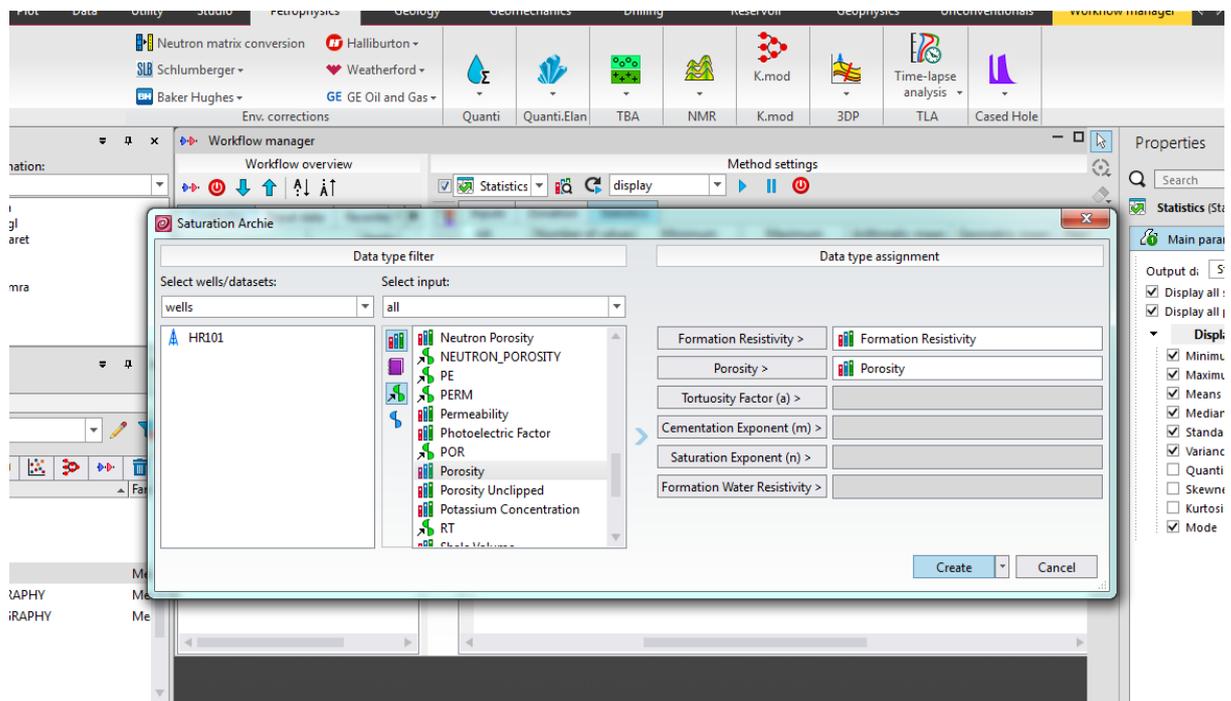


Figure III.04 : les paramètres d'entrés pour le calcul de la saturation par Techlog.

Les différents paramètres utilisés pour le calcul de la saturation dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans le tableau ci-après :

Tableau III.05 : les paramètres d'entrés pour le calcul de la saturation par Techlog.

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité (décimal)	Formation résistivité (ohm.m)
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	0.33	1074.42
	Argile d'azzel	3006	3053	0.47	1119.75
	Grès d'Ouargla	3053	3118	0.11	258.93
	Quartzite de hamra	3118	3312	0.08	601.41
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	0.05	4.68
	Argile microconglom	2934	2972	0.08	5.94
	Grès d'oued saret	2972	3062	0.04	15.25
HAZ-103	Argile microconglom	2816	2953	0.05	4.53
	Argile d'azzel	2953	3005	0.1	2.31
	Grès d'Ouargla	3005	3070	0.01	1.5
HAZ-104	Grès d'oued saret	2917	3011	0.37	54.06
	Argile d'azzel	3011	3063	0.35	35.76
	Grès d'Ouargla	3063	3124	0.41	55.26
	Quartzite de hamra	3124	3170	0.54	79.86

III.4.2.2.2 Saturation irréductible de l'eau (Swir) :

C'est l'eau résiduelle autour du grain des roches qui ne peut pas être déplacée hors du réservoir avec huile ou eau.

Dans une formation propre :

$$Swir = \Phi_e \times Sw$$

En formations argileux : $Swir = (\Phi T \times Sw) / (1 - (Vsh)^2) \times \Phi_e$

REMARQUE

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) :**

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{aRw}} + \frac{Vsh^{(1-Vsh/2)}}{\sqrt{Rsh}} \right) Sw^{n/2} \quad \text{(formule III.07)}$$

- **Simandoux :** $\frac{1}{Rt} = \frac{(\phi^m \cdot Sw^n)}{a \cdot Rw} + \frac{Vsh \cdot Sw}{Rsh}$ (formule III.08)

- **Simandoux modifié :** $\frac{1}{Rt} = \frac{(\phi^m \cdot Sw^n)}{a \cdot Rw(1-Vsh)} + \frac{Vsh \cdot Sw}{Rsh}$ (formule III.09)

Avec :

Vsh : Volume d'argile.

Rt : Résistivité d'argile.

III.4.3 Perméabilité (K) :

La perméabilité peut être prédite à partir de différents modèles :

L'équation de Wyllie et Rose : $K = C \times \Phi^3 / Swir$

Morris et Biggs (1967) en tant que modèle modifié par Timur en 1968 et Schlumberger en 1972 comme suit :

$$K = a \times (\Phi^b / Swirc). \quad [6],[13].$$

Les constantes a, b et c pour les modèles de Timur, Morris-Biggs et Schlumberger sont :

Timur:	a=8581	b=4.4	c=2
Morris Biggs oil:	a=62500	b=6	c=2
Morris Biggs gas:	a=6241	b=6	c=2
Schlumberger Chart K3:	a=10000	b=4.5	c=2

- **Les paramètres d'entrés pour le calcul de la perméabilité par Techlog :**

Les différents paramètres utilisés pour le calcul de la perméabilité dans les réservoirs des différents puits sont illustrés dans le tableau ci-après :

Tableau III.06 : Les paramètres d'entrés pour le calcul de la perméabilité par Techlog.

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité (décimal)
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	0.33
	Argile d'azzel	3006	3053	0.47
	Grès d'Ouargla	3053	3118	0.11
	Quartzite de hamra	3118	3312	0.08
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	0.05
	Argile microconglom	2934	2972	0.08
	Grès d'oued saret	2972	3062	0.04
HAZ-103	Argile microconglom	2816	2953	0.05
	Argile d'azzel	2953	3005	0.1
	Grès d'Ouargla	3005	3070	0.01
HAZ-104	Grès d'oued saret	2917	3011	0.37
	Argile d'azzel	3011	3063	0.35
	Grès d'Ouargla	3063	3124	0.41
	Quartzite de hamra	3124	3170	0.54

Remarque : le logiciel Techlog peut se déterminer la perméabilité juste avec la porosité.

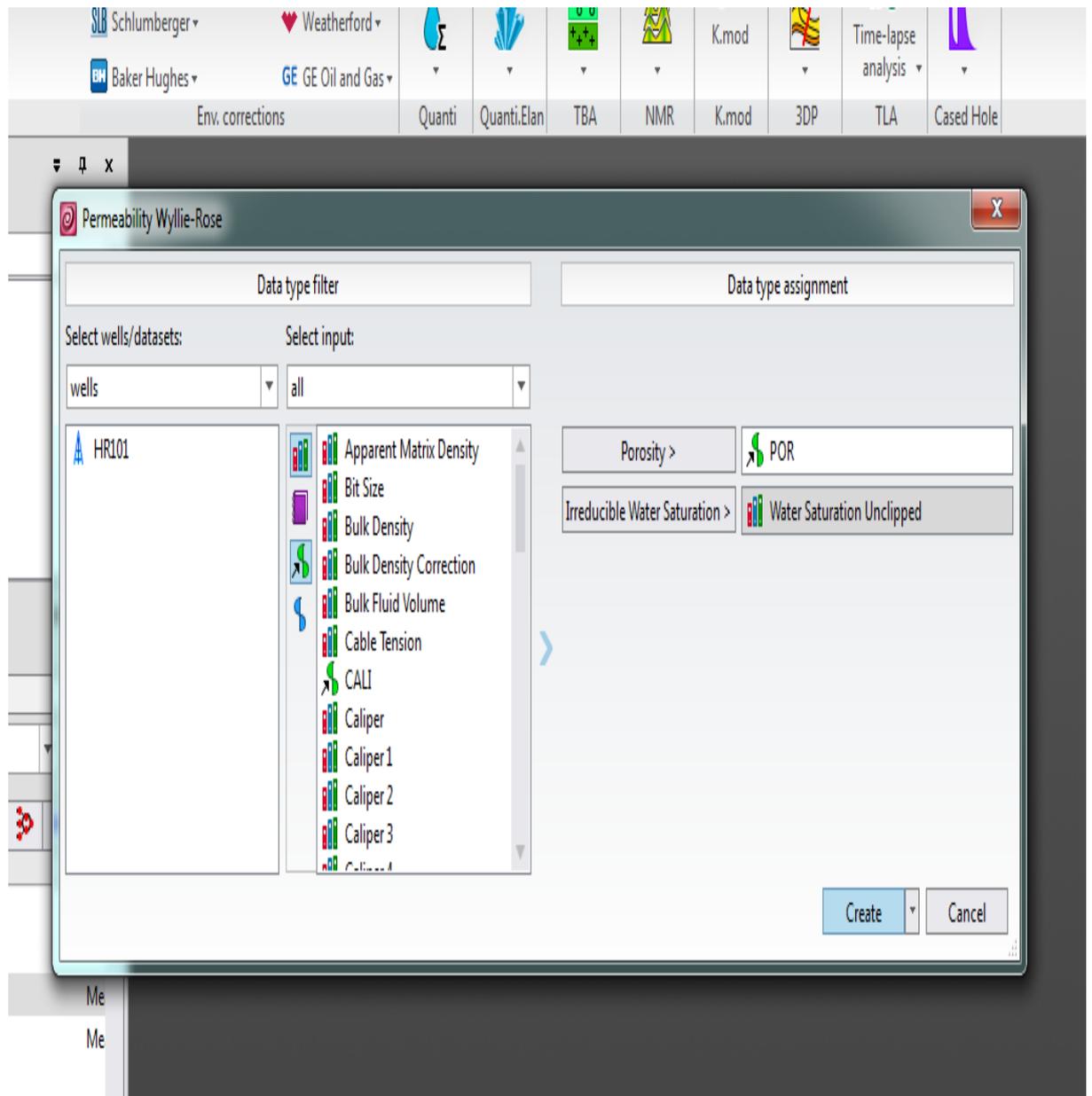


Figure III.05 : Les paramètres d'entrées pour le calcul de la perméabilité par Techlog.

III.5 Les résultats de calcul par Techlog :

III.5.1 Les résultats de calcul du volume d'argile par Techlog :

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

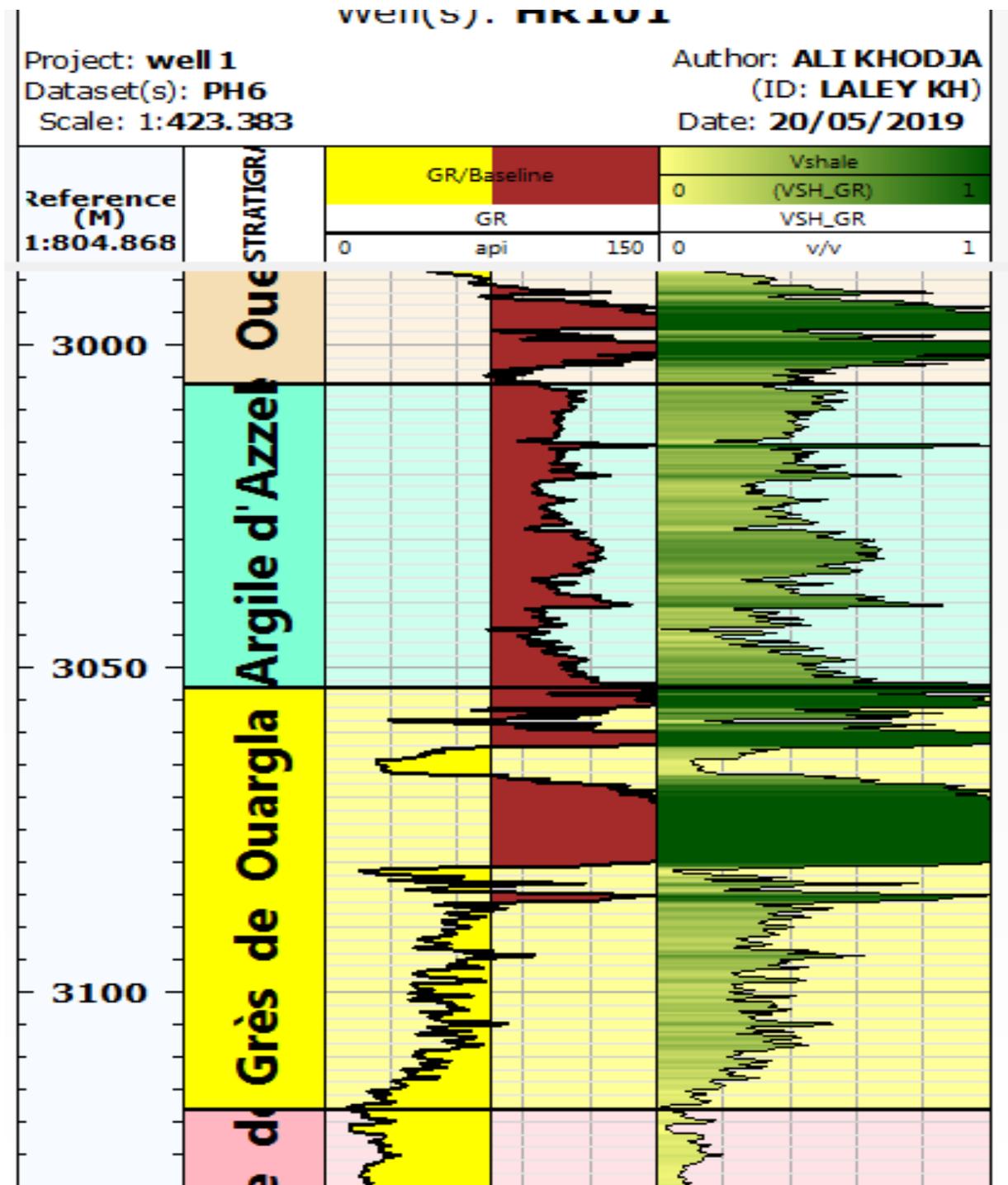


Figure III.06 : Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits Hr-101 par Techlog.

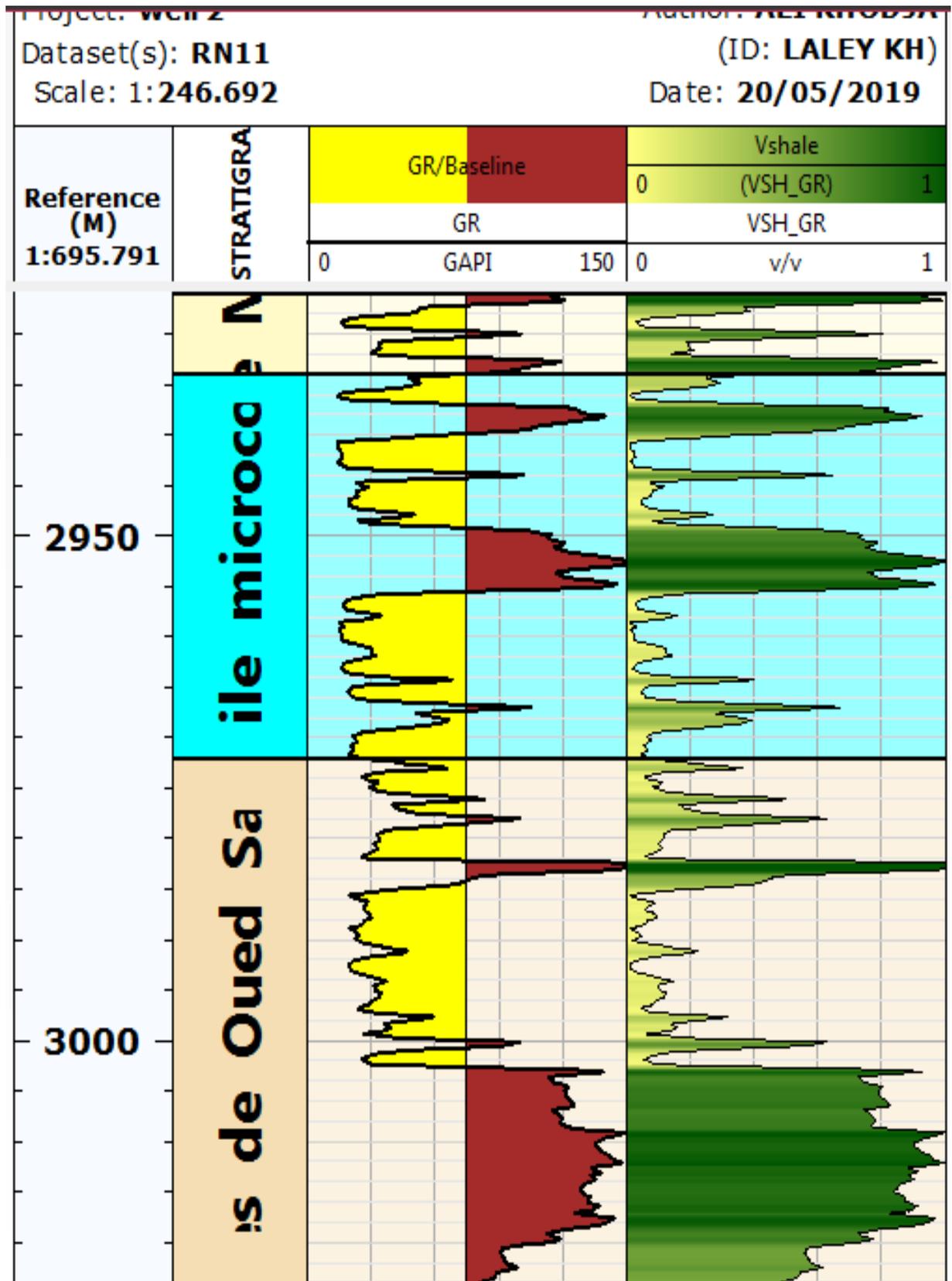


Figure III.07 : Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits Hr-102 par Techlog.

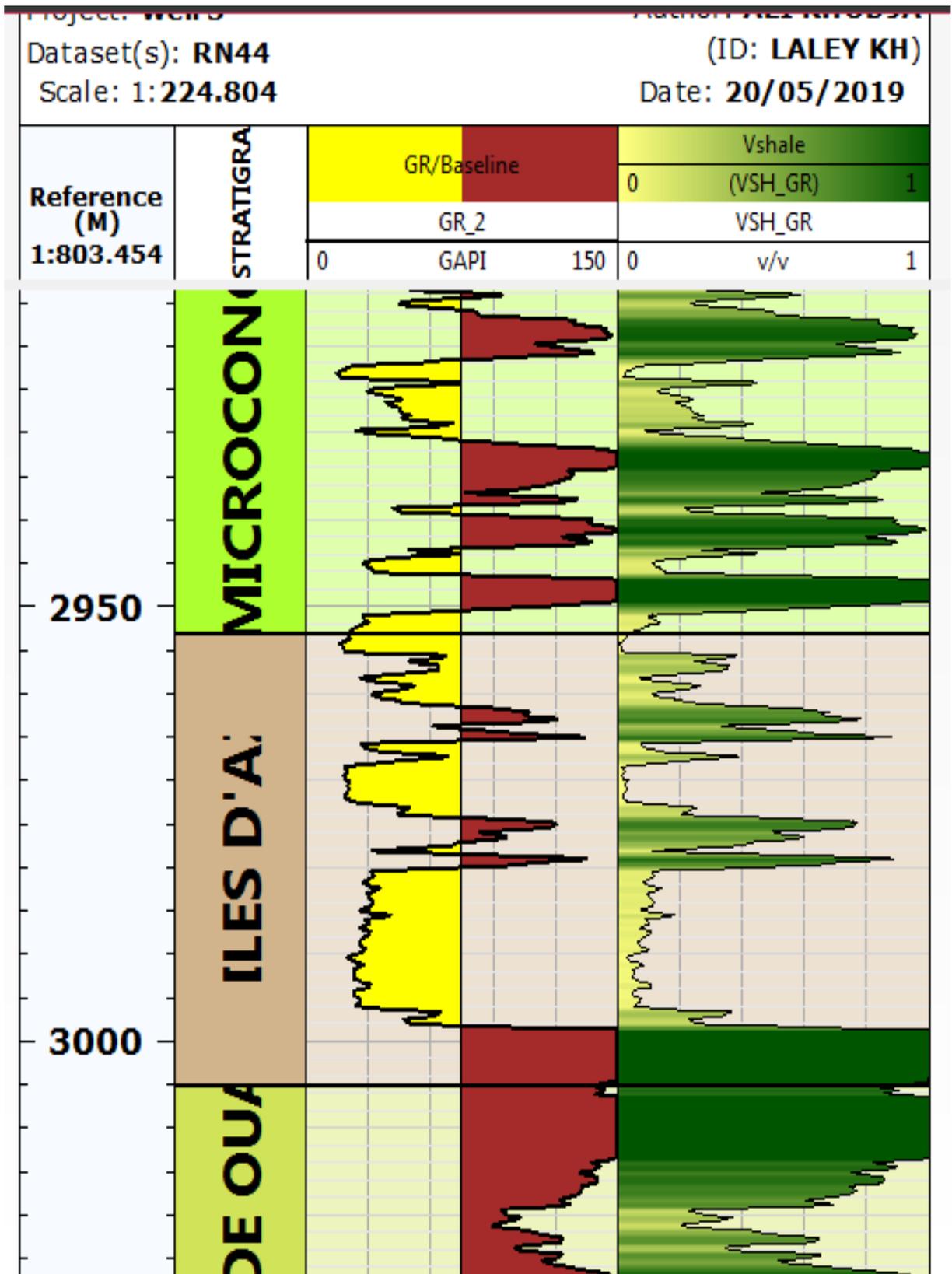


Figure III.08 : Log de résultat de calcul de volume d'argile du puits HAZ-103 par Techlog.

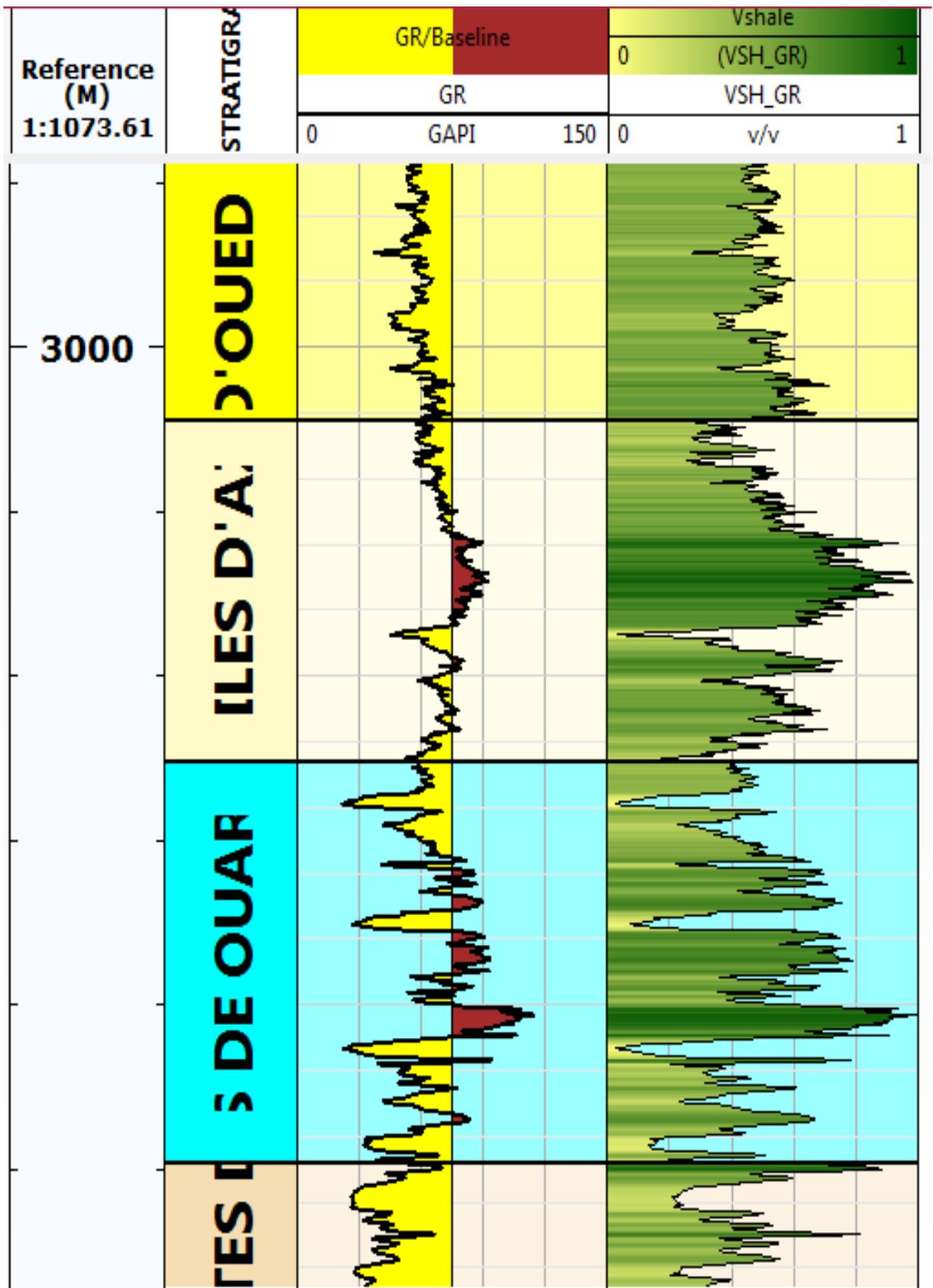


Figure III.09 : Log de résultat de calcule de volume d'argile du puits HAZ-104 par

Techlog.

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

Tableau III.07 : résultats de calcul de volume d'argile du puits Hr-101 par Techlog.

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	% Argile min	% Argile max	% Argile moy
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	0.6	100	57
	Argile d'azzel	3006	3053	1.5	100	46
	Grès d'Ouargla	3053	3118	0.7	100	52
	Quartzite de hamra	3118	3312	1.7	100	23

Tableau III.08 : résultats de calcul de volume d'argile du puits Hr-102 par Techlog.

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	% Argile min	% Argile max	% Argile moy
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	1.9	99	48
	Argile microconglom	2934	2972	0.4	100	30
	Grès d'oued saret	2972	3062	0.7	100	47

Tableau III.09 : Résultats de calcul de volume d'argile du puits HAZ-103 par Techlog.

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	% Argile min	% Argile max	% Argile moy
HAZ – 103	Argile microconglom	2816	2953	2	100	46
	Argile d'azzel	2953	3005	1	100	32
	Grès d'Ouargla	3005	3070	19	100	73

Tableau III.10 : Résultats de calcul de volume d'argile du puits HAZ-104 par Techlog.

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	% Argile min	% Argile max	% Argile moy
HAZ – 104	Grès d'oued saret	2917	3011	1.7	99.7	48
	Argile d'azzel	3011	3063	3.5	98	54
	Grès d'Ouargla	3063	3124	2.1	99	46
	Quartzite de hamra	3124	3170	0	99	34

III.5.2 Les résultats de calcul de la porosité par Techlog :

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

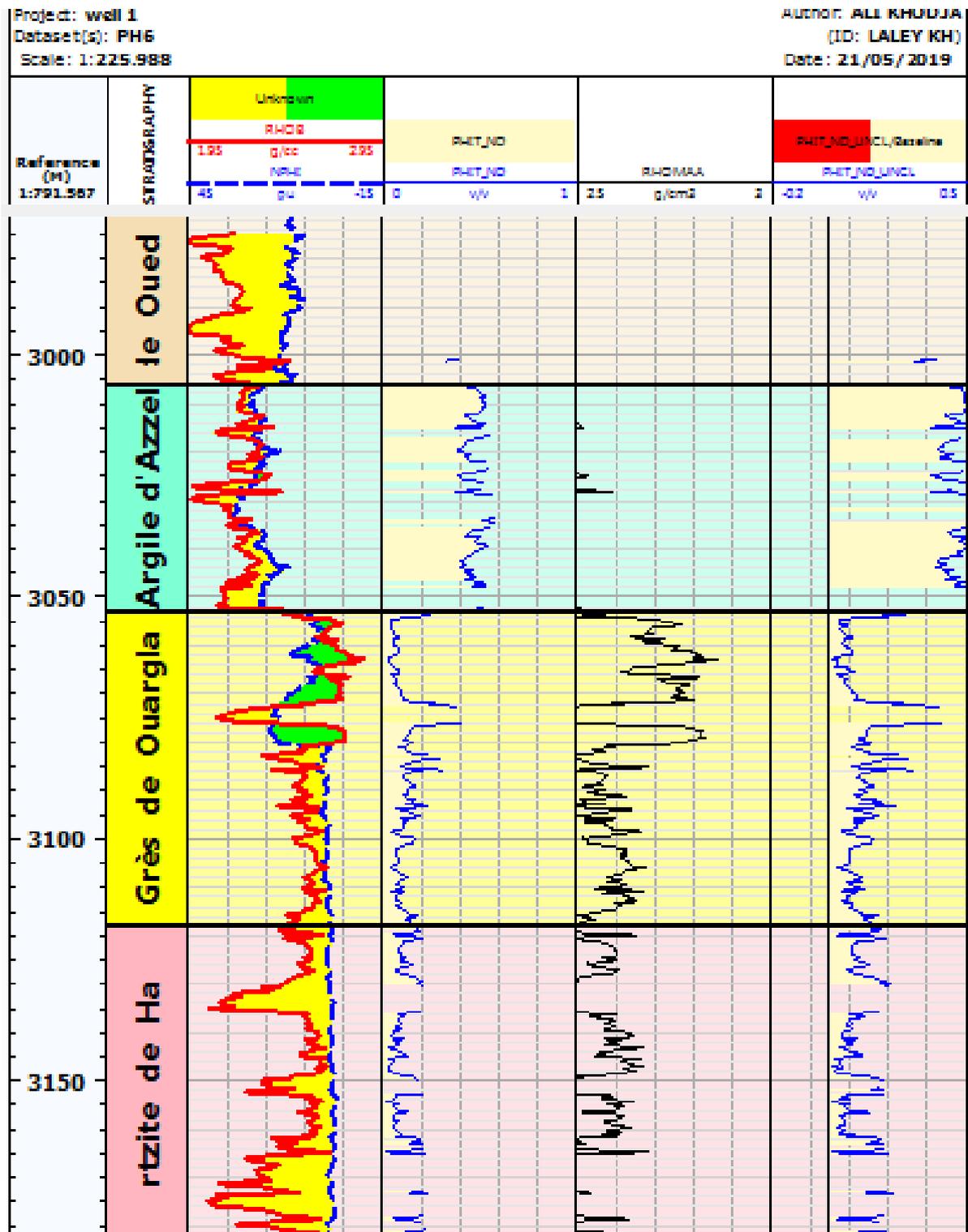


Figure III.10 : log du résultat de calcul de la porosité du puits Hr-101 par Techlog.

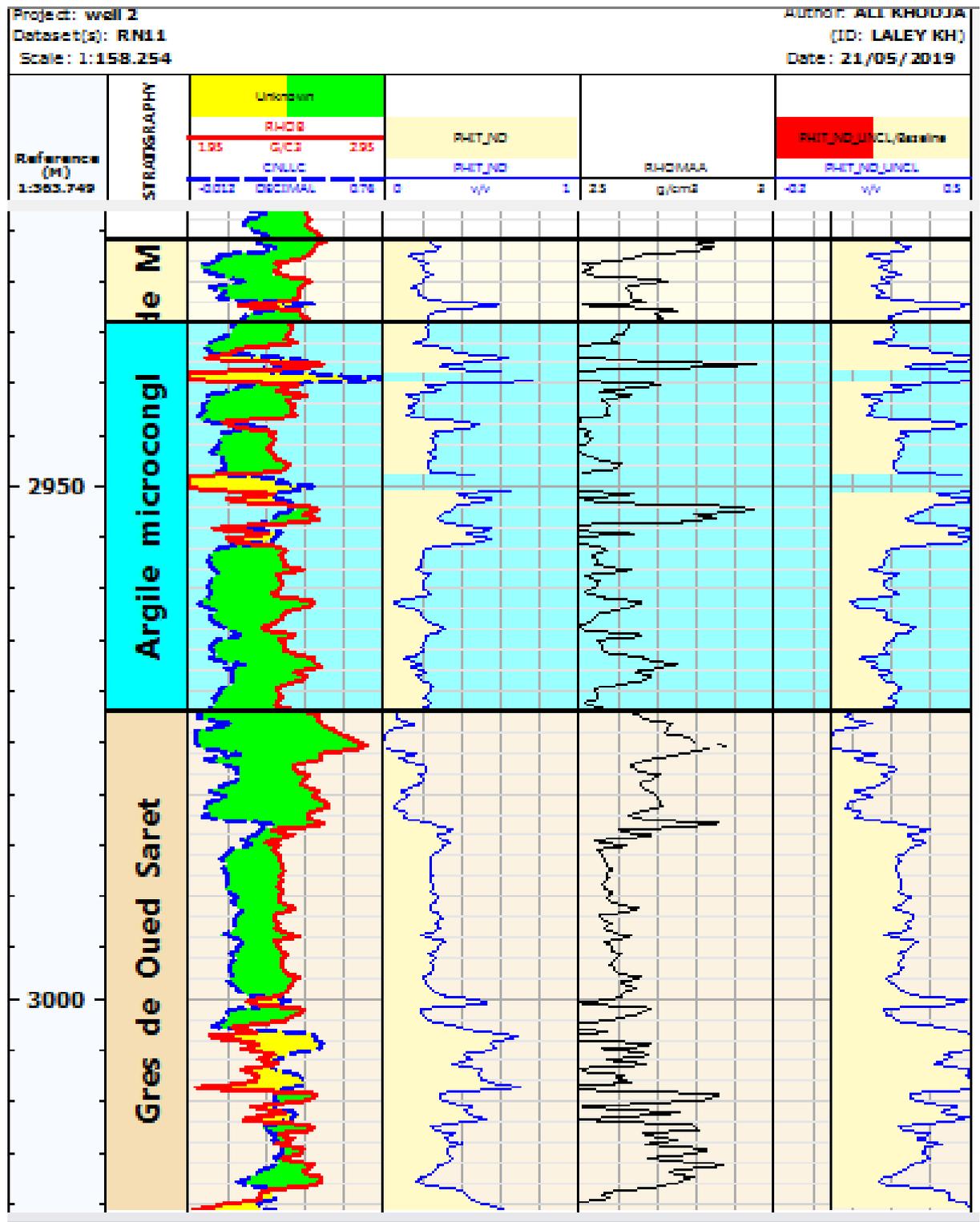


Figure III.11 : log du résultat de calcul de la porosité du puits Hr-102 par Techlog.

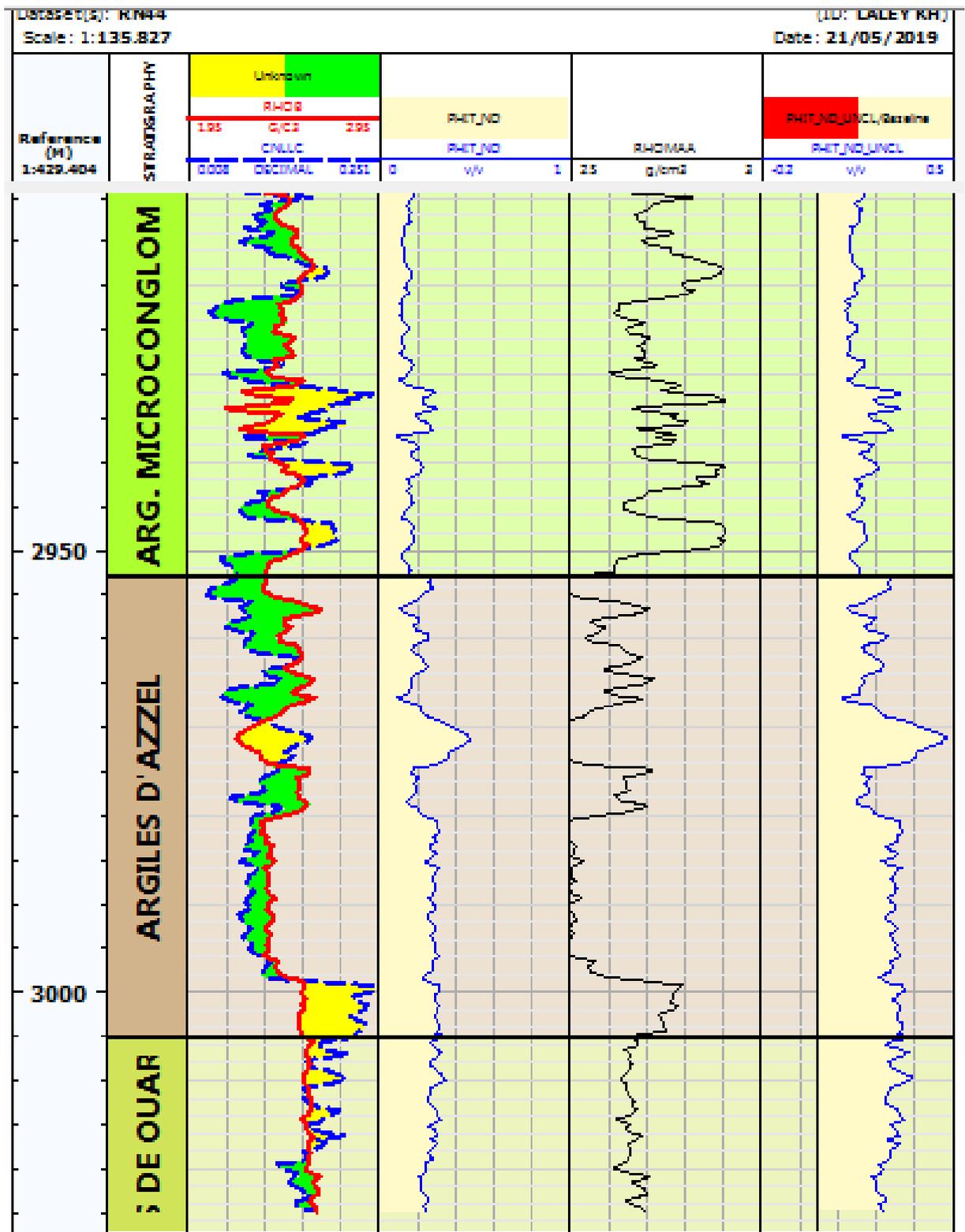


Figure III.12 : log du résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-103 par Techlog.

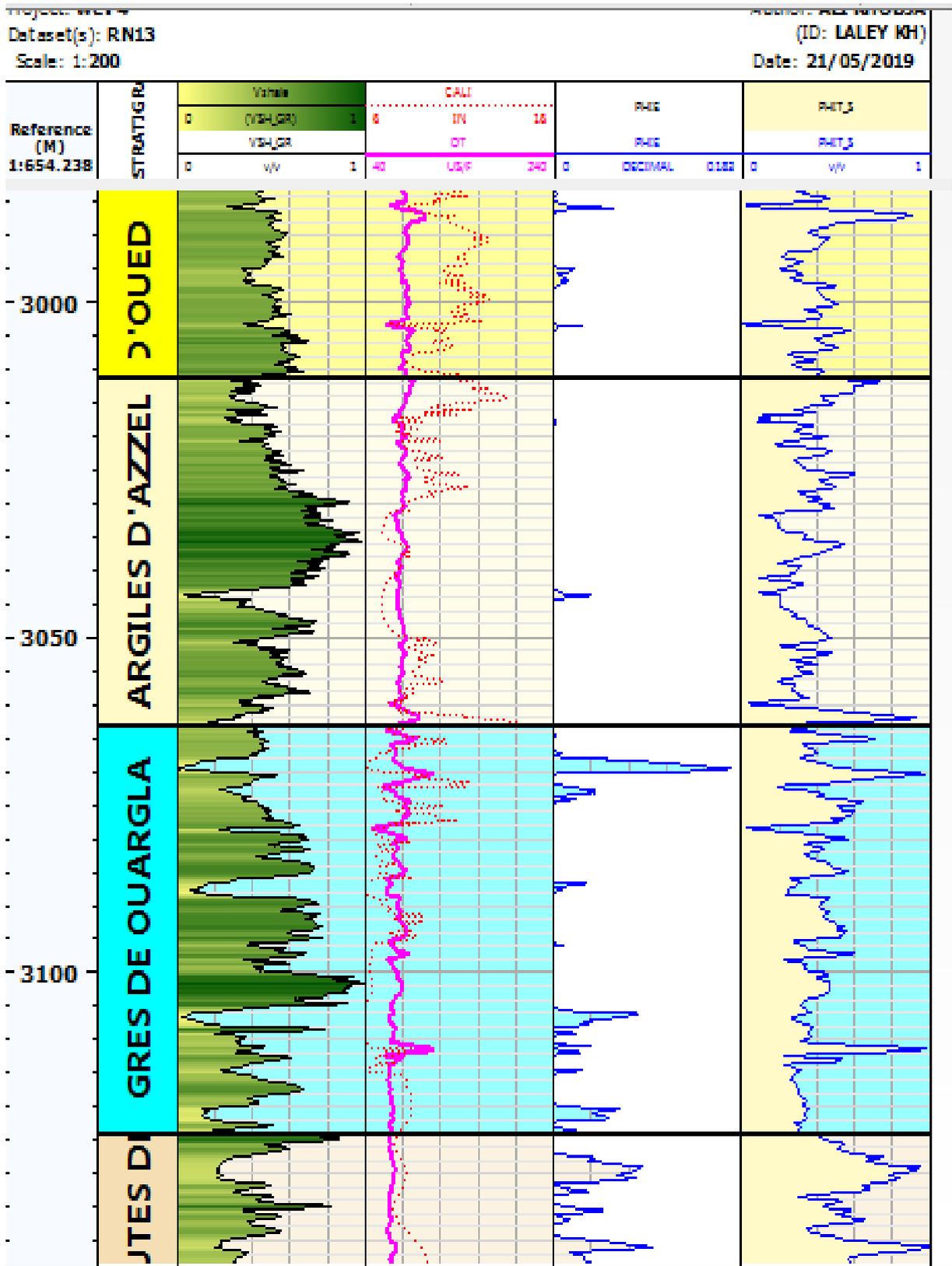


Figure III.13 : log du résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-104 par Techlog.

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

Tableau III.11 : Résultat de calcul de la porosité du puits Hr-101 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité min(%)	Porosité max(%)	Porosité moy (%)
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	31.1	40.8	33.33
	Argile d'azzel	3006	3053	38.4	60.9	47.1
	Grès d'Ouargla	3053	3118	5.4	40.8	11.1
	Quartzite de hamra	3118	3312	2	23.4	8.07

Tableau III.12 : Résultat de calcul de la porosité du puits Hr-102 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité min(%)	Porosité max(%)	Porosité moy (%)
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	8.18	45	16.16
	Argile microconglom	2934	2972	6.01	77.07	26.9
	Grès d'oued saret	2972	3062	3	70.05	30

Tableau III.13 : Résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-103 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité min(%)	Porosité max(%)	Porosité moy (%)
HAZ – 103	Argile microconglom	2816	2953	6.3	32	14.5
	Argile d'azzel	2953	3005	9.3	49	25.9
	Grès d'Ouargla	3005	3070	19.1	35.4	27.3

Tableau III.14 : Résultat de calcul de la porosité du puits HAZ-104 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Porosité min(%)	Porosité max(%)	Porosité moy (%)
HAZ – 104	Grès d'oued saret	2917	3011	0	91	37
	Argile d'azzel	3011	3063	2	89	35
	Grès d'Ouargla	3063	3124	4	97	41
	Quartzite de hamra	3124	3170	13	99	54

III.5.3 Les résultats de calcul de saturation par Techlog :

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

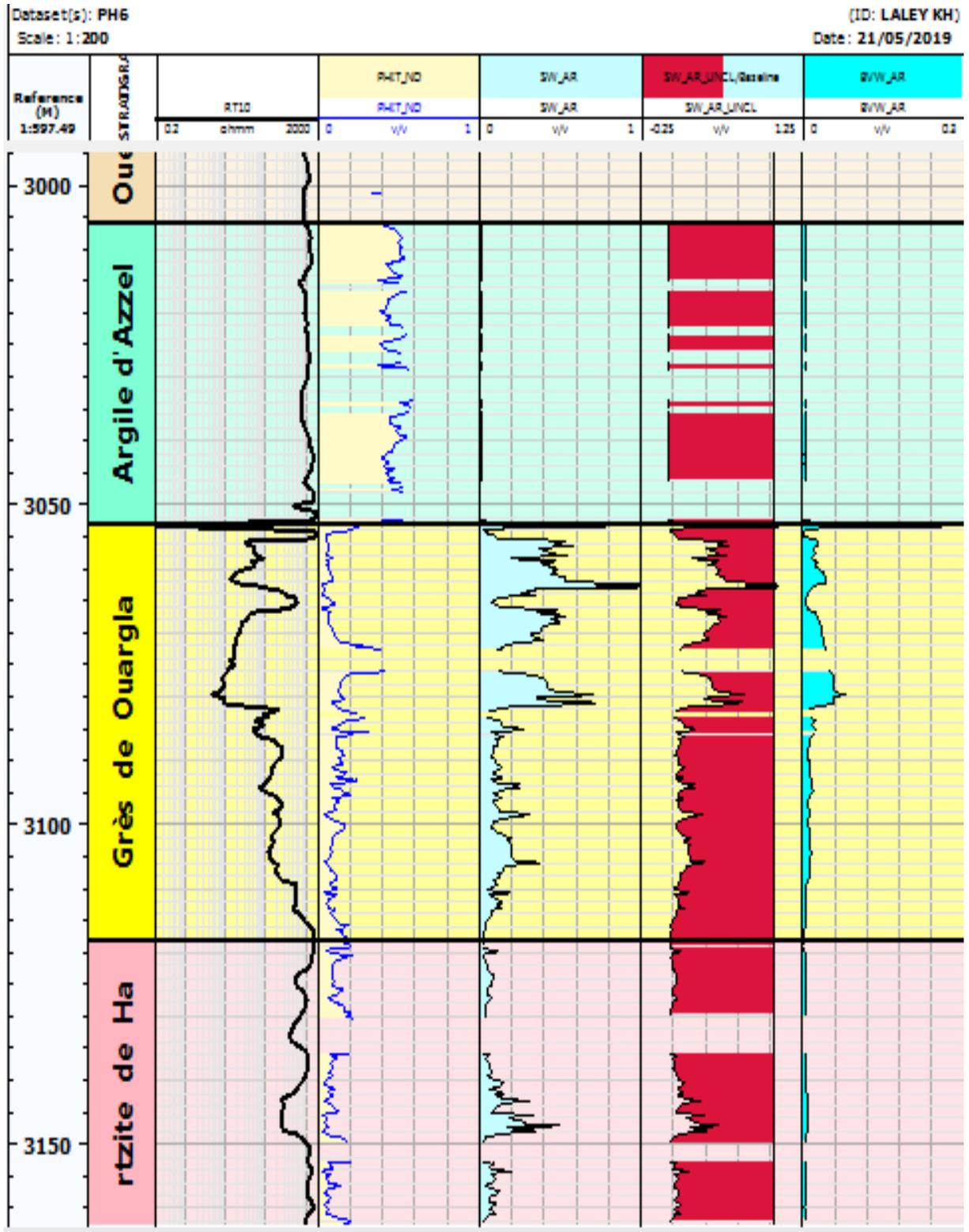


Figure III.14 : log du résultat de calcul de la saturation du puits Hr-101 par Techlog.

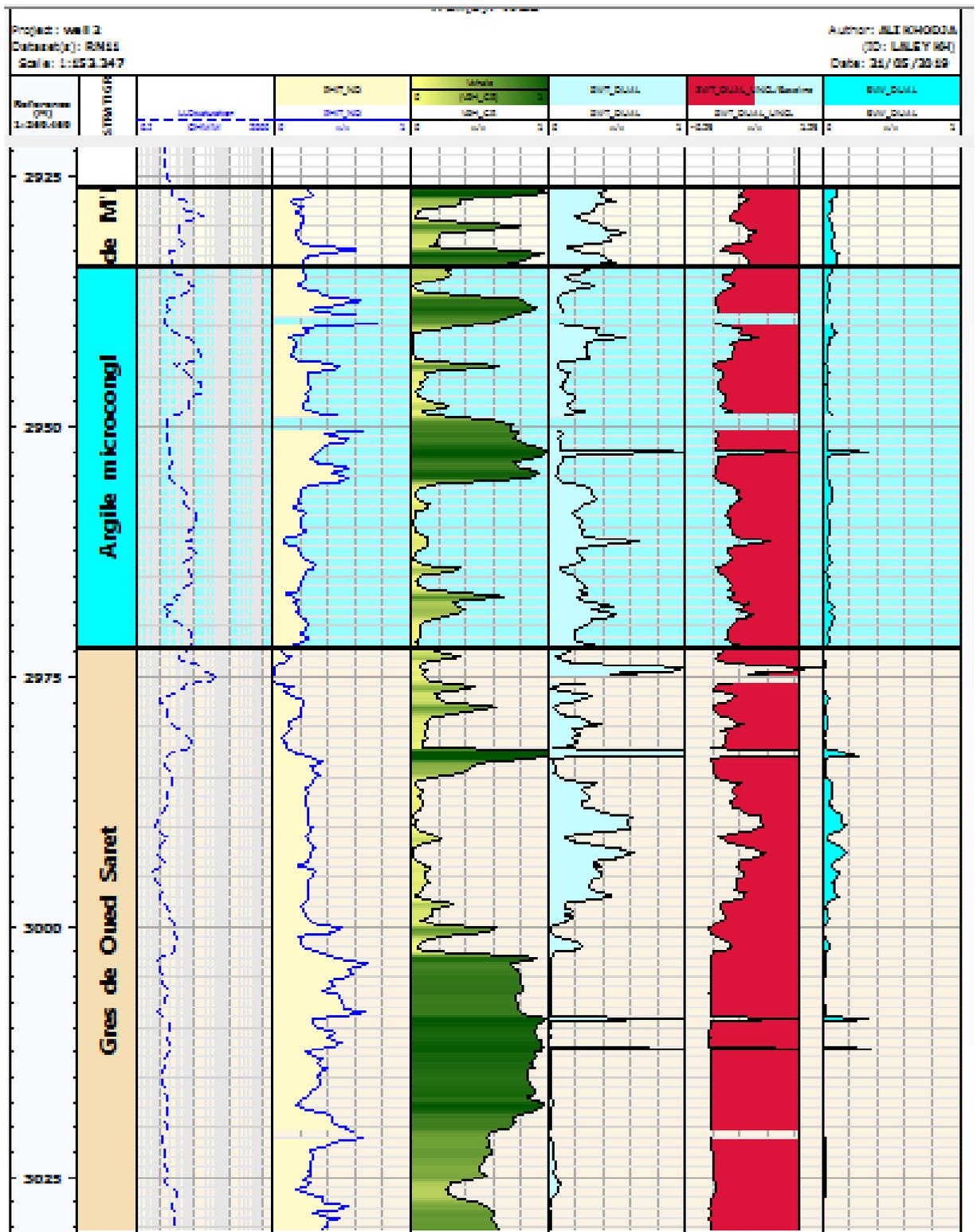


Figure III.15 : log du résultat de calcul de la saturation du puits Hr-102 par Techlog.

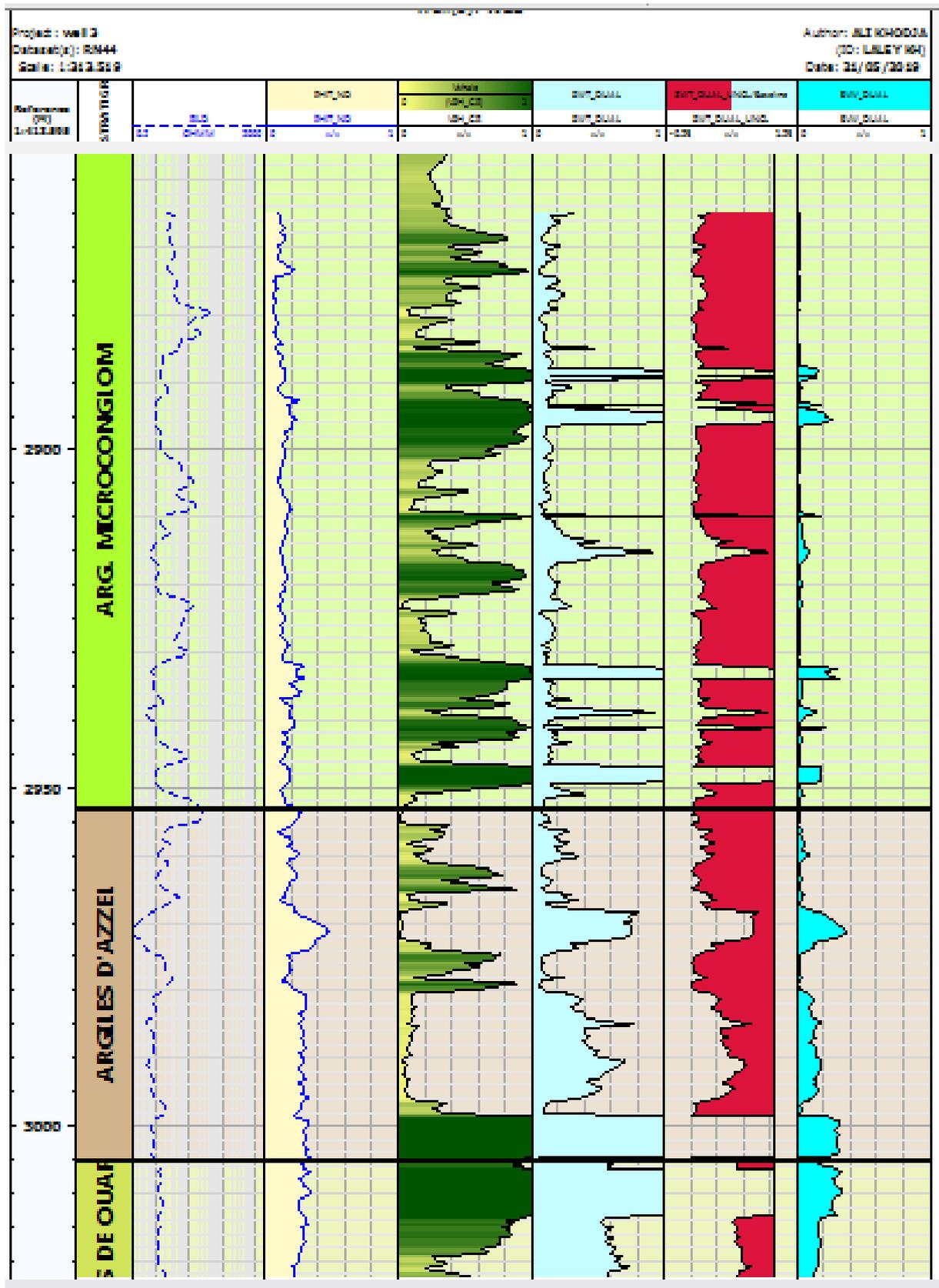


Figure III.16 : log du résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-103 par Techlog.

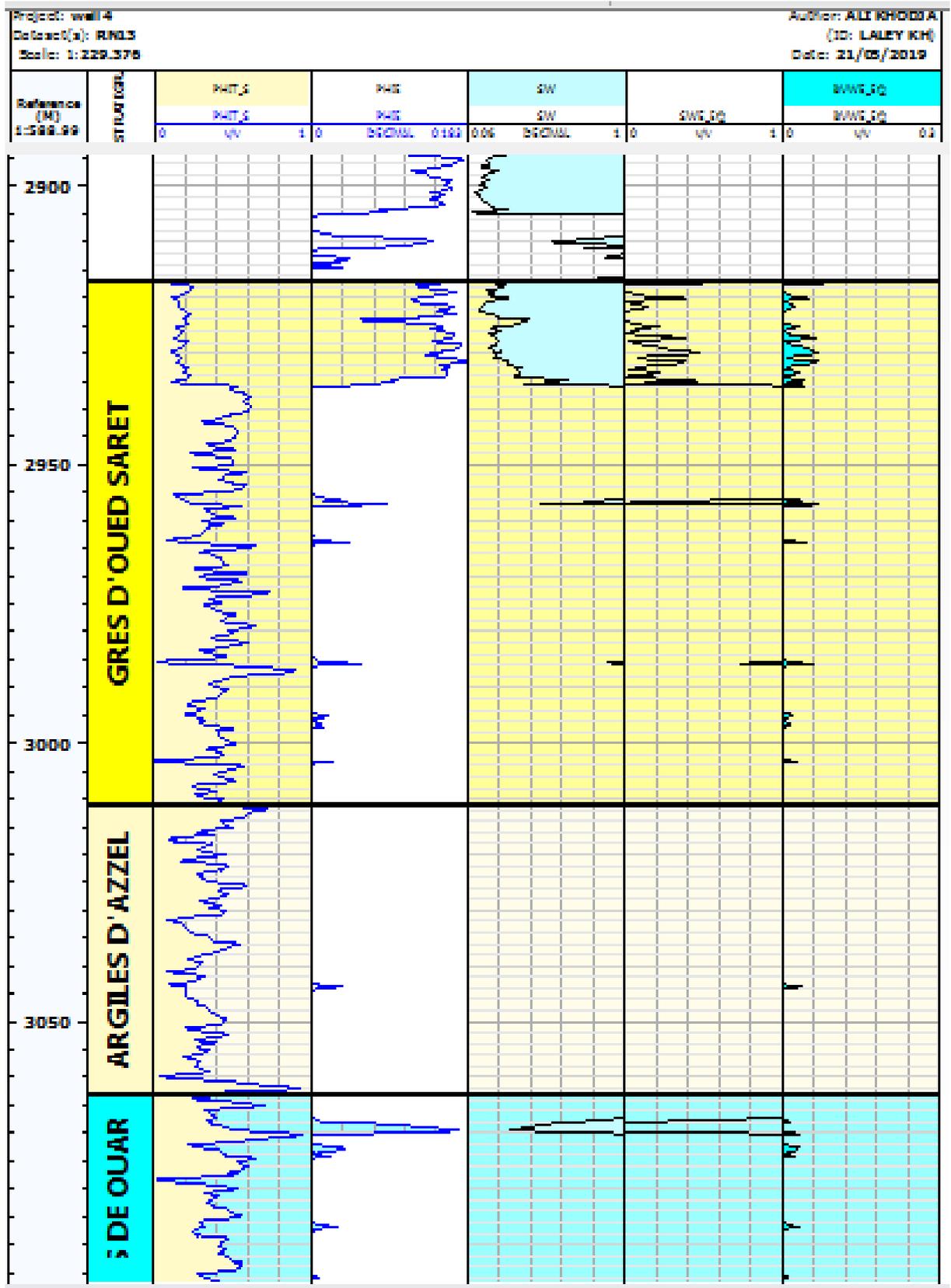


Figure III.17 : log du résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-104 par Techlog.

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

Tableau III.15 : Résultat de calcul de la saturation du puits Hr-101 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Sw min(%)	Sw Max(%)	Sw Moy(%)
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	1.5	1.9	1.7
	Argile d'azzel	3006	3053	0.7	22.9	1.2
	Grès d'Ouargla	3053	3118	1.8	100	22.8
	Quartzite de hamra	3118	3312	2.1	100	20.9

Tableau III.16 : Résultat de calcul de la saturation du puits Hr-102 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Sw min(%)	Sw Max(%)	Sw Moy(%)
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	24.4	100	75.01
	Argile microconglom	2934	2972	19.3	100	60.8
	Grès d'oued saret	2972	3062	44.4	100	92.4

Tableau III.17 : Résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-103 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Sw min(%)	Sw Max(%)	Sw Moy(%)
HAZ – 103	Argile microconгло	2816	2953	14.3	100	78.9
	Argile d'azzel	2953	3005	17	100	87.9
	Grès d'Ouargla	3005	3070	100	100	100

Tableau III.18 : Résultat de calcul de la saturation du puits HAZ-104 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	Sw min(%)	Sw Max(%)	Sw Moy(%)
HAZ – 104	Grès d'oued saret	2917	3011	11.3	100	85.2
	Argile d'azzel	3011	3063	100	100	100
	Grès d'Ouargla	3063	3124	31.7	100	98
	Quartzite de hamra	3124	3170	93.2	100	99

III.5.4 Les résultat de calcul de la perméabilité par Techlog :

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

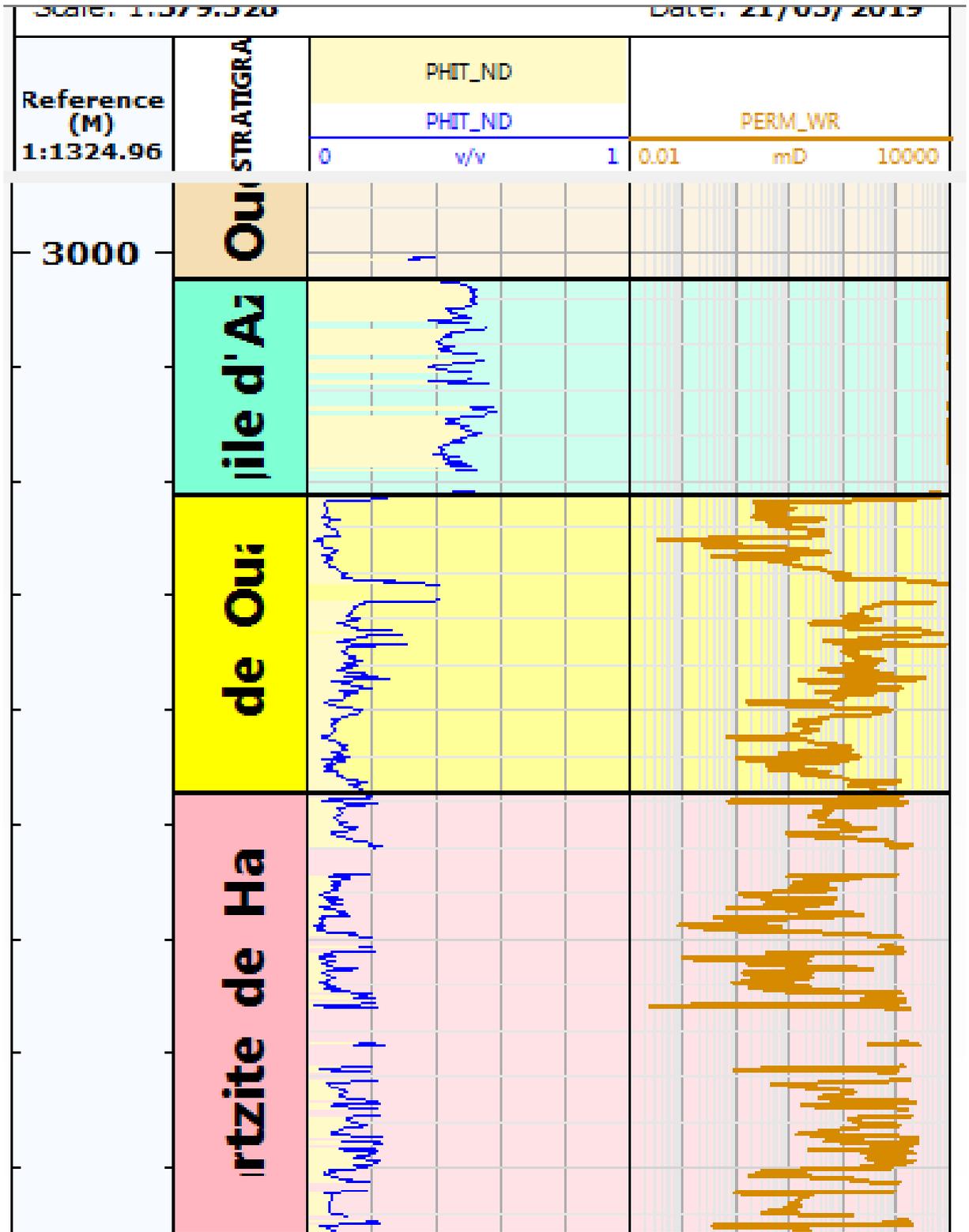


Figure III.18 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-101 par Techlog.

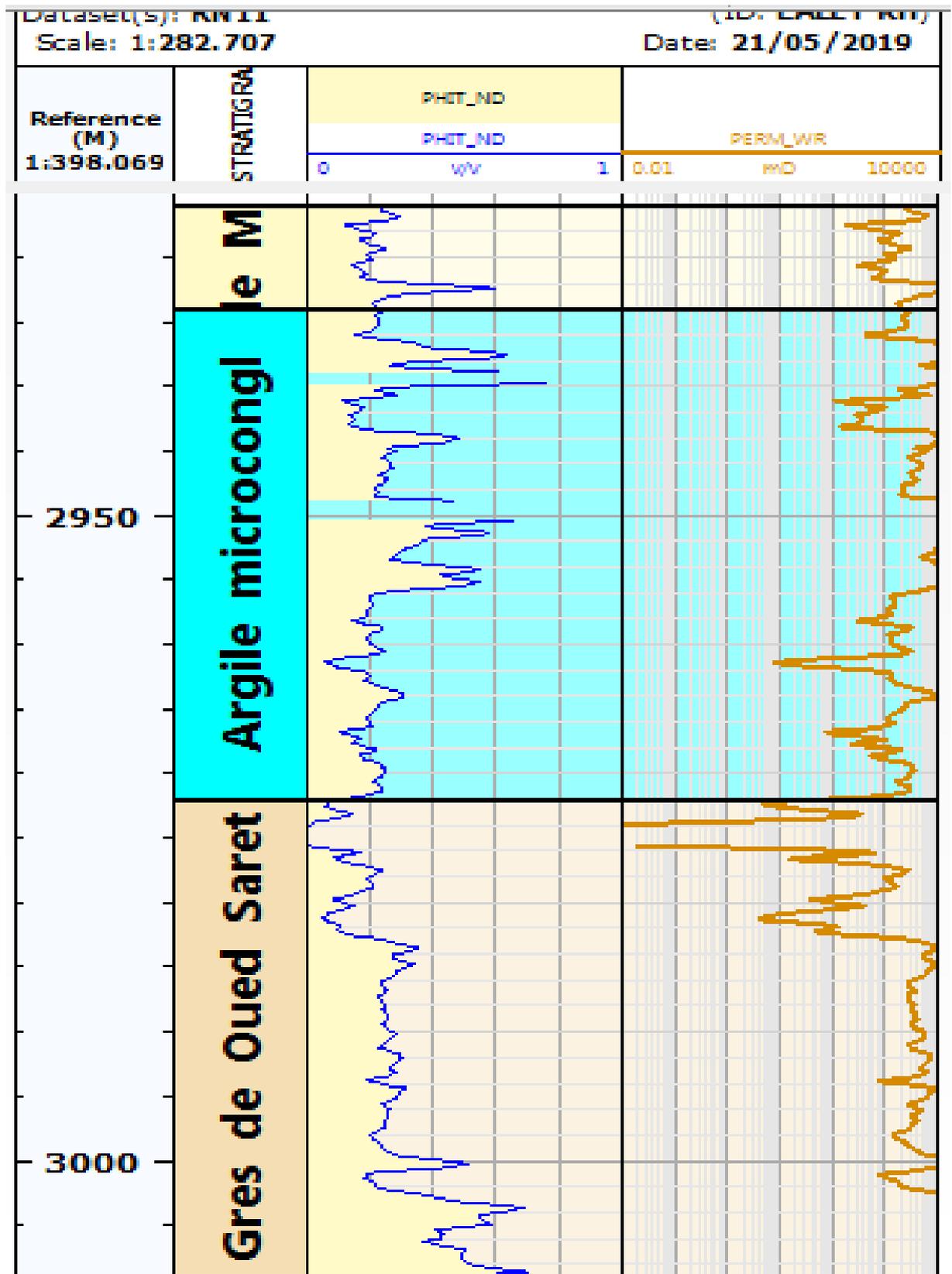


Figure III.19 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-102 par Techlog.

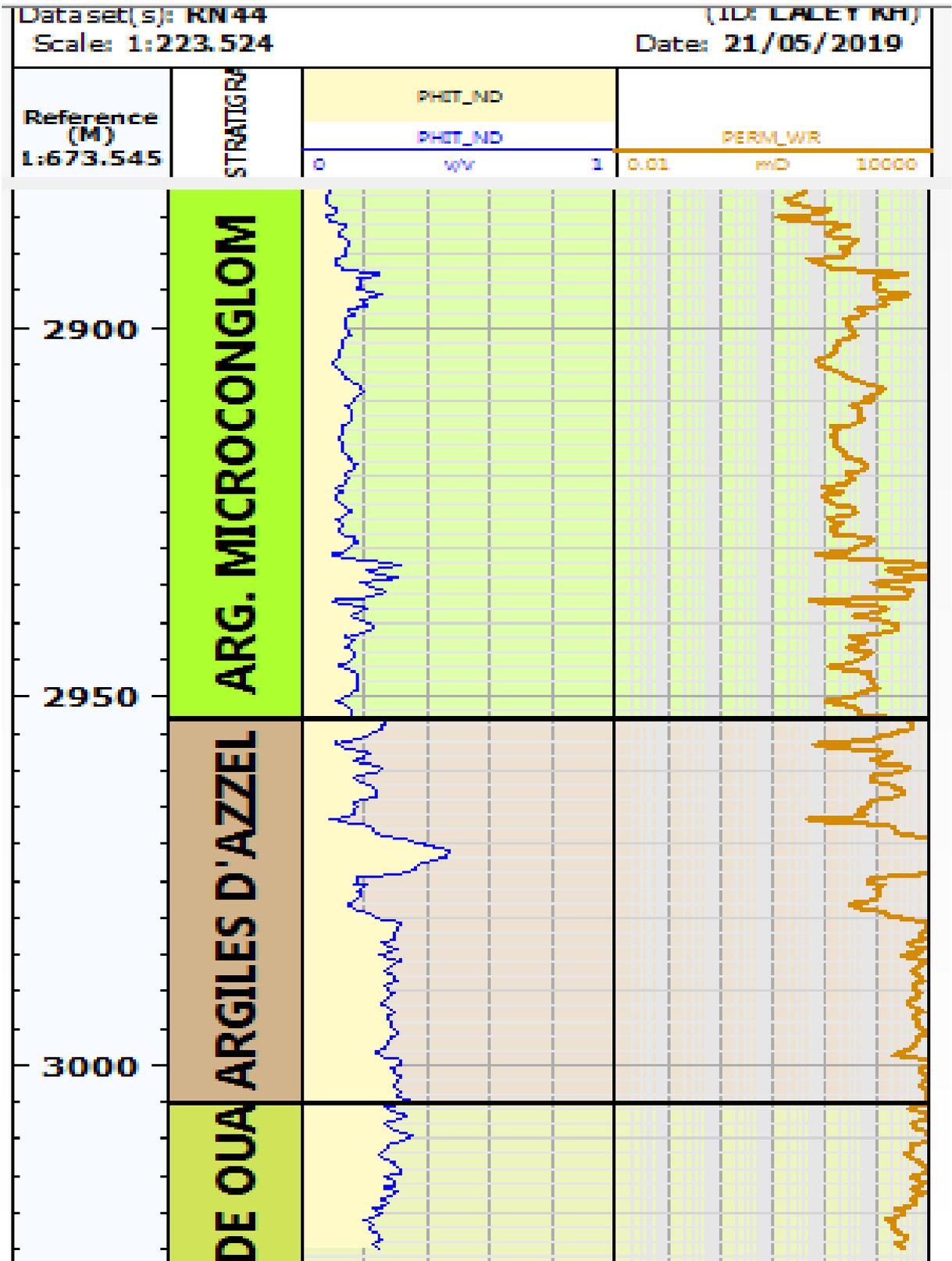


Figure III.20 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-103 par Techlog.

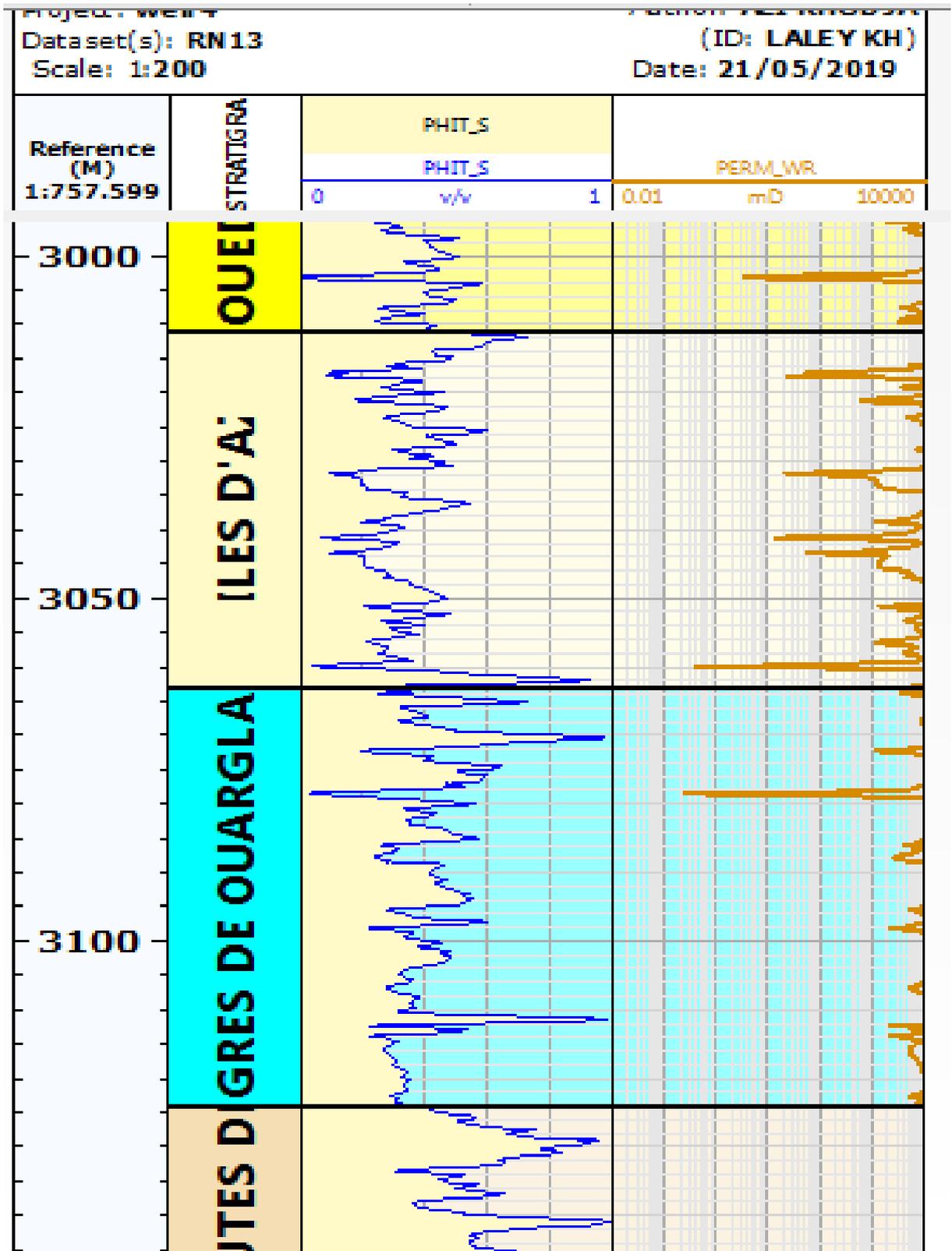


Figure III.21 : log du résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-104 par Techlog.

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

Tableau III.19 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-101 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	K min (mD)	K max (mD)	K moy (mD)
Hr – 101	Grès d'oued saret	2912	3006	90.85	2437.72	629.13
	Argile d'azzel	3006	3053	25.77	1582.80	471.36
	Grès d'Ouargla	3053	3118	0.35	2957.75	564.47
	Quartzite de hamra	3118	3312	0.005	2618.85	143.67

Tableau III.20 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits Hr-102 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	K min (mD)	K max (mD)	K moy (mD)
Hr – 102	Dalle de M'kratta	2926	2934	0	22.642	3.48
	Argile microconglom	2934	2972	0	60.182	8.39
	Grès d'oued saret	2972	3062	0	18.072	2.33

Tableau III.21 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-103 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	K min (mD)	K max (mD)	K moy (mD)
HAZ – 103	Argile microconгло	2816	2953	0	268.835	4.45
	Argile d'azzel	2953	3005	0	83.645	4.58
	Grès d'Ouargla	3005	3070	0	0.013	0.0004

Tableau III.22 : Résultat de calcul de la perméabilité du puits HAZ-104 par Techlog.

Puits	zone	Toit(m)	Mur(m)	K min (mD)	K max (mD)	K moy (mD)
HAZ – 104	Grès d'oued saret	2917	3011	0.4	1249	253.02
	Argile d'azzel	3011	3063	0	0.004	0.001
	Grès d'Ouargla	3063	3124	0	37.341	0.37
	Quartzite de hamra	3124	3170	0.2	26.7	4.83

III.6 Interprétation et analyse des résultats :

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

Avec :

$$X_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (\text{formule III.10})$$

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 Hr-101 :**

Tableau III.23 : récapitulation de résultats de l'interprétation du puits Hr-101

zone	Toit(m)	Mur(m)	Vsh (%) moy	Φ (%) moy	Sw (%) moy	Sh (%) moy	K (mD) moy
Grès d'oued saret	2912	3006	57	33.33	1.7	98.3	629.13
Argile d'azzel	3006	3053	46	47.1	1.2	-	471.36
Grès d'Ouargla	3053	3118	52	11.1	22.8	77.2	564.47
Quartzite de hamra	3118	3312	23	8.07	20.9	79.1	143.67

Le puits Hr-101 est composé de quatre zones :

- Grès d'oued saret avec une épaisseur de 94 m.
- Argile d'azzel avec une épaisseur de 47 m.
- Grès d'Ouargla avec une épaisseur de 65 m.
- Quartzite de hamra avec une épaisseur de 194 m.

D'après le tableau on remarque que la zone de grès d'oued saret a un meilleur paramètre pétrophysiques avec une porosité atteint 33.33 % et une faible saturation en eau de 1.7 % avec une forte saturation en hydrocarbure de 98.3 % donc c'est la meilleure zone productrice.

La zone d'argile d'azzel a une forte porosité et faible saturation en eau mais elle ne contient pas des hydrocarbures.

Les deux autres zones ont des bons paramètres pétrophysique bien que la porosité soit faible.

- **Puits Hr-102 :**

Tableau III.24 : récapitulation de résultats de l'interprétation du puits Hr-102.

zone	Toit(m)	Mur(m)	Vsh (%) moy	Φ (%) moy	Sw (%) moy	Sh (%) moy	K (mD) moy
Dalle de M'kratta	2926	2934	48	16.16	75.01	-	3.48
Argile microconglom	2934	2972	30	26.9	60.8	-	8.39
Grès d'oued saret	2972	3062	47	30	92.4	7.6	2.33

Le puits Hr-102 est composé de trois zones :

- Dalle de M'kratta avec une épaisseur de 8 m.
- Argile microconglomératique avec une épaisseur de 38 m.
- Grès d'oued saret avec une épaisseur de 90 m.

D'après le tableau on remarque que les zones de Dalle de M'kratta et d'Argile microconglomératique ont presque les mêmes paramètres pétrophysiques qui sont faible bien que la porosité soit forte.

La zone de Grès d'oued saret a la meilleure porosité de 30 % et forte saturation en eau de 92.4% mais une faible saturation en hydrocarbures.de 7.6 %.

- **Puits HAZ-103 :**

Tableau III.25 : récapitulation de résultats de l'interprétation du puits HAZ-103.

zone	Toit(m)	Mur(m)	Vsh (%) moy	Φ (%) moy	Sw (%) moy	Sh (%) moy	K (mD) moy
Argile microconglo	2816	2953	46	14.5	78.9	-	4.45
Argile d'azzel	2953	3005	32	25.9	87.9	-	4.58
Grès d'Ouargla	3005	3070	73	27.3	100	0	0.0004

Le puits HAZ-103 est composé de trois zones :

- Argile microconglomératique avec une épaisseur de 137 m.
- Argile d'azzel avec une épaisseur de 48 m.
- Grès d'Ouargla avec une épaisseur de 65 m.

D'après le tableau on remarque que la zone de Grès d'Ouargla a une bonne porosité de 27.3 % mais une forte saturation en eau de 100 % et d'argile de 73 % ce qui signifie que la présence d'hydrocarbure est manquante.

Les deux autres zones ont des paramètres mieux que la zone de Grès d'Ouargla bien que leurs porosités soient inférieures à celle de Grès d'Ouargla mais les deux zones ne contiennent pas des hydrocarbures.

- **Puits HAZ-104 :**

Tableau III.26 : récapitulation de résultats de l'interprétation du puits HAZ-104.

zone	Toit(m)	Mur(m)	Vsh (%) moy	Φ (%) moy	Sw (%) moy	Sh (%) moy	K (mD) moy
Grès d'oued saret	2917	3011	48	37	85.2	14.8	253.02
Argile d'azzel	3011	3063	54	35	100	-	0.001
Grès d'Ouargla	3063	3124	46	41	98	2	0.37
Quartzite de hamra	3124	3170	34	54	99	1	4.83

Le puits HAZ-104 est composé de quatre zones :

- Grès d'oued saret avec une épaisseur de 94 m.
- Argile d'azzel avec une épaisseur de 52 m.
- Grès d'Ouargla avec une épaisseur de 61 m.
- Quartzite de hamra avec une épaisseur de 46 m.

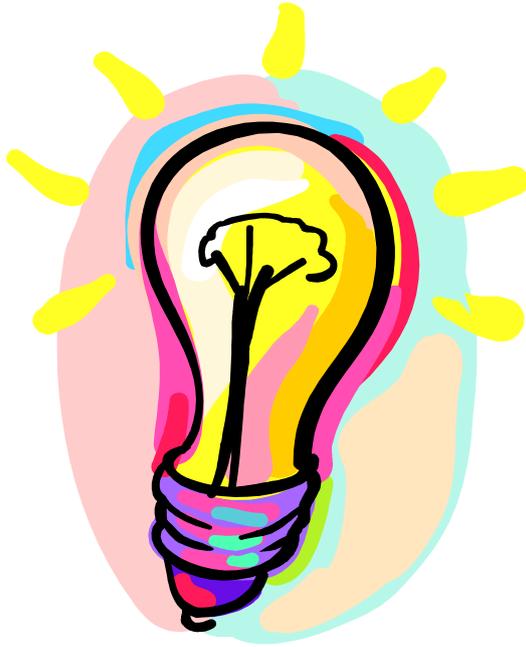
D'après le tableau on remarque que les paramètres pétrophysiques des quatre zones sont presque convergés.

La zone de Grès d'oued saret représente la zone la plus productrice, par contre que les autres zones.

Conclusion:

D'après l'analyse des résultats obtenus par le logiciel, on a remarqué que la zone du grès d'oued saret a des bons paramètres pétrophysiques par rapport aux autres zones qui ont des résultats homogènes.

Donc, on peut considérer que cette zone de grès d'oued saret est une zone très prometteuse vue leur paramètres très intéressant.



Conclusions générale



Conclusion générale

L'exploration est parmi des étapes les plus importantes de l'industrie pétrolière. Interprétation sismique et l'analyse pétrophysique des puits pourrait être utilisée conjointement pour calculer les réserves par l'utilisation des logiciels spéciale pour ce domaine, qui aident à accélérer les calculs et donner des résultats précis.

Dans ce travail, nous avons évalué une interprétation pétrophysique de réservoir de l'ordovicien de la région de « Rhourde Nouss » à partir des données de diagraphies disponibles de réservoir du ce champ.

A l'aide de logiciel Techlog de Schlumberger qui a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir (porosité, perméabilité...) à travers ses modules interactifs.

Les résultats de l'étude de réservoir d'ordovicien du champ de Rhourde Nouss pour les quatre puits montre que :

- ❖ La porosité la plus faible par rapport aux autres puits est de 8.07 %
- ❖ La saturation moyenne en eau est de 70.3 %
- ❖ Le volume d'argile moyen est de 45.6 %
- ❖ Le réservoir présente une épaisseur de 252 m.

D'après l'analyse des résultats obtenus par le logiciel, on a remarqué que la zone du grès d'oued saret a des bons paramètres pétrophysiques par rapport aux autres zones qui ont des résultats homogènes.

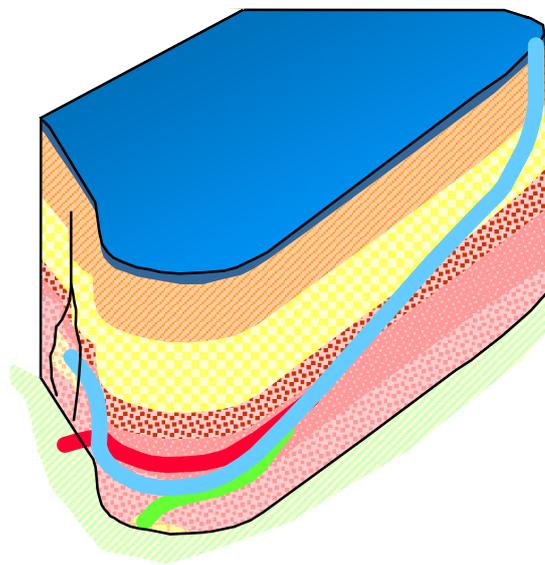
Donc, on peut considérer que cette zone de grès d'oued saret est une zone très prometteuse vue leur paramètres très intéressant.

Perspectives et recommandations :

- ❖ Les différents paramètres pétrophysiques calculés pour les réservoirs considérés dans cette étude ont été réalisés en s'appuyant uniquement sur les données des diagraphies fournissent par sonatrach, qui peuvent imposer diverses erreurs de calcul dans les résultats finaux.
- ❖ Afin d'augmenter le niveau de confiance dans ces résultats, je recommande le carottage des zones réservoirs dans tous les puits de cette région. Ces carottes doivent donc être soumises à d'autres études en laboratoire pour mesurer les différents paramètres pétrophysiques calculés dans cette étude.

- ❖ Pour une meilleure estimation de la perméabilité on nécessite la connaissance détaillée des paramètres de roches tels que la taille des pores, surface spécifique, fluide de saturation irréductible, qui peut être obtenus par différents tests de laboratoire.
- ❖ Choisir le drain de forage d'après l'analyse pétrophysique de chaque zone de réservoir.

Bibliographie



Bibliographie

- [1] SONATRACH - Activité Exploration Production - Division Production.
- [2] Report on reservoir engineering study of certain fields in the Rhourde Nouss region-Algeria –De Golyer and MacNaughton -February 1999.
- [3] <http://www.carte-algerie.com/carte-algerie-region-departement.html> 17/06/2019
- [4] Mahdaoui Meriem-INTERPRETATION DES JEUX DIAGRAPHIQUES DU RESERVOIR TRIASIQUE (TAGS). EXEMPLE DE RHOURE NOUSS-RHOURE ADRA (BASSIN DE BERKINE, SAHARA NORD ORIENTAL)- UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCEN-2017
- [5] Benhamida Mohammed Amine. Bekkouche Mohamed El Amine -Interprétation et analyse des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies différées du réservoir gréseux dans les puits : HGA45, MD680, MD689, OML142. (Champ de Hassi Messaoud). UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA – 2017.
- [6] Belayachi Siali, Brik Ramzi, Amer Kheira MASTER PROFESSIONNEL -Interprétations et analyses des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies différées par l'utilisation du IP dans le champ du Gassi El Agreb.-2018.
- [7] ZAHI_AZZABI-Interprétation et Analyse des Paramètres
- [8] Professeur D. Chapellier, DIAGRAPHIES ACQUIFERES, cours online de géophysique, Université de lausanne, institut français du pétrole.
- [9] Ecole National d'Ingénieurs de Sfax-Département de Génie-Géologie-Option :Géoressources- Cours réalisé par : RiadhAHMADI
- [10] Professeur D. Chapellier Assistant L. Baron-Cours de Diagraphies Différées - Option Réservoirs –institut français du petrole -universite de lausanne
- [11] Aperçu sur la diagraphie différée : <http://dlibrary.univ-boumerdes.dz>.
- [12] AYAD Fayza - BOUCHEKIROU Sid Ali-Evaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI du puits Chebet El Nakhla-2. Bassin Oued Mya Master 2017-2018.

[13] Timur, A., (1968): «An investigation of Permeability, Porosity, and Residual water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. Log Analyst».

[14] <https://en.wikipedia.org/wiki/Techlog>. 29/04/2019

[15] https://www.academia.edu/23070178/important_pdf_about_techlog_software.29/04/2019.

[16] <https://www.software.slb.com/products/techlog/techlog-petrophysics>. 25/04/2019.

[17]Simandoux, P., (1963): «Dielectric Measurements on Porous Media: Application to measurement of water saturation. Study of the behavior of argillaceous formation. SPWLA, Houston».

Résumé : La région de Rhourde Nouss est située dans la wilaya d'ILLIZI à 280 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud, et à environ 1000 Km d'Alger. Dans cette région de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues. L'objectif de notre étude est basé sur la caractérisation pétrophysiques de réservoir d'ordovicien, pour ce but nous avons ciblé quatre puits sont forés dans le cadre de développement de la région de Rhourde Nouss (Hr-101, Hr-102, HAZ-103 et HAZ-104), et obtenir l'enregistrement des diagraphies (GR-DSL Résistivité, Sonic, Densité-Neutron) qui permette de construire les logs a travers du logiciel « Techlog » de Schlumberger. Les données des logs nous ont permis de faire l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir tel que : la porosité, la perméabilité et la saturation, afin d'arriver à une meilleur reconnaissance de notre réservoir. Etant donné que, notre étude a révélé que : l'unité du grès d'oued saret a des bons paramètres pétrophysiques par rapport aux autres unités qui ont des résultats homogènes, par conséquent cette unité c'est la plus prometteuse.

Mots-clés : Rhourde Nouss, ordovicien, hydrocarbures, Schlumberger, paramètres pétrophysiques, enregistrement des diagraphies, réservoir, Techlog.

ملخص: تقع منطقة رورد نوس في ولاية إيليزي على بعد 280 كم جنوب شرق حاسي مسعود، وحوالي 1000 كم من الجزائر العاصمة. في هذه المنطقة تم التعرف على العديد من تراكمات الهيدروكربونات. الهدف من دراستنا هو التوصيف البتروفيزيائي لخزان أوردوفيك، ولهذا قمنا باستهداف أربعة آبار يتم حفرها في إطار تطوير منطقة رورد نوس (Hr-101, Hr-102, HAZ-103 et HAZ-104) والحصول على السجلات البئرية (Résistivité, Sonic, Densité-neutron) التي تسمح بإنشاء السجلات من خلال برنامج "تيكلوغ" الخاص بشلمبرجير. سمحت لنا بيانات السجل بتقييم المعلمات البتروفيزيائية للخزان مثل: المسامية والنفذية والتشبع، من أجل التوصل إلى اعتراف أفضل بخزاننا. منذ أن كشفت دراستنا أن وحدة وادي ساريت الصخرية لها مقاييس بتروفيزيائية جيدة مقارنة بالوحدات الأخرى التي لها نتائج متجانسة، وبالتالي فإن هذه الوحدة هي الواعدة أكثر.

الكلمات المفتاحية: رورد نوس، أوردوفيك، الهيدروكربونات، شلمبرجير، المعلمات البتروفيزيائية، التسجيل، الخزان، تيكلوغ.

Summary: The region of Rhourde Nouss is located in the wilaya of ILLIZI 280 km south-east of Hassi Messaoud, and about 1000 km from Algiers. In this region, many accumulations of hydrocarbons have been recognized. The objective of our study is based on petrophysical characterization of Ordovician reservoir, for this purpose we have targeted four wells are drilled in the framework of development of Rhourde Nouss region (Hr-101, Hr-102, HAZ- 103 and HAZ-104), and obtain logging logs (GR-DSL, Resistivity-Sonic, Density-Neutron) which allows to build the logs through Schlumberger's "Techlog" software. The log data allowed us to evaluate the petrophysical parameters of the reservoir such as porosity, permeability and saturation, in order to arrive at a better recognition of our reservoir. Since our study revealed that: the wadi saret sandstone unit has good petrophysical parameters compared to the other units that have homogeneous results, therefore this unit is the most promising.

Keywords : Rhourde Nouss, Ordovician, hydrocarbons, Schlumberger, petrophysical parameters, logging, reservoir, Techlog.