



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département des Mines et géologie

Memoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de Master

Filière : Génie Minier

Option : Exploitation des Mines

Présenté par

AYAD Fayza

BOUCHEKIROU Sid Ali

Thème

Evaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI du puits Chebet El Nakhla-2. Bassin Oued Mya.

Soutenu le 27/ 06 /2018 devant le jury composé de:

Président	MAA	GUELMAMI Ali	U.A.M.Bejaia
Promoteur	Pr	MAZA Mustapha	U.A.M.Bejaia
Co-Promoteur	MAA	MEGHERFI Karim	U.A.M.Bejaia
Examineur	MAA	SAADOUN Abderrazak	U.A.M.Bejaia

Promotion: 2017-2018

Remerciements

Au terme de ce travail, on exprime notre gratitude au bon Dieu de donné la force et la patience, Ces fabuleuses sans lesquelles on n'aurait pas pu puiser de nouvelles forces pour mener à bien notre tâche.

Nos remerciements s'adressent également à notre promoteur le monsieur le chef département MAZA Mostapha et notre Co- promoteur MEGHERFI Karim, qui a dirigé notre travaux avec beaucoup d'attention et dont les enseignements et les orientations, toujours été précieux et enrichissants.

On remercie les membres du jury Mr GUELMAMI Ali et Mr SAADOUN Abderrazak, qui nous font l'honneur de juger ce modeste travail.

Nous remercions l'ensemble du personnel de la Division DUAS ENAGEO ainsi que la Division Exploration SONATRACH, on cite en particulier :

Mr Ismail, Mr Hamza, Mr Fouad, Mr Roulâme, Mm Fatima qui a mis à notre disposition les moyens et la documentation nécessaire et qui ont veillé au bon déroulement du stage.

En fin nous remercions tous ceux qui nous aident de près ou de loin.

Dédicace

*C'est avec toute mon affection que
Je dédie ce modeste travail :*

*A Ma très chère mère qui m'a apporté sans cesse amour,
Soutien et encouragement ; et qu'elle trouve ici l'expression
de mes vives reconnaissances.*

*A celui qui m'a donné vie et qui m'as apporté sans cesse
son amour, mon père*

*Mes très chers frères : Mouhamed, Mourad, Ramdane et Khalede.
Mes très chères sœurs: Naima, Houria, Souhila, Dalila et Setria.*

*Mes aimées pour toujours Fatiha et malik,
A mon chère aimé Farhet.
A tout mes amis du spécialité des mines et géologie.*

AYAD Fayza

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail aux personnes qui me sont les plus chers
sur cette terre : Ma mère et mon Père*

A mes très chers frères : Lotfi et Redwane.

*A mes tantes que j'aime de tout mon cœur: Nouria, Lamia, Akila,
Samia, Yamina, Dina.*

A tout ma famille à Jijel.

A tout mes amis

*Cha3er, Zaki, Ni3oum, Na7tich, Bachir, Oussama, Hicheme, Sofiane, S
aleh, Nedjma, Rahim, Lakhdar, et Chouayb.*

A mon binôme Fayza

A tous ceux que j'aime.

Sid Ali

Sommaire

Sommaire:

Introduction générale :	01
-------------------------------	----

Chapitre I: Présentation et aperçu géologique

1. Généralités :	02
2. Situation géographique :	03
2.1 Bassin d'Oued Mya :	03
2.2 Localisation du puits CEN-2:	04
3. Situation géologique du bassin d'Oued Mya :	06
3.1 Sur le plan stratigraphique:	08
3.1.1 Le Paléozoïque	08
3.1.2 Le Mésozoïque	08
3.1.3 Le Cénozoïque.....	10
3.2 Plan structural :	12

Chapitre II: Description des outils d'acquisitions

1. Généralités:.....	13
2. Diagraphies différées :	14
2.1 Aperçu historique :	14
2.2. Diagraphie nucléaire :	16
2.2.1. Diagraphie de radioactivité naturelle :	16
2.2.2. Diagraphie de porosité :	17
2.3. Diagraphie sonique :	19
2.3.1. L'outil BHC (Bore Hole Compensated) :	20
2.4. Diagraphie électrique :	21
2.4.1. Diagraphie de résistivité :	21
2.4.2. Diagraphie à induction :	21
3. Notion pétrophysiques :	22
3.1. La roche :	22
3.2. Les grains :	22
3.3. Le ciment :	22
3.4. La matrice :	23
3.5. Argile:.....	23
3.6. Fluide :	24
3.7. Les faciès :	24
3.8. Réservoir :	24

Sommaire

4. Les paramètres pétrophysiques :	25
4.1. La porosité :	25
4.1.1. Méthodes diagraphiques du calcul des différentes porosités :	27
4.2 La résistivité :	28
4.3 La saturation :	29
5. Les paramètres influençant les mesures	29
6. Conclusion:.....	30

Chapitre III: Interprétation des données diagraphies

1. Introduction :	31
2. Méthodologie d'interprétation du puits CEN-2 :	31
2. 1 Acquisition des données :	31
2.2 Traitement des données	31
3. Interprétation qualitative :	33
3.1 Découpage lithologique et nature de formation :	33
3.1 Trias S4 :	33
3.2 Trias Argileux :	33
3.3 Trias T2 A :	35
3.4 Trias T1 B+C :	37
3.5 Série Inferieure et Grès d'el Atchane:	38
3.2 Etude minéralogique de formation géologique :	40
3.2.1 Le cross plot (POTA, THOR):	40
3.2.2 Cross plot (POTA, PE) :	43
3.3 Les propriétés physico-mécaniques :	46
3.3.1 Le Cross-plot (RHOB, NPHI) :	47
4. Interprétation quantitative :	49
4.1 Les paramètres de la matrice :	49
4.2 Les Paramètres d'argile :	50
4.3 Les paramètre pétrophysiques:	50
4.3.1 Résistivité :	50
4.3.2 Porosité :	50
4.3.3 Saturation en eau :	50
5. Analyse des résultats diagraphiques du puits CEN-2 :	55
5.1 Réservoir de trias argileux :	55
5.2 Réservoir de trias T2 A :	55
5.3 Réservoir de Trias T1 B+C :	56

Sommaire

6. Conclusion.....	58
Conclusion générale :.....	59
Bibliographie	
Annexe	
Résumé	

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Situation géographique.....	3
Figure I.2 : Plan de position du prospect Chebet El Nakhla-2 (CEN-2).....	4
Figure.I.3 : Plan de position du prospect (CEN-2) sur photo satellitaire.....	5
Figure I.4 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya.....	6
Figure I.5 : Coupe géologique du puits CEN-2.....	7
FigureI.6 : Coupe litho stratigraphique type de bassin d'Oued Mya.....	11
Figure I.7 : Résultats pétroliers des puits du périmètre de recherche Ghardaïa II.....	12

Chapitre II

Figure II.1:images représentant l'historique de la diagraphie.....	15
Figure II.2 : Interactions corpusculaires.....	17
Figure II.3 : Schéma du principe de la sonde neutron.....	19
Figure II.4 : Schéma du principe de la mesure de la vitesse du son.....	19
Figure II.5 : Schéma du principe de l'outil BHC.....	20

Chapitre III

Figure III.1: log d'une partie de forage du CEN-2 réalisé avec le logiciel Tec log.....	32
Figure III.2: log du Trias S4 et trias argileux réalisé avec le logiciel Tec log.....	34
FigureIII.3: log du Trias T2 A réalisé avec le logiciel Tec log.....	36
FigureIII.4: log du trias T1 B+C. réalisé avec le logiciel Tec log.....	37
FigureIII.5: log de la série inferieure réalisé avec le logiciel Tec log.....	39
Figure III.6: Cross plot (POTA, THOR) du Trias S4 (CEN-2).....	41
FigureIII.7: Cross plot (POTA, THOR) du trias argileux (CEN-2).....	41
Figure III.8: Cross plot (POTA, THOR) du Trias T2.....	42
Figure III.9 Cross plot (POTA, THOR) du Trias B+C.....	42
Figure III.10: Cross plot (POTA, THOR) de la Série inferieure (CEN-2).....	43
Figure III.11: Cross plot (POTA, THOR) des Grès El Atchane (CEN-2).....	43
FigureIII.12: Cross plot (POTA, PE du Trias S4 (CEN-2).....	44
Figure III.13: Cross plot (POTA, PE) du Trias argileux (CEN-2).....	44
Figure III.14: Cross plot (POTA, PE) du Trias T2A.....	45
Figure III.15: Cross plot (POTA, PE) du Trias T1 B+C (CEN-2).....	45
Figure III.16: Cross plot (POTA, PE) de la Série inferieur (CEN-2).....	46
Figure III.17: Cross plot (POTA, PE) du Grès d'El Atchane (CEN-2).....	46
Figure III.18: Cross plot (NPHI, RHOB) du Trias Argileux (CEN-2).....	47
Figure III.19: Cross plot (NPHI, RHOB) du Trias T2 A (CEN-2).....	48

Liste des figures

Figure III.20: Cross plot (NPHI, RHOB) du Trias T2 B+C (CEN-2).....	48
Figure III.21: Cross plot (NPHI, RHOB) de la Série Inferieur (CEN-2).....	48
Figure III.22: Cross plot (NPHI, RHOB) des Grès d'El Atchane (CEN-2).....	49

Liste des tableaux

Chapitre III:

Tableau III.1: Détermination des paramètres de la matrice	49
Tableau III.2 : Détermination des paramètres d'Argile	50
Tableaux III.3: résultat du paramètre pétro physique pour le Trias Argileux :	51
Tableaux III.4 : résultat du paramètre pétro physique pour le T2 A :.....	52
Tableaux III.5 : résultat du paramètre pétro physique pour le T1 B+C	52
Tableaux III.6 : résultat du paramètre pétrophysiques pour la série inferieur	54
Tableaux III.7 : résultat du paramètre pétro physique pour les Grès d'El Atchane	54

Liste d'abréviations

Liste d'abréviations:

(CEN-2): La structure du champ Chebet El Nakhela

N-S: direction Nord Sud

NO-SE: direction Nord-Ouest et Sud Est

E_p: Epaisseur (m)

(TAGI): Trias Argilo-Gréseux Inférieur

MAXIS 500: Unités utilisé pour Schlumberger

ECLIPSE: Unités utilisé pour Western Atlas

Z_{sol}: altitude du sol

Z_{table}: altitude de la table de rotation

U²³⁸: Uranium

Th²³²: thorium

K⁴⁰: potassium

⁶⁰Co: formule chimique de l'élément cobalt

¹³⁷Cs: formule chimique de l'élément césium

PPM: partie par million

(Ø_u) : porosité utile

IH_n: Indice d'hydrogène Neutron

CNL: Compensated neutron log

R_{xo}: La résistivité de la zone lavée

R_T: Résistivité total

F: Facteur de formation

R_w: la résistivité de l'eau

R_{md}: la résistivité du made cake

Liste d'abréviations

V_{sh}: volume d'argile

(CaCo3): la calcite

Ø_t: Porosité total

S_w: la saturation en eau

PHIN: porosité de neutron

RHOB: densité de neutron

POTA : abréviation du logiciel pour le potassium

THOR: abréviation du logiciel pour le thorium

PE: abréviation du logiciel pour le Phtoelectric factor

Limstone: abréviation de logiciel (grés)

Sandstone: abréviation de logiciel (calcaire).

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale :

Le Sahara Algérien a connu ces dernières années un important développement en matière de découvertes de nouveaux gisements d'hydrocarbures. Les hydrocarbures, première source d'énergie dans le monde, occupent une large place dans l'économie mondiale.

Le Bassin d'Oued Mya qui a connu ces dernières années des grandes découvertes surtout au niveau de Trias Argileux Gréseux Inferieur (T.A.G.I), constitue actuellement l'un des premiers objectifs de l'exploration pétrolière en Algérie.

Dans ce cadre s'incréé le présent travail, qui consiste à acquies, traiter, interpréter des logs et évaluer des paramètres pétrophysiques du réservoir (T.A.G.I), du puits CEN-2, en utilisant logiciel de « Tech log ».Pour l'objectif de définir la lithologie, déterminer les propriétés physico-mécaniques des différentes couches stratigraphique, ainsi la présence et la répartition des minéraux constituant les couches du réservoir étudié.

Notre stage pratique a été effectué au niveau de la Sonatrach "Division Exploration" à Hassi Messaoud, et au niveau de l'institut national du pétrole à Boumerdes. Un troisième stage a été effectué à la Sonatrach "Division Evaluation Pétrophysiques" à Alger pour l'application du logiciel du Tech log.

Afin d'atteindre l'objectif le travail a été répartie en trois grandes parties :

- Chapitre I: présentation et aperçu géologique de la zone d'étude;
- Chapitre II: Description des outils d'acquisition ainsi;
- Chapitre III: Interprétation des données diagaphiques du puits CEN-2;

Et nous terminons notre étude par une conclusion générale.

Chapitre I

Présentation et aperçu géologique



1. Généralités :

La plate-forme saharienne appartient au Craton Nord-africain, elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. En générale les réservoirs d'hydrocarbures sont liés au Paléozoïque et au Mésozoïque sur la plate-forme Saharienne.

La province triasique, dite également province Nord orientale du Sahara, est située dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne. La superficie approximative de cette province est de 300 000 km², elle fait l'objet de plusieurs études et contient les plus grandes découvertes en Algérie. Cette province est comprise entre le bassin du grand erg oriental à l'Est et la frontière tunisienne, la flexure Sud atlasique au Nord et le grand erg occidental à l'Ouest. Au Sud elle est limitée par le domaine d'existence des formations triasiques. C'est une ligne sinueuse qui va de l'Est du bassin du Béchar jusqu'au Nord du bassin d'Illizi.

La province triasique est un soubassement antécambrien, métamorphique constituant la plate-forme saharienne où les dépôts étalés du Paléozoïque seront affectés par la discordance hercynienne. Les formations du Trias par lesquelles débute le Mésozoïque sont donc discordantes sur le Paléozoïque. Les réservoirs d'hydrocarbures sont liés aux formations du Paléozoïque et du Mésozoïque (DJRAFI.K, 2012).

Dans la moitié occidentale de cette province, les accumulations d'hydrocarbures découvertes à ce jour peuvent être regroupées en quatre :

- A l'Est, le gisement de Hassi Messaoud et ses périphéries,
- A l'Ouest, le gisement de Hassi R'Mel,

Entre ces deux gisements géants, on distingue :

- La région d'Oued Noumer,
- L'axe de sillon d'Oued Mya.

Ce chapitre porte des notions sur la situation et le cadre régional et géologique de la région d'étude.

2. Situation géographique :

2.1 Bassin d'Oued Mya :

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province Triasique. Le bassin d'Oued Mya est situé dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne à environ 600 km au sud d'Alger, il couvre une superficie de 5300 km², il se localise plus précisément dans la province centrale. Ce bassin est délimité par une latitude 31° 15' et 33° 00' Nord et une longitude 4° 28' et 5° 08' Est.

Il est limité au Nord par la zone haute de DJEMAA-TOUGGOURT, au Sud par le Bassin de Mouydir, à l'Est par le haut structural d'Amquid-El Bioud-Hassi Messaoud et à l'Ouest par la voûte d'Allal.

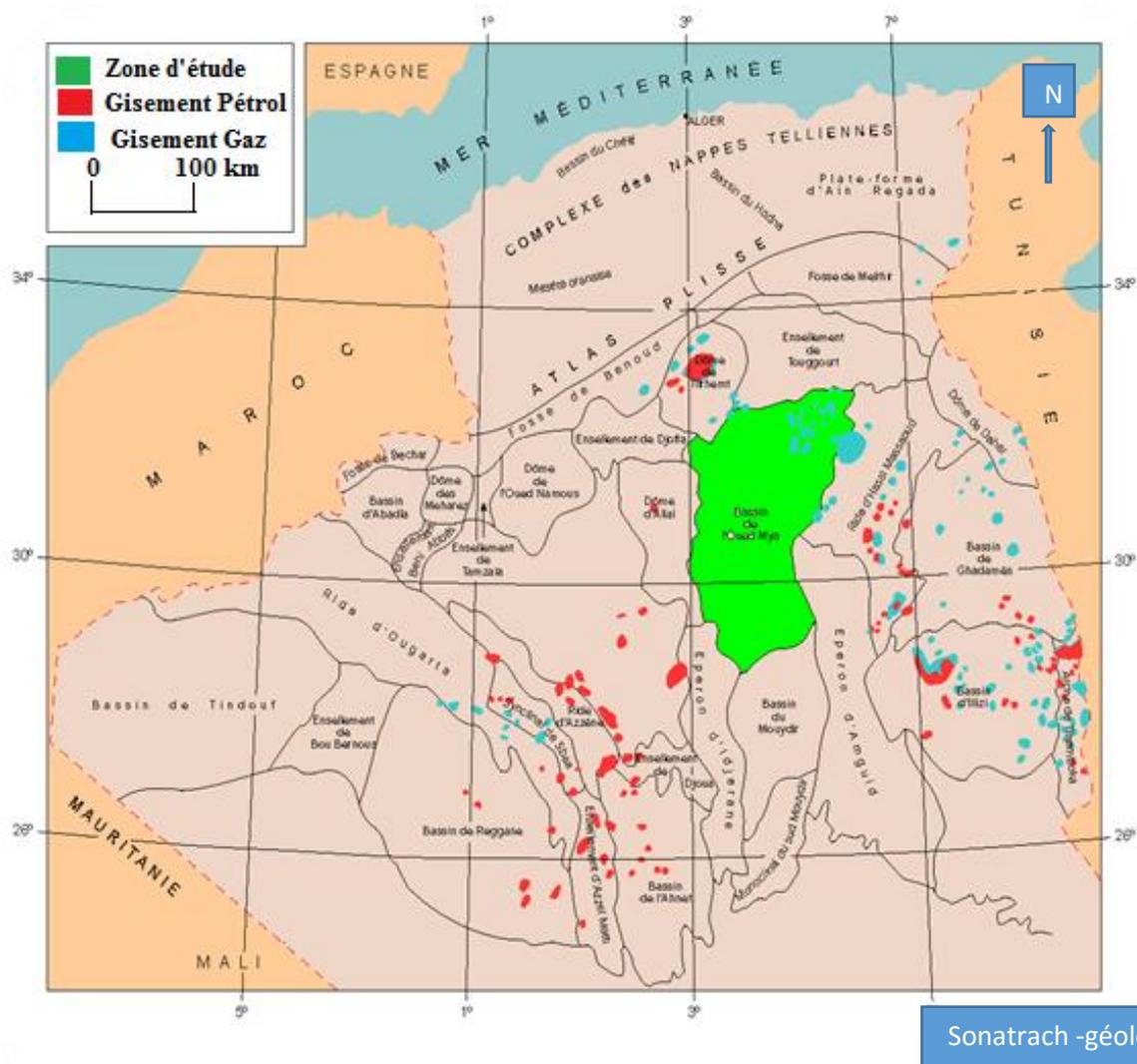


Figure I.1: situation géographique d'Oued Mya

In WEC (SONATRACH -Géologie de l'Algérie-, 2005)

2.2 Localisation du puits CEN-2:

Le sondage Chebet El Nakhla-2 (CEN-2), que nous désirons évaluer les paramètres pétrophysiques du réservoir Trias Argileux Gréseux Inférieure (TAGI) se situe à 27km à l'ouest du gisement d'huile et de condensat d'Oued Noumer et à 11 km au sud de la ville de Ghardaïa, dans la partie centrale du bloc 420-a.

La plate-forme du puits CEN-2 se situe à une distance de 80km à partir de la base 24 février HMD vers Ouargla puis continue en direction de Ghardaïa sur une distance de 176 km à partir de la tournée à gauche et suit le tracé jalonné sur une distance de 04km.

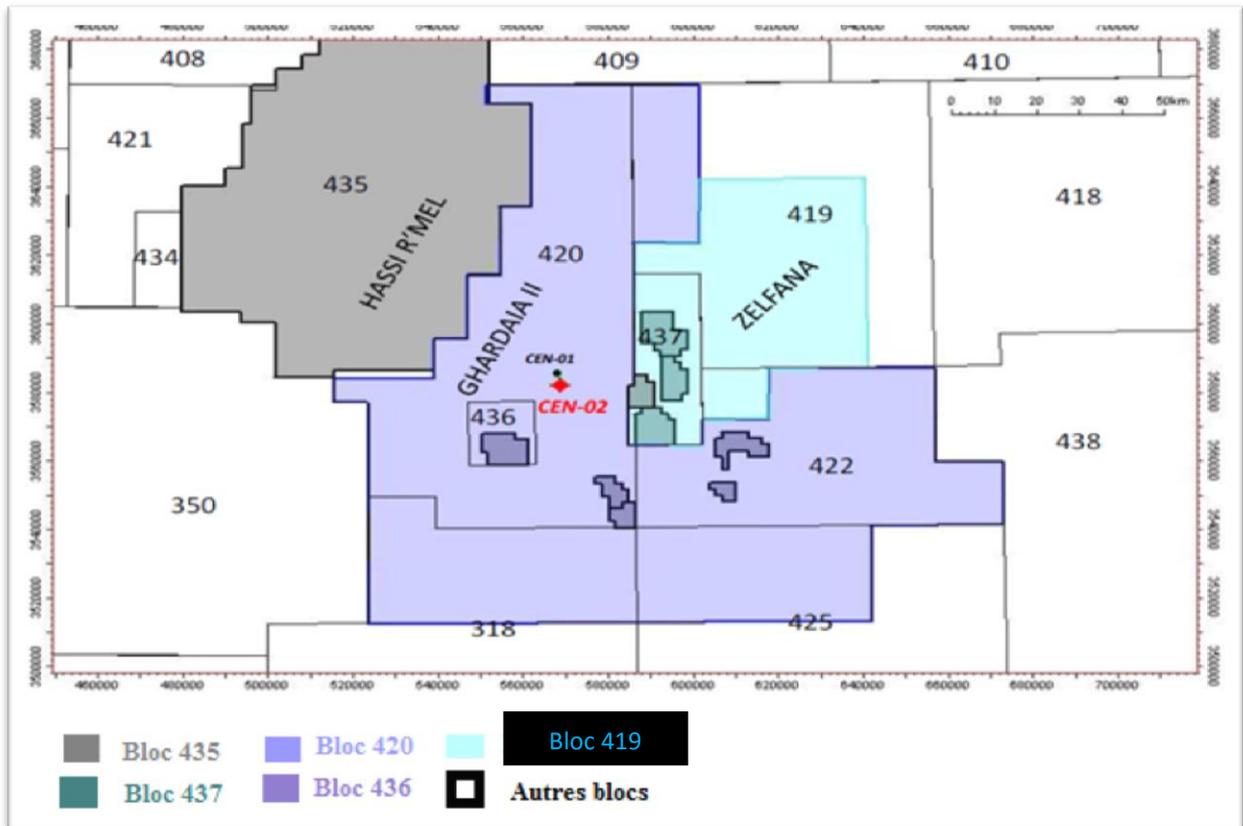


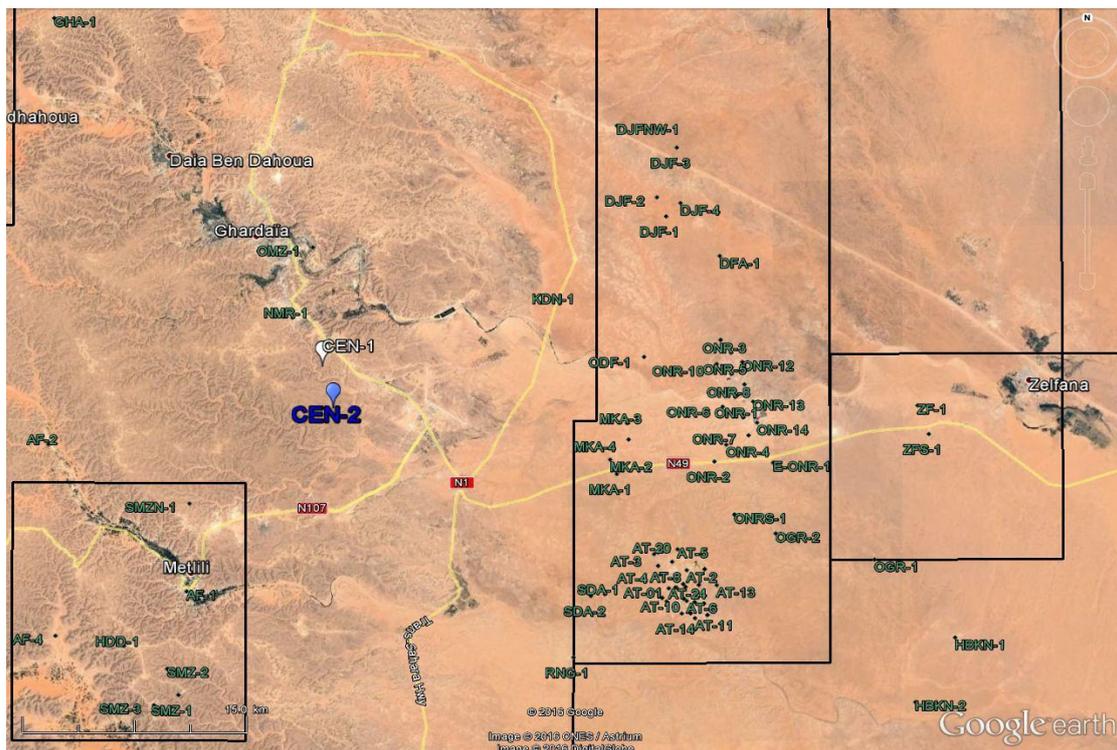
Figure I.2 : Plan de position du prospect Chebet El Nakhla-2 (CEN-2)

(Sonatrach, 2017)

Le bloc 420-a est situé dans la région de Ghardaïa II, à environ 176 km d'Ouargla. Il se limite :

- Au nord par le bloc 40
- Au sud par le bloc 318 et 420-b
- A l'est par les blocs 419, 437 et 422

-À l'ouest par le bloc 350 et le bloc 435.



*Figure.I.3 : Plan de position du prospect (CEN-2) sur photo satellitaire
(Source Google Earth)*

Les coordonnées de CEN-2 sont comme suit :

Clarke 1880 UTM 31 :

X : 568 602.058m

Y : 3 582 446.023m

Altitude :

Z_{sol} : 500.389m (altitude du sol) et Z_{table} : 508.389m (altitude de la table rotation)

Géographiques :

Longitude : 03° 43' 45.39663''E

Latitude : 32° 22' 45.63115''N

3. Situation géologique du bassin d'Oued Mya :

La dépression d'Oued Mya appartient à la plate-forme saharienne, dont elle ne constitue qu'un sous bassin intracratonique. Sa bordure Nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsident au Mésozoïque donnera naissance à la chaîne péricratonique de l'Atlas saharien.

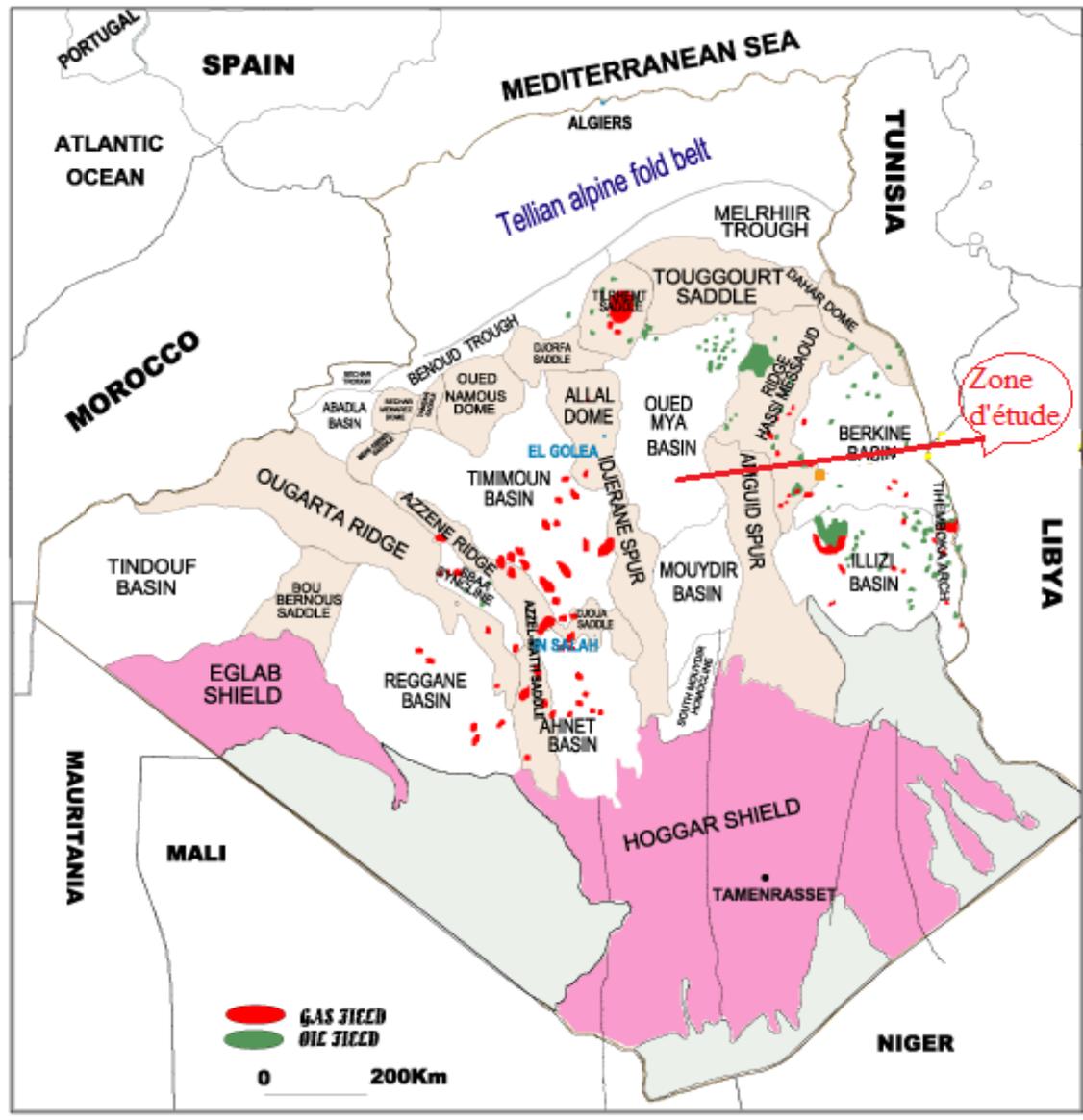


Figure I.4 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya

(DJERAFI.K, 2012)

D'un point de vue régionale, la structure du champ Chebet El Nakhela (CEN) se situe dans le flanc SE du dôme de Hassi R'mel. Ce dernier représente un monoclinale sur lequel

apparaissent localement des zones de replats ou gradins structuraux au profit desquels se développent des structures anticlinales greffées le plus souvent sur des accidents subméridiens.

La structure CEN est une structure anticlinale d'orientation N-S, de 08km de longueur et 03km de large. Sa superficie est de l'ordre de 15km² pour une fermeture structurale de 76m.

Le flanc Ouest de la structure présente un pendage relativement fort et est limité par une faille de direction N-S dont le rejet est de l'ordre de 70m. Son flanc Est présente un pendage plus faible lui donnant l'aspect d'un pli déjeté vers l'Ouest. Au sud elle est tronquée par une faille de direction NO-SE.

La terminaison Nord de la structure reste mal connue en raison de la difficulté de l'acquisition de données sismiques dans cette zone (proximité de zone d'habitation).

(Sonatrach, 2017)

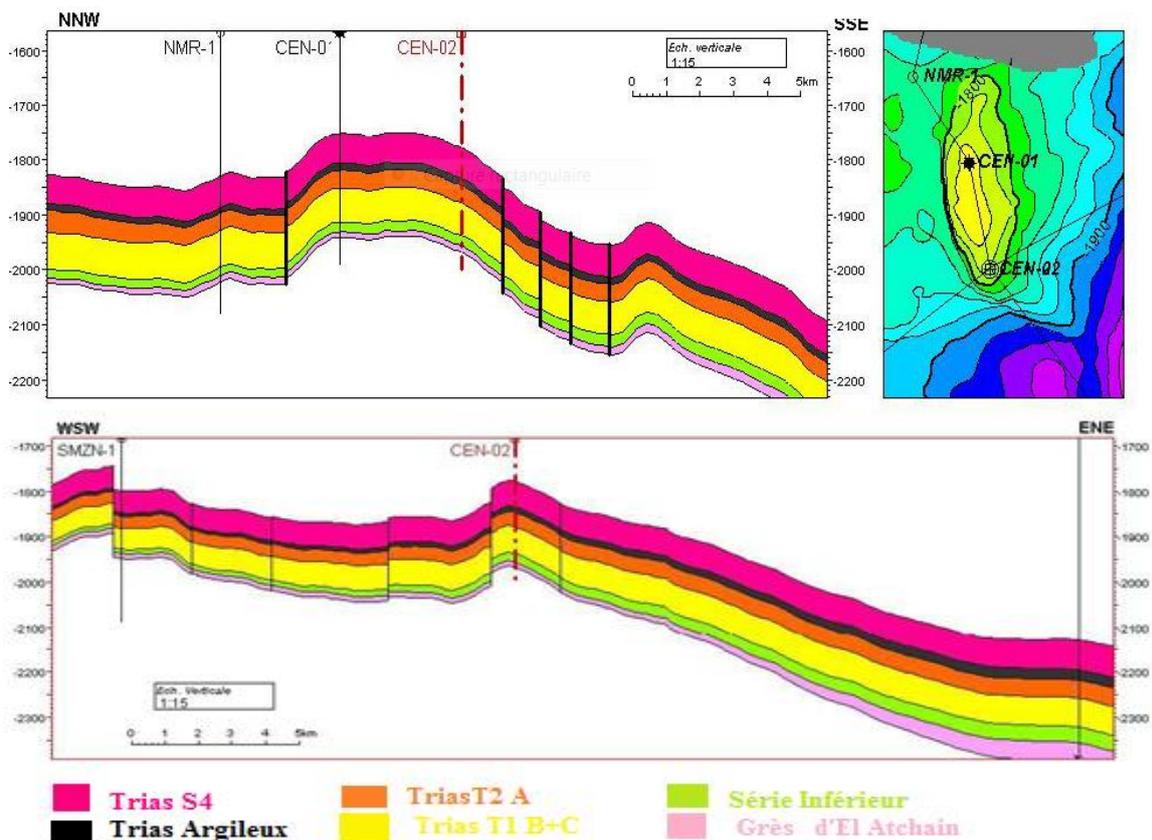


Figure I.5. Coupe géologique du périmètre Chebet El Nakhela CEN-2

(Sonatrach, 2017)

3.1 Sur le plan stratigraphique:

La série se présente de bas en haut :

3.1.1 Le Paléozoïque

C'est une épaisse série sédimentaire formée essentiellement par des dépôts du Cambrien et d'Ordovicien, elle est fortement érodée.

a. Le Cambrien

Il est formé par un ensemble gréseux quartzitique à conglomératique, d'origine continentale, rarement fossilifère. Son épaisseur moyenne est de 500 mètres. Il est subdivisé en quatre unités : R3, R2, R1 et une zone d'alternance

b. L'Ordovicien

Il comprend du bas en haut la succession suivante :

- Argiles d'El Gassi ($E_p = 110\text{m}$) : C'est une formation d'argile grise à noire, verte indurée silteuse avec des intercalations centimétriques de grès fin.
- Grès d'El Atchane ($E_p = 45\text{m}$) : des grès blancs à gris, fin argileux.
- Quartzites Hamra ($E_p = 100\text{m}$) : des grès quartzitiques feldspathiques à grain très fin à moyen.
- Grés d'Ouargla ($E_p = 110\text{m}$) : des grès fins quartzitiques grises claires avec des passées d'argile noire.
- Argiles d'Azzel ($E_p = 50\text{m}$) : des argiles gris foncée à noire riches en fossiles.
- Grès d'Oued Saret ($E_p = 50\text{m}$) : une succession de couches d'argiles grises à noires silteuses avec des grès blancs fins à moyens.
- Argiles conglomératiques ($E_p = 80\text{m}$) : une série d'argile intercalée par des niveaux micro conglomératiques.
- Dalle de M'Kratta : quelques mètres de grès quartzitiques blancs, fins à moyens, avec intercalation d'argiles. (BELARIBI et NEHAR, 2017)

3.1.2 Le Mésozoïque

Il est considérablement développé dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya, son épaisseur moyenne est de 3700 mètres.

Il est subdivisé en trois grandes unités :

a. Le Trias

Défini par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires, son épaisseur moyenne est de 35 mètres. Il est composé de bas en haut par la succession suivante :

✓ **Série inférieure (Trias Argilo-Gréseux Inférieur "TAGI") :**

Elle représente le terme de base du Trias et constitue le réservoir principal dans la partie centrale de la dépression. Elle est représentée par une alternance d'argile silteuse brune à verte et de grès blancs, brun-rouge à verdâtres, fins à grossiers et conglomératiques. L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 50 à 70 m (variant de 0 m à plus de 90 m).

✓ **Les roches éruptives :**

C'est une série andésitique fortement altérées et fissurées de couleur verte sombre. Cette formation joue le rôle d'une roche couverture pour les hydrocarbures de la série inférieure, son épaisseur moyenne est de 10m.

✓ **Le Trias Argilo-gréseux T1 :**

Il comprend une alternance des grès et d'argiles brunes rouge, ferrugineuses au sommet. Cette formation représente le réservoir secondaire de la région.

✓ **Le Trias Argilo-gréseux T2 :**

Formé par des bancs de grès fins à moyens à ciment argileux avec des intercalations d'argiles brunes rouges, parfois dolomitiques d'origine fluviale.

✓ **Le Trias Argileux :**

C'est un niveau d'argiles pâteuses et de silts de couleur rougeâtre, son épaisseur est relativement constante dans tout le secteur étudié, de l'ordre de 30 m.

✓ **Le Trias salifère :**

C'est la clôture de toute la série argilo-gréseuse du Trias. Elle est constituée de sel blanchâtre, parfois rosâtre, intercalée par l'argile de couleur rouge, plastique et parfois salifère. Son épaisseur moyenne est de 45 mètre.

b. Le Jurassique

C'est une série évaporitique à la base, devenant argilo-gréseuse vers le sommet, son épaisseur est de 1450 mètres en moyenne, comprenant les trois séries suivantes :

- Le Lias :

Il est Constitué de plusieurs ensembles lithologiques :

- Lias argileux : constitué par l'argile brune rouge salifère à intercalation de sel.

-Lias salifère S3 : sel massif avec des intercalations d'argile brun-rouge.

-Lias salifère (S1+S2) : anhydrite blanc avec des intercalations de sel massif incolore avec des passées d'argiles grises et brun-rouges élastiques.

-Lias dolomitique (Horizon B) : repère dolomitique de grande extension constitué de dolomie et de marne.

-Lias salifère : sel massif intercalé d'argile brun-rouge.

-Lias anhydritique : série anhydritique massive à passées de dolomie.

-Lias carbonaté et marneux.

- Le Dogger :

Composé de deux unités :

Dogger lagunaire : constitué d'anhydrites à passées de dolomie et d'argile, son épaisseur est de 110m environ ;

Dogger argileux : argile rouge sableuse à intercalation de dolomie, son épaisseur est de l'ordre de 205m.

- Le Malm.

Il s'agit d'une alternance d'argile, de dolomie et de grès, son épaisseur peut atteindre les 200m.

c. Le Crétacé

C'est une série très puissante avec 1900 mètre d'épaisseur, sa base est composée par des dépôts clastiques continentaux et son sommet par des sédiments halogènes d'origine marine et lagunaire.

Il est subdivisé en : Néocomien, Barrémien, Aptien, Albien, Cénomaniens, Turonien et Sénonien. (BELARIBI et NEHAR, 2017)

3.1.3 Le Cénozoïque

Cet étage est discordant et incomplet peu épais de 8 à 36 mètre, subdivisée en deux unités :

a. Eocène

Composé de calcaire dolomitique, d'anhydrite et d'argile.

b. Mio-Pliocène

Grés fin, sable avec des intercalations d'argile. (BELARIBI et NEHAR, 2017)

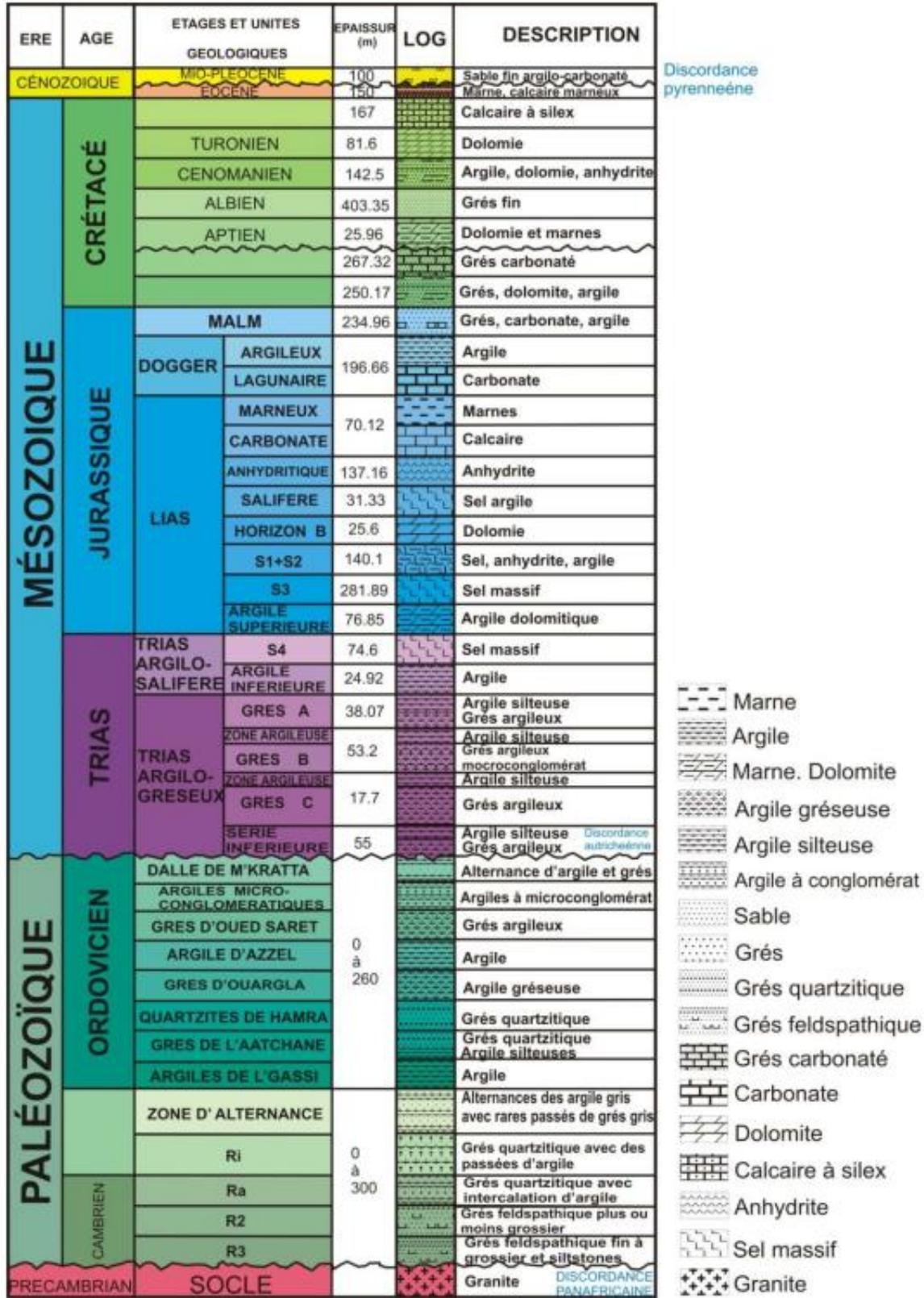


Figure I.6 : Coupe litho stratigraphique type de bassin d'Oued Mya (IKHAZANI et BENNANA, 2016)

3.2 Plan structural :

Le bassin d'Oued Mya est affecté par plusieurs bourrelets de direction NE-SW dont la Majorité est liée à un système de failles de même direction.

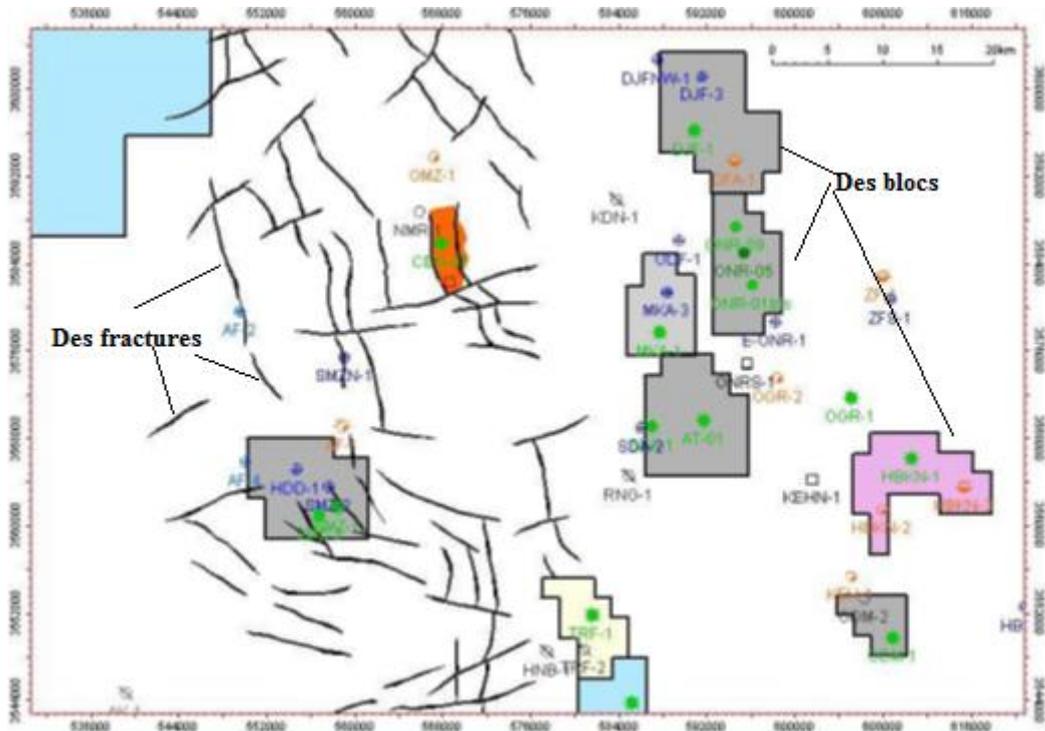


Figure I.7 : Résultats pétroliers des puits du périmètre de recherche Ghardaïa II (Sonatrach, 2017)

Chapitre II

Description des
outils d'acquisition

1. Généralités:

La géophysique est la science qui étudie les caractéristiques des couches terrestres en fonction de la profondeur. Elle utilise toutes les méthodes quantitatives de la physique pour obtenir des informations sur les zones cachées du globe.

La présence des hydrocarbures dans des formations profondes ne peut être vérifiée qu'après réalisation d'un puits pétrolier et la connaissance plus ou moins de certaines caractéristiques du réservoir. Le but de l'introduction des diagraphies est d'apporter une évaluation de ces caractéristiques pétrophysiques.

Les diagraphies sont des techniques qui apportent immédiatement des informations inédites, en permettant notamment une différenciation qualitative des différentes unités lithologiques, la connaissance des fluides présents dans la formation et donc une évaluation de sa porosité. Aussi, elles rendent possible les corrélations puits à puits, donc le suivi d'un horizon lithologique entre les sondages, et donne une image en trois dimensions de la géologie du sous-sol. C'est pourquoi elles revêtent une telle importance qu'on ne peut plus concevoir de nos jours de synthèses géologiques sans exploitation des données diagraphiques.

C'est la raison pour laquelle on a jugé utile de représenter, dans ce chapitre, un aperçu sur les systèmes de mesure et les principaux types des diagraphies utilisés lors de l'exploration ainsi que l'exploitation pétrolière.

2. Diagraphies différées :

On distingue deux catégories de diagraphies : les diagraphies instantanées et les diagraphies différées. (O.SERRA, 1997). Dans ce travail on s'intéresse aux diagraphies différées.

Les diagraphies différées sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles consistent à l'enregistrement des paramètres physiques des roches en fonction de la profondeur. Le rayon d'investigation n'est pas beaucoup plus grand que celui du forage. Le résultat d'une diagraphie se présente sous la forme d'une courbe dans un système de coordonnées où la profondeur est indiquée sur un axe vertical orienté vers le bas et le résultat de la mesure (résistivité, densité, vitesse d'avancement...) est indiqué sur un axe horizontal. (O.SERRA, 1997)

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès géophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies. Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique. (O.SERRA, 1997)

2.1 Aperçu historique :

La première diagraphie (polarisation spontanée) connue sous le nom de PS a été enregistrée, pour la première fois, en 1927 par les frères SCHLUMBERGER en France. Juste après, la diagraphie électrique fut développée en Août 1929 en Californie (USA) ; et depuis les sociétés de service ne cessent d'innover en matière des diagraphies.

Entre 1970 et 1980 les mesures diagraphiques sont enregistrées dans des boîtes noires et les documents de travail sont développés sur des films. Le temps d'acquisition et d'exploitation des diagraphies est très long du moment que le contrôle de la qualité se fait après avoir terminé chaque enregistrement, ce système d'acquisition se faisait par des unités à *PANNEL* ou *SPOT*.

Durant la période allant 1980 à 1990, les enregistrements se faisaient sur des unités dites **CSU** (Cyber System Unit) pour Schlumberger ou bien **CLS** (Cyber Logging System) pour Western Atlas ou encore **HLS** pour Haliburton, ou le contrôle de qualité est accessible

En temps réel, mais les combinaisons d'outils sont limitées. Néanmoins, ces unités sont munies d'ordinateurs et le temps d'enregistrement est sensiblement réduit.

Pour la décennie 1990 à 2000, on utilisait des Unités dites **MAXIS 500** pour Schlumberger et **ECLIPSE** pour Western Atlas. Le contrôle de la qualité des diagraphies est en temps réel et voire même un contrôle à distance par transmission de données vers un centre de décision. Le temps d'acquisition est très réduit et un flux de données considérable arrive en surface et plus aucun obstacle pour combiner plusieurs outils.

À partir des années 2000, les développements ont permis de réaliser des enregistrements en temps réel, c'est-à-dire au même moment que le forage avec les techniques dites LWD ou MWD (Logging while Drilling et Measurement while Drilling respectivement), avec toutefois une limitation de combinaison qu'on peut rattraper en trou ouvert.

Des recherches sont actuellement menées pour mettre en œuvre des systèmes de mesure pour l'enregistrement des résistivités en trou tubé et encore l'emploi de sources radioactives commandées à partir de la surface afin de préserver l'environnement et réduire les risques de contamination des puits. (O.SERRA, 1997)



Figure II.1: images représentant l'histoire de la diagraphie
(Sonatrach, 2014)

Les outils de la diagraphie différée sont subdivisées selon le principe physique de base en :
Diagraphie nucléaire, diagraphie sonique et diagraphie électrique.

2.2. Diagraphie nucléaire :

2.2.1. Diagraphie de radioactivité naturelle :

Ces diagraphies mesurent la radioactivité naturelle des formations traversées par le forage. A cet effet, le capteur d'une sonde aux rayons Gamma est un détecteur à scintillation à l'iodure de sodium ou à l'iodure de césium. Cette radioactivité naturelle est liée aux trois familles des isotopes des éléments radioactifs U^{238} , Th^{232} , K^{40} . (F.BERKANE, 2007)

Diagraphie de rayonnement gamma "GR" :

Cette diagraphie permet de mesurer le comptage total des rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage, son unité de mesures est l'API.

La mesure de la radioactivité naturelle sert à :

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

Spectrométrie des rayons gamma :

Elle permet l'enregistrement des concentrations spécifiques des pics des éléments radioactifs ^{40}K , ^{232}Th , ^{238}U , ainsi que l'énergie de radiation du Th+K. c'est ainsi que cinq courbes sont mesurées. Il s'agit du SGR (énergie total en API), GCR (énergie de Th+K en API), U (concentration de l'uranium en PPM), Th (concentration de Thorium en PPM) et K (concentration de Potassium en PPM). (F.BERKANE, 2007) Son application permet :

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

- Corrélation ;

2.2.2. Diagraphie de porosité :

Pour l'estimation de la porosité utile des réservoirs (ϕ_u), on distingue trois outils à principe de fonctionnement distincts :

- Le Sonique.
- Le Densité.
- Le Neutron.

Diagraphie de densité :

On soumet la formation à un rayonnement Gamma émis par une source spéciale ^{60}Co ou ^{137}Cs . Les rayons Gamma sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons Gamma incidents entrent en collision avec la matière. Trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident : (F.BERKANE, 2007)

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

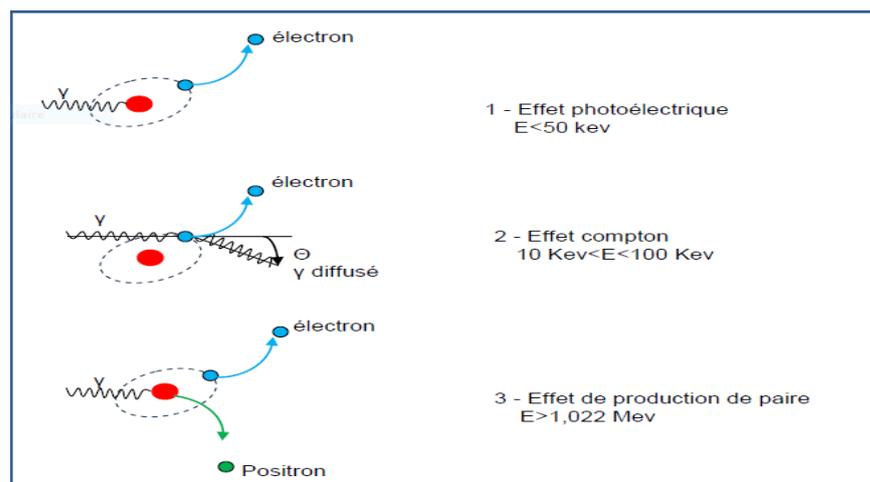


Figure II.2 : Interactions corpusculaires

(M.HAMADAS et M.CHEKKAI, 2013)

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

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

Diagraphie de neutron (indice d'hydrogène) :

La mesure de (IH_n ou \emptyset_n) dépend surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation.

Les courbes neutrons enregistrés sont en échelle qui varie entre 0,45 et 0,15%/m³. Les sondes utilisées généralement sont :

➤ DSN II (dual-spaced neutron II tool) :

Le DSN II est un outil neutron thermique conçu par Haliburton pour mesurer la porosité de la formation, il est combinable avec les sondes de densité pour fournir une indication sur la saturation en gaz et également avec les sondes soniques afin de fournir des indications sur la lithologie de la formation.

➤ CNL (compensated neutron log) :

A l'aide d'une source radioactive à base de Béryllium, la formation est soumise à un bombardement intense de neutron à grande énergie, le nombre de neutron thermique augmente avec la quantité d'hydrogène présente dans les fluides, d'où la notion d'indice hydrogène neutron (IH_n) donc sa mesure sera liée à celle de la porosité. (M.HAMADAS et M.CHEKKAI, 2013)

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

- La mesure de la porosité neutron ϕN ;
- La différenciation des zones à gaz, zones à huile ou à eau ;
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies ;
- Les analyses sédimentologiques ;
- Corrélations.

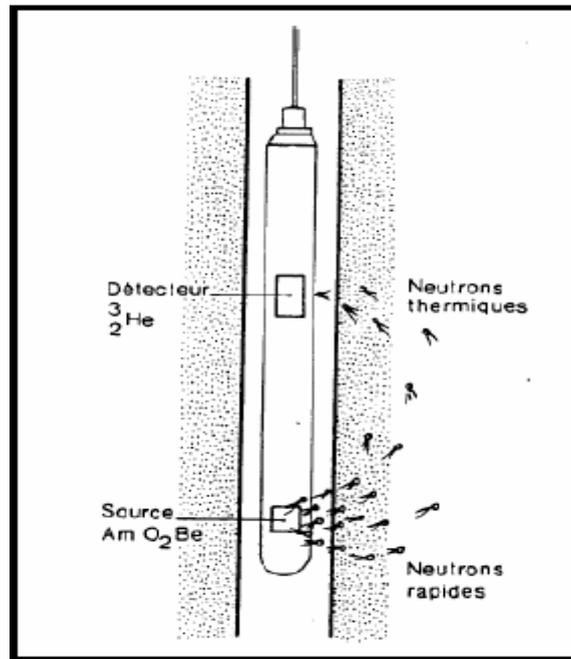


Figure II.3 : Schéma du principe de la sonde neutron
(M.HAMADAS et M.CHEKKAI, 2013)

2.3. Diagraphie sonique :

Le sonique est un enregistrement en fonction de la profondeur du temps Δt mis par une sonde compressionnelle sonique pour traverser un pied de formation. Connu comme l'intervalle du temps de transit, le Δt est l'inverse de la vitesse de l'onde compressionnelle. Cet intervalle de temps de transit pour une formation donnée dépend de sa lithologie et sa porosité. (M.HAMADAS et M.CHEKKAI, 2013)

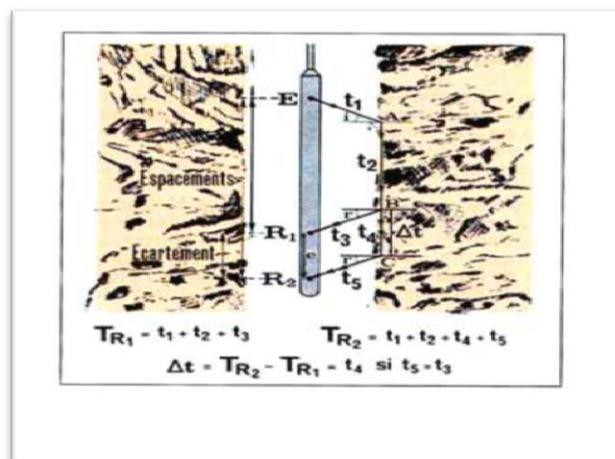


Figure II.4 : Schéma du principe de la mesure de la vitesse du son

(M.HAMADAS et M.CHEKKAI, 2013)

2.3.1. L'outil BHC (Bore Hole Compensated) :

L'outil sonique en utilisation courante est d'application de la sonde. Le système BHC utilise deux émetteurs (en haut et en bas) respectivement et sur deux paires de récepteurs quand l'un des émetteurs envoie une pulse, l'onde sonore générée rentre dans la formation, le temps entre deux détections (R1, R2) est mesuré. Les deux émetteurs travaillent alternativement et les valeurs Δt sont lues alternativement sur deux paires de récepteurs. Les valeurs Δt reçues sur les deux paires de récepteurs sont moyennées en surface. Type BHC. Il élimine substantiellement les effets du trou et aussi l'erreur due à l'inclinaison.

(S.BELARBI et N.NEHAR, 2017)

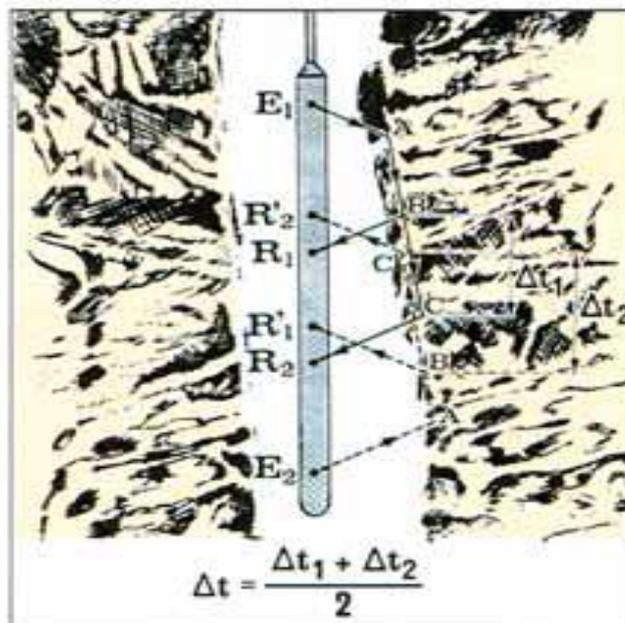


Figure II.5 : Schéma du principe de l'outil BHC

(S.BELARBI et N.NEHAR, 2017)

La mesure du temps de parcours du son est exploitée pour la détermination de la porosité des réservoirs ;

- Elle aide avec le CNL et le FDC à la détermination de la lithologie ;
- On l'exploite pour l'étude de la compaction des formations argilo-sableuses ;
- En la comparant la mesure à celle d'autres dispositifs (neutron- densité résistivité) on peut différencier le contenu en fluide des formations ;

- Utilisée pour les corrélations ;
- Peut être utilisée pour la détermination de l'épaisseur des bancs.

2.4. Diagraphie électrique :

2.4.1. Diagraphie de résistivité :

Selon leur principe de fonctionnement, les outils de résistivité sont classés en deux grandes catégories :

- Les outils à induction (courant induit).
- Les outils à latérolog (courant conduit).

L'utilisation de l'induction ou de latérolog dépend des particularités des sondages (la nature de la boue et sa salinité ainsi que la salinité de l'eau de formation). (S.BELARBI et N.NEHAR, 2017)

2.4.2. Diagraphie à induction :

Un courant alternatif de haute fréquence et d'amplitude constante est envoyé à travers une bobine émettrice, celle-ci donne naissance à un champ magnétique, induisant ainsi un courant secondaire (courant de Foucault) dans les formations traversées. Ce dernier circule dans les formations suivant des boucles circulaires coaxiales à la bobine d'émission.

A ce courant de Foucault est associé un champ magnétique secondaire qui induit à son tour des signaux électriques dans les bobines réceptrices. L'intensité à la réception est essentiellement proportionnelle à la conductivité des formations traversées. (S.BELARBI et N.NEHAR, 2017)

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

- Mesure de la saturation en eau en hydrocarbures dans la zone vierge et la zone lavée des formations réservoirs.
- On détermine R_{xo} à l'aide des microdispositifs et R_t à l'aide des macrodispositifs et en introduit éventuellement quelques corrections à l'aide d'abaques.
- Calcul de la porosité en passant par le calcul du facteur de formation tel que :

$$F = R_{xo}/R_w$$
et par ailleurs : $F = a / \varphi_m$

Tel que : F:Facteur de formation, R_{xo} : La résistivité de la zone lavée, R_w : La résistivité de l'eau, a : Coefficient de lithologie. Φ_m : La porosité

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

3. Notion pétrophysiques :

La détermination de la composition de la Roche est le premier souci de tout géologue. Par ailleurs, toute interprétation nécessite la connaissance de quelques notions générales sur la composition de la roche et du réservoir. (K.KARKARINE et O.SALMI, 2008)

3.1. La roche :

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

3.2. Les grains :

On appelle grain, élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

3.3. Le ciment :

On distingue par ciment, toute matière liant entre eux des éléments figurés et conduisant à des roches sédimentaires compactes.

3.4. La matrice :

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- **Matrice simple :** Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).
- **Matrice complexe :** Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment, calcaire).
- **Matrice Propre :** Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

(K.KARKARINE et O.SALMI, 2008)

3.5. Argile :

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, alumino-silicatés et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies. Leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir. Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types :

- **Argiles laminées :** Elles correspondent aux argiles détritiques en fins lits entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- **Argiles dispersées :** Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhèrent aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores. De ce fait, les pores sont rétrécis par les grains d'argiles, ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.
- **Argiles structurales :** Elles correspondent aux argiles se présentant sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles représentent les mêmes caractéristiques des argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées.

Ces différents types d'argiles peuvent se rencontrer simultanément dans la même formation.

Toutefois, les argiles laminées et structurales sont, essentiellement, détritiques, alors que les argiles dispersées sont constituées principalement d'argiles d'altération (exemple : feldspaths) ou de néoformation.

Le type de distribution des argiles, peut être déterminé par les diagraphies, à l'aide des abaques triangulaires, en combinant les enregistrements de neutron, densité et sonique. Ces reports graphiques permettent d'évaluer le volume d'argiles V_{sh} et la porosité vraie des niveaux réservoirs. (K.DJERAFI, 2012)

3.6. Fluide :

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides « pores et canalicules » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente «eau, gaz, huile et bitume ». Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité. (K.DJERAFI, 2012)

3.7. Les faciès :

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographique, climatique, physico-chimique et biologique, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment. (M.HAMADAS et M.CHEKKAI, 20013)

3.8. Réservoir :

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée d'hydrocarbures (huile et / ou gaz), limitée par une barrière aquifère, et qui est caractérisé par un système de pression unique.

Cette définition renferme donc à la fois les concepts de :

- Caractéristiques pétrophysiques : porosité-perméabilité.
- Accumulation naturelle d'hydrocarbures.
- Couverture-fermeture : barrière rocheuse ou aquifère.
- Régime de pression naturelle, avant d'exploitation.

Un gisement est constitué d'un ou plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres, il peut contenir soit l'huile, soit du gaz, soit encore les deux fluides superposés. Les principales roches réservoirs sont constituées de grés et / ou de carbonates.

- **Réservoir gréseux** : La roche réservoir est formée de grains de quartz silice (SiO_2), si les grains sont libres, il s'agit de sable, si les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grés. Selon la cimentation, on définit plusieurs types de grés ; grés sableux, grés argileux, grés carbonatés...etc. (K.KARKARINE et O.SALMI, 2008)
- **Réservoir carbonatés** : Les roches carbonatées sont d'origines variées : Détritiques formées de débris (grains de calcaire, coquille,...etc.), construites (du type récif) et chimiques formées par précipitation de carbonates. Elles sont associées aux minéraux de calcite (CaCO_3) et / ou de dolomie (CaCO_3 , MgCO_3) présentent souvent des qualités de roches réservoirs. (K.KARKARINE et O.SALMI, 2008)

4. Les paramètres pétrophysiques :

4.1. La porosité :

La porosité est la propriété que possède une roche de présenter des vides, pores et fissures. Elle est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et désignée par la lettre ϕ . Dans les formations peu consolidées, la porosité dépend de la distribution et de la taille des grains. Il existe plusieurs types de porosité. (K.BENDJERAD, 2010)

a. La porosité totale ϕ_t :

C'est le rapport du volume total des espaces « vides » non occupés par des solides (pores, fissures, cavités et fractures) existant parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 = \left(\frac{V_p}{V_t} \right) \times 100 = (V_t - V_s) \times 100 / V_t$$

V_p : Volume total des pores.

V_s : Volume de la partie solide.

V_t : Volume total de la roche.

La porosité totale inclue :

- **La Porosité primaire (inter- granulaire ou inter- cristalline) ϕ_1 :**

Elle correspond aux vides des grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques. (K.BENDJERAD, 2010)

➤ **La porosité secondaire ϕ_2 :**

C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique. Cette porosité se rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques. (K.BENDJERAD, 2010)

b. La porosité connectée : Elle est égale au pourcentage du volume total des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent y circuler. (K.BENDJERAD, 2010)

c. La Porosité effective ou utile ϕ_u :

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbé et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. En 1956, le VORSEN a classé la porosité comme suit :

- ✓ Faible si : $\phi_u < 5\%$.
- ✓ Médiocre si : $5\% < \phi_u < 10\%$.
- ✓ Moyenne si : $10\% < \phi_u < 20\%$.
- ✓ Bonne si : $20\% < \phi_u < 30\%$.
- ✓ Excellente si : $\phi_u > 30\%$. (K.BENDJERAD, 2010)

d. La porosité potentielle :

Elle a exactement la même définition que la porosité connectée avec la condition que la section des canalicules soit supérieur à une limite au-dessous de laquelle les fluides ne peuvent circuler. En effet, elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler. (K.BENDJERAD, 2010)

e. La porosité résiduelle : C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux au volume total de l'échantillon.

NB : la porosité totale est aussi une somme de la porosité effective et résiduel. (K.BENDJERAD, 2010)

f. La Porosité apparente :

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont comme on le sait une porosité importante mais non utile. (K.BENDJERAD, 2010)

4.1.1. Méthodes diagraphiques du calcul des différentes porosités :

a. Porosité de densité(LDT) :

La densité globale de la formation est donnée par :

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

$$\emptyset_d = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec :

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm³).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile.

\emptyset_d : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

- Grés=2.65 g/cm³.
- Calcaire=2.71 g/cm³.
- Dolomie=2.87 g/cm³.
- Argile de 2.7 à 3 g/cm³. (K.BENDJERAD, 2010)

La porosité de densité doit être corrigé de l'effet de l'argile par la formules suivante :

Avec :

$$\emptyset_{dc} = \emptyset_d - V_{sh} \times \emptyset_{dsh}$$

b. Porosité neutron(CNL) :

On bombarde la formation par des neutrons rapides. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\text{Log } \phi_n = An + B$$

Elle doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

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

Tel que :

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

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

ϕ_{dsh} : Porosité densité des argiles. (K.BENDJERAD, 2010)

c. Porosité sonique :

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, qui est donnée par :

$$\Delta t = \phi_f + \rho_{ma}(1 - \phi) + \Delta t_{ma}$$

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

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

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

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

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

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

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles. (K.BENDJERAD, 2010)

4.2 La résistivité :

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est le « Ohm.m ». La résistivité d'une roche dépend de :

- ✓ La résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores et de la quantité de cette eau dans la roche.
- ✓ La texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs). (K.DJERAFI,2012)

4.3 La saturation :

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre « S » et puisque c'est un rapport, elle est sans dimension, elle est cependant exprimée en %.

On a plusieurs types de saturation :

$$S_w = V_w / V_p : \text{Saturation en eau de la zone vierge.}$$

$$S_{hc} = V_{hc} / V_p : \text{Saturation en huile.}$$

$$S_g = V_g / V_p : \text{Saturation en gaz.}$$

$$\text{Avec : } S_w + S_{hs} + S_g = 100\% \quad \text{et} \quad V_w + V_{hc} + V_g = V_p$$

Tel que :

V_w : Volume de l'eau.

V_{hc} : Volume d'Huile.

V_g : Volume de gaz.

V_p : Volume des pores. (Y.ASSAMI, 2012)

5. Les paramètres influençant les mesures

Ce sont des paramètres liés essentiellement aux conditions de forage. Ils ont une influence positive ou négative sur les enregistrements des diagraphies, la connaissance de ces paramètres nous permet d'avoir une meilleure interprétation.

- Diamètre de sondage : Le diamètre de sondage peut varier suivant le type et la nature des formations traversées ; en général il s'accroît en face des couches argileuses et diminue en face des formations perméables ou des argiles gonflantes.

- Boue de forage : Elle joue un rôle important, elle a pour fonction de :

- Refroidir l'outil et le lubrifier.
- Evacuer les débris de forage.
- Maintenir les parois du trou pour éviter les éboulements.
- Colmater les venues d'eau.

- Tubage et cimentation : L'efficacité des diagraphies dans des puits non tubés est meilleure que des puits cimentés et tubés. Ce tubage et cette cimentation jouent le rôle d'écran entre la sonde et la formation.

- Vitesse d'enregistrement : La vitesse maximale d'enregistrement dépend essentiellement du paramètre enregistré, elle varie selon le type d'outil utilisé

- Température et pression : La température et la pression augmentent avec la profondeur donc les outils utilisés doivent pouvoir supporter ces variations au cours de leur descente. Chaque outil a ses propres conditions limites d'utilisation. (F.BERKANE, 2007)

6. Conclusion:

Les diagraphies peuvent être divisées:

-Selon le principe physique en : diagraphies de résistivité, diagraphies acoustiques et diagraphies nucléaires

-Selon l'état du puits : diagraphies en trou ouvert et diagraphies en puits tubé

-Selon le statut du puits : diagraphies d'exploration et diagraphies de production.

Chapitre III

Interprétation des
données diagraphie
du puits CEN-2

1. Introduction :

L'objectif de cette interprétation est d'évaluer les paramètres pétrophysiques et de déterminer la nature des couches contenues dans les réservoirs : Trias S4, Trias Argileux, Trias T2 A, Trias T1 B+C, Série Inférieure, Grès d'El Atchane traversés par le forage CEN-2 de Chebet El Nakhela -2 réalisée par Sonatrach.

2. Méthodologie d'interprétation du puits CEN-2 :

2.1 Acquisition des données :

Les données utilisées dans ce travail proviennent de la division EXP-SH (Sonatrach – Exploration). Il s'agit des datas (données) numériques sous forme de fichier LAS (extension. Las). Ensuite ces fichiers sont convertis en fichiers Excel (extension.xls) sous forme de tableaux afin de faciliter les traitements et les interprétations.

2.2 Traitement des données

Le traitement des données a été effectué par le logiciel "Tech log" développé par Schlumberger. La méthode du traitement débute par l'importation des fichiers LAS qui seront transformés par la suite en log diagraphique.

Les logs des diagraphies de puits CEN-2 que nous voulons évaluer ses paramètres pétrophysiques sont montrés dans la figure (III.1). Il s'agit des variations des enregistrements de GR, le volume d'argile, la porosité, la résistivité ainsi que la saturation des formations associées du réservoir (Trias S4, Trias argileux, Trias T2 A, Trias T1 B+C, la Série Inférieure et Grès d'El Atchane) appelées communément le TAGI (Trias Argileux Gréseux Inférieur).

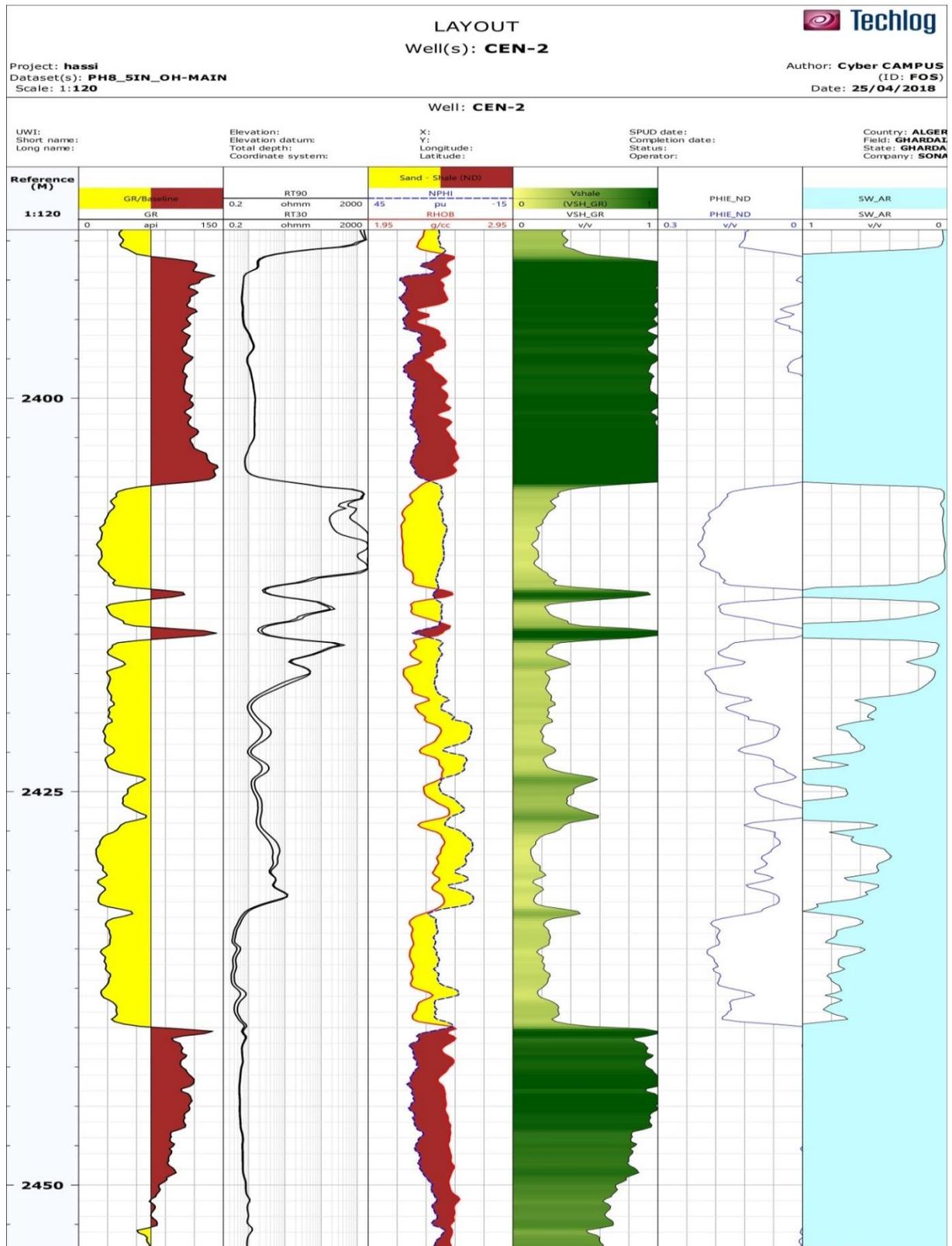


Figure III.1: log d'une partie de forage du CEN-2 réalisé avec le logiciel Tec log

3. Interprétation qualitative :

Dans cette partie, nous allons faire une interprétation qualitative des informations tirées des différents logs

Sans faire de calculs, et pour cela on doit les déchiffrer minutieusement. Ensuite, nous allons Déterminer les limites des bancs (argileux ou gréseux) à partir des points d'inflexion de la courbe. La lecture du log se fait de haut vers le bas.

3.1 Découpage lithologique et nature de formation :

À partir du log enregistré et de la projection des courbes au moment d'une variation brutale de GR, on peut établir une coupe lithologique préliminaire de notre puits (On peut voir les résultats du processus sur l'enregistrement).

3.1 Trias S4 :

D'après le log de CEN-2, on voit que la profondeur du S4 est de 2296 m à 2352m, il n'est pas clair sur les enregistrements (figure III.1). Cela peut être justifié par l'influence du casing (Tubage). D'après le log GR, On constate que le S4 est une formation gréseuse.

3.2 Trias Argileux :

La figure ci-dessous représente un log du trias argileux du puits CEN-2.

D'après la figure (III.2), la profondeur du Trias argileux est de 2352m à 2372m, on remarque que la valeur de Gr est très élevée entre 2352 m et 2355m. À partir de ces valeurs on peut dire qu'il s'agit d'un intervalle argileux. Puis elle diminue jusqu'au 2360m et elle continue de diminuer jusqu'à atteindre des valeurs négatives, ensuite elle augmente aux environs de 2372m.

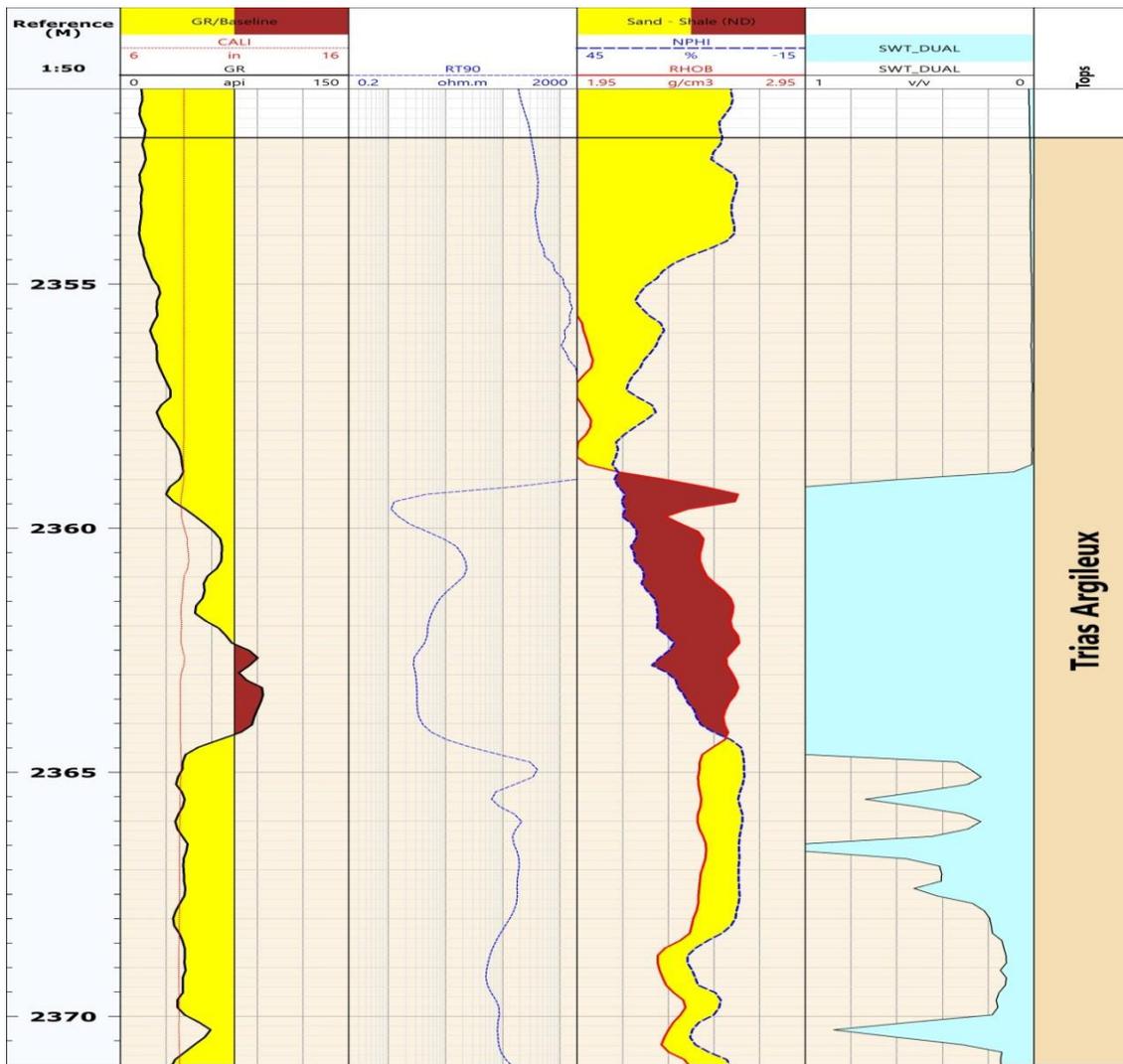


Figure III.2: log du Trias S4 et trias argileux réalisé avec le logiciel Tec log

Par ailleurs, la résistivité (sur le log de résistivité) présente des valeurs maximales dépassant les 2000 Ohm.m sur l'intervalle (2352m-2359m) et des valeurs minimales au niveau 2359.5m avec une résistivité d'environ 2 Ohm.m. Entre 2359.5m et 2364m, la courbe de résistivité connaît des variations légères avec un pic 60 Ohm.m ($RT_{moy} < 20 \text{ohm.m}$). Enfin, elle augmente d'une manière brutale à 2365m ($RT \sim 1000 \text{ohm.m}$) et se stabilise autour de cette valeur jusqu'à 2372m.

La courbe de porosité (NPHI en %) présente une relation proportionnellement inverse à celle de la densité de neutron (RHOB en g/cm^3), ce qui est logique en cas d'une normale compaction. Les courbes de porosité et de densité neutron présentent des allures stables entre 2352m et 2354m avec des valeurs maximales pour la première (NPHI = 3.5 %) et des valeurs minimales pour la deuxième (RHOB = 1.95 g/cm^3), puis la porosité continue à diminuer et

celle de neutron à augmenter entre 2354m jusqu'à 2359 avec quelques légères fluctuations engendrées par les intercalations d'argiles. À partir de 2359 m, où les deux courbes se croisent et on assiste à un changement de faciès qui se traduit par l'augmentation de la densité neutron et une diminution de la porosité jusqu'à 2364.5m. Au-delà de 2354.5m, les courbes se croisent encore une fois et retournent au premier scénario avec de légères variations jusqu'à 2372m. La saturation représente une plage de couleur bleue sur la figure (III.2). Elle prend des valeurs nulles jusqu'à 2359 m et 1 (saturation maximale) entre 2359m et 2364.5m, puis elle diminue avec quelques fluctuations jusqu'à 2372m. On constate que le Trias Argileux est constitué par :

- Une formation gréseuse de 2352m à 2354m ;
- Des grès avec quelques intercalations d'argiles entre 2354m et 2362.5m
- Des argiles entre 2362.5m et 2364.5m.
- Une intercalation des argiles et des grès de 2364.5 jusqu'à 2372m.

3.3 Trias T2 A :

La figure ci-dessous représente un log du trias T2 A du puits CEN-2.

D'après la figure (III.3), on remarque que le Trias T2A correspond à l'intervalle 2372m - 2389 m. L'allure de la courbe GR est positive ($Gr > 75API$ qui correspond à la ligne de base des argiles) dans plusieurs intervalles ; 2375m – 2375.5m, 2378.5m – 2383m et 2385.5m – 2386m, qui se traduit par la présence de bancs argileux. Sur le reste du log, on note la dominance du faciès gréseux avec des passages argileux.

Le log résistivité (RT90) montre des variations importantes dont les valeurs maximales sont enregistrées en face des formations gréseuses ($RT_{max} > 2000ohm.m$ à 2372.5m) et les valeurs minimales en face des formations argileuses conductrices ($RT_{min} = 4 Ohm.m$ entre 2378.5m et 2383m).

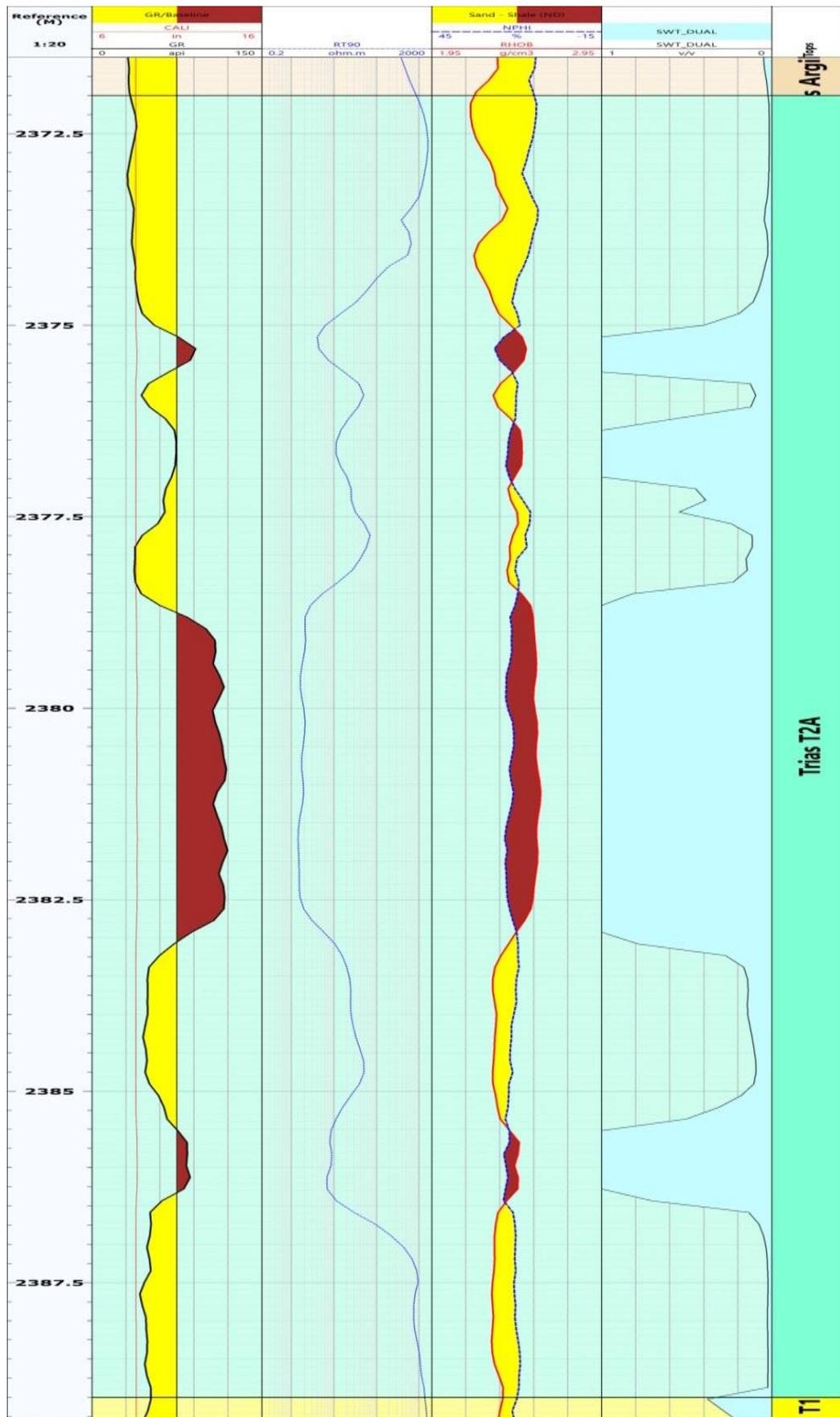


Figure III.3: log du Trias T2 A réalisé avec le logiciel Tec log

La porosité prend des valeurs moyennes à environ de (2%) sur tout l'intervalle de la formation. Son comportement est identique à celui du Trias Argileux. La saturation est nulle en face les formations gréseuses et est égale à 1 en face des argiles. On constate que le Trias T2 est constitué de :

- Grès de 2372m à 2375m ;
- Grés avec quelques intercalations de bancs argileux entre 2375m et 2378m
- Argiles de 2378m à 2383m
- Grès avec des passages argileux entre 2383m et 2386.5m ;
- Grès à partir de 2386.5m jusqu'à 2389
- **3.4 Trias T1 B+C :**

La figure ci-dessous représente un log du Trias T1 B+C du puits CEN-2.

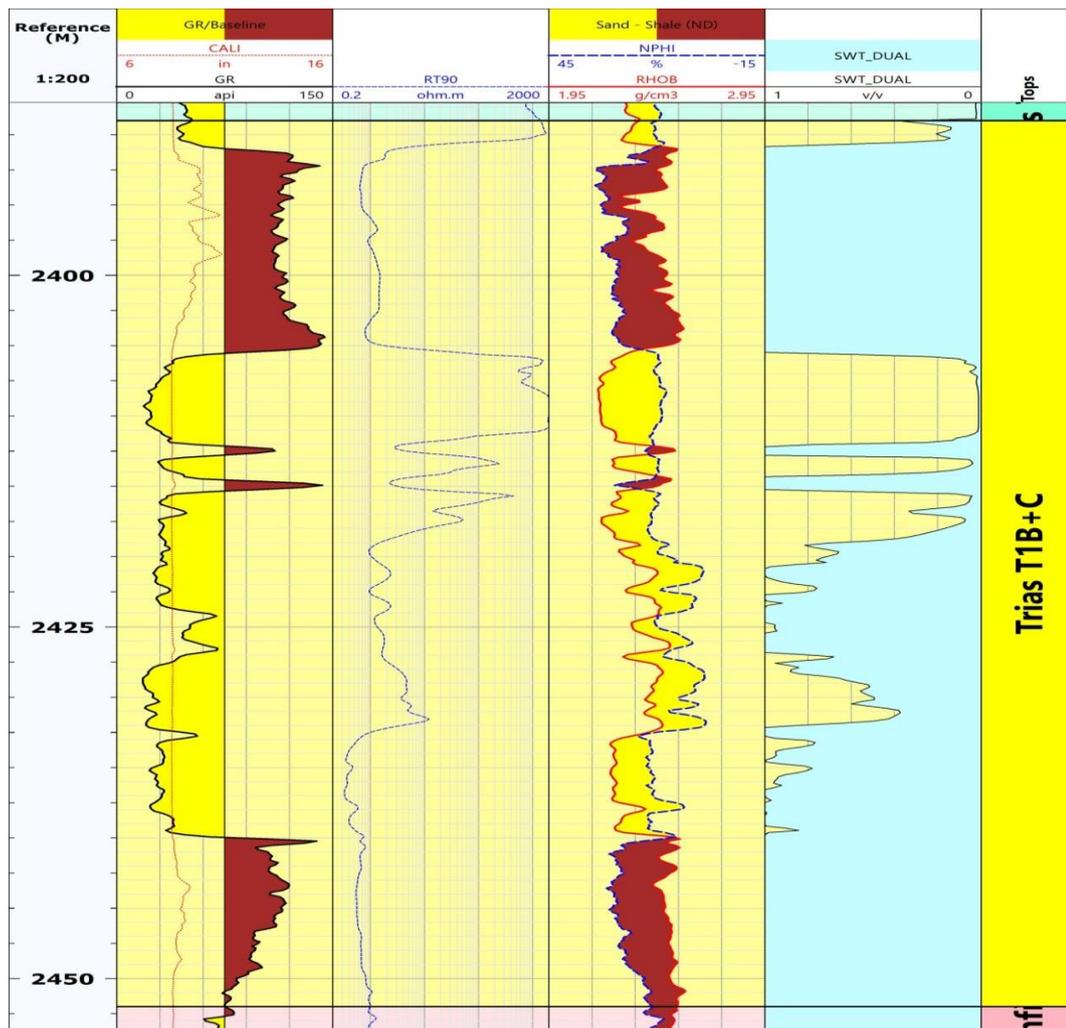


Figure III.4: log du trias T1 B+C. réalisé avec le logiciel Tec log

L'interprétation de cette section de log est identique aux précédentes. En effet, On constate que l'allure de la courbe GR est positive ($Gr > 75API$) dans deux principaux intervalles, 2390m – 2410m et à partir de 2440m, correspondant ainsi aux bancs argileux. Entre ces deux niveaux d'argiles, on note la dominance du faciès gréseux avec des passages argileux.

Le comportement des logs de porosité et celui de densité neutron est identique à ceux du Trias Argileux et *Trias T2 A*. Elles ne présentent un intérêt remarquable qu'à l'exception d'un petit banc de grès d'épaisseur qui ne dépasse pas les 7m (2405m – 2415m) dont la valeur $NPHI = 15\%$ qui coïncide avec le pic de la résistivité $RT > 2000\text{ohm.m}$

Les valeurs de la saturation en eau sont maximales et sont égales à 1, en face des bancs argileux (2390m – 2410m et à partir de 2440m), nulles face à l'unique banc de grès propre, et intermédiaires $0 < S_w < 1$ en face des formations gréseuses à intercalations d'argiles. Le Trias T2 B+C est constitué de haut en bas de :

- Grès de 2389 à 2392m
- Argiles de 2392 à 2406m
- Grès de 2406m à 2411m présente une résistivité importante, une porosité significative et une faible saturation en eau. Ce banc constituerait un point d'intérêt de point de vue pétrophysiques
- Grés avec quelques intercalations de bancs argileux entre 2411m et 2440m
- Argiles de 2440m jusqu'à 2450m

3.5 Série Inferieure et Grès d'el Atchane:

La figure ci-dessous représente log de deux formations de la Série Inferieur et les Grès d'El Atchane.

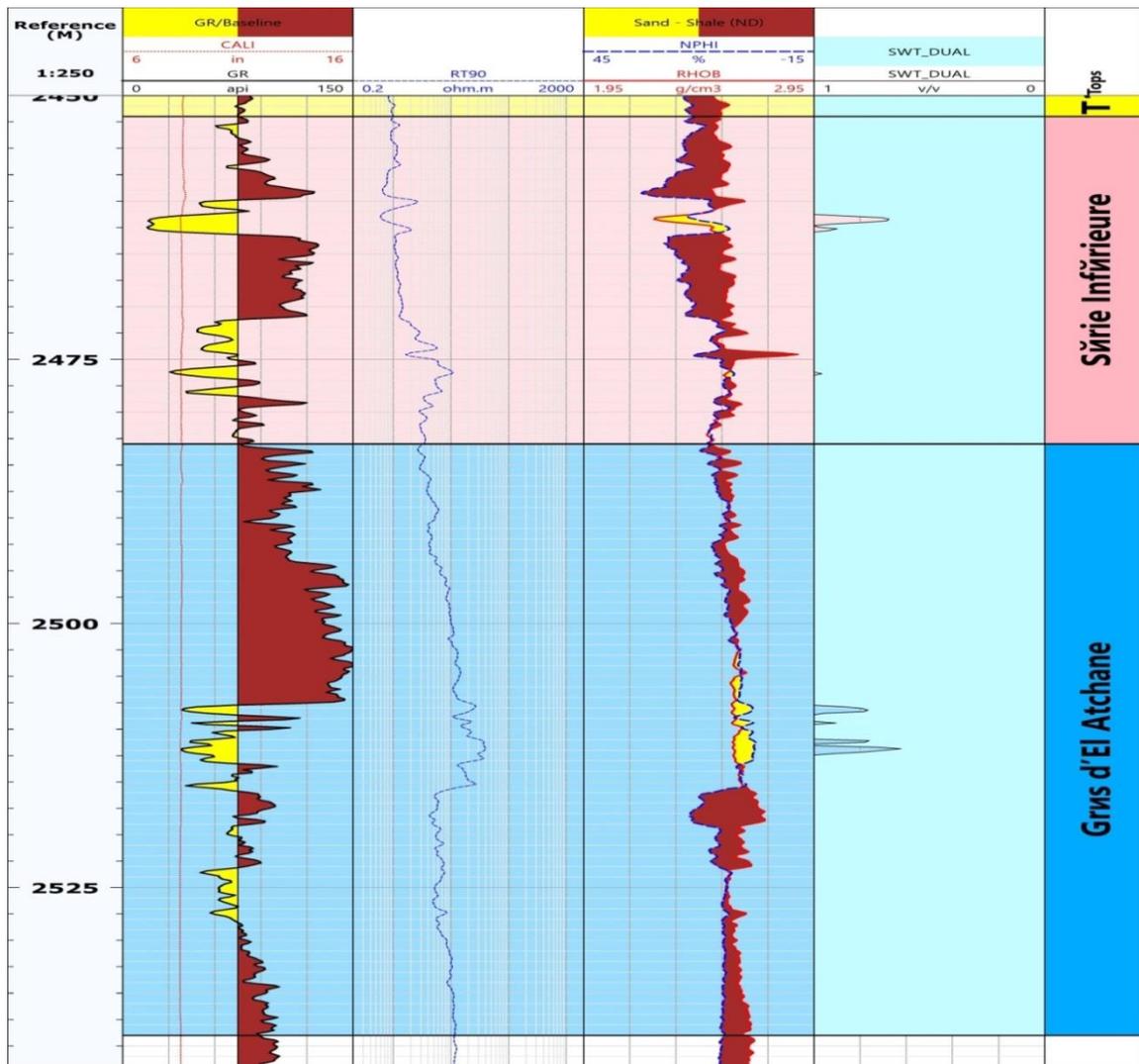


Figure III.5: log du Trias série inférieure. Réalisé avec le logiciel Tec log (Sonatrach, 2018)

L'examen des logs de diagraphies portés sur la figure (III.5) nous montre que les deux formations, Série Inférieure et les Grès d'El Atchane, sont constituées essentiellement d'une succession de bancs gréseux et argileux de faibles épaisseurs avec la prédominance des argiles. Ce qui se répercute sur les caractéristiques pétrophysiques des deux formations. Les courbes de porosité, densité neutrons et de saturation enregistrent de faibles variations (anomalies). De haut en bas, on distingue :

Série Inférieure :

- Argiles gréseuses de 2452 à 2460m
- Grès argileux de 2460 à 2463m

- Argiles entre 2463 et 2471m
- Argiles gréseuses de 2471 à 2483m

Grès d'El Atchane

- Argiles avec un toit gréseux de 2483m jusqu'à 2507m
- Grés argileux de 2507 à 2528m
- Argiles au-delà de 2528m constituant ainsi le substratum.

3.2 Etude minéralogique de formation géologique :

L'étude minéralogique a pour objectif la détermination des différents minéraux constituant les formations géologiques (trias S4, trias argileux, trias T2 A, trias T1 B+C, série inférieure, Grès El Atchane), leur présence et leur répartition. Dans notre travail, nous avons estimé cette dernière en utilisant des cross plot (graphique de comparaison) réalisés avec logiciel de Tec log. Pour l'objectif de notre projet, nous avons utilisé les cross plots suivants : (POTA, THOR) et (POTA, PE).

3.2.1 Le cross plot (POTA, THOR):

Ce graphique est un abaque qui représente le pourcentage de potassium par rapport à celle du thorium.

a) Trias S4 (2296m-2352m):

La figure III.6 représente un cross plot du trias S4. Ce graphique (**POTA, THOR**) nous a indiqué que le pourcentage du rapport $Th/K = 2$ qui nous a permis de marquer la présence d'un seul minéral qui est le mica.

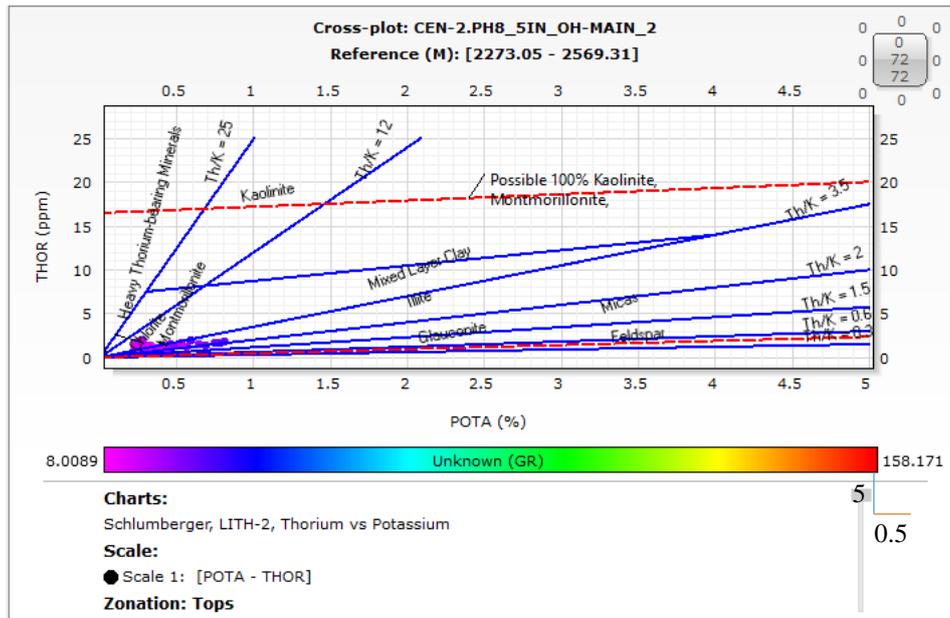


Figure III.6: Cross plot (POTA, THOR) du Trias S4 (CEN-2)

b) Trias Argileux, Trias T2A et Trias T1 B+C (2352m-2389m):

Dans le but de l'identification minéralogique, les graphiques dans les figures III.7, III.8, III.9, établies respectivement pour le **Trias Argileux, Trias T2A et Trias T1 B+C**, montrent que le pourcentage du rapport Th/K varie entre 2 % et 3.5%. On peut constater que le minéral essentiel dans le Trias argileux est l'illite.

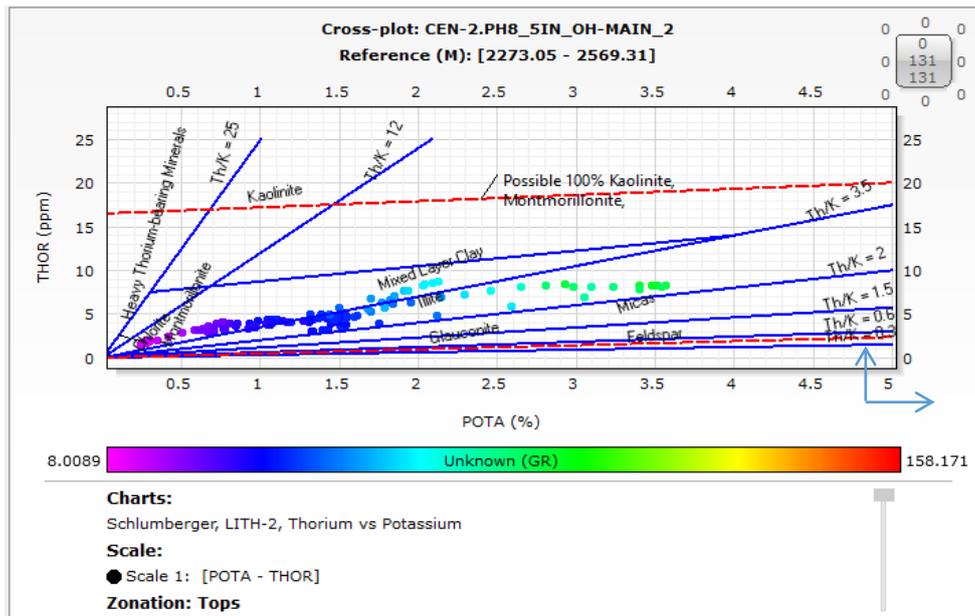


Figure III.7: Cross plot (POTA, THOR) du Trias argileux (CEN-2)

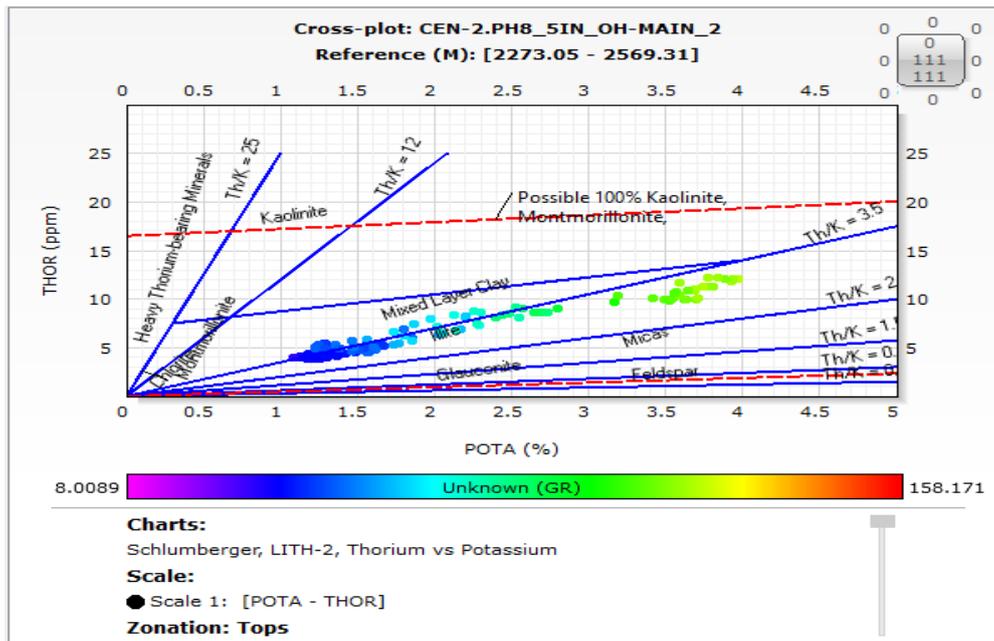


Figure III.8: Cross plot (POTA, THOR) du Trias T2

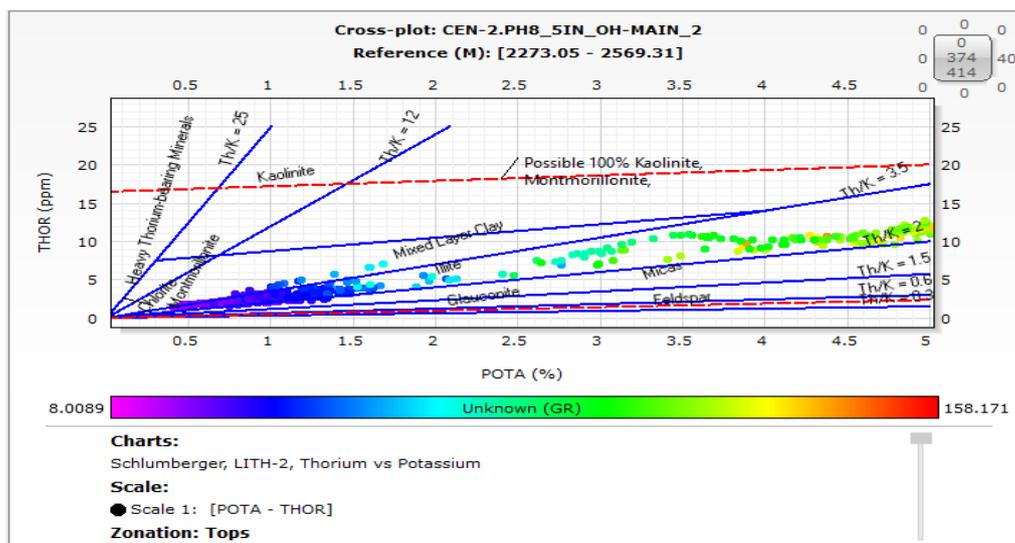


Figure III.9 Cross plot (POTA, THOR) du Trias B+C

c) la Série inférieure et Grès El Atchane (2389m-2483m) :

Les cross plot, correspondant à la Série inférieure et Grès d'El Atchane, indiquent que le pourcentage du rapport Th/K varie entre 3 % et 9%, d'où on constate la présence de l'illite influencé par la présence du mica et un mélange des autres minéraux (un mixed layer).

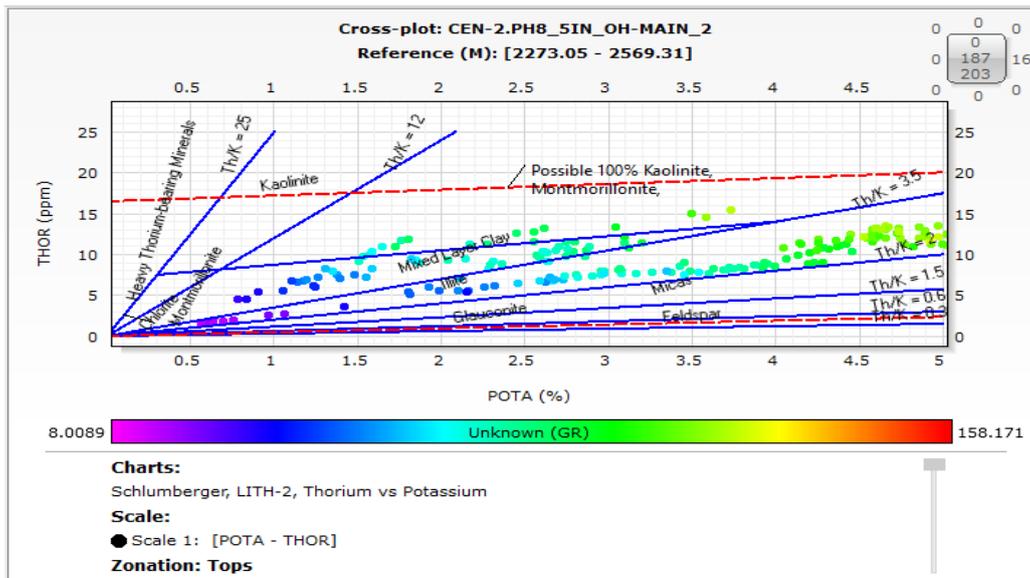


Figure III.10: Cross plot (POTA, THOR de la Série inférieure (CEN-2)

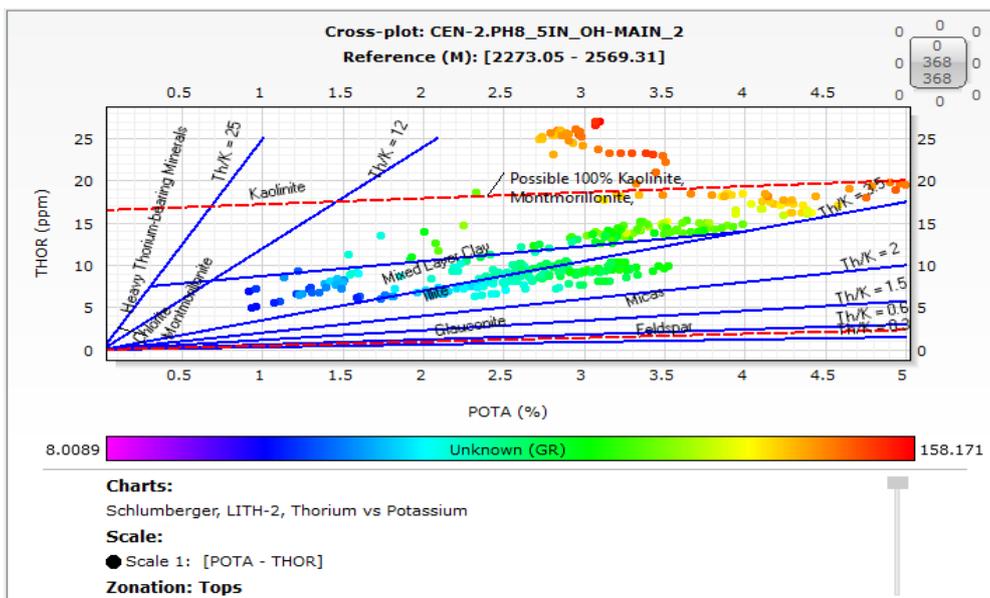


Figure III.11: Cross plot (POTA, THOR des Grès El Atchane (CEN-2)

3.2.2 Cross plot (POTA, PE) :

Ce graphique est un abaque qui représente le rapport du pourcentage entre le potassium et PE.

a) *Trias S4* :

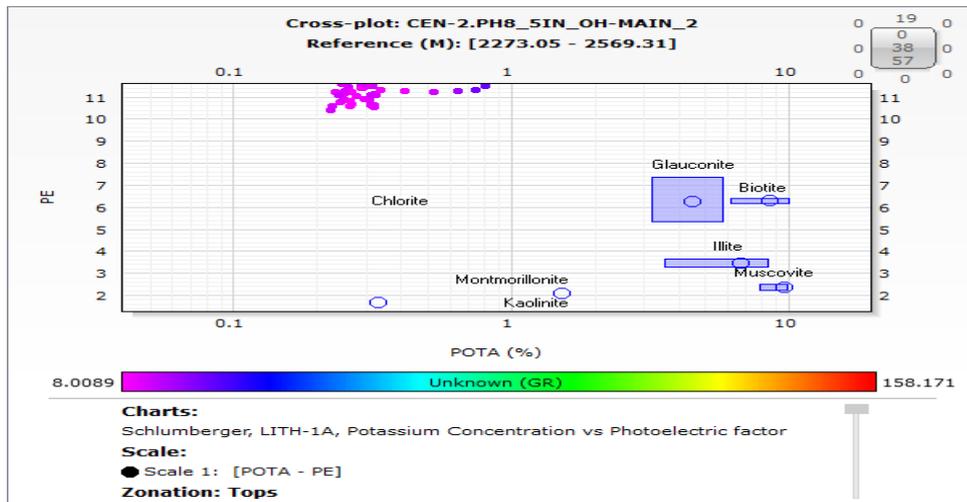


Figure III.12: Cross plot (POTA, PE) du Trias S4 (CEN-2)

D'après l'abaque on constate que l'enregistrement dans le Trias S4 n'indique aucune présence de minéraux.

b) *Trias Argileux* :

Le cross plot (POTA, PE) du Trias Argileux nous indique la présence de montmorillonite comme on remarque une tendance vers l'illite.

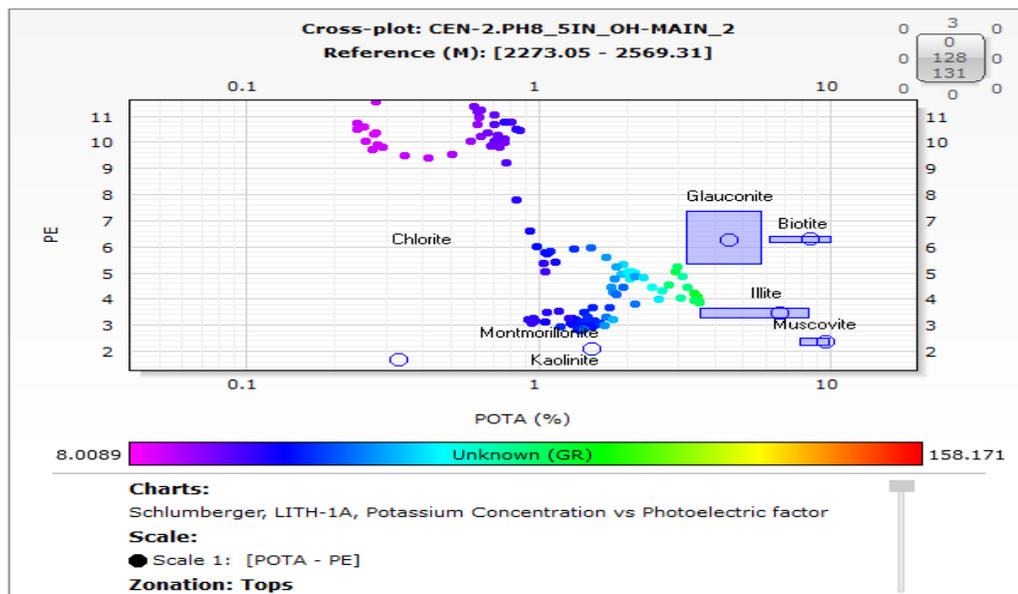


Figure III.13: Cross plot (POTA, PE) du Trias argileux (CEN-2)

c) *Trias T2A :*

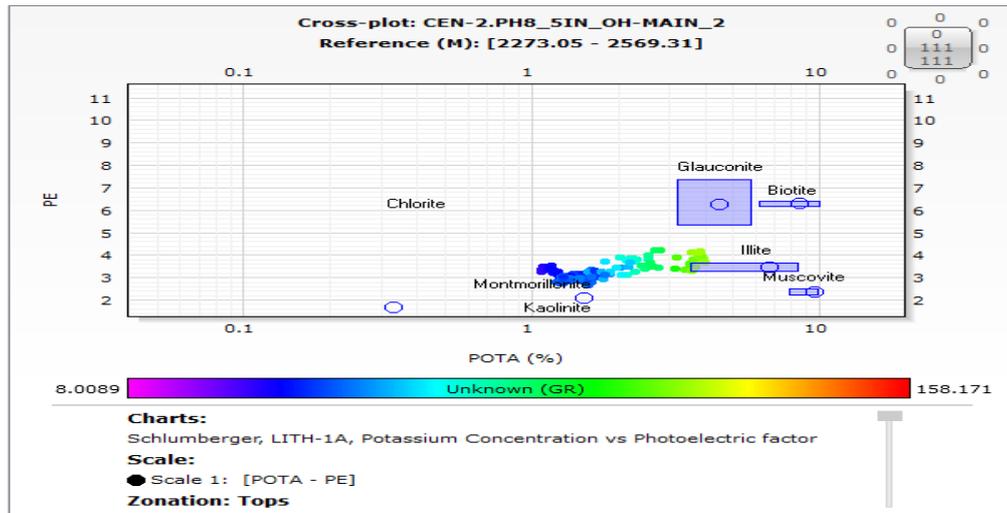


Figure III.14: Cross plot (POTA, PE) du Trias T2A

Le cross plot (POTA, PE) nous montre la présence de montmorillonite influencée par la présence de l'illite.

d) *Le Trias T1 B+C, la Série Inférieure et les Grès d'El Atchane :*

Les cross plot (POTA, PE) correspondant respectivement aux formations **Trias T1 B+C, la Série Inférieure et les Grès d'El Atchane** montrent la présence de montmorillonite, comme on remarque aussi que les valeurs de PE sont parallèlement suivant l'illite vers la glauconite.

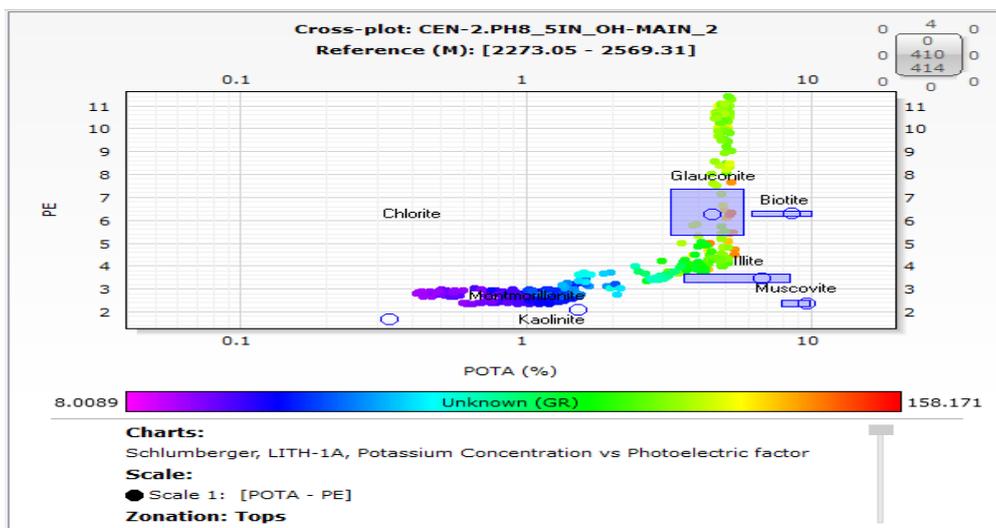


Figure III.15: Cross plot (POTA, PE) du Trias T1 B+C (CEN-2)

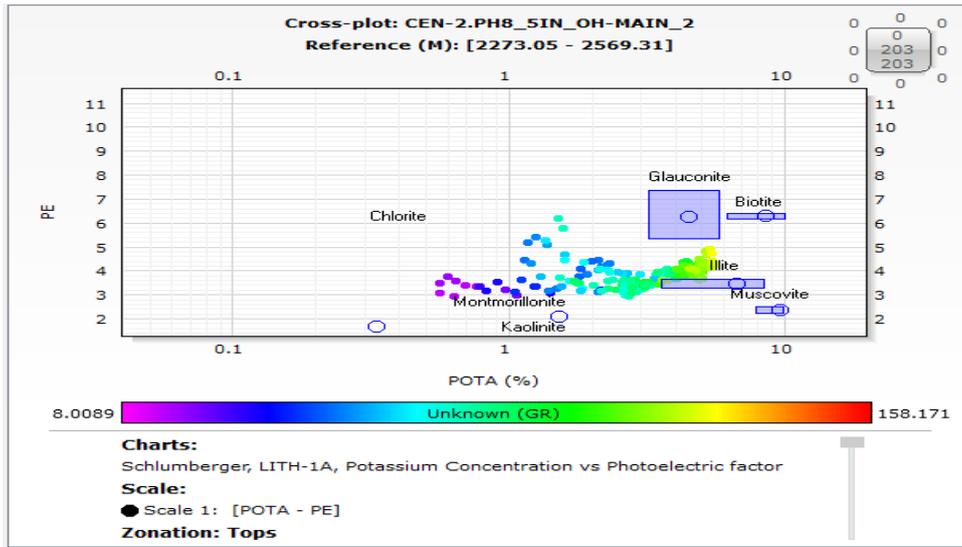


Figure III.16: Cross plot (POTA, PE) de la Série inférieure (CEN-2)

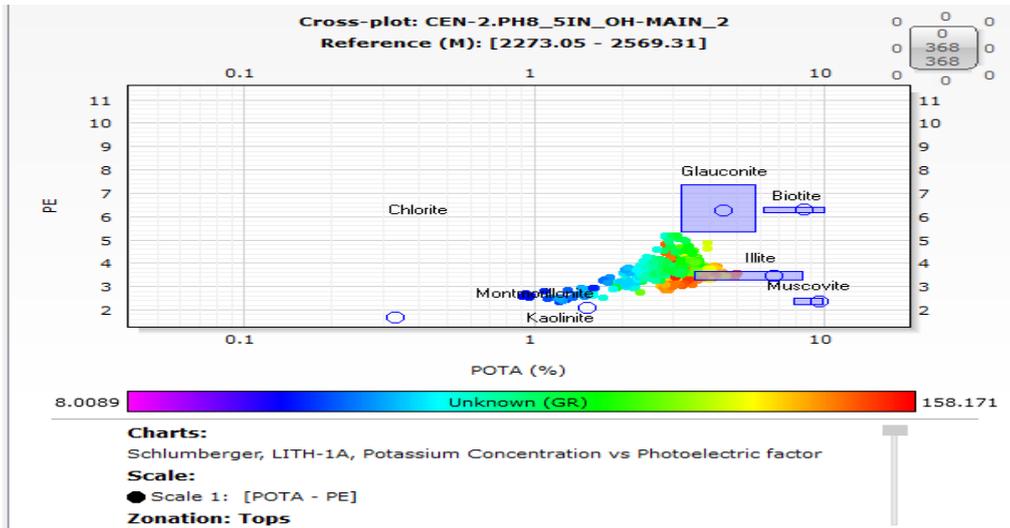


Figure III.17: Cross plot (POTA, PE) du Grès d'El Atchane (CEN-2)

3.3 Les propriétés physico-mécaniques :

On s'intéresse dans cette partie à la détermination du milieu et matrice associé pour chaque formation du puits CEN-2.

Dans notre étude on va utiliser une estimation par logiciel Tec log en utilisant le cross plot (RHOB, NPHI).

3.3.1 Le Cross-plot (RHOB, NPHI) :

C'est un abaque de la porosité en fonction de la densité de neutron. Dans cet abaque, le pourcentage de la porosité est porté sur l'axe des ordonnées et les valeurs de la densité de neutron en abscisse.

Sur les cross plot (RHOB, NPHI) des figures ci-après, on voit bien que les points correspondant à la zone propre se situent autour de la droite qui caractérise les Grès (Sandstone). Les observations des différents graphiques relèvent que la matrice est gréseuse pour toutes les formations, exceptées pour les Grès d'El Atchane où la matrice est de nature argileuse avec une porosité totale de 4% à 10%. La porosité totale des différentes matrices gréseuses pour chaque formation est comme suit.

- De 7% à 21% pour le Trias argileux,
- De 15% à 22% pour le *Trias T2 A.*, La présence de ciment argileux se manifeste par un déplacement en direction des droites caractéristiques de calcaire, avec une influence de présence de gaz.
- De 9% à 25% pour *Trias T2 B+C* avec une présence claire de gaz.
- De 7% à 25% pour la Série Inférieure. La présence du ciment argileux carbonaté se manifeste par un déplacement en direction des droites caractéristiques de calcaire et la dolomite

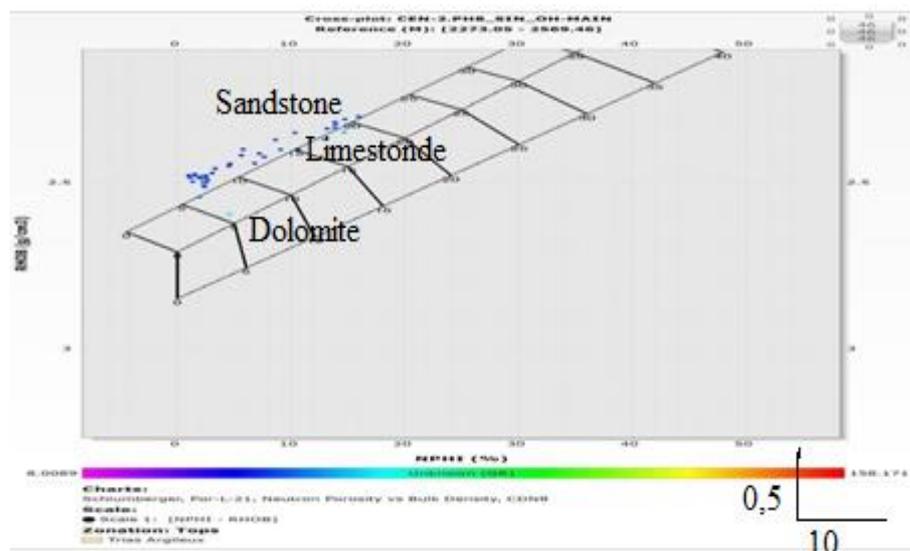


Figure III.18: Cross plot (NPHI, RHOB) du Trias Argileux (CEN-2)

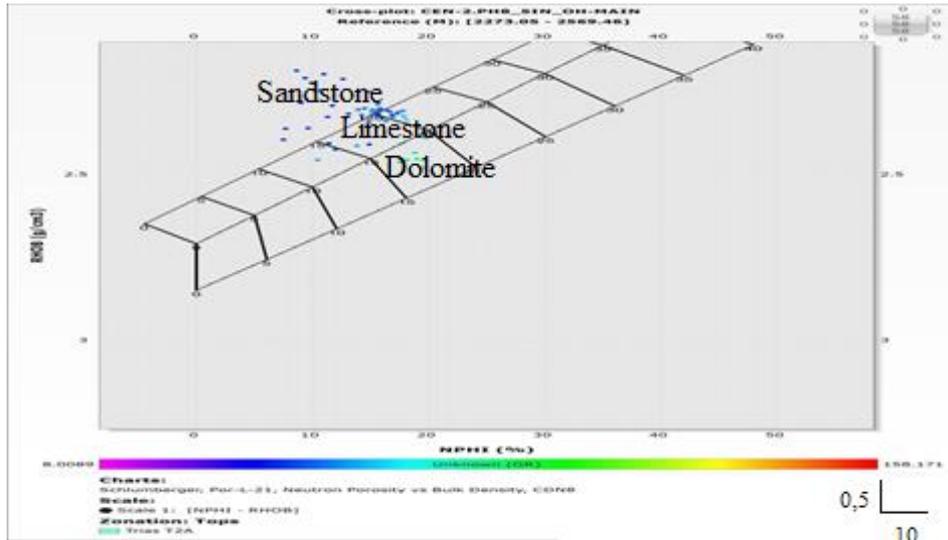


Figure III.19: Cross plot (NPHI, RHOB) du Trias T2 A (CEN-2)

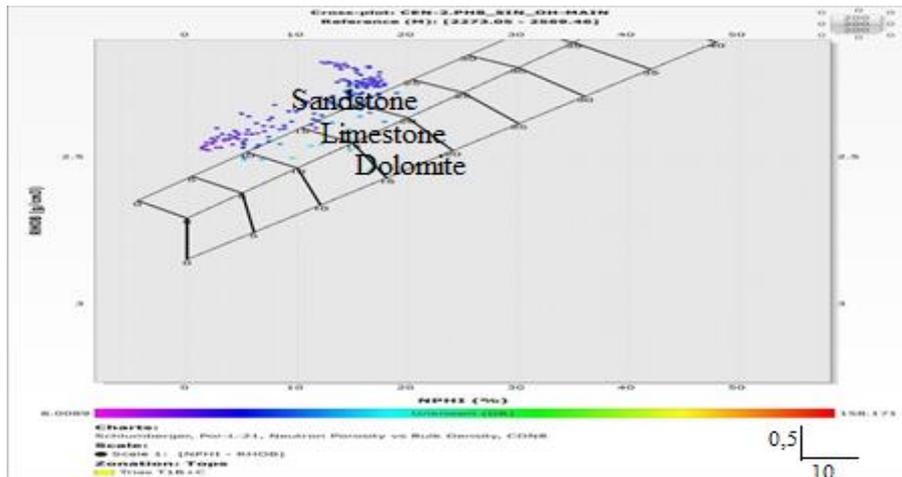


Figure III.20: Cross plot (NPHI, RHOB) du Trias T2 B+C (CEN-2)

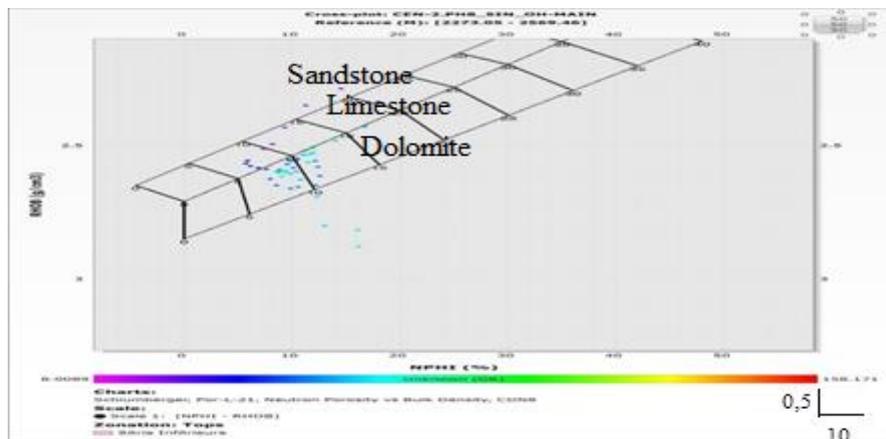


Figure III.21: Cross plot (NPHI, RHOB) de la Série Inferieur (CEN-2)

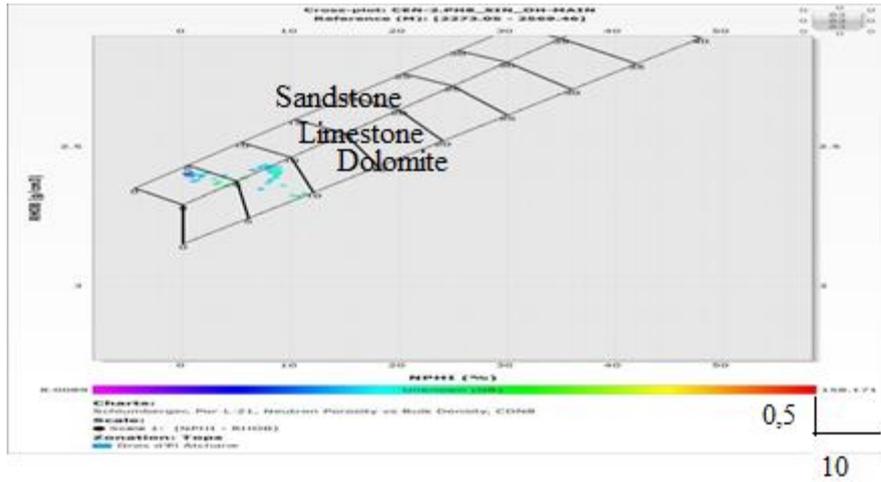


Figure III.22: Cross plot (NPHI, RHOB) des Grès d'El Atchane (CEN-2)

4. Interprétation quantitative :

4.1 Les paramètres de la matrice :

Tableau III.1: Détermination des paramètres de la matrice

Puits	Formations	Tops de formations	$G_{r\ min}$ (API)	$D_t\ f$ ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	$D_t\ ma$ ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	R_w (Ohm.m)	$R_{ho\ ma}$ (g/cc)
CEN-2	Trias S4	2296	4.50	189	53	0.014	2.65
	Trias Argileux	2352	10				
	Trias T2A	2372	26.4				
	TriasT1 B+C	2389	14.5				
	Série Inferieure	2452	12				
	Grès Atchane	2483	33.80				

4.2 Les Paramètres d'argile :

Tableau III.2 : Détermination des paramètres d'Argile (voir Annexe 1)

Puits	Formation	RHOB _{sh} (g/cc)	PHIN _{sh} (%)	Gr _{max} (API)
CEN-2	Trias S4	2.66	0.4	100
	Trias Argileux	2.65	0.26	96.33
	Trias T2A	2.61	0.20	120.15
	Trias T1 B+C	2.55	0.31	140.30
	Série Inferieure	2.64	0.25	130.23
	Grès d'El Atchane	2.68	0.13	145.80

4.3 Les paramètre pétrophysiques:

Pour l'interprétation on considère que Le G_r Cut-off : Il correspond 35% d'argile

4.3.1 Résistivité :

La résistivité de la zone vierge R_t utilisée est la courbe «AT90 » de l'outil AIT.

4.3.2 Porosité :

La porosité utilisée pour l'interprétation est celle calculée par le programme Tech log en exploitant les outils de porosité à savoir les courbes : « **PHIN et PHIE** ».

4.3.3 Saturation en eau :

La formule de **dual water** a été utilisée pour le calcul de la saturation en eau de formation, les paramètres de formation utilisée sont :

$$a=2 ; m=2.$$

Ou: a: Coefficient de lithologie et m:coefficient de cimentation

La lecture des paramètres enregistrés par les diagrapies ainsi que le calcul des paramètres pétrophysiques de chaque formation et les différentes observations, sont résumés dans les tableaux ci-après :

L'estimation des différentes valeurs est basée sur le principe de la moyenne pondérée, et en considérant l'épaisseur de chaque réservoir comme un poids ayant une certaine influence sur la valeur de ces paramètres.

La formule appliquée juste pour les bancs satisfaisant les conditions limites

($V_{sh} \leq 35\%$, $S_w \leq 50\%$) est la suivante :

$$X_{moye} = \frac{\sum (H_i * X_i)}{\sum H_i}$$

Avec :

X_i : Paramètre Pétrophysiques : V_{sh} , **PHIE**, S_w .

H_i : L'épaisseur de l'intervalle considéré.

Trias argileux :

Tableaux III.3: résultat du paramètre pétro physique pour le Trias Argileux :(voir Annexe 2)

Réservoirs	Intervalles (m)	V_{sh} (%)	PHIE (%)	Rt (Ohm.m)	S_w (%)	Obs
Trias argileux	2359-2360	35	18	309.91	94	CP
	2365-2366	34	3	148.15	42	HC
	2366-2367	35	2	178.72	56	CP
	2367-2368	34	3	169	34	HC
	2368-2369	35	11	76.61	14	HC
	2369-2370	35	11	66.84	15	HC
	2371-2372	26	12	406	44	HC

D'après le tableau ci-dessus, le Trias Argileux est à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 26%. (Voir Annexe 1)

Trias T2A :

Tableaux III.4 : résultat du paramètre pétro physique pour le T2 A : (voir Annexe 2)

Réservoirs	Intervalles (m)	V_{sh} (%)	PHIE (%)	Rt (Ohm.m)	S_w (%)	Obs
Trias T2A	2372-2373	10	20	1423	1.5	HC
	2373-2374	9	16	825	2.7	HC
	2374-2375	14	19	155.16	51	HC
	2377-2378	30	11	43.73	30	HC
	2378-2379	32	11	13.27	61	CP
	2383-2384	29	15	20.49	25	HC
	2384-2385	22	10	40.18	11	HC
	2387-2388	22	17	751.8	25	HC
	2388-2389	23	16	1034.76	2	HC

Le Trias T2 A est à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 20%. (Voir Annexe 1)

Trias T1 B+C :

Tableaux III.5 : résultat du paramètre pétro physique pour le T1 B+C (Voir Annexe 2)

Réservoirs	Intervalles (m)	V_{sh} (%)	PHIE (%)	Rt (Ohm.m)	S_w (%)	Obs
Trias T1 B+C	2389-2390	24	14	1583.12	21	HC
	2390-2391	28	13	444.07	42	HC
	2406-2407	17	19	1047.49	5	HC

2407-2408	12	21	793	2	HC
2408-2409	7	23	1722	1	HC
2409-2410	6	23	2000	1	HC
2410-2411	7	23	1936.64	1	HC
2411-2412	16	19	285.53	10	HC
2413-2414	13	19	128.56	7	HC
2416-2417	19	18	40.65	19	HC
2417-2418	15	22	32.91	12	HC
2418-2419	13	20	4.11	32	HC
2419-2420	15	15	1.06	72	CP
2420-2421	13	12	1.5	84	CP
2421-2422	10	9	/	96	CP
2422-2423	15	14	1.07	85	CP
2423-2424	17	8	2.04	98	CP
2425-2426	25	9	1.67	98	CP
2427-2428	17	11	2.17	82	CP
2428-2429	5	8	4.16	74	CP
2429-2430	6	10	4.53	53	/
2430-2431	8	11	4.73	50	/
2431-2432	7	9	7.91	51	/
2432-2433	21	12	1.17	99	CP
2433-2434	12	21	0.46	85	CP
2434-2435	13	20	0.38	93	CP
2434-2435	9	21	0.40	88	CP
2435-2436	12	20	0.34	97	CP

	2436-2437	9	17	0.45	99	CP
	2437-2438	16	17	0.44	100	CP
	2439-2440	23	15	0.55	96	CP

Le Trias T1B+C est à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 31%. (Voir Annexe 1)

Série Inferieure :

Tableaux III.6 : résultat du paramètre pétrophysiques pour la série inferieur (voir Annexe 2)

Réservoirs	Intervalles (m)	V_{sh} (%)	PHIE (%)	Rt (Ohm.m)	S_w (%)	Obs
Série Inferieure	2461-2462	20	17	0.64	82	CP
	2462-2436	8	10	1.5	93	CP
	2476-2477	31	3	8.07	99	CP

La Série Inferieure est à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 25%. (Voir Annexe 1)

Grès d'El Atchane :

Tableaux III.7 : résultat du paramètre pétro physique pour les Grès d'El Atchane (voir Annexe 2)

Réservoirs	Intervalles (m)	V_{sh} (%)	PHIE (%)	Rt (Ohm.m)	S_w (%)	Obs
Grès El Atchane	2508-2509	28	89	17	3	HC
	2510-2511	32	100	22.17	1	HC
	2511-2512	12	81	37.61	2	HC
	2512-2513	14	91	33.39	2	HC
	2515-2516	23	100	15.64	3	HC

	2519-2520	34	100	5.85	5	HC
	2523-2524	23	100	7.25	5	HC
	2524-2525	28	100	6.06	5	HC
	2525-2526	29	100	5.55	6	HC
	2526-2527	31	100	5.12	6	HC
	2527-2528	26	100	7.09	4	HC

Grès d'El Atchane est à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 13%. (voir Annexe 1)

4. Analyse des résultats diagraphiques du puits CEN-2 :

4.1 Réservoir de trias argileux :

Le réservoir est à hydrocarbures sur les intervalles suivants :

(2365-2366m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 2.3% à 3% et une saturation en eau de formation entre de 23% à 73%.

(2367-2368m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 5.2% à 2.5% et une saturation en eau de 19% à 52%.

(2368-2369m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 6% à 15% et une saturation en eau de 12% à 18%.

(2369-2370m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 8% à 14% et une saturation en eau de 12% à 18%.

4.2 Réservoir de trias T2 A :

Le réservoir est à hydrocarbures sur les intervalles suivants :

(2371-2372m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 6% à 17% et une saturation en eau de 2% à 14%.

(2372-2373m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 18% à 21% et une saturation en eau de 1.4% à 1.7%.

(2373-2374m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 12% à 20% et une saturation en eau de 1.7% à 4%.

(2374-2375m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 16% à 21% et une saturation en eau de 2% à 19%.

(2377-2378m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 7% à 13% et une saturation en eau de 11% à 44%.

(2383-2384m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 10% à 17% et une saturation en eau de 14% à 78%.

(2384-2385m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 17% et une saturation en eau de 9% à 12%.

(2387-2388m) soit un net-pay de **1m**, avec une porosité de 16% à 18% et une saturation en eau de 2%.

4.3 Réservoir de Trias T1 B+C :

(2388-2389m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 14% à 17% et une saturation en eau de 2.2%

(2389-2390m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 11% à 15% et saturation en eau de 13% à 37%.

(2390-2391m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 6% à 16% et une saturation en eau de 14% 100%.

(2406-2407m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 18% à 20% et une saturation en eau de 2% à 7%.

(2407-2408m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 20% à 22% et une saturation en eau de 1.7% à 3.5%.

(2408-2409m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 22% à 23% et une saturation en eau de 1.1% à 1.5%.

(2409-2410m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 22% à 23% et une saturation en eau de 1.1%.

(2410-2411m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 21% à 23% et une saturation en eau de 1.1% à 1.3%.

(2411-2412m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 17% à 20% et une saturation en eau de 1.7% à 20%.

(2413-2414m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 16% à 20% et une saturation en eau de 3% à 13%.

(2416-2417m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 15% à 20 % et une saturation en eau de 5% à 33%.

(2417-2418m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 19% à 22% et une saturation en eau de 7% à 19%.

(2418-2419m) soit un net-pay de 1m, avec une porosité de 17% à 21% et une saturation en eau de 20% à 52%.

L'interprétation des résultats des diagraphies, faite durant ce travail sur le puits CEN-2 de la structure de CEN effectuée sur les réservoirs (Trias S4, Trias argileux, Trias T2A, Trias T1 B+C, Série inférieure, Grès d'El Atchane) est confirmée par le logiciel Tech log de Schlumberger.

❖ Trias S4 :

Il n'a pas des enregistrements de diaggraphie.

❖ Trias argileux :

Le réservoir Trias argileux présente des paramètres pétrophysiques au niveau des intervalles (2365-2366), (2367-2368), (2368-2369) et (2369-2370). Ces bancs, caractérisés par une porosité variant entre 2.3 à 15% et une saturation en eau entre 12 à 73%, présentent un intérêt pétrolier dans ce réservoir. Les autres niveaux sont caractérisés par des bancs moins épais par de faibles porosités. Le reste du réservoir est argileux.

❖ Trias T2 A :

Le réservoir Trias argileux présente des paramètres pétrophysiques au niveau des intervalles (2371-2372), (2372-2373), (2373-2374), (2374-2375), (2377-2378), (2383-2384), (2384-2385) et (2387-2388), ces bancs, caractérisée par une porosité variant entre (6 à 21%) et une saturation en eau varie entre (1.4 à 78%), présente un intérêt pétrolier dans ce réservoir. Les autres niveaux sont caractérisés par des bancs moins épais par des faibles porosités. Le reste de réservoir est argileux.

❖ Trias T1B+C :

Le réservoir Trias argileux présente des paramètres pétrophysiques au niveau des intervalles (2388-2389), (2389-2390), (2390-2391), (2406-2407), (2407-2408), (2408-2409), (2409-

2410) et (2410-2411), (2311-2312), (2413-2414), (2416-2417), (2417-2418) et (2418-2419), ces bancs sont caractérisés par une porosité varie entre (6 à 23%) et une saturation en eau varie entre (1.1 à 100%), qui sont présente l'intérêt pétrolier dans ce réservoir. Les autres niveaux sont caractérisés par des bancs moins épais par des faibles porosités.

❖ **Série inferieur :**

Le réservoir est argileux.

❖ **Grès el Atchane :**

Le réservoir est argileux.

5. Conclusion

Grace aux résultats obtenus à partir l'acquisition et le traitement des données diagrapies du TAGI correspond au puits CEN-2 réalisés par l'logiciel on conclut que le TAGI est beaucoup plus argileux et un peu compact.

Aussi, l'illite est le minéral de la matrice le plus prépondérant. Plusieurs types de ciment ont été mise en évidence, il s'agit de ciment carbonaté et argileux, d'où ce dernier est le plus répandu dans la formation.

Conclusion générale



Conclusion générale

Conclusion générale

L'évaluation des paramètres pétrophysiques des réservoirs Trias S4, Trias Argileux, Trias T2A, Trias T1 B+C, la Série Inférieure, Grès d'El Atchane, du puits CEN-2 nous a permis d'avoir un aperçu sur la lithologie de la matrice, la minéralogie des formations géologiques et la détermination des caractéristiques pétrophysiques afin d'obtenir des informations sur la localisation des emplacements d'hydrocarbures pour chaque réservoir.

L'interprétation des diagraphies enregistrées dans le puits CEN-2 montre que les intervalles suivants sont en hydrocarbures :

(2365-2366), (2367-2368), (2368-2369), (2369-2370), (2371-2372), (2372-2373), (2373-2374), (2374-2375), (2377-2378), (2383-2384), (2384-2385), (2387-2388), (2388-2389), (2389-2390), (2390-2391), (2406-2407), (2407-2408), (2408-2409), (2409-2410), (2410-2411), (2411-2412), (2413-2414), (2416-2417), (2417-2418), (2418-2419) et (2508-2528) [m].

Bibliographie

Bibliographie :

- 1) **ASSAMI, 2012:** Y.ASMI (Apport des mesures de pression de MDT dans l'optimisation De production de réservoir cambro-ordovisien De champ du Hassi Messaoud).Diplôme Master. Université KASDI MERBAH Ouargla.
- 2) **BELARBI et NEHAR, 2017:**S. BELARIBI et N. NEHAR (Apport de la diagrapie dans l'étude spatio-temporelle du réservoir TAGI (cas du bassin de Haoud Berkaoui). Diplôme Master Université BEKR Belkaid. Tlemcen.
- 3) **BENDJERAD, 2010:** K. BENDJERAD (l'évaluation Du réservoir ordovicien de la structure de Garet EL Gufoul dans le bassin de l'Ahnet). Diplôme Master. Université Boumerdes
- 4) **BERKANE, 2007:** F.BERKANE (Influence de la salinité sur les résultats de diagrapie dans le F6 Tinrhert (Bassin d'Illizi) Diplôme Master Université de science et de technologie Houari Boumediene.
- 5) **DJERAFI, 2012:** k. DJERAFI (les réservoirs pétroliers et la production mondiale du pétrole et du gaz). Diplôme Master. Université Boumerdes.
- 6) **HAMADAS et CHEKKAI, 2013:** M.HAMADAS et M.CHEKKAI (Evaluation pétrophysiques et simulation par fracturation hydraulique des réservoirs cambro-ordoviens de la région de In Amenas Bassin d'Illizi) Diplôme Master. Université Boumerdes.
- 7) **KARKARINE et SALMI, 2008 :** K, KARKALINE et O.SALMI (Interprétation et Evaluation des réservoirs par les diagrapies conventionnelles) Diplôme Master. Université Boumerdes.
- 8) **KHAZANI et BENNANA ,2016:** Caractéristiques pétrophysiques du réservoir Triasique du champ de Benkahla Sud (Bassin Haoud Berkaoui). Dipl. Master Professionnel. Université Tlemcen.
- 9) **SERRA, 1997:**O, SERRA- diagrapie différées (base d'interprétation)
- 10) **Sonatrach, 2014:** *Dr Mohamed Said Beghoul – UFR GGR- IAP-* les diagrapies différées principe des outils et base d'interprétation 13-16 Octobre IAP-Boumerdes.

Bibliographie

11) Sonatrach, 2017 : Division d'exploration, rapport d'implantation page 08, page 20 et page 27.

12) WEC: (Well Evaluation Conférences). (2005) – Géologie de l'Algérie.

Annexe

Annexe 01: Les couches (zones) du réservoir TAGI du puits Chebet el Nakhela bassin oued Mya:

Zones	Top	Bottom	Gross	Net	Volume de sable (V_{sh})	Porosité	Saturation en eau (S_w)
Trias S4	2296.000	2352.000	56.000	8.545	0.086	0.395	0.026
Trias Argileux	2352.000	2372.000	20.000	8.418	0.168	0.324	0.016
Trias T2A	2372.000	2389.000	17.000	8.770	0.191	0.170	0.075
Trias T1B+C	2389.000	2452.000	63.000	14.043	0.144	0.188	0.115
Série Inferieure	2452.000	2483.000	31.000	0.000	/	/	/
Grès d'El Atchane	2483.000	2539.000	56.000	0.000	/	/	/

Annexe

Annexe 02: Les paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI du puits Chebet el Nakhela bassin oued Mya

V _{SH}	Saturation (%)	Résistivité(%)	Porosité(%)	Profondeur(m)
0,333748	0,583257	2000	0,240692	2359
0,261654	1	158,6274	0,19265	2359,152
0,232124	1	4,6129	0,143083	2359,304
0,28917	1	1,2579	0,143411	2359,457
0,378419	1	1,1065	0,186993	2359,609
0,455996	1	1,489	0,208614	2359,762
0,529121	1	2,328	0,163816	2359,914
0,594699	1	4,6617	0,125107	2360,066
0,644292	1	9,1317	0,111507	2360,219
0,657511	1	15,3023	0,118193	2360,371
0,655261	1	19,1133	0,116713	2360,524
0,652074	1	22,2934	0,116297	2360,676
0,617667	1	23,4713	0,107683	2360,828
0,548621	1	20,97	0,1107	2360,981
0,519183	1	15,1773	0,107897	2361,133
0,525277	1	10,7615	0,087418	2361,286
0,509808	1	7,9819	0,072642	2361,438
0,460356	1	6,6199	0,073433	2361,59
0,453044	1	5,6851	0,074444	2361,743
0,530667	1	5,1348	0,065447	2361,895
0,632902	1	4,8148	0,048256	2362,048
0,687557	1	4,7453	0,020333	2362,2
0,732932	1	4,2865	0,003347	2362,352
0,865212	1	3,4287	0	2362,505
0,930368	1	2,7906	0,007746	2362,657
0,867837	1	2,7372	0,026347	2362,81
0,786838	1	2,9395	0,012613	2362,962
0,844869	1	3,0568	0	2363,114
0,962102	1	3,1134	0	2363,267
0,969789	1	3,1497	0	2363,419
0,951414	1	3,1524	0	2363,572
0,925306	1	3,2046	0	2363,724
0,90215	1	3,4239	0	2363,876
0,88593	1	4,0336	0	2364,029
0,80165	1	5,6382	0	2364,181
0,640354	1	10,4745	0	2364,334
0,479481	1	27,0152	0	2364,486
0,380669	1	87,4688	0,01448	2364,638
0,359107	0,333987	298,9232	0,020491	2364,791
0,35606	0,277328	402,3675	0,02127	2364,943
0,323529	0,23035	338,6961	0,027911	2365,096
0,308154	0,288214	163,2713	0,032129	2365,248
0,351372	0,503278	75,8306	0,026998	2365,4
0,373825	0,737924	63,8179	0,023899	2365,553

Annexe

0,360044	0,510249	88,1061	0,024705	2365,705
0,326951	0,308441	159,1796	0,030405	2365,858
0,302623	0,232087	214,0321	0,034848	2366,01
0,318092	0,28815	171,5654	0,03135	2366,162
0,356529	0,445943	147,4292	0,021852	2366,315
0,396326	1	156,5679	0,012374	2366,467
0,386763	1	177,2863	0,013363	2366,62
0,365904	0,558106	191,3505	0,017202	2366,772
0,363653	0,412554	192,8191	0,021987	2366,924
0,367544	0,403084	185,1948	0,0251	2367,077
0,368622	0,404315	177,8924	0,026084	2367,229
0,379122	0,524346	177,5397	0,025332	2367,382
0,371716	0,423219	178,9597	0,026645	2367,534
0,337919	0,268323	173,6189	0,033466	2367,686
0,30642	0,216938	156,2807	0,043629	2367,839
0,286264	0,193231	133,5822	0,05298	2367,991
0,294373	0,186489	110,5058	0,060356	2368,144
0,332154	0,181503	91,2358	0,068249	2368,296
0,356904	0,139715	76,8516	0,096604	2368,448
0,373497	0,13108	66,6126	0,131584	2368,601
0,375325	0,121948	59,5192	0,151798	2368,753
0,37195	0,120126	54,9674	0,152587	2368,906
0,380857	0,146249	51,7814	0,143274	2369,058
0,358919	0,120251	50,671	0,138227	2369,21
0,360185	0,124628	53,8248	0,129407	2369,363
0,360466	0,152443	62,5886	0,098109	2369,515
0,31767	0,164132	75,8739	0,082761	2369,668
0,319732	0,157647	86,4131	0,08074	2369,82
0,375091	0,182719	86,7877	0,08687	2369,972
0,484121	0,542931	82,3909	0,097934	2370,125
0,571543	0,875963	80,9786	0,099828	2370,277
0,52598	0,600131	82,3455	0,115673	2370,43
0,448263	0,312183	85,0817	0,126768	2370,582
0,375185	0,13928	92,7262	0,111237	2370,734
0,300748	0,145825	113,3274	0,076219	2370,887
0,271029	0,1429	152,8722	0,066968	2371,039
0,258092	0,092389	202,1806	0,090069	2371,192
0,245202	0,060027	264,2671	0,121254	2371,344
0,251951	0,048264	373,143	0,126913	2371,496
0,264607	0,043368	471,1719	0,125692	2371,649
0,258468	0,031234	593,2321	0,155532	2371,801
0,266061	0,023686	789,1302	0,177825	2371,954
0,095556	0,017092	1045,241	0,214124	2372,106
0,126924	0,015592	1297,197	0,210695	2372,258
0,138202	0,014817	1493,935	0,206606	2372,411
0,118455	0,014537	1603,213	0,203283	2372,563
0,093654	0,015042	1601,511	0,196554	2372,716
0,072699	0,016433	1501,642	0,185813	2372,868

Annexe

0,053299	0,017465	1348,38	0,184492	2373,02
0,05533	0,019807	1188,957	0,173245	2373,173
0,087303	0,025115	994,611	0,149383	2373,325
0,112406	0,037577	643,9592	0,124082	2373,478
0,107135	0,043935	381,2703	0,137924	2373,63
0,09737	0,028364	569,7776	0,174763	2373,782
0,092963	0,022819	653,0991	0,202902	2373,935
0,112406	0,023715	537,4825	0,215206	2374,087
0,128177	0,040577	186,2248	0,213681	2374,24
0,125455	0,057228	99,7063	0,207058	2374,392
0,137812	0,078413	59,9771	0,194842	2374,544
0,156391	0,109314	33,2851	0,187612	2374,697
0,191951	0,191777	14,2884	0,16322	2374,849
0,305673	0,39992	6,2267	0,118567	2375,002
0,531214	1	4,0412	0,094529	2375,154
0,694711	1	4,3609	0,08213	2375,306
0,643726	1	7,4009	0,084008	2375,459
0,442553	1	17,2311	0,106095	2375,611
0,250368	0,126269	38,368	0,15128	2375,764
0,183396	0,093894	49,9355	0,178329	2375,916
0,260521	0,123617	36,6974	0,158005	2376,068
0,408807	0,565593	21,9847	0,111882	2376,221
0,495136	1	14,3934	0,09069	2376,373
0,512549	1	11,3241	0,089705	2376,526
0,510389	1	11,0696	0,09058	2376,678
0,501919	1	13,7843	0,096063	2376,83
0,467483	1	20,1869	0,1067	2376,983
0,412956	0,447977	25,0363	0,117358	2377,135
0,390143	0,387603	25,58	0,10308	2377,288
0,404357	0,545235	31,6719	0,077098	2377,44
0,337819	0,238352	51,5523	0,085049	2377,592
0,191432	0,115755	70,3788	0,121844	2377,745
0,123165	0,114521	58,2157	0,135412	2377,897
0,122819	0,150381	41,6097	0,148374	2378,05
0,116294	0,14498	26,5523	0,158381	2378,202
0,126232	0,226057	12,5373	0,147824	2378,354
0,182316	0,819697	5,3284	0,117216	2378,507
0,356354	1	2,7832	0,083666	2378,659
0,614604	1	2,0774	0,053772	2378,812
0,791322	1	2,0625	0,026206	2378,964
0,877996	1	2,1401	0,013941	2379,116
0,883007	1	2,0104	0,010812	2379,269
0,85959	1	1,782	0,016663	2379,421
0,918956	1	1,6222	0,015487	2379,574
0,962076	1	1,5989	0,013259	2379,726
0,911697	1	1,7568	0,021745	2379,878
0,855269	1	1,9793	0,021867	2380,031
0,879551	1	2,0711	0,007656	2380,183

Annexe

0,918826	1	2,0257	0,000202	2380,336
0,945615	1	1,8788	0	2380,488
0,958447	1	1,7358	0,000952	2380,64
0,983507	1	1,7306	0	2380,793
0,968558	1	1,854	0	2380,945
0,896488	1	1,9258	0	2381,098
0,860713	1	1,8091	0,006568	2381,25
0,897179	1	1,5983	0,010094	2381,402
0,939133	1	1,4585	0,011898	2381,555
0,962379	1	1,4257	0,011276	2381,707
0,996296	1	1,454	0,000895	2381,86
0,948855	1	1,4921	0,010879	2382,012
0,913943	1	1,5092	0,016527	2382,164
0,956028	1	1,5132	0,013128	2382,317
0,968558	1	1,5829	0,012181	2382,469
0,960349	1	1,9305	0,0129	2382,622
0,864428	1	3,0448	0,030632	2382,774
0,65496	1	5,7739	0,066308	2382,926
0,490427	0,786997	10,4756	0,101764	2383,079
0,35346	0,271747	15,4697	0,136439	2383,231
0,254774	0,16416	19,9593	0,161333	2383,384
0,240602	0,142646	23,4323	0,171355	2383,536
0,242936	0,138392	24,7042	0,172016	2383,688
0,240602	0,143022	24,4123	0,167438	2383,841
0,243453	0,142322	25,0083	0,166245	2383,993
0,219949	0,128771	27,8088	0,174243	2384,146
0,198951	0,1152	32,8339	0,179246	2384,298
0,224875	0,104072	40,5745	0,178485	2384,45
0,236368	0,094011	49,4644	0,178953	2384,603
0,218913	0,092349	50,8399	0,179693	2384,755
0,2597	0,105154	39,5613	0,178897	2384,908
0,345596	0,180348	24,6885	0,161829	2385,06
0,396581	0,310997	15,888	0,152022	2385,212
0,425832	0,501835	11,157	0,145723	2385,365
0,526245	1	8,4774	0,106839	2385,517
0,613092	1	7,9683	0,078631	2385,67
0,616289	1	8,8795	0,090294	2385,822
0,606697	1	8,4906	0,093951	2385,974
0,642646	1	6,7525	0,0795	2386,127
0,582501	1	6,8613	0,092569	2386,279
0,378519	0,706839	11,3095	0,141864	2386,432
0,26523	0,135307	29,4367	0,161176	2386,584
0,274477	0,075483	93,0661	0,162487	2386,736
0,262811	0,048272	219,1121	0,16559	2386,889
0,23585	0,033243	437,3643	0,170194	2387,041
0,260219	0,026968	689,959	0,167032	2387,194
0,272057	0,024067	880,8843	0,165647	2387,346
0,212171	0,021429	950,2201	0,179122	2387,498

Annexe

0,168921	0,022415	806,2112	0,185913	2387,651
0,192859	0,024056	751,4206	0,179432	2387,803
0,226474	0,024869	746,5789	0,17413	2387,956
0,229455	0,024278	785,009	0,173944	2388,108
0,239133	0,023023	893,3766	0,17194	2388,26
0,236886	0,022079	1010,893	0,168553	2388,413
0,215801	0,02186	1069,077	0,165542	2388,565
0,235288	0,022626	1140,394	0,154854	2388,718
0,271322	0,02312	1309,831	0,141407	2388,87
0,298008	0,378587	1384,645	0,119465	2389,022
0,27657	0,283046	1481,831	0,136224	2389,175
0,240037	0,188413	1538,221	0,144592	2389,327
0,218793	0,137859	1572,269	0,150208	2389,48
0,219758	0,140016	1627,568	0,149903	2389,632
0,234694	0,168266	1701,87	0,151919	2389,784
0,255005	0,206932	1775,477	0,153812	2389,937
0,245799	0,184442	1208,068	0,157803	2390,089
0,225841	0,142723	933,5757	0,162035	2390,242
0,238975	0,169597	436,3185	0,16353	2390,394
0,2898	0,35138	63,9643	0,134015	2390,546
0,325465	0,664918	16,5636	0,099741	2390,699
0,363577	1	5,9368	0,066582	2390,851
0,485957	1	3,053	0,031683	2391,004
0,67632	1	2,1635	0	2391,156
0,820589	1	1,8851	0	2391,308
0,855417	1	1,8529	0,002041	2391,461
0,854419	1	1,8874	0,005172	2391,613
0,838905	1	1,7059	0	2391,766
0,827123	1	1,208	0	2391,918
0,928871	1	0,878	0	2392,07
1	1	0,7595	0	2392,223
0,920535	1	0,727	0,044812	2392,375
0,887187	1	0,7168	0,056192	2392,528
0,877305	1	0,7065	0,042931	2392,68
0,802402	1	0,6915	0,053709	2392,832
0,788948	1	0,6817	0,054025	2392,985
0,841383	1	0,6695	0,04504	2393,137
0,868293	1	0,6588	0,03884	2393,29
0,836716	1	0,649	0,04713	2393,442
0,80089	1	0,6374	0,060207	2393,594
0,80369	1	0,6321	0,054615	2393,747
0,795579	1	0,6397	0,058105	2393,899
0,77633	1	0,6572	0,068582	2394,052
0,784699	1	0,6763	0,093289	2394,204
0,843958	1	0,6773	0,098432	2394,356
0,859988	1	0,6712	0,083691	2394,509
0,813507	1	0,6683	0,0761	2394,661
0,790396	1	0,6716	0,086151	2394,814

Annexe

0,77324	1	0,6813	0,110896	2394,966
0,786051	1	0,6948	0,11686	2395,118
0,807746	1	0,7117	0,104782	2395,271
0,793003	1	0,7439	0,086626	2395,423
0,756856	1	0,8087	0,086165	2395,576
0,735097	1	0,8949	0,064309	2395,728
0,764646	1	0,9831	0,036189	2395,88
0,803594	1	1,0563	0,02687	2396,033
0,792456	1	1,1168	0,032061	2396,185
0,776105	1	1,1881	0,030713	2396,338
0,775075	1	1,2762	0,024763	2396,49
0,76471	1	1,3439	0,022408	2396,642
0,7378	1	1,3407	0,033564	2396,795
0,741534	1	1,2583	0,046554	2396,947
0,756985	1	1,1209	0,054093	2397,1
0,789431	1	0,9959	0,060302	2397,252
0,826737	1	0,9181	0,058763	2397,404
0,812832	1	0,8898	0,07568	2397,557
0,788433	1	0,8984	0,084642	2397,709
0,763423	1	0,9452	0,086909	2397,862
0,754796	1	1,0165	0,09029	2398,014
0,750289	1	1,0715	0,087347	2398,166
0,74192	1	1,1159	0,087422	2398,319
0,765997	1	1,1578	0,065183	2398,471
0,779517	1	1,1906	0,056246	2398,624
0,763873	1	1,2285	0,050684	2398,776
0,761169	1	1,2755	0,033413	2398,928
0,75898	1	1,3136	0,039176	2399,081
0,752607	1	1,338	0,051115	2399,233
0,752865	1	1,361	0,046491	2399,386
0,756791	1	1,3957	0,043267	2399,538
0,781931	1	1,4363	0,03357	2399,69
0,821265	1	1,4733	0,023996	2399,843
0,80678	1	1,4957	0,025002	2399,995
0,797156	1	1,4975	0,029975	2400,148
0,823035	1	1,4848	0,03043	2400,3
0,828443	1	1,4712	0,025969	2400,452
0,811447	1	1,4625	0,019884	2400,605
0,772564	1	1,4556	0,036883	2400,757
0,757114	1	1,4574	0,05659	2400,91
0,785182	1	1,4496	0,059414	2401,062
0,81177	1	1,4337	0,046329	2401,214
0,796898	1	1,4288	0,032536	2401,367
0,783991	1	1,4367	0,020717	2401,519
0,791072	1	1,4451	0,03125	2401,672
0,812961	1	1,4394	0,025602	2401,824
0,856737	1	1,4316	0,014737	2401,976
0,872606	1	1,4376	0,011038	2402,129

Annexe

0,862048	1	1,4383	0,003961	2402,281
0,834688	1	1,4194	0,005048	2402,434
0,803852	1	1,3686	0,010288	2402,586
0,804495	1	1,2723	0	2402,738
0,819044	1	1,1595	0	2402,891
0,828153	1	1,0653	0,005666	2403,043
0,839162	1	1,0074	0,002527	2403,196
0,881973	1	0,9607	0	2403,348
0,932637	1	0,8995	0	2403,5
0,941747	1	0,8399	0	2403,653
0,942905	1	0,8035	0	2403,805
0,953078	1	0,7935	0	2403,958
0,969815	1	0,7949	0	2404,11
1	1	0,8047	0	2404,262
1	1	0,8263	0	2404,415
0,998882	1	0,8741	0	2404,567
1	1	0,9859	0	2404,72
1	1	1,2336	0	2404,872
0,998334	1	1,9292	0	2405,024
0,958034	1	4,3142	0	2405,177
0,810289	1	13,0501	0,031091	2405,329
0,574862	1	42,0385	0,081134	2405,482
0,380829	0,579032	113,81	0,125298	2405,634
0,270681	0,237873	752,2073	0,15545	2405,786
0,210166	0,102487	1356,852	0,177127	2405,939
0,192913	0,069237	1571,953	0,186177	2406,091
0,197805	0,077652	1425,833	0,185545	2406,244
0,170381	0,035352	1374,258	0,189212	2406,396
0,147849	0,021788	791,1402	0,193069	2406,548
0,160853	0,031292	569,3955	0,197314	2406,701
0,180553	0,05296	552,3907	0,202191	2406,853
0,17154	0,035793	945,569	0,209583	2407,006
0,147592	0,018307	896,1942	0,215892	2407,158
0,13169	0,01903	786,9727	0,221639	2407,31
0,123836	0,020949	649,8852	0,221559	2407,463
0,113794	0,021846	621,0753	0,217333	2407,615
0,100693	0,020015	726,0606	0,219398	2407,768
0,103139	0,01721	926,3888	0,225889	2407,92
0,088622	0,015411	1140,009	0,227397	2408,072
0,059813	0,013815	1377,701	0,230747	2408,225
0,065672	0,012768	1639,784	0,228852	2408,377
0,079126	0,01196	1897,589	0,227108	2408,53
0,075682	0,011523	2000	0,229609	2408,682
0,072786	0,011438	2000	0,23131	2408,834
0,069245	0,011417	2000	0,231737	2408,987
0,048258	0,011253	2000	0,235114	2409,139
0,033193	0,011051	2000	0,239409	2409,292
0,045297	0,01116	2000	0,237083	2409,444

Annexe

0,06403	0,011389	2000	0,232302	2409,596
0,073945	0,011541	2000	0,229248	2409,749
0,073751	0,011582	2000	0,228433	2409,901
0,077388	0,011694	2000	0,226253	2410,054
0,0705	0,011735	1936,847	0,229097	2410,206
0,052925	0,011573	1931,124	0,232659	2410,358
0,047453	0,011226	2000	0,235683	2410,511
0,060811	0,011323	2000	0,233661	2410,663
0,082506	0,011822	2000	0,223798	2410,816
0,101369	0,013635	1688,566	0,211181	2410,968
0,129308	0,017056	1202,88	0,200027	2411,12
0,135103	0,032679	332,9232	0,198438	2411,273
0,154319	0,064158	89,348	0,196297	2411,425
0,18625	0,115833	53,4716	0,190044	2411,578
0,166905	0,130526	26,1788	0,193492	2411,73
0,179652	0,250224	8,4195	0,179863	2411,882
0,320283	0,774827	3,8188	0,118561	2412,035
0,560989	1	2,7924	0,038135	2412,187
0,741856	1	2,9348	0	2412,34
0,758175	1	4,3748	0	2412,492
0,653949	1	9,9909	0,020035	2412,644
0,459981	1	32,3965	0,095504	2412,797
0,262601	0,23098	88,745	0,164921	2412,949
0,145113	0,053809	126,5832	0,195442	2413,102
0,112795	0,042356	194,2146	0,200451	2413,254
0,122903	0,038754	239,1848	0,197415	2413,406
0,133235	0,054711	119,3369	0,197973	2413,559
0,143182	0,081487	57,062	0,192222	2413,711
0,167773	0,132932	34,9771	0,16776	2413,864
0,210456	0,236465	29,7593	0,13642	2414,016
0,252462	0,483736	18,5949	0,112424	2414,168
0,258481	1	6,9027	0,093865	2414,321
0,343877	1	3,4632	0,06588	2414,473
0,625816	1	2,4683	0,0295	2414,626
0,917766	1	2,2548	0,001088	2414,778
1	1	2,5862	0,000246	2414,93
0,914258	1	3,9752	0,005303	2415,083
0,669818	1	9,3424	0,070972	2415,235
0,392096	0,56113	37,6722	0,140917	2415,388
0,209136	0,117087	240,2434	0,172134	2415,54
0,163557	0,041067	444,4946	0,178536	2415,692
0,159952	0,050639	204,6506	0,183285	2415,845
0,133299	0,051296	141,7643	0,193732	2415,997
0,120617	0,059556	96,9454	0,201778	2416,15
0,13198	0,075368	61,7179	0,199834	2416,302
0,170607	0,12194	33,6572	0,1901	2416,454
0,2139	0,231153	17,602	0,169129	2416,607
0,253846	0,332901	14,3312	0,151835	2416,759

Annexe

0,270069	0,318108	19,6509	0,158483	2416,912
0,23273	0,191532	31,9163	0,191142	2417,064
0,165134	0,090141	44,2494	0,217869	2417,216
0,116723	0,072321	51,3423	0,22833	2417,369
0,121486	0,076534	45,8289	0,22837	2417,521
0,138707	0,099369	28,4586	0,223206	2417,674
0,145628	0,129727	17,3271	0,219115	2417,826
0,139383	0,163907	11,2841	0,214899	2417,978
0,133944	0,200294	7,7845	0,211729	2418,131
0,125961	0,241152	5,6222	0,206928	2418,283
0,118847	0,281998	4,1466	0,20605	2418,436
0,127538	0,329634	3,0886	0,204245	2418,588
0,139512	0,397083	2,3111	0,196008	2418,74
0,153707	0,520771	1,7609	0,171218	2418,893
0,154126	0,711044	1,4023	0,140588	2419,045
0,149812	0,816743	1,1795	0,133392	2419,198
0,175048	0,773655	1,0321	0,154883	2419,35
0,176562	0,711963	0,9448	0,176032	2419,502
0,13948	0,658821	0,925	0,186735	2419,655
0,130403	0,665005	0,9576	0,181822	2419,807
0,140767	0,704592	1,0241	0,165942	2419,96

Annexe

(V _{sh})	Saturation (%)	Résistivité(%)	Porosité(%)	Profondeur(m)
0,055714	0,789972	25,0183	0,029945	2508,047
0,043861	0,767022	22,4643	0,032547	2508,199
0,090913	0,782806	20,1759	0,033651	2508,352
0,190077	0,957087	17,0153	0,02997	2508,504
0,343592	1	12,9038	0,023228	2508,656
0,559048	1	10,6179	0,011466	2508,809
0,727164	1	11,6595	0	2508,961
0,639348	1	16,7268	0	2509,114
0,317428	1	22,8456	0,012436	2509,266
0,100309	0,904597	20,7572	0,028709	2509,418
0,184438	1	15,9469	0,025963	2509,571
0,470076	1	14,5364	0,003043	2509,723
0,672016	1	16,4919	0	2509,876
0,550881	1	20,2087	0	2510,028
0,299214	1	22,2742	0,005037	2510,18
0,220143	1	21,9963	0,010366	2510,333
0,265244	1	20,2034	0,01102	2510,485
0,329714	1	18,9864	0,012063	2510,638
0,350386	1	21,7269	0,012438	2510,79
0,241248	1	29,2247	0,018706	2510,942
0,097706	0,762243	36,3582	0,025744	2511,095
0,091057	0,778496	37,1485	0,024937	2511,247
0,193835	1	36,4375	0,015256	2511,4
0,214216	1	37,3277	0,01531	2511,552
0,114619	0,735518	38,6821	0,025865	2511,704
0,040609	0,623411	39,718	0,030116	2511,857
0,042198	0,698404	38,4623	0,027317	2512,009
0,065472	0,777366	33,9547	0,026121	2512,162
0,126328	0,906684	29,4622	0,024042	2512,314
0,218987	1	29,7262	0,018334	2512,466
0,230118	1	34,2893	0,017266	2512,619
0,177789	1	36,8672	0,017847	2512,771
0,150179	1	30,9889	0,020114	2512,924
0,181114	1	20,8445	0,022788	2513,076
0,308465	1	14,6694	0,016614	2513,228

Annexe

0,49783	1	12,9199	0,005359	2513,381
0,596271	1	13,6192	0	2513,533
0,507659	1	15,595	0,005536	2513,686
0,3991	1	16,2267	0,01265	2513,838
0,44767	1	16,6061	0,005182	2513,99
0,448248	1	18,1932	0,008308	2514,143
0,336653	1	18,2163	0,016114	2514,295
0,334052	1	17,9262	0,015703	2514,448
0,372936	1	19,2131	0,015334	2514,6
0,352699	1	19,3851	0,017328	2514,752
0,358625	1	20,4192	0,015415	2514,905
0,288011	1	25,1185	0,017733	2515,057
0,126545	1	27,4025	0,024179	2515,21
0,065833	1	19,8483	0,027904	2515,362
0,161672	1	13,2415	0,02439	2515,514
0,272183	1	9,9105	0,033669	2515,667
0,330148	1	7,7125	0,035109	2515,819
0,419627	1	6,3078	0,032338	2515,972
0,484242	1	5,5589	0,038347	2516,124
0,489012	1	5,2085	0,044848	2516,276
0,497686	1	5,1796	0,046529	2516,429
0,481351	1	5,4908	0,04493	2516,581
0,500143	1	5,9035	0,036181	2516,734
0,550447	1	6,0582	0,029962	2516,886
0,567504	1	5,9364	0,03042	2517,038
0,58243	1	5,7748	0,031929	2517,191
0,583224	1	5,7566	0,032304	2517,343
0,552218	1	5,8072	0,038037	2517,496
0,507009	1	5,6254	0,041932	2517,648
0,483808	1	5,1375	0,042616	2517,8
0,479038	1	4,5914	0,047588	2517,953
0,430974	1	4,2511	0,053334	2518,105
0,340918	1	4,2834	0,061884	2518,258
0,359999	1	4,7365	0,053251	2518,41
0,472461	1	5,2242	0,043472	2518,562
0,526162	1	5,1437	0,040449	2518,715
0,517561	1	4,751	0,045495	2518,867
0,438491	1	4,7489	0,052538	2519,02
0,343014	1	5,4264	0,061029	2519,172
0,330943	1	6,2985	0,051093	2519,324
0,337014	1	6,6372	0,043464	2519,477
0,32321	1	6,3489	0,040624	2519,629
0,309766	1	5,8973	0,045442	2519,782
0,304851	1	5,5729	0,053299	2519,934
0,336075	1	5,462	0,054914	2520,086
0,388548	1	5,5211	0,049228	2520,239
0,386379	1	5,653	0,04668	2520,391
0,373948	1	6,0662	0,045335	2520,544

Annexe

0,408641	1	6,9139	0,038093	2520,696
0,399678	1	7,5094	0,03962	2520,848
0,372647	1	6,7964	0,042598	2521,001
0,437262	1	5,6372	0,038558	2521,153
0,456921	1	5,2471	0,044641	2521,306
0,434009	1	5,6345	0,045788	2521,458
0,453814	1	5,9074	0,039597	2521,61
0,430685	1	5,7098	0,043969	2521,763
0,37431	1	5,6901	0,050946	2521,915
0,35371	1	6,1421	0,054208	2522,068
0,402353	1	6,6956	0,047903	2522,22
0,461836	1	6,9842	0,041559	2522,372
0,493493	1	7,1829	0,035506	2522,525
0,502383	1	7,5495	0,030756	2522,677
0,464583	1	7,6708	0,028557	2522,83
0,422807	1	7,1714	0,030187	2522,982
0,362094	1	6,699	0,040028	2523,134
0,268857	1	6,9438	0,054508	2523,287
0,184728	1	7,5785	0,060843	2523,439
0,150758	1	7,7768	0,056843	2523,592
0,199256	1	7,458	0,053421	2523,744
0,255632	1	7,0597	0,053993	2523,896
0,261702	1	6,801	0,055759	2524,049
0,277169	1	6,6968	0,054161	2524,201
0,324944	1	6,5685	0,053637	2524,354
0,329642	1	6,1746	0,051752	2524,506
0,293215	1	5,6601	0,053731	2524,658
0,273772	1	5,3342	0,057129	2524,811
0,259751	1	5,2185	0,058508	2524,963
0,256499	1	5,1809	0,059739	2525,116
0,261631	1	5,2355	0,059765	2525,268
0,256788	1	5,4417	0,059847	2525,42
0,296829	1	5,7514	0,056959	2525,573
0,352265	1	5,95	0,050683	2525,725
0,320825	1	5,7264	0,053475	2525,878
0,265316	1	5,2394	0,06002	2526,03
0,256209	1	4,9141	0,062775	2526,182
0,279338	1	4,8428	0,061234	2526,335
0,308755	1	4,9433	0,059853	2526,487
0,337665	1	5,0846	0,056655	2526,64
0,36925	1	5,2172	0,050741	2526,792
0,354072	1	5,5647	0,05138	2526,944
0,291408	1	6,5205	0,053606	2527,097
0,231346	1	7,9527	0,048038	2527,249
0,207712	1	8,5379	0,038441	2527,402
0,238502	1	7,5565	0,035378	2527,554
0,293577	1	6,343	0,039794	2527,706
0,320391	1	5,6817	0,044387	2527,859

Annexe

0,33593	1	5,5198	0,049383	2528,011
0,351108	1	5,7363	0,053072	2528,164
0,366286	1	6,1889	0,050542	2528,316
0,38721	1	6,2555	0,042001	2528,468
0,394366	1	5,8826	0,03866	2528,621
0,368997	1	5,734	0,045081	2528,773
0,381826	1	5,9688	0,046088	2528,926

Résumé

Le puits CEN-2 Chebet El Nakhela -2 est situé dans la région de Ghardaïa II, dans le bassin d'oued Mya qui se situe à environ 600 km au sud d'Alger. L'objectif de cette étude consiste à une évaluation pétrophysiques du réservoir TAGI de ce puits.

Pour avoir des résultats géologiques et pétrophysiques de cet puits, une évaluation détaillé a été faite sur les réservoirs : le trias S4, trias argileux, trias T2A, trias T1 B+C, la série inférieure, Grès El Atchane à l'aide des données diagraphies et logiciel Tec log.

Cette étude est basée sur l'interprétation des différentes diagraphies exécutées sur les réservoirs et leurs paramètres pétrophysiques telle que la porosité, la saturation, la résistivité et volume d'argile.

L'étude a permis de subdivisée les réservoirs en plusieurs unités lithologie ainsi que leur nature, et elle nous a permis de limité les formations en hydrocarbure ou saturé en eau dans le puits CEN-2.

Mots-clés: Bassi oued Mya, le puits CEN-2, diagraphie, pétrophysiques, tec log, TAGI

Summary:

The CNE-2 Chebet El Nakhela -2 well is located in the Ghardaia II region ,in the mya Wadi Basin which is located about 600 km south of Algeria.The objective of this studyis a petrophysical evaluation of the TAGI reservoir of this well.

To obtain geological and petrophysical results from this well, a detailed assessment was made of the reservoirs:the S4 trias,clay trias,T2A trias,T1 B+C trias,the lower series, Gres el atchain using the data.logging and software tec log.

This study is based on the interpretation of the various logs performed on reservoirs and their petrophysical parameters such as porosity,saturation,resistivity and shale volume.

The study subdivised the reservoirs into several lithology units as well as their nature,and allowed us to limit the hydrocarbon or water saturated formations in the CEN-2 well.

Keywords:Bassi wadi mya,CEN-2 well,logging,petrophysical,tec log,TAGI.