

N°d'ordre...../FHC/UMBB/2023

RÉPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE.  
DÉPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET  
DE PHÉNOMÈNE ALÉATOIRES

**MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES**

**ENVUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE MASTER**

**FILIÈRE** : Science et technologie des hydrocarbures.

**OPTION** : Géophysique pétrolière.

**Thème** :

**Etude du phénomène des basses résistivités dans le  
réservoir Dévonien inférieur dans la région de Zemlat  
El Arbi ,bassin de Berkine**

Présenté par :

**TOUMACHE Issam Eddine**

Encadrés par : **Prof. ALIOUANE Leila (FHC-UMBB)**

**Ing. CHADOULI Hichem (SONATRACH)**

Soutenu le 17/09/2023 Devant le jury composé de :

• Mr. ELADJ Said	Professeur	FHC-UMBB	Président.
• Mme. ALIOUANE Leila	Professeur	FHC-UMBB	Promotrice.
• Mme. AITADJEDJOU Doria	Docteur	FHC-UMBB	Examineur.

**Boumerdès :2022/2023**

# Remerciements

À la fin de ce modeste travail, je remercie d'abord Dieu le tout puissant de m'avoir accordé le courage, la volonté et la patience pour l'accomplir. Je tiens d'abord à remercier très chaleureusement Mme ALIOUANE Leila pour le privilège qu'elle m'a fait en acceptant de diriger ce travail, sa gentillesse, sa modestie et sa riche expérience et ses conseils directives tout au long de la réalisation de ce travail. Ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement au niveau de DIVISION D'EXPLOITATION de l'ingénieur M. CHEDDOULI Hichem, je le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant la préparation de ce mémoire. Mes sincères remerciements s'adressent également à tous les membres du jury qui me font le grand honneur d'évaluer ce travail et donner leur temps pour le lire, et pour leurs remarques et critiques. Mes remerciements s'étendent également à tous les enseignants du département de Géophysique de l'Université M'hammed Bouguerra Boumerdes pour tous les efforts fournis tout au long de mon cursus universitaire. Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail. A Tous mes amis avec lesquels j'ai partagé nos moments de joie et de bonheur.



## Dédicace

**À ma mère et à mon père, en reconnaissance de l'éducation exceptionnelle qu'ils m'ont offerte avec dévouement et en faisant d'innombrables sacrifices. À eux, pour m'avoir inculqué dès mon enfance le sens du devoir. À mes chères frères et sœurs, qui ont partagé avec moi tant de moments précieux. À tous mes amis et collègues, qui ont croisé ma route depuis mes premières années. À tous les enseignants qui m'ont guidé tout au long de mon parcours éducatif. À tous ceux qui m'apprécient. À tous ceux que je chéris. C'est avec une profonde gratitude que je vous dédie ce modeste travail.**



# Table des matières

<b>Table des matières</b>	<b>i</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>iii</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>iv</b>
<b>Introducthgion générale</b>	<b>1</b>
<b>1 Présentation de la Région D'étude</b>	<b>3</b>
1.1 Généralité sur le bassin de Berkine : . . . . .	4
1.1.1 Cadre Géographique : . . . . .	4
1.1.2 Cadre Géologique : . . . . .	5
1.1.2.1 Aspect Stratigraphique : . . . . .	6
1.1.2.2 Aspet Structural : . . . . .	6
1.1.3 Intérêt Pétrolier : . . . . .	8
1.2 Présentation de la zone d'étude : . . . . .	9
1.2.1 Situation Géographique : . . . . .	9
1.2.2 Cadre Géologique : . . . . .	9
1.2.2.1 Aspet Stratigraphique : . . . . .	9
1.2.2.2 Aspet Structural : . . . . .	15
1.2.3 Cadre Pétrolier : . . . . .	16
1.2.3.1 Roche mère et migration : . . . . .	16
1.2.3.2 Roche couverture : . . . . .	16
1.2.3.3 Roche Réservoir : . . . . .	16
1.2.3.4 Les pièges : . . . . .	17

<b>2</b>	<b>Présentation des Diagraphies :</b>	<b>19</b>
2.1	Acquisition des diagraphies :	21
2.2	But de diagraphie :	21
2.3	Diagraphies enregistrés :	23
2.3.1	Diagraphie de la radioactivité naturel GR :	23
2.3.2	Le Caliper :	23
2.3.3	Le Bite size :	24
2.3.4	Diagraphie de résistivité :	24
2.3.5	Diagraphie Acoustique :	25
2.3.6	Diagraphie de radioactivité provoqué neutron :	25
2.3.7	Diagraphie de radioactivité provoqué densité :	25
2.4	Data de Puit A :	26
2.4.1	Les log :	26
2.4.2	Log composite :	28
2.4.3	Les échelles conventionnelles :	28
<b>3</b>	<b>Evaluation des paramètres pétrophysiques et interprétation classique des données enregistrées :</b>	<b>29</b>
3.1	Propriétés générales de la roche réservoir :	31
3.1.1	La matrice :	31
3.1.2	Les grains :	31
3.1.3	Le ciment :	31
3.1.4	Les argiles :	31
3.1.4.1	Mode de repartition :	32
3.1.4.2	la résistivité des argiles :	33
3.1.4.3	La minéralogie des Argiles :	33
3.1.5	Les fluides :	34
3.1.6	Les faciès :	34
3.2	Determination du volume d'argile :	35
3.3	Détermination des paramètres matriciels :	36
3.4	Détermination des paramètres d'argiles :	36
3.5	Les paramètres pétrophysiques :	37
3.5.1	La porosité :	37

3.5.1.1	les types de porosité :	37
3.5.1.2	Facteurs affectant la porosité :	38
3.5.1.3	Calculs de porosité :	39
3.5.2	La résistivité :	40
3.5.2.1	Principe de mesure :	40
3.5.2.2	Types de Conductivité :	41
3.5.2.3	Détermination de la résistivité de la formation $R_t$ :	41
3.5.2.4	Détermination de la résistivité de l'eau de formation $R_w$ :	41
3.5.3	la saturation :	42
3.6	Relation entre résistivité et Saturation :	43
3.7	Présentation et Interprétation des résultats :	44
3.7.1	Présentation des résultats :	44
3.7.2	Interprétation et analyse des résultats :	47
3.7.3	Discussion des résultats :	48
3.8	Minéralogie des argiles :	49
3.9	Carottes et données des puits proche de notre puit :	50
3.10	Master log :	50
<b>4</b>	<b>L'apport de MDT à résoudre le phénomène des basses résistivités :</b>	<b>53</b>
4.1	Le phénomène des basses résistivités :	55
4.1.1	Cause de phénomène des basses résistivités :	55
4.2	Le MDT :	57
4.2.1	Principe de l'outil MDT :	57
4.2.2	La configuration de l'outil MDT :	58
4.2.2.1	Mesure de pression :	58
4.2.2.2	L'échantillonnage du fluide :	58
4.3	Solutions utilisée pour résoudre le phénomène des basses résistivités :	59
	<b>Conclusion Générale et perspectives</b>	<b>62</b>
	<b>Productions scientifiques</b>	<b>63</b>

# Liste des figures

1.1	Situation du bassin de Berkine (Document Sonatrach ) . . . . .	5
1.2	La lithologie du bassin de Berkine . . . . .	7
1.3	Carte des bloc du bassin de Berkine (Document Sonatrach) . . . . .	9
1.4	Stratigraphie du Puit A . . . . .	14
1.5	Représentation simplifiée d'un système pétrolier avec défférents types des pièges (D'après Huc,2003) . . . . .	18
2.1	Chéma général de mesure de diagraphie(Google Image) . . . . .	21
2.2	Log composite de Puit A (Donnés de Division d'Exploration-Sonatrach-Boumerdes) . . . . .	27
3.1	Les types d'argiles . . . . .	32
3.2	Détermination des paramètres matriciels avec la méthode graphique . . . . .	36
3.3	Les résultats final de l'interpretation classique (Techlog) . . . . .	46
3.4	Identification des minéraux argileux dans le réservoir Gédinnien à partir de cross-plot Pe-K . . . . .	49
3.5	Le log master total gaz de puit A . . . . .	51
4.1	Principe de fonctionnement du MDT (Shlumberger) . . . . .	57
4.2	Diagramme Pression vs Profondeur par MDT du puits A dans le Réservoir Gédinien . . . . .	60

# Liste des tableaux

2.1	Les échelles des diagraphies enregistrées . . . . .	28
3.1	La détermination de GR cut-off . . . . .	35
3.2	Les paramètres d'argiles . . . . .	36
3.3	Les porosités d'argiles . . . . .	37
3.4	Les résultats de calcul manuels des paramètres pétrophysiques . . . . .	45
3.5	L'interprétation classique des résultats des diagraphies . . . . .	47
4.1	Résultats de MDT . . . . .	59
4.2	Types de fluide a partir des densité (Sonatrach) . . . . .	61

# Introduction générale

L'histoire des hydrocarbures a été marquée par de nombreux rebondissements à divers niveaux, mais c'est l'aspect technologique qui suscite l'intérêt de l'industrie pétrolière et de la recherche. La technologie n'a jamais cessé de surprendre et d'apporter un renouveau à l'idéologie de la production pétrolière. En tant que terrain d'étude et d'investigation, l'Algérie fait face à des difficultés dans l'évaluation de ses hydrocarbures, en raison de nombreux paramètres en jeu. Afin de répondre aux exigences de la recherche pétrolière moderne, les techniques géophysiques ont constamment été améliorées. Ces avancées technologiques ont permis de mieux comprendre les caractéristiques géologiques et géophysiques des gisements d'hydrocarbures, et ont contribué à une évaluation plus précise de leur potentiel. Les nouvelles méthodes de prospection sismique, de cartographie des réservoirs et d'analyse des données géologiques ont permis d'optimiser l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en Algérie. Cette évolution technologique a donc joué un rôle crucial dans le développement de l'industrie pétrolière du pays, en permettant une exploitation plus efficace des ressources hydrocarbonées.

Le terme « diagraphie » est étroitement lié à chaque interprétation, chaque carottage et chaque évaluation, et il représente une étape essentielle dans l'exploration pétrolière. Les diagraphies sont comme des échographies en temps réel du sous-sol, offrant des informations tangibles et palpables. Elles permettent, par exemple, de comprendre les saturations en eau, la porosité, la résistivité, et bien d'autres paramètres. Ces données précieuses fournissent une vision claire de la structure géologique et des caractéristiques des formations souterraines, jouant ainsi un rôle crucial dans la prise de décisions éclairées pour l'industrie pétrolière.

Les bilans de ces diagraphies peuvent aussi induire à des interprétations erronées,

conséquence à des problèmes rencontrés. Comme celui des basses résistivités qui ne cesse d'intriguer l'attention du log-analyste autant que spécialiste du réservoir. A cet effet, des recherches poussées ont été réalisées dans le monde plus précisément au moyen orient et en Algérie où les valeurs enregistrées en saturation d'eau avoisinent les [50 résistivités de 0.1 Ohm.m. Par ces chiffres qui sont paradoxaux, l'analyse exacte de ces réponses diagraphiques au niveau de ces réservoirs est primordiale pour but de synthétiser la nature des fluides en place et une approximation parfaite de la nature exacte de la formation du réservoir.

Après avoir identifié les différentes problématiques pouvant survenir, nous avons réalisé une analyse approfondie basée sur un cas concret regroupant toutes les complications associées. Dans notre étude, nous avons choisi le réservoir "Silurien Argileux gréseux du bassin de Berkine". De plus, en utilisant des enregistrements composites des puits étudiés, nous avons établi des graphiques croisés pour adopter une approche la plus réaliste possible et ainsi comprendre la composition précise de la matrice du réservoir étudié. Parallèlement, nous avons examiné le profil des pressions enregistrées à l'aide de l'outil MDT (Modular Tester Dynamique Tool) afin de déterminer avec précision la nature des fluides présents dans le réservoir.

Ce travail nous a permis d'apporter certains éléments de réponses pour mieux comprendre ce phénomène. A cet effet, 4 chapitres ont été proposés pour la réalisation de ce travail :

1. Présentation de la Région D'étude
2. Présentation des Diagraphies
3. Evaluation des paramètres pétrophysique et interprétation classique des données enregistrées
4. L'apport de MDT à résoudre le phénomène des basse résistivité

L'analyse approfondie effectuée dans cette étude vise à éclairer notre compréhension de la composition des fluides présents dans la formation réservoir. En examinant attentivement les saturations en eau mesurées par les basses résistivités, nous espérons obtenir des informations cruciales pour une prise de décision éclairée sur la nature des fluides en place. Cette recherche s'inscrit dans le cadre des exigences de l'industrie pétrolière moderne, où la compétition pour atteindre de nouveaux sommets demeure essentielle.

Chapitre **1**

## Présentation de la Région D'étude

## 1.1 Généralité sur le bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine, situé dans le sud-est de l'Algérie, est bien plus qu'un paysage enchanteur et une source de richesse économique. C'est aussi un véritable trésor géologique, renfermant des millénaires d'histoire de la Terre et offrant des indices précieux sur la formation et l'évolution de la région.

Ce chapitre se propose d'explorer en détail la géologie fascinante du bassin de Berkine, en mettant en lumière ses caractéristiques géologiques uniques, son histoire géologique complexe et les processus qui ont façonné cette région exceptionnelle, et tout cela pour comprendre les résultats de Diagraphie et estimer les paramètres pétrophysiques des roches dans cette région.

### 1.1.1 Cadre Géographique :

Le bassin de Berkine est la partie algérienne du bassin (**Ghadamès**) situé à cheval entre l'Algérie, la Tunisie et la Libye. Le bassin de Berkine est situé entre la latitude 29° et 33° Nord et la longitude 5° et 9° Est. Faisant partie de la plate-forme saharienne, ce bassin correspond à une superficie totale de 102 395 km<sup>2</sup>. Il est limité au Nord par la bordure Sud du Môle de Dahar, au Sud par le Môle de D'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Est par la frontière tunisienne et libyenne et enfin à l'Ouest par le prolongement structural vers le Nord du Môle d'Amguide-El Biode-Hassi Messaoud (Figure 1.1). [1]

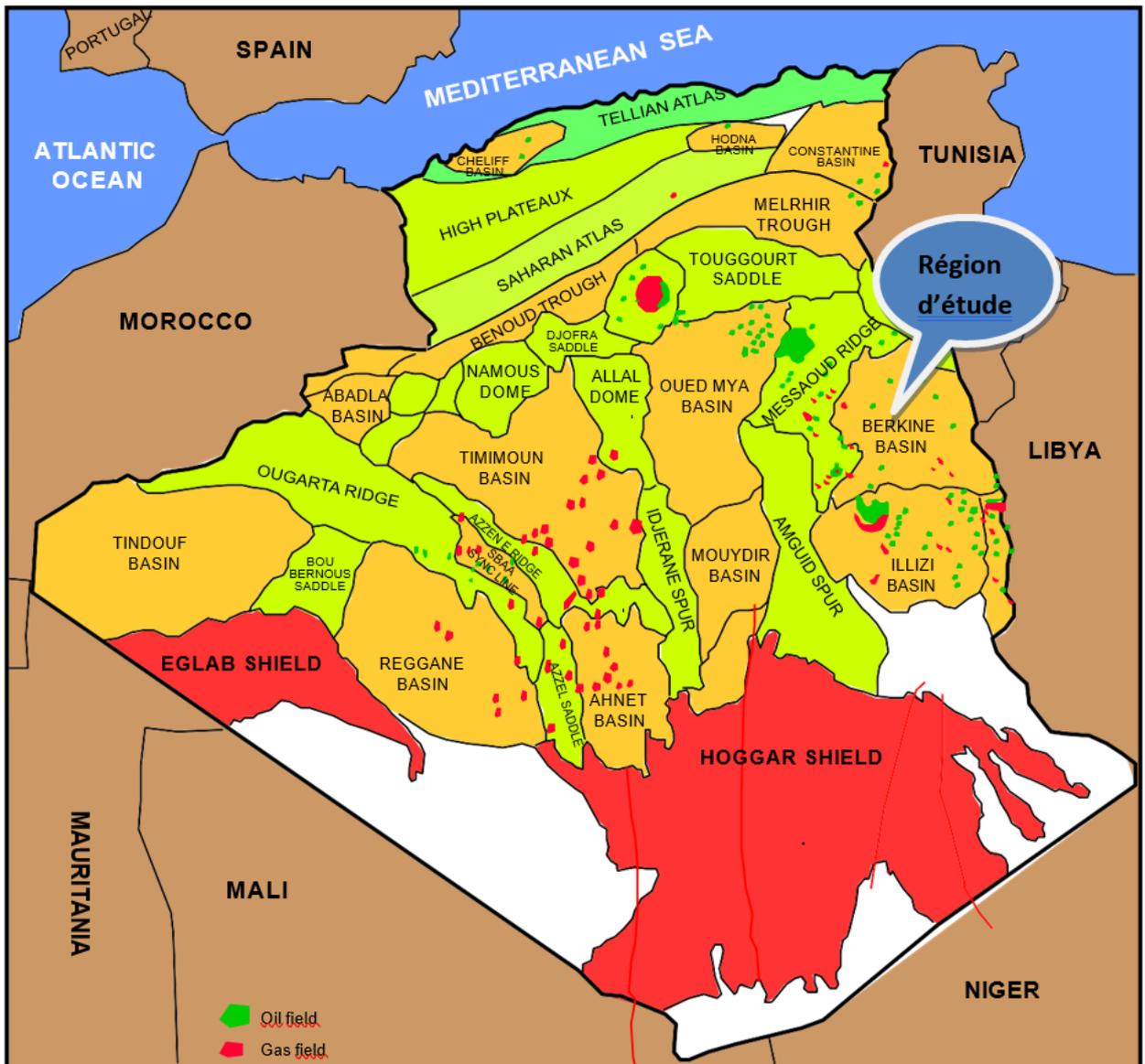


FIGURE 1.1. Situation du bassin de Berkine (Document Sonatrach )

### 1.1.2 Cadre Géologique :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine peut être classé dans les vastes bassins intra-cratoniques, il est situé dans la partie Nord-Est de la plate forme Saharienne. Il est défini comme étant un bassin de plateforme à substratum infracambrien fortement pediplané. Le socle qu'on peut rencontrer à une profondeur de 7000m à 7500m est constitué par les roches cristallines, métamorphiques, volcaniques et parfois déformations sédimentaires métamorphiques. Au dessus, du socle repose en discordance une série sédimentaire comprenant des termes, allant du cambrien à l'actuel.[2]

### 1.1.2.1 Aspect Stratigraphique :

C'est une large dépression paléozoïque semi-circulaire d'environ 100 000 Km<sup>2</sup> ou le socle se situent à plus de 7000m de profondeur.(Figure 1.2)

la section sédimentaire d'une épaisseur de 7000m repose sur un socle cristallin bien érodé dont la composition est acide. La section sédimentaire litho-stratigraphie est formée par le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque.

**La série paléozoïque :** La couverture sédimentaire repose en discordance majeure sur la surface infra-tassilienne qui ajuste le socle cristallin.[3] Il est caractérisé par deux domaines, un très subsidence occupe le centre et l'Ouest du bassin et un autre relativement stable au Sud.

L'épaisseur de la formation paléozoïque est fortement réduite par l'érosion hercynienne très peu affecté cette dépression, seule le Permien est absent. Le Carbonifère et le Dévonien ont été touchés sur leurs pourtours.

**La série mésozoïque :** Qui repose en discordance angulaire sur les formations paléozoïques a une épaisseur variable. La couverture Mésozoïque varie de 500m à 2000m au Sud-Est, et de 3200m à 4500m vers le Nord-Ouest. La série évaporitique du Lias représentée par une épaisseur de 1000m au Nord-Ouest s'amenuise vers la partie sud.

**La série cénozoïque :** Est prédominée par les sédiments clastiques marquant une régression généralisée vers le Nord de la plate-forme saharienne, de faible épaisseur souvent discontinue constitue le dernier élément de la série stratigraphique. Elle est caractérisée par des grands mouvements tectoniques.

### 1.1.2.2 Aspet Structural :

**Direction subméridienne :** Ils sont caractérisés par un fort rejet pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade, et de 500m en plus dans la région de Rhourde Nouss, de direction N-S puis NE-SW.

**Direction NE-SW :** Ces failles sont de direction NE-SW, sont caractérisées par une importante composante décrochante avec une ramification dans la partie supérieure.

Ainsi d'après le rapport du BEICIP (1991), trois autres orientations sont signalé :

**Direction Nord 70° :** A l'Ouest du bassin, dans la région de Rhourde Nous, Gassi Touil et Menzel Lejmet.

**Direction Sub équatorial :** Au Sud (Mole de d'Ahara) et à l'Ouest sur le Trent Tartare.

**Direction Nord 150° :** Au Nord-Est du bassin au niveau des trends de Keskassa et Bir Berkine.

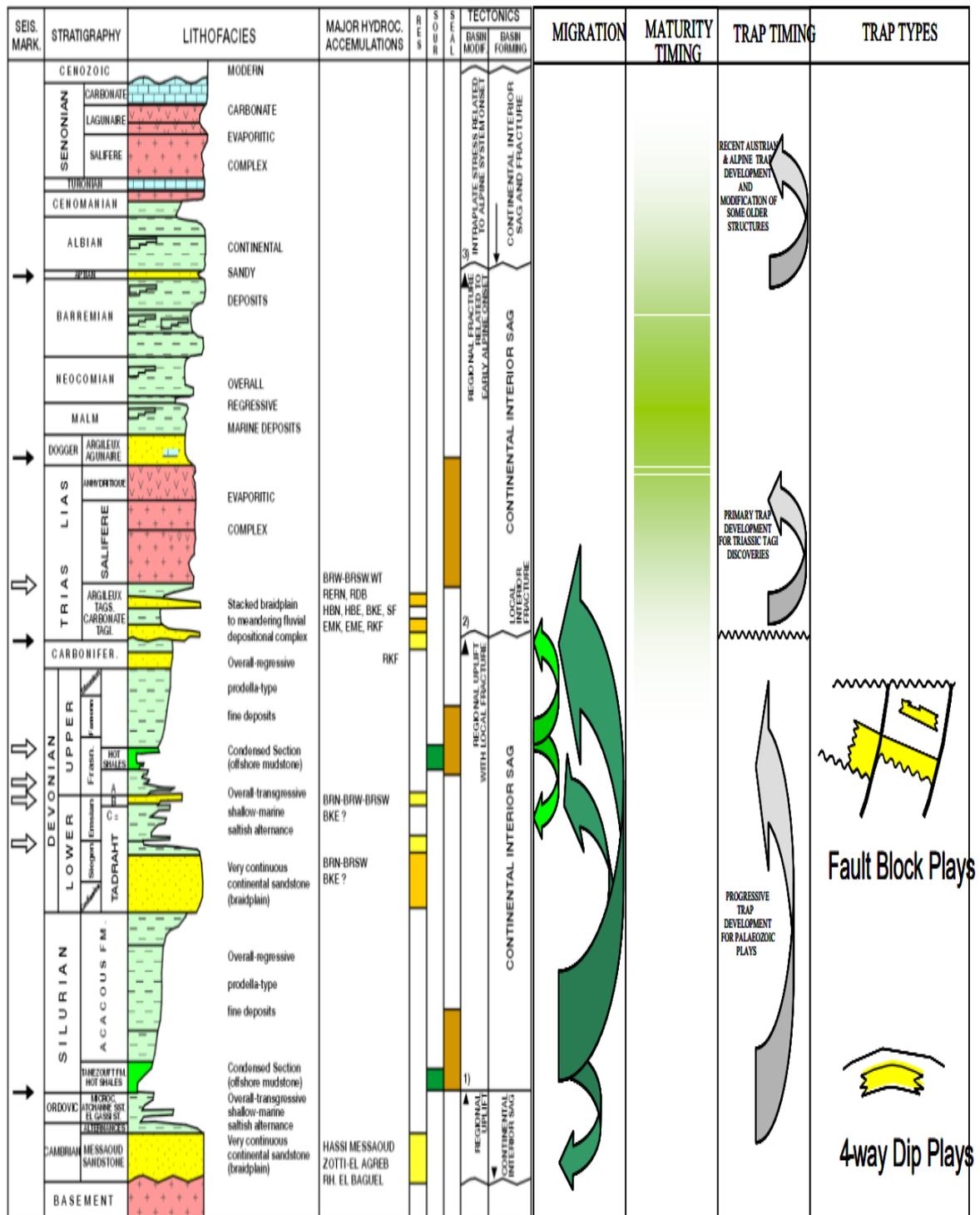


FIGURE 1.2. La lithologie du bassin de Berkine

### **1.1.3 Intérêt Pétrolier :**

Le bassin de Berkine est parmi les bassins les plus explorés de la plateforme saharienne. Ces différents objectifs « les formations gréseux du Paléozoïques et du Trias Argileux-Gréseux ont chacun une extension latérale différente.

L'alimentation en hydrocarbures est assurée par deux principales roches mères, le Silurien Argileux et le Dévonien Supérieur, tandis que la couverture est assurée par la série salifère qui représente la couverture majeure dans la région.

Il existe des couvertures intermédiaires efficaces telles que le Trias Argileux et le Trias Carbonaté.

Il faut noter, que les argiles intra réservoir du Silurien Argileux Gréseux SAG présente de bonnes couvertures pour ces niveaux gréseux du SAG.

Les pièges associés aux réservoirs triasiques dans le bassin de Berkine de type structural (dômes anticlinaux ou failles) avec des systèmes de failles bordières qui ont un rôle majeur dans le piégeage des hydrocarbures.



**CRETACE Sénonien carbonaté (Prof : 181-297m), (ép= 116m) :** Alternances de calcaire blanc-beige, parfois saccharoïde, vacuolaire, dur, localement gris-blanc, argilo-dolomitique, et de dolomie beige, microcristalline, dure. Passées d'argile grise, tendre à pâteuse, carbonatée. Niveaux de gypse blanc, translucide, fibreux.

**CRETACE Sénonien anhydritique (Prof : 297-592m), (ép= 295m) :** Anhydrite blanche, cristalline dure, localement tendre, pulvérulente, avec de passées de dolomie gris-beige, saccharoïde, parfois cristalline, dure, de calcaire à calcaire dolomitique, gris-beige, vacuolaire, microcristalline, parfois argileux, moyennement dur et d'argile grise à gris-beige, rarement gris-vert, tendre à indurée, carbonatée.

**CRETACE Sénonien salifère (Prof : 592-671m), (ép= 79m) :** Sel massif blanc parfois rosâtre translucide avec passées d'argile gris-vert et brun rouge pâteuse et salifère. Avec des niveaux d'anhydrite blanche, cristalline, dure et de calcaire dolomitique gris, microcristallin, dur.

**CRETACE Turonien (Prof : 671-778 m), (ép= 107m) :** Calcaire gris-blanc à beige argilo-dolomitique, microcristallin, dur, localement crayeux, avec des passés d'argile grise, tendre à pâteuse, carbonatée.

**CRETACE Cénomaniien (Prof : 778-940m), (ép= 162m) :** Alternance d'argile grise à gris-vert et brun-rouge, tendre à indurée, finement silteuse, carbonatée, passant localement à marne grise, pâteuse et de calcaire à calcaire dolomitique, gris-blanc à beige, cristallin, dur. Niveaux de sel massif blanc, translucide.

**CRETACE Albien (Prof : 940-1050m), (ép= 110m) :** Grés gris-blanc à blanc, parfois verdâtre, fin à moyen, rarement grossier, sub anguleux à sub arrondi, silico-argileux, moyennement consolidé à friable, intercalé d'argile gris vert et brun-rouge, tendre, silteuse à silto-sableuse. Fines passées de dolomie gréseuse, gris-beige, microcristalline, moyennement dure. Présence de pyrite et traces de lignite.

**CRETACE Aptien (Prof : 1050-1101m), (ép= 51m) :** Dolomie à dolomie-calcaire gris-beige, microcristalline, dure, avec passées de calcaire gris-blanc, argileux, moyennement dur.

**CRETACE Barrémien (Prof : 1101-1414m), (ép= 313m) :** Alternance de sable blanc translucide, moyen à grossier, passant localement à gravier, mal classé, sub anguleux à arrondi et de grés blanc à gris-vert, fin, silico-argileux, bien consolidé à friable. Passées d'argile gris-vert et brun-rouge, tendre à indurée, silteuse à silto-sableuse. Rares passées de dolomie gris-beige, microcristalline, parfois argileuse, moyennement dure. Présence de pyrite et de lignite.

**CRETACE Néocomien (Prof : 1414-1699m), (ép= 285m) :** Alternance d'argile versicolore (grise, gris-clair, gris-verdâtre, brun-rouge) silteuse, localement carbonatée et de grés gris-blanc à gris-vert, très fin à fin, argileux, moyennement consolidé à friable. Niveaux de sable moyen à grossier, sub anguleux à sub arrondi. Rares passées de dolomie beige, microcristalline, dure. Traces de lignite et de pyrite.

**JURASSIQUE Malm (Prof : 1699-1939m), (ép= 240m) :** Argile grise à gris-vert et gris-sombre, indurée, silteuse, localement carbonatée, avec passées de grés gris-blanc à gris-vert, fin, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à dur et de calcaire à calcaire-dolomitique, gris-beige, microcristallin, dur. Niveaux d'anhydrite blanche, microcristalline, dure.

**JURASSIQUE Dogger argileux (Prof : 1939-2024m), (ép= 85m) :** Alternance d'argile gris-vert et brun-rouge, tendre à indurée, silteuse, carbonatée et de grés gris-blanc à gris-vert, fin à très fin, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable, avec passées de calcaire dolomitique, gris-beige, microcristallin, dur et des niveaux d'anhydrite blanche, cristalline dure.

**JURASSIQUE Dogger lagunaire (Prof : 2024-2234m), (ép= 210m) :** Anhydrite blanche, microcristalline, dure, parfois tendre, pulvérulente, avec passées de calcaire gris-beige, microcristallin, dur et d'argile gris-vert, indurée, légèrement carbonatée.

**JURASSIQUE Lias anhydritique (Prof : 2234-2464m), (ép= 230m) :** Alternance de sel massif, blanc, translucide parfois rosâtre et d'anhydrite blanche, cristalline dure, localement tendre pulvérulente avec fines passées d'argile gris-vert et brun-rouge, tendre localement salifère.

**JURASSIQUE Lias salifère (Prof : 2464-2527m), (ép =63m) :** Sel massif blanc translucide, rosâtre, avec fines intercalations d'argile brun rouge et gris-vert, tendre à indurée, salifère.

**JURASSIQUE Lias Horizon" B" (Prof : 2527-2552m), (ép= 25m) :** Calcaire gris-blanc à blanc, microcristallin, argileux, moyennement dur, avec passées de dolomie beige, microcristalline, dure et d'argile gris-foncé, tendre, carbonatée. Niveaux d'anhydrite blanche, cristalline, dure.

**JURASSIQUE Lias S1+S2 (Prof : 2552-2793m), (ép= 241m) :** Alternance de sel massif blanc, translucide, parfois rosâtre, et d'anhydrite blanche tendre, pulvérulente, localement cristalline, dure, avec passées d'argile gris-vert tendre à plastique, salifère, parfois anhydritique. Rares niveaux de dolomie gris-beige, argileuse, moyennement dure.

**JURASSIQUE Lias S3 (Prof : 2793-2958m), (ép= 165m) :** Sel massif blanc, translucide, parfois rosâtre avec passées d'argile gris-vert, rarement brun-rouge, tendre à plastique, salifère. Niveaux d'anhydrite blanche, tendre et pulvérulente.

**JURASSIQUE Lias argilo-salifère (Prof : 2958-3038m), (ép= 80m) :** Argile brun rouge et gris vert, tendre à plastique, localement salifère avec fines passées de sel blanc, translucide.

**TRIAS S4 (Prof: 3038-3121m), (ép= 83m) :** Sel massif blanc, translucide, parfois rosâtre avec passées d'argile brun-rouge, tendre, salifère.

**TRIAS argilo-salifère (Prof 3121-3160 m), (ép= 39m) :** Argile versicolore (grise à gris-vert, brune et brun-rouge) tendre à indurée, localement salifère et anhydritique, avec passées de sel massif, blanc, translucide. Niveaux d'anhydrite blanche tendre, pulvérulente.

**TRIAS argilo-carbonaté (Prof : 3160-3272m), (ép= 112m) :** Argile grise à gris-vert et gris-foncé, rarement brunâtre, tendre à indurée, silteuse, carbonatée, intercalé de dolomie à dolomie-calcaire, gris-blanc à beige, microcristalline, parfois argileuse, moyennement dure. Fines passées de grés gris-vert, très fins à fin, silico-argileux, bien consolidé, compact.

**TRIAS Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) (Prof : 3272-3294m), (ép= 22m) :** Argile gris vert localement brun rouge, silteuse, tendre à indurée avec fines passées métriques de grès gris vert à gris beige, localement gris clair à gris sombre, très fin à fin, silico-argileux, friable et blanc laiteux vers la base, fin, silico-argileux, friable.

**DÉVONIEN INFÉRIEUR Gédinnien (Fm. TADRART) (Prof : 3294-3451m), (ép= 157m) :** Grès blanc, localement gris blanc, fin à moyen, localement grossier, sub anguleux à sub-arrondi, mal classé, siliceux à silico-argileux, moyennement à bien consolidé, localement friable avec laminations d'Argile grise à gris-foncé, indurée, silteuse, micacée. Localement présence de grains de quartz micro-conglomératiques, sub-arrondi à bien arrondi. Traces de pyrite.

**SILURIEN Argilo-Gréseux (S.A.G) Unité B2 (S.A.G) (Prof : 3451-3500m), (ép >49m) :** Argile grise à gris-verdâtre, localement brune, tendre à indurée, silteuse, finement micacée, plus ou moins feuilletée, avec intercalations de grès blanc à gris-blanc, blanc verdâtre, très fin à fin, localement moyen, argileux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable; rarement blanc à gris-blanc, siliceux, dur. Traces de pyrite.

La lithologie de ce puit a partir de forage montré dans (la figure 1.4 ).

AGE	TMD	HEIGHT	FORMATION	LITHOLOGY	DESCRIPTION
<b>TERTIAIRE</b>	11	170	Mio-Pliocene		Sable jaune, argiles plastiques et grès blanchâtre
<b>CRETACE</b>	181	116	Sénonien	Carbonaté	Calcaire et dolomie avec des passées d'argiles et marnes.
	297	295		Anhydritique	Anhydrite avec des passées marnes dolomitiques et d'argiles.
	592	79		Salifère	Sel et anhydrite
	671	107	TURONIEN		Calcaire
	778	162	CENOMANIEN		Calcaire, marne, Sel et anhydrites
	940	110	Albien		Sable et Argile
	1050	51	Aptien		Calcaire et dolomie
	1101	313	Barremien		Alternances de sable et argile
	1414	285	Néocomien		Alternance de grès et d'argile sableuses
	<b>JURASSIQUE</b>	1699	240	Malm	
1939		85	DOGGER	Argileux	Argile indurée, Dolomie, Grès et Anhydrite
2024		210		Lagunaire	Argiles avec des grès, anhydrites et sel
2234		230	LIAS	Anhydritique	Alternance : Sel- Anhydrite
2464		63		Salifere	Sel , anhydrite, dolomie et argiles
2527		25		Horizon "B"	Calcaire dolomitique et argileuse
2552		241		S1 + S2	Sel massif, passées d'argiles silteuses et d'anhydrite
2793		165		S3	Sel massif incolore à rose
2958		80		Lias Argilo-	Argiles et sel
3038		83		Trias-S4	Sel massif et argiles
<b>TRIAS</b>	3121	39	Trias Argileux		Argiles et sel
	3160	112	Trias Carbonaté		Argiles brun-rouges et calcaires
	3272	22	TAGI		Grès fin
<b>DEV. INF.</b>	3294	157	Gedinien Tadrart		grès blanchâtres à ciment siliceux
<b>SILURIEN</b>	3451	>49m	SAG 'Unité B2'		Alternance de grès et d'argile silt.
<b>TD=</b>		<b>3500</b>			<b>m</b>

FIGURE 1.4. Stratigraphie du Puit A

### 1.2.2.2 Aspet Structural :

Le bloc 403d est situé dans la partie centre-nord du bassin de Berkine, qui est caractérisée par plusieurs trends structuraux essentiellement orientés NE/SO.

Les accidents majeurs NE-SO et à un degré moindre NO-SE sont recoupés par un réseau de failles secondaires E-O, qui sont la conséquence des reprises en transpression de ces accidents (NE/SO et NO-SE), durant les phases tectoniques compressives autrichienne (Néocomien-Barrémien) et Tertiaire, compliquant ainsi l'image structurale.

Les séries du Trias (TAGI) reposent directement sur un substratum paléozoïque partiellement érodé où le Dévonien inférieur (Gédinnien) affleure sous la discordance hercynienne .

La structuration actuelle de cette région, à l'image du bassin de Berkine est le résultat de plusieurs phases orogéniques qui se sont succédées; dont les plus importantes sont :

- La phase compressive hercynienne (fin Carbonifère), avec des contraintes de serrage orientées N120°, responsable de la création des structures NE/SO et de l'érosion progressive des formations paléozoïques du SE vers le NO du bassin.
- La phase distensive post-hercynienne (Trias supérieur/Lias inférieur), dont les contraintes sont orientées NO/SE au début puis NE/SO durant le Lias, responsable de la création et de la réactivation des failles normales de direction NE/SO et NO/SE et des variations latérales de faciès et d'épaisseurs des dépôts triasiques (tectonique syn-sédimentaire), ainsi que de la création de blocs basculés dans le bassin.
- La phase compressive autrichienne (Crétacé inférieur), avec des contraintes dirigées N-90, caractérisée par un style tectonique transpressif sur les axes structuraux NE/SO(Document SONATRACH).

### **1.2.3 Cadre Pétrolier :**

#### **1.2.3.1 Roche mère et migration :**

La roche mère est un élément essentiel dans le système pétrolier car c'est l'usine à pétrole et à gaz. La matière organique fossile dans les roches sédimentaires se présente soit sous forme dispersée et dépasse rarement 5% en carbone organique pour les shales, soit sous forme accumulée pour les charbons [4]. La roche mère principale dans le périmètre est représentée par le Silurien radioactif, qui est en fin fenêtre à huile dans cette région. Les argiles radioactives du Frasnien, considérées comme deuxième roche mère principale dans le bassin de Berkine sont en début de fenêtre à huile, dans la partie nord du bassin.

L'alimentation des réservoirs à partir des roches mères frasnienne et/ou silurienne est favorisée par un cheminement complexe par failles (contacts latéraux des blocs structuraux). En ce qui concerne les pièges, ils sont principalement de type structural d'origine hercynienne et autrichienne, représentés par des structures contre failles, orientées souvent NE/SO, avec l'existence des biseaux dévoniens sous la discordance hercynienne, constituant des pièges stratigraphiques.

#### **1.2.3.2 Roche couverture :**

Elles sont représentées par les argiles et carbonates du Trias carbonaté, les sels et argiles du Trias argileux, du Trias S4 et du Lias, qui peuvent assurer l'étanchéité pour le Gédinnien. Le TAGI est caractérisé par la dominance d'un faciès argileux dans cette région, ce qui lui confère un rôle de couverture plus que réservoir.

#### **1.2.3.3 Roche Réservoir :**

Une roche réservoir est une roche suffisamment poreuse et perméable. Il s'agit des sables, carbonates, dolomites, ou des roches fracturées contenant des failles et des fractures qui permettent le déplacement des fluides des roches mères vers les zones d'accumulation ou la surface. La porosité des roches réservoirs est comprise entre 5 à 30% du volume total de la roche. Les hydrocarbures (liquides et gazeux) formés dans les roches mères se déplacent dans ce système de drains jusqu'à trouver des zones favorables à leur accumulation. Dans le cas contraire ils sont perdus à la surface. Les veines de charbon dans les formations sédimentaires sont souvent associées à des intercalations de roches (carbonates, shales, anhydrite...) pouvant jouer le rôle de drains, de réservoirs et de

couvertures[5]. Le réservoir constituant l'objectif principal pour le puit A est représenté par les grès d'origine fluviale du Gédinnien (Fm. Tadrart).

Le Gédinnien est connu dans le bassin par une épaisse série de grès quartzeux, moyens à grossiers avec une réponse cylindrique sur la courbe GR, typique des dépôts.

#### **1.2.3.4 Les pièges :**

Les pièges sont des configurations géologiques qui empêchent la dispersion du pétrole et du gaz en direction de la surface. Ils sont normalement identifiés par les méthodes sismiques.[5] Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques.

**Les pièges structuraux :** Ces pièges se forment en raison de la déformation géométriques des couches géologiques (Roches Réservoirs) et qui permettent l'accumulation des hydrocarbures, généralement causée par des forces tectoniques. Les pièges structuraux se produisent lorsque des structures telles que des plis, des failles ou des anticlinaux, emprisonnent les hydrocarbures.

**Pièges stratigraphiques :** Ces pièges se forment en raison des variations latérales dans les caractéristiques de la roche réservoir (Porosité Perméabilité) et de l'étanchéité. Ils ne dépendent pas de la déformation de la roche, mais plutôt des changements dans la composition et la géométrie des couches de roche.

**Remarque :** On trouve parfois ces deux types de pièges combinés dans les diapirs de sel. Elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures (La figure 1.5 ).

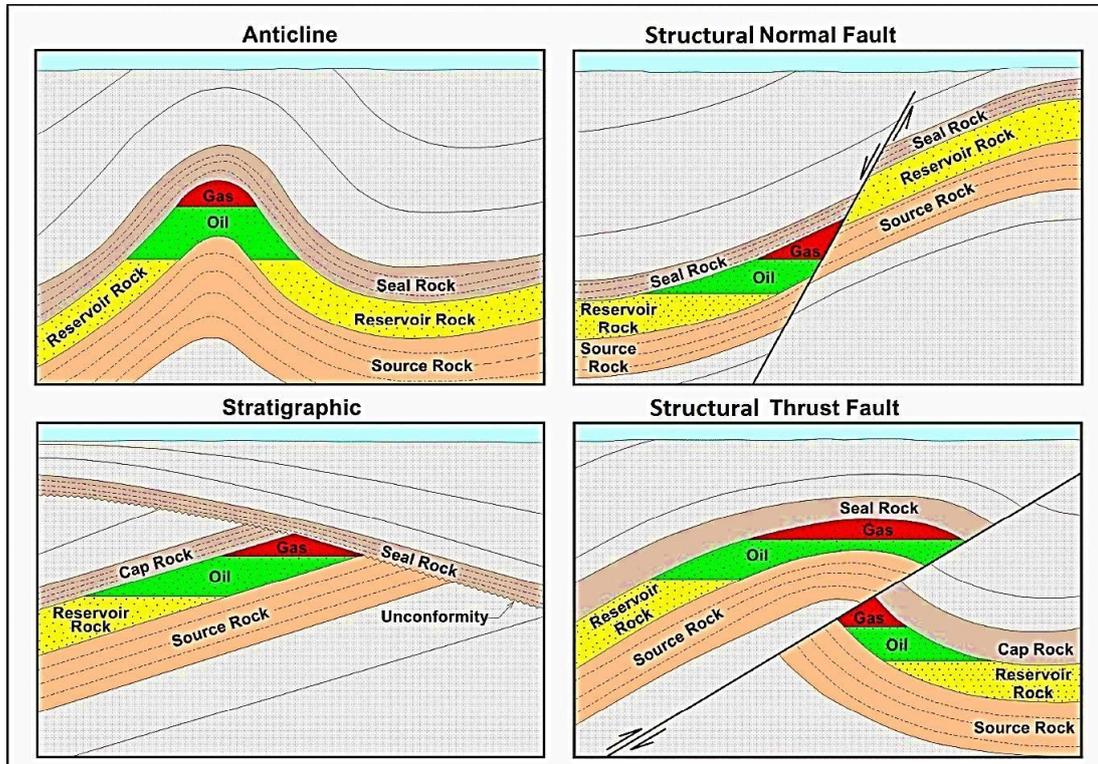


FIGURE 1.5. Représentation simplifiée d'un système pétrolier avec différents types des pièges (D'après Huc,2003)

Chapitre **2**

Présentation des Diagraphies :

Les diagraphies sont des outils prédominant pour obtenir des informations précieuses sur les formations géologiques situées dans les profondeurs du sous-sol, lorsqu'un puits de forage les traverse. Elles offrent une représentation continue et impartiale des différentes couches géologiques traversées, constituant ainsi le lien crucial entre les mesures réalisées en surface et la géologie sous-jacente. Les diagraphies permettent une quantification précise des données, facilitant ainsi une meilleure compréhension des caractéristiques et des propriétés des formations géologiques.

Dans ce chapitre on représente les différentes diagraphies enregistrées au niveau d'un puit A traversant les réservoirs Gédinnien dans le champ Zamlet el Arbi de bassin de Berkine. C'est données seront exploitées pour on obtien une évaluation pétrophysique.

## 2.1 Acquisition des diagraphies :

L'enregistrement des diagraphie est réalise a l'aide d'un camion laboratoire parfaitement autonome, équipe électriquement et mécaniquement .La mesure se fait pendant la remonte de la dispositif qui on l'appelle sonde avec une vitesse d'enregistrement adaptée en fonction de chaque outil utilisé , les sondes généralement sont caractérisées par un couple émetteur-récepteur dont l'écartement principe a la profondeur d'investigation de la mesure et à la résolution vertical (La figure 2.1). Des effets perturbateurs peuvent affecter la mesure de diagraphie. Ils peuvent être de différentes origines, liés à la nature des terrains ou non.

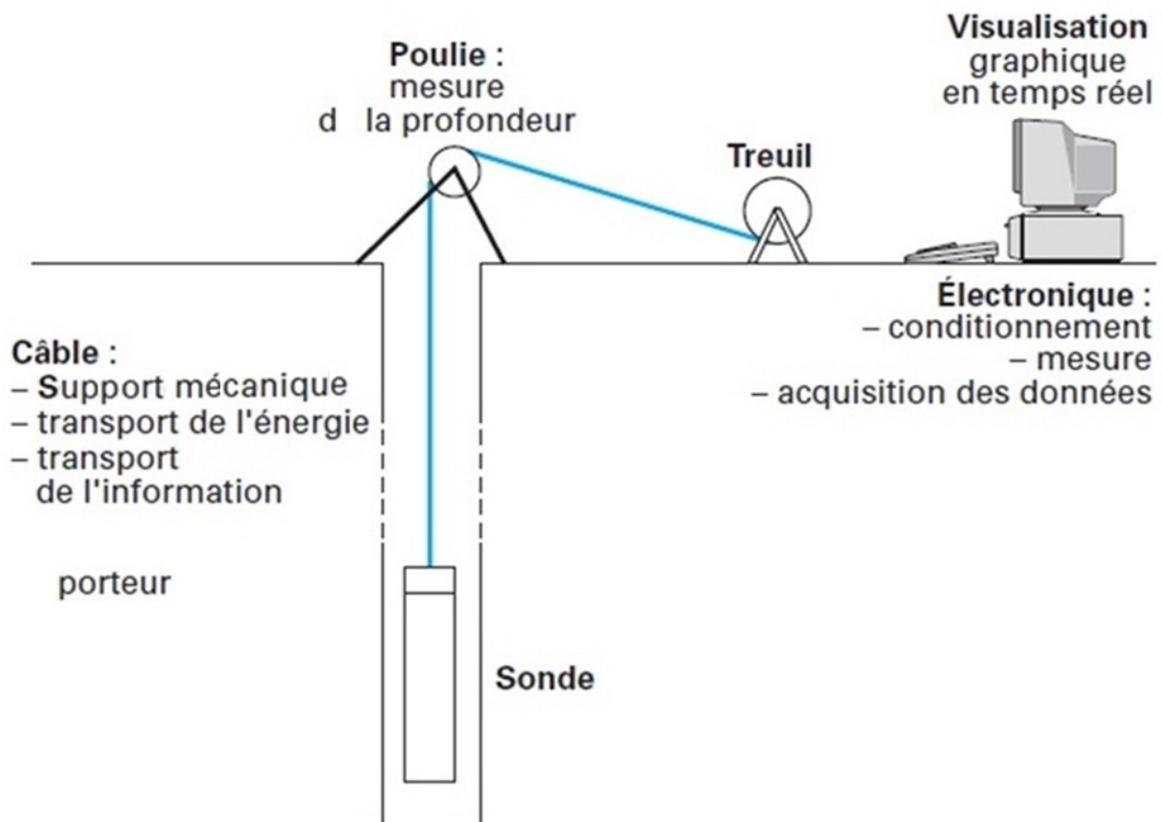


FIGURE 2.1. Chéma général de mesure de diagraphie(Google Image)

## 2.2 But de diagraphie :

Le but de diagraphie dans la géophysique des puits est de recueillir des informations précises sur les caractéristiques des roches traversées par un puits de forage. Ces informations sont essentielles pour l'analyse et l'interprétation des formations géologiques souterraines. Voici quelques-uns des principaux objectifs de la diagraphie dans la géo-

physique des puits :

- Détermination de la lithologie : La diagrapie permet d'identifier la nature des roches traversées par le puits, qu'il s'agisse de grès, d'argiles, de calcaires ou d'autres types de formations géologiques. Cela est crucial pour comprendre la composition et la structure géologique de la zone étudiée.
- Évaluation de la porosité : La diagrapie permet de mesurer la quantité d'espace vide ou de pores dans les roches. La porosité est un paramètre clé pour évaluer la capacité des formations à stocker des fluides tels que l'eau, le pétrole ou le gaz naturel.
- Estimation de la perméabilité : La diagrapie fournit des indications sur la capacité des roches à permettre le déplacement des fluides à travers elles. La perméabilité est un facteur important dans l'évaluation de la productivité d'un réservoir pétrolier ou d'un aquifère.
- Identification des zones d'intérêt : La diagrapie permet de détecter les zones présentant des caractéristiques géologiques particulières, telles que des fractures, des failles, des couches denses ou des réservoirs potentiels. Cela aide à identifier les zones prometteuses pour l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles.
- Vérification des données sismiques : La diagrapie permet de valider les données sismiques en fournissant des mesures directes des propriétés des roches. Cela contribue à améliorer la précision des modèles géologiques et à réduire les incertitudes dans l'interprétation des données sismiques.
- Contrôle de l'avancement du forage : La diagrapie est utilisée pour surveiller et évaluer en temps réel les formations géologiques rencontrées pendant le forage. Cela permet de prendre des décisions éclairées concernant la poursuite du forage, l'orientation des puits et les ajustements de la méthode de forage.

En résumé, le but de la diagrapie dans la géophysique des puits est d'obtenir des informations détaillées sur les caractéristiques géologiques des roches souterraines. Ces informations sont centrale pour comprendre la géologie d'une zone, évaluer les ressources naturelles potentielles et prendre des décisions stratégiques dans l'industrie pétrolière, minière et géothermique.

## 2.3 Diagraphies enregistrés :

### 2.3.1 Diagraphie de la radioactivité naturel GR :

La diagraphie gamma ray fait un usage intensif de la mesure de la radioactivité lors des opérations de forage. Cette diagraphie ,qu'elle soient effectuée dans des trous ouverts (Open hole) ou tubés (cased hole) , permet de mesurer le rayonnement gamma émis par les formations géologiques traversées par le puits. Le rayonnement gamma émis est principalement dû à la présence d'éléments radioactifs naturels tels que l'uranium, le thorium et le potassium dans les roches.

Pour effectuer une diagraphie gamma ray, on utilise généralement un outil de diagraphie gamma ray qui est descendu dans le puits de forage. Cet outil est monté sur un câble ou une sonde et est introduit dans le puits. L'outil est conçu pour mesurer l'intensité du rayonnement gamma émis par les formations géologiques à différentes profondeurs du puits.

Dans cette étude le gamma ray total exprimé en unités (API) de 0 à 150 avec un couleur verte . il est positionné dans le track 01 (la figure 2.2 )

### 2.3.2 Le Caliper :

le terme "caliper" est associé à un outil de diagraphie utilisé pour mesurer le diamètre intérieur d'un puits de forage.

Il est utilisé pour évaluer les variations de diamètre du puits et pour détecter toute déformation ou obstruction éventuelle dans le trou de forage. Cette information est importante pour garantir le bon déroulement des opérations de forage, du cimentage et de la complétion du puits.

L'outil de diagraphie de caliper utilisé MIT (Multifinger Imaging Tool) est généralement constitué des doigts extensibles qui sont déployés contre la paroi du puits. En mesurant la distance entre ces bras ou doigts extensibles, l'outil peut déterminer le diamètre du puits à différentes profondeurs. Les données obtenues sont enregistrées sous forme de courbes de contrôle qualité avec une couleur jaune si le trou est cavé (<8,5") ou marron si le trou est élargi (>8,5").(Voir le Track 01 de la figure 2.2) .

### 2.3.3 Le Bite size :

La taille de l'outil de diagraphie, également connue sous le nom de "bite size", se réfère au diamètre de l'outil de diagraphie utilisé pour mesurer les caractéristiques des formations géologiques à l'intérieur d'un puits de forage. Cette dimension physique de l'outil est exprimée en pouces ou en millimètres, et elle détermine l'espace requis pour insérer l'outil dans le puits. La taille de l'outil de diagraphie est un facteur critique à considérer lors de l'interprétation des données de diagraphie, car elle peut influencer les mesures en raison de l'interaction entre l'outil et les parois du puits. Une taille d'outil inappropriée par rapport au diamètre du puits peut entraîner des effets indésirables tels que des frottements, des interférences et des altérations des mesures diagraphiques.[6] Le bite size est essentiel pour sélectionner les outils des diagraphies pour obtenir des résultats plus fiable et proche de la réalité .(Le track 01 de la figure 2.2)

### 2.3.4 Diagraphie de résistivité :

La résistivité est la propriété d'une roche de résister au passage d'un courant électrique, son inverse est la conductivité [7]. Les logs de résistivité produits par la sonde utilisée de Baker Hughes HDIL (High Definition Induction Log) sont 5 logs ( **court Rt** avec les micro dispositifs , **profond Rxt** avec les macro dispositifs ,et **moyen** ).

La combinaisons des dispositifs peuvent être utilisées pour estimer les valeurs plus précis de la résistivité . Le track 02 représente les 5 logs de résistivité de notre puit en fonction de profondeur (La figure 2.2).

### 2.3.5 Diagraphie Acoustique :

Le principe de base de la diagraphie sonique consiste à émettre des ondes soniques dans la formation géologiques traversées par un puits de forage à partir d'une source acoustique, puis à mesurer le temps que mettent ces ondes pour se propager à travers la formation et revenir au détecteur. En fonction du temps de transit et de la distance parcourue par les ondes, il est possible de calculer la vitesse des différents types des ondes acoustiques (compression **P**, et cisaillement **S**) dans la formation.

Cette technique est utile pour caractériser la lithologie (composition des roches et les fracturation) et les propriétés mécaniques des formations souterraines. Dans cette étude la diagraphie sonique présente par la couleur noir avec l'échelle de 40 à 140 micro seconde par feet ( Voir la figure 2.2 le Track 03).

### 2.3.6 Diagraphie de radioactivité provoqué neutron :

la sonde de porosité neutronique CNL (Compensated Neutron Log) et grâce à une source radioactive, généralement, Am-Be, émet des neutrons à grandes vitesses et hautes énergies pour bombarder les formations traversées par le sondage. A chaque collision, ces neutrons perdent de leurs énergies pour atteindre, dans un premier temps, le stade épithermique (0.4 – 10 eV) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ 0.025 eV).

Ces neutrons diffusent sans direction précise jusqu'à ce qu'ils soient absorbés ou capturés par les noyaux de formation.

Cette diagraphie est le moyen plus fiable pour donner la porosité de formation et pour déterminer la saturation en hydrogène (EAU et HC). Elle est définie dans le log composite avec un log bleu de variation de -0,15 à 0,45 au unité % (voir le Track 03 de la figure 2.2)

### 2.3.7 Diagraphie de radioactivité provoqué densité :

Cette technique d'exploration connue sous le nom de diagraphie gamma-gamma. On utilise des sources radioactives pour l'émission de rayonnement gamma. Les principaux physiques qui permettent de rayonnement gamma d'utiliser pour mesurer la densité sont connus depuis de nombreuses décennies [8]. Celles-ci peuvent être le Césium 135Cs ou le Cobalt 60Co

Lorsque les rayons gamma interagissent avec les électrons des atomes des formations

géologiques, ils peuvent avoir suffisamment d'énergie pour créer des paires d'électrons et de positrons. C'est ce qu'on appelle **la production de paires** .

Si l'énergie n'est pas suffisante les rayons gamma peuvent être absorbés par les électrons des atomes, provoquant l'éjection des électrons de la couche électronique externe de l'atome. on l'appelle **l'effet photo électrique** .

**l'effet compton** : est la détection de rayons gamma survécus aux interactions précédentes qui est la clé de calcul indirectement de densité des formations traversées.

grâce à ce mécanisme on peut dessiner le Log densité coloré rouge de 1,65 jusqu'à 2,65) (Voici le Track 03 de figure 2.2)

## 2.4 Data de Puit A :

### 2.4.1 Les log :

À l'aide de le logiciel Schlumberger (**Techlog**) on a créé les log (figure 2.2 ) à partir des données numériques enregistrées au niveau du chantier d'acquisition . Dans notre cas nous disposons les diagraphies de deux Run :

1<sup>er</sup> **Run** : se sont les diagraphies suivantes :

- Caliper dans le Track 01 coloré jaune (+8in 1/2) et maron (-8in 1/2)
- Bit size dans le Track 01 présenté la diamètre de l'outil de diagraphie utilisée.
- Gamma Ray naturel dans le Track 01
- Résistivité dans le Track 02 à 5 courbes de macro et micro résistivité
- Sonique dans le Track 03 coloré avec une échelle inverse

2<sup>eme</sup> **Run** : se sont les diagraphies suivantes :

- Caliper
- Gamma Ray naturel.
- Résistivité.
- Sonique.
- Densité dans le track 03 avec une
- Porosité Neutron dans le track 03 coloré au bleu.
- photoélectrique de couleur rose dans le Track 03.

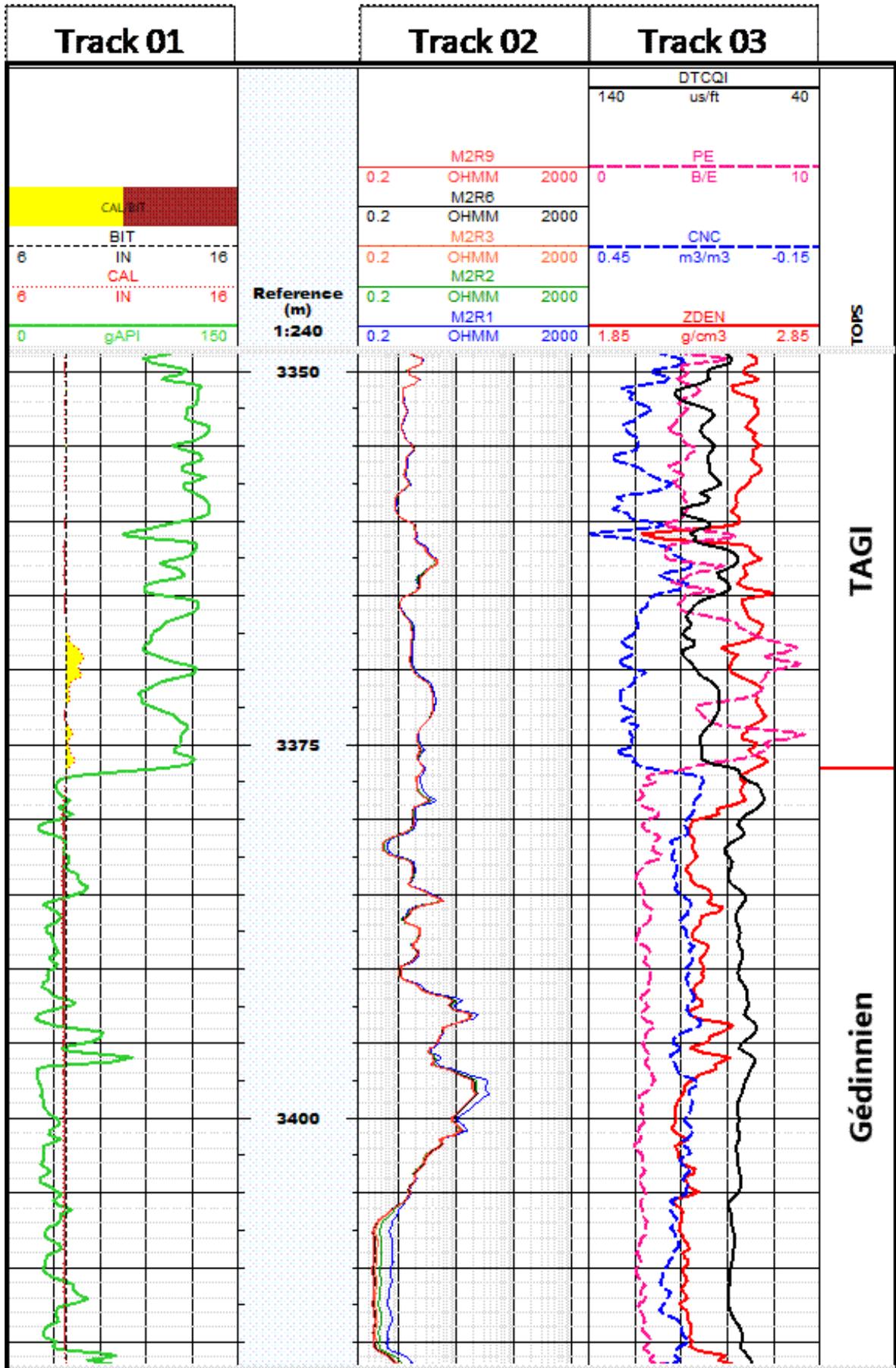


FIGURE 2.2. Log composite de Puit A (Données de Division d'Exploration-Sonatrach-Boumerdes)

### 2.4.2 Log composite :

Les mesures ont été réalisées dans un trou de forage bien calibré de phase 8 in  $\frac{1}{2}$ , la coupe de log est positionnée dans le TRIAS Argiles Gréseux Inférieur **TAGI** et le **DÉVONIEN INFÉRIEUR** Gédinnien (Fm .TADRART). Dans le premier track les diagraphies de Gamma Ray naturelle et le caliper. Le deuxième track représente les 5 courbes de résistivité. Le troisième track nous donne les courbes de porosité sonique, densité, et neutron avec la courbe de photoélectrique.

### 2.4.3 Les échelles conventionnelles :

Pour obtenir une bonne interprétation et une vision bien proche de la réalité les échelles de toutes les diagraphies doivent être respectées. Le tableau (2.1) représente les types d'échelle des diagraphies et leurs variations dans les logs.

Diagraphies	Types d'échelle	Variation d'échelle
Gamma Ray	Linéaire	0 à 150 API
Bit size et Caliper	Linéaire	6 à 16 in (phase 8 1/2 in)
Résistivités	Logarithmique	0.2 à 2000 Ohm.m
Densité	Linéaire	1.85 à 2.85 g/cm <sup>3</sup>
Neutron	Linéaire inversée	-0.15 à 0.45 pu
Sonique	Linéaire inversée	40 à 140 us/ft

TABLEAU 2.1. Les échelles des diagraphies enregistrées

## Conclusion :

Après avoir eu connaissance sur les données des diagraphies enregistrées du réservoir Gédinnien dans la région Zemlet el Arbi du bassin de Berkine et leurs applications pour le but d'évaluer les paramètres pétrophysiques. On peut étudier la lithologie de la zone et déterminer la roche réservoir par une interprétation classique dans le troisième chapitre (porosité, résistivité et saturation en fluide) et le dernier chapitre sera étudié le phénomène des basses résistivités.

# Chapitre 3

Evaluation des paramètres pétrophysiques  
et interprétation classique des données  
enregistrées :

## **Introduction :**

Le but de l'interprétation des diagraphies est de définir la nature de la formation traversée par le forage et de montrer d'une façon bien précise la lithologie et les bandes argileuses . Elle est aussi un indicateur de présence des fluides dans les roches réservoirs.

Dans ce chapitre on met en évidence les paramètres porosité et saturation en eau de formation pour évaluer le réservoir de la région étudiée au niveau Dévonien Inférieur Gédinnien afin de déterminer la présence d'hydrocarbures.

## 3.1 Propriétés générales de la roche réservoir :

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

### 3.1.1 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 simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).

**Matrice Propre :** Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

### 3.1.2 Les grains :

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

### 3.1.3 Le ciment :

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

### 3.1.4 Les argiles :

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.

### 3.1.4.1 Mode de repartition :

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types : (La figure 3.1)

**Argiles laminées :** Les argiles laminées sont caractérisées par une organisation en couches ou en feuillets. Les particules d'argile sont empilées de manière ordonnée, formant des feuillets minces. Cette structure laminée est généralement due à la présence de minéraux argileux tels que la montmorillonite ou la smectite, qui ont une capacité d'expansion importante lorsqu'ils sont hydratés. Les argiles laminées peuvent avoir une capacité d'adsorption élevée et sont souvent utilisées dans les applications de rétention d'eau, de géosynthétiques et d'étanchéité. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.

**Argiles dispersées :** Les argiles dispersées sont caractérisées par une dispersion et une séparation des particules d'argile dans l'eau. Lorsqu'elles sont mouillées, les particules d'argile se dispersent dans l'eau plutôt que de former des agrégats ou des structures. Ce phénomène est souvent observé avec des argiles à forte teneur en sodium. Les argiles dispersées peuvent causer des problèmes de diminuer la perméabilité.

**Argiles structurales :** Les argiles structurales sont caractérisées par la présence d'une structure agrégée ou granulaire. Les particules d'argile s'agglomèrent pour former des agrégats ou des blocs dans le sol. Cette structure peut être due à des processus tels que la cimentation, la précipitation ou la présence de matière organique. Les argiles structurales peuvent avoir les mêmes caractéristiques des argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées.

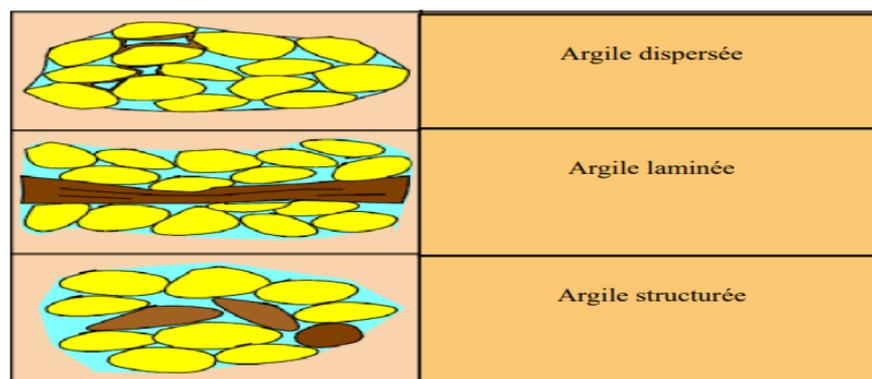


FIGURE 3.1. Les types d'argiles

### 3.1.4.2 la résistivité des argiles :

La résistivité des argiles laminées, dispersées et structurales peut varier en raison des différences dans leur organisation interne et leurs propriétés géotechniques. Voici les principales différences :

**les argiles laminees :** les argiles laminees peuvent avoir une résistivité relativement élevée en raison de la présence de couches isolantes entre les feuillets d'argile. Les feuillets minéraux argileux empilés peuvent limiter le mouvement des charges électriques, ce qui augmente la résistance électrique du matériau. La résistivité des argiles laminées peut également être influencée par la teneur en eau et la saturation des feuillets d'argile.

**Les argiles dispersées** Les argiles dispersées, où les particules d'argile sont dispersées de manière uniforme dans l'eau, peuvent présenter une résistivité relativement faible en raison de la présence d'eau conductrice dans les pores. L'eau entre les particules d'argile fournit des voies pour le déplacement des charges électriques, réduisant ainsi la résistance électrique. Par conséquent, les argiles dispersées ont généralement une résistivité plus faible que les argiles laminées.

**Argiles structurales** Les argiles structurales, caractérisées par la présence d'agrégats ou de structures granulaires, peuvent avoir une résistivité variable en fonction de la nature et de la composition des agrégats. La résistivité des argiles structurales peut être influencée par des facteurs tels que la présence de matière organique, la cimentation ou la densité des agrégats. Les agrégats peuvent contenir des zones conductrices et isolantes, ce qui peut entraîner une résistivité variable à travers le matériau.

**remarque** Il est important de noter que la résistivité des argiles peut également être affectée par d'autres facteurs, tels que la teneur en sel, le pH, la température et la pression. De plus, la résistivité des argiles peut varier d'une formation géologique à une autre en raison de leur composition minérale spécifique et de leur degré de compactage.

### 3.1.4.3 La minéralogie des Argiles :

voici quelqu'argiles et leurs caractéristique électrique qui nous intéresse :

1. Kaolinite (KA) : sa formule est  $(Al_2Si_2O_5(OH)_4)$  .Caractérise par faible conductivité électrique, capacité d'adsorption élevée pour les ions.

2. Montmorillonite (MMT) :sa formule est  $(\text{Na}_{0.2}\text{Ca}_{0.1}\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O})$ .Caractérise par capacité d'échange cationique élevée, bonne conductivité électrique en présence d'eau, faible conductivité en absence d'eau..
3. Illite (IL) :sa formule est  $(\text{K}_{0.65}\text{-}0.75\text{Al}_2(\text{Si}_{3.5}\text{-}3.6\text{Al}_{0.4}\text{-}0.5\text{O}_{10})(\text{OH})_2)$ .Caractérise par conductivité électrique variable en fonction de la teneur en eau, rétention d'eau élevée.
4. Smectite (SMT) : groupe de minéraux argileux comprenant la montmorillonite, la saponite, la nontronite, etc.Caractérise par grande capacité d'échange cationique, conductivité électrique variable en fonction de la composition chimique.
5. Bentonite (BNT) : est un montmorillonite modifiée.La même Caractérisation de montmorillonite(conductivité électrique variable en fonction de l'humidité).

### **3.1.5 Les fluides :**

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 de pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

### **3.1.6 Les faciès :**

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques, physico-chimiques et biologiques, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment.

### 3.2 Détermination du volume d'argile :

Le terme "volume d'argile" fait référence à la quantité ou à la proportion d'argile présente dans la formation géologique. Le volume d'argiles est un paramètre géologique très utile car il est le facteur plus influence les propriétés physiques et mécaniques des formations (Perméabilité, Porosité) .

La détermination de volume d'argile a partir des diagraphies fait de log "GR" exprimé dans la Formule :

$$V_{sh}(\%) = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.1)$$

**Le Vsh cut-off :** C'est la valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour laquelle on ne considère plus la formation comme réservoir. Dans notre recherche la zone réservoir est limité de valeur  $Vsh_{cut-off} = 40\%$ , Au-delà de cette valeur, la formation est considérée comme une roche argileuse n'a aucun intérêt pétrolier.

**GR cut-off :** Dans les études d'évaluation des réservoir par les diagraphies et l'estimation des paramètres pétrophysique on a étudié que la zone de réservoir qui a une :

$GR_{lu} < GR_{cut-off}$  Avec  $GR_{cut-off}$  est la valeur de  $GR_{lu}$  correspondante de  $Vsh_{cut-off}$ .

La formule pour Calculer  $GR_{cut-off}$  est :

$$GR_{cut-off} = Vsh_{cut-off}(GR_{max} - GR_{min}) - GR_{min} \quad (3.2)$$

Dans notre cas on a :

Puits	GR min	GR max	Vsh (cut=off)	GR (cut=off)
A	10	150	40	66

TABEAU 3.1. La détermination de GR cut-off

### 3.3 Détermination des paramètres matriciels :

Les grés sont principalement constitués de grains de quartz . Des grains dans un réservoir propre ( $V_{sh} < 10\%$ ) dont la densité matricielle est de **2.65 g/cc**. Le paramètre matriciel  $\Delta T$  est de l'ordre de **53 us/ft**. Les paramètres matriciels ( $\rho_{ma}, \Delta T_{ma}$ ) sont essentiels, pour pouvoir se servir des diagraphies lors du calcul des porosités. Il est possible de les déterminer grâce à un report graphique est le crossplot ( $\frac{1}{R_t}, \rho_b$ ). [9] (La figure 3.2)

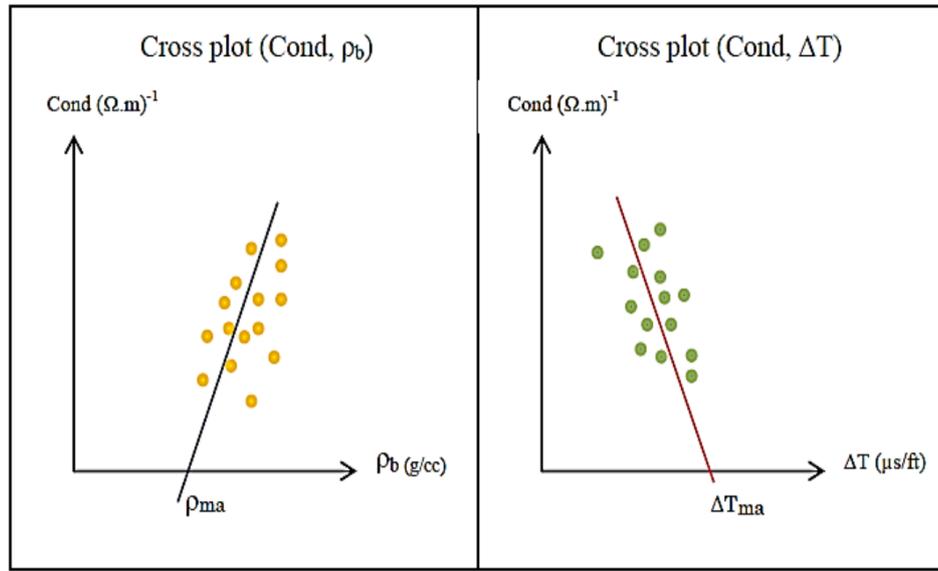


FIGURE 3.2. Détermination des paramètres matriciels avec la méthode graphique

### 3.4 Détermination des paramètres d'argiles :

Les paramètres d'argiles sont définis en procédant à la lecture des données réelles des diagraphies enregistrées en face du banc d'argile. Cette dernière est représentée dans le log composite par une élévation du log GR bien épais, moins cavé, et plus proche du réservoir. Les paramètres d'argiles sont la porosité neutron, la densité d'argile et le temps de propagation de l'onde acoustique. Les lectures de ces paramètres sont présentées dans le tableau 3.2 suivant :

Puits	$\phi N_{sh}(\%)$	$\rho_{sh}(g/cc)$	$\Delta T_{sh}(us/ft)$
Puit A	0.2	2.49	68

TABEAU 3.2. Les paramètres d'argiles

A partir de ces paramètres ,on a la porosité neutron d'argile et on calcule les porosités sonique et densité des argiles. Dans notre cas les résultat sont dans le tableau 3.3 suivant :

Puits	$\phi_{N_{sh}}$	$\phi_{D_{sh}}$	$\phi_{S_{sh}}$
Puit A	20	9.70	11

TABLEAU 3.3. Les porosités d'argiles

## 3.5 Les paramètres pétrophysiques :

### 3.5.1 La porosité :

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage, désignée par la lettre «  $\phi$  » et elle dépend de la distribution et de la taille des grains.

#### 3.5.1.1 les types de porosité :

**La porosité totale :** C'est le rapport du volume total des vides (pores, fissures, cavités et fractures) existants parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci.

La porosité totale inclus :

- La Porosité primaire (inter granulaire ou inter cristalline) : Elle correspond aux vides entre grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides.
- La porosité secondaire (Vacuolaire) : 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.

**La porosité connectée :** Elle est égale au pourcentage du volume 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.

**La porosité effective ou utile :** 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. La porosité utile  $\phi_u$  a été choisie

suivant les conditions qui règnent dans chaque puits et après avoir comparé toutes les porosités logs entre elles ( $\phi_D, \phi_n, \phi_s$ ) [10]. On classe les porosités comme suit :

Médiocre si :  $\emptyset < 4\%$ .

Bonne si :  $15\% < \emptyset < 30\%$ .

Faible si :  $4\% < \emptyset < 08\%$ .

Excellente si :  $\emptyset > 30\%$ .

Moyenne si :  $08\% < \emptyset < 15\%$ .

### 3.5.1.2 Facteurs affectant la porosité :

1. **Taille des Grains :** La taille des grains constitue l'un des facteurs les plus importants affectant la porosité. En général, plus les grains sont petits, plus la porosité est élevée. Cela s'explique par le fait que de plus petits grains permettent de laisser plus d'espace entre eux, créant ainsi davantage de vides ou de pores.
2. **Forme des grains :** La forme des grains peut également influencer la porosité. Les grains ayant une forme irrégulière ont tendance à se compacter moins étroitement, ce qui entraîne une plus grande porosité. En revanche, les grains ayant une forme plus régulière ou sphérique peuvent s'empiler plus étroitement, réduisant ainsi la porosité.
3. **Compaction de l'assemblage :** La compaction de l'assemblage fait référence à la façon dont les grains sont agencés et serrés les uns contre les autres. Une compaction plus élevée entraîne généralement une porosité plus faible, car les vides entre les grains sont réduits. À l'inverse, une compaction plus faible permet d'obtenir une porosité plus élevée, car les vides entre les grains sont plus importants.
4. **Coefficient de Hazen (ou coefficient de perméabilité) :** Le coefficient de Hazen, noté U, est une mesure de la perméabilité d'un matériau. Il indique la capacité d'un matériau à laisser passer un fluide à travers lui. Un coefficient de Hazen élevé est associé à une perméabilité élevée et, par conséquent, à une porosité plus grande. Un matériau avec un coefficient de Hazen faible a une perméabilité plus faible et une porosité plus réduite.

Taille des Grains Forme de Grains (arrondi ou sphéricité) : la compaction de l'assemblage : l'importance de U :

### 3.5.1.3 Calculs de porosité :

La combinaison d'information de densité avec les fréquence de log sonic permet de définir la lithologie et la porosité.[8]

#### 1. porosité sonique :

Elle est calcule a partir de la relation suivante :

$$\phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \quad (3.3)$$

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

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

$\Delta T_{lu}$  : Temps de parcours de l'onde sonique dans le fluide

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

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} \cdot \phi_{ssh} \quad (3.4)$$

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

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

#### 2. Porosité neutron :

Elle est directement lue sur les logs neutron et doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\phi_{nc} = \phi_n - V_{sh} \cdot \phi_{nsh} \quad (3.5)$$

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

#### 3. Porosité de densité :

La porosité densité de la formation est donnée par :

$$\phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (3.6)$$

$\phi_D$  : Porosité donnée par les outils de densité.

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

$\rho_{ma}$  : Densité de la matrice.

$\rho_f$  : Densité des argiles.

La formule de correction de l'effet d'argile de la porosité de densité est :

$$\phi_{Dc} = \phi_D - V_{sh} \cdot \phi_{Dsh} \quad (3.7)$$

$\phi_{Dsh}$  : Porosité de densité des argiles.

**remarque :** Les grès ont des porosités qui varient généralement entre 8% et 38%, avec une moyenne de 18%. Environ 95% de la porosité du grès est une porosité effective.

### 3.5.2 La résistivité :

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est le (Ohm.m). Par opposition l'inverse de la résistivité est appelé conductivité qui a comme unité de mesure (simens) .La résistivité d'une roche dépend de :

- la composition de la roche, c'est-à-dire nature et pourcentage du « contenant ».
- le pourcentage des fluides dans la roche (porosité) et dans les pores (saturation)
- la texture de la roche, c'est-à-dire la taille, la forme, l'arrangement, le classement, l'orientation des grains ou des cristaux, le volume de ciment.
- La distribution des minéraux conducteurs dans la roche.
- La structure de la roche, ainsi que l'épaisseur des bancs.

#### 3.5.2.1 Principe de mesure :

la résistivité est la résistance spécifique d'un échantillon de la roche de section unitaire et de longueur unitaire. Elle est exprimée en ohm-mètre ( $\Omega m$ ). La résistance (R) de l'échantillon est déterminée par sa résistivité, sa longueur (L) et sa section transversale (A) selon la formule de loi d'Ohm :

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad (3.8)$$

avec :

R :La résistance d'échantillon, exprimée en ohms ( $\Omega$ ).

$\rho$  :La résistivité de la roche, exprimée en ohm-mètres ( $\Omega m$ ).

L :est la longueur de l'échantillon, exprimée en mètres (m)

A :La section transversale de l'échantillon, exprimée en mètres carrés (m<sup>2</sup>).

### 3.5.2.2 Types de Conductivité :

1. **Conductivité électrique :** La conductivité électrique est la capacité d'un matériau à permettre le passage du courant électrique. Elle est principalement observée dans les conducteurs tels que les métaux. Les électrons libres dans les métaux se déplacent facilement à travers la structure cristalline, ce qui permet la conduction électrique.
2. **Conductivité électrolytique :** La conductivité électrolytique est associée aux électrolytes, qui sont des solutions contenant des ions dissous. Dans un électrolyte, les ions positifs et négatifs se déplacent dans des directions opposées lorsqu'un courant électrique est appliqué. Cette conductivité est due à la migration des ions dans la solution. Les électrolytes comprennent généralement des solutions aqueuses d'acides, de bases et de sels.

**Important :** La conductivité électrique est principalement observée dans les matériaux solides, tandis que la conductivité électrolytique est associée aux solutions liquides contenant des ions.

### 3.5.2.3 Détermination de la résistivité de la formation $R_t$ :

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

Au niveau de la zone vierge, la résistivité des formations a été déterminée par simple lecture sur les logs LLD (Latéolog-deep) ou ILLD (Inductolog-deep). [10]

### 3.5.2.4 Détermination de la résistivité de l'eau de formation $R_w$ :

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

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales (abaque GEN-9).
- A partir des diagraphies différées [PS].

Dans notre puit la résistivité de l'eau de formation est une donnée ( $R_w=0.015 \text{ Ohm.m}$ )

### 3.5.3 la saturation :

La saturation est une mesure quantitative de la quantité d'huile, de gaz ou d'eau présente dans une formation géologique. Elle représente le rapport entre le volume occupé par l'un de ces fluides et le volume total des pores de la roche. La saturation est symbolisée par la lettre "S" et est généralement exprimée en pourcentage.

Par exemple, si la saturation en eau d'une formation est de 80%, cela signifie que 80% de l'espace poreux de la roche est rempli d'eau, tandis que les 20% restants peuvent être occupés par de l'huile, du gaz ou être vides.

La saturation est une mesure cruciale pour évaluer le potentiel d'exploitation des hydrocarbures et pour comprendre la distribution des fluides dans une formation géologique. Elle est largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour prendre des décisions concernant l'extraction des ressources et l'optimisation de la production.

On a plusieurs types de saturation :

1. Saturation en eau de la zone vierge :

$$S_w = V_w / V_{Ps}$$

2. Saturation en huile :

$$S_{HC} = V_{HC} / V_{Ps}$$

3. Saturation en gaz :

$$S_G = V_G / V_{Ps}$$

**avec les relations :**

$$S_w + S_{HC} + S_G = 100\% \quad (3.9)$$

et

$$V_w + V_{HC} + V_G = V_{Ps} \quad (3.10)$$

$V_w$  : Volume de l'eau.

$V_{Ps}$  : Volume des pores saturés.

$V_{HC}$  : Volume d'Hydrocarbures.

$V_G$  : Volume de gaz.

### 3.6 Relation entre résistivité et Saturation :

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

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures  $S_{HC}$  [10]. Les saturations en eau dans la zone vierge ( $S_w$ ) sont calculées à partir de la formule d' Archie :

$$(S_w)^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad (3.11)$$

Avec :  $n=2$

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

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{FR_w} \quad (3.12)$$

Dans le cas d'un réservoir argileux, le mode de distribution des argiles influence la réponse des outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau.

#### 1. Cas d'argiles laminées :

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \left(\frac{FR_w}{1 - V_{sh}}\right)} \quad (3.13)$$

#### 2. Cas d'argiles structurales :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} S_w + \frac{S_w^2}{(FR_w) \cdot (1 - V_{sh})} \quad (3.14)$$

#### 3. Cas d'argiles dispersées :

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{a \cdot R_w}{\Phi_z^m \cdot R_t} + \frac{q^2}{4} - \frac{q}{2}}}{1 - q} \quad (3.15)$$

Avec :

F : Facteur de formation

$a$  : Constante liée à la nature de la roche.

$m$  : Facteur de cimentation.

$R_w$  : Résistivité de l'eau de formation.

$R_t$  : Résistivité de la zone vierge.

$R_{sh}$  : Résistivité des argiles.

$V_{sh}$  : Volume des argiles.

$\phi_Z$  : porosité de la matrice sableuse, inclut tout l'espace occupé par les fluides et les argiles.

$q$  : pourcentage de la porosité  $\phi_Z$  occupé par l'argile dispersée.

## 3.7 Présentation et Interprétation des résultats :

### 3.7.1 Présentation des résultats :

Après la détermination du zone réservoir  $GR_{lu} < GR_{cut-off}$  on a Calcul le volume d'argile , la porosité effective moyenne , et la saturation du chaque bancs . Les résultat sont représentés dans le tableau suivant :

Toit	Mur	Netpay	GR	Vsh	$\phi S_c$	$\phi D_c$	$\phi N_c$	$\phi_{eff}$	Rt	Sw	Obs
3350.1	3355.4	5.3	117.7	76.9	–	–	–	–	–	–	Arg
3355.4	3360.3	4.9	121.0	79.3	–	–	–	–	–	–	Arg
3360.3	3365.6	5.3	102.2	65.8	–	–	–	–	–	–	Arg
3365.6	3370.0	4.4	124.0	81.5	–	–	–	–	–	–	Arg
3370.0	3376.6	6.6	122.6	80.4	–	–	–	–	–	–	Arg
3376.6	3377.0	0.5	99.6	64.0	–	–	–	–	–	–	Arg
3377.0	3377.6	0.6	48.1	27.2	12.8	8.7	15.2	11.2	2.2	73.3	EAU
3377.6	3378.4	0.8	31.8	15.6	8.8	7.3	15.6	10.2	2.1	82.6	EAU
3378.4	3379.0	0.6	34.8	17.7	6.5	7.9	15.6	9.7	2.5	78.9	EAU
3379.0	3379.5	0.5	37.5	19.7	7.2	10.5	16.6	11.1	2.3	71.8	EAU
3379.5	3379.9	0.5	37.3	19.5	9.9	14.6	19.0	19.0	1.8	47.8	HC
3379.9	3380.5	0.6	36.2	18.7	13.2	19.1	19.5	19.3	1.8	46.8	HC
3380.5	3381.0	0.5	19.0	6.4	15.4	21.9	21.4	21.7	1.7	43.1	HC
3381.0	3381.6	0.6	27.8	12.7	13.2	22.1	19.9	18.4	1.0	65.1	EAU
3381.6	3382.1	0.5	38.0	20.0	17.0	21.1	22.7	19.9	0.5	83.9	EAU
3382.1	3382.5	0.5	35.5	18.2	18.9	21.0	22.2	20.2	0.5	81.7	EAU
3382.5	3383.0	0.5	39.8	21.3	16.9	20.2	22.8	21.5	0.9	58.0	EAU
3383.0	3383.6	0.6	38.3	20.2	16.1	22.0	20.6	21.3	1.7	43.7	HC
3383.6	3384.2	0.6	43.8	24.1	16.9	22.6	20.1	21.4	1.7	43.5	HC
3384.2	3384.8	0.6	46.5	26.0	16.3	21.8	20.1	20.9	1.5	47.4	HC
3384.8	3385.6	0.8	49.9	28.5	12.2	16.6	19.4	18.0	2.8	40.0	HC
3385.6	3386.0	0.5	25.5	11.1	13.5	17.3	19.0	16.5	4.6	34.0	HC
3386.0	3386.6	0.6	28.2	13.0	14.9	12.7	19.7	15.4	1.7	59.4	EAU
3386.6	3386.9	0.3	34.2	17.3	15.2	19.5	20.5	18.1	1.3	59.6	EAU
3386.9	3387.4	0.5	30.6	14.7	15.2	19.0	21.4	20.2	1.6	47.0	HC
3387.4	3387.9	0.5	24.1	10.1	14.8	20.9	20.8	20.8	2.5	36.8	HC
3387.9	3388.5	0.6	29.4	13.8	14.5	21.5	19.4	20.5	2.2	39.4	HC
3388.5	3389.1	0.6	30.4	14.6	14.6	17.1	17.9	17.9	1.9	49.0	HC
3389.1	3389.5	0.5	30.4	14.5	13.3	18.3	18.3	18.3	2.1	45.5	HC

Toit	Mur	Netpay	GR	Vsh	$\phi S_c$	$\phi D_c$	$\phi N_c$	$\phi_{eff}$	Rt	Sw	Obs
3389.5	3390.3	0.8	28.8	13.4	14.0	19.5	18.6	17.2	1.6	55.6	EAU
3390.3	3391.1	0.8	24.7	10.5	15.2	18.8	20.0	17.9	1.1	63.9	EAU
3391.1	3391.7	0.6	21.5	8.2	13.8	20.4	20.2	18.2	2.1	45.9	HC
3391.7	3392.1	0.5	27.8	12.7	12.4	20.8	18.2	17.1	3.6	37.5	HC
3392.1	3392.7	0.6	40.6	21.8	11.0	18.7	16.5	15.0	8.4	27.8	HC
3392.7	3393.3	0.6	29.3	13.8	12.3	21.5	19.8	17.9	8.8	22.9	HC
3393.3	3393.9	0.6	18.2	5.9	12.2	19.8	18.9	17.2	17.4	16.8	HC
3393.9	3394.6	0.6	40.0	21.5	8.0	11.3	16.0	11.4	6.0	43.4	HC
3394.6	3395.2	0.6	60.3	36.0	8.5	16.8	18.1	13.8	5.0	39.3	HC
3395.2	3395.8	0.6	39.2	20.9	13.7	20.7	20.7	18.0	4.1	33.3	HC
3395.8	3396.4	0.6	37.8	39.2	8.0	14.4	18.6	18.0	3.8	34.3	HC
3396.4	3397.0	0.6	43.6	24.0	8.7	15.4	20.8	14.7	3.7	42.6	HC
3397.0	3397.6	0.6	19.5	6.8	12.2	18.6	23.3	18.3	9.7	21.1	HC
3397.6	3398.2	0.6	20.2	7.3	13.7	22.5	18.2	18.3	19.2	15.1	HC
3398.2	3398.8	0.6	22.6	9.0	14.1	23.5	20.5	19.5	20.4	13.7	HC
3398.8	3399.4	0.6	23.6	9.7	15.3	25.0	19.1	19.9	16.1	15.1	HC
3399.4	3400.0	0.6	24.8	10.5	15.5	25.9	19.5	20.4	11.5	17.5	HC
3400.0	3400.7	0.6	32.2	15.8	14.5	25.6	19.8	19.9	8.2	21.3	HC
3400.7	3401.3	0.6	30.2	14.5	14.9	26.7	18.3	19.9	11.8	17.6	HC
3401.3	3401.9	0.6	30.7	14.8	14.4	23.5	18.9	18.8	6.6	25.0	HC
3401.9	3402.5	0.6	22.8	9.2	16.2	25.8	21.5	21.3	5.6	23.9	HC
3402.5	3403.1	0.6	23.8	9.8	15.6	24.9	20.5	20.4	3.2	33.1	HC
3403.1	3403.7	0.6	21.2	8.0	15.5	23.8	22.1	20.6	2.8	34.7	HC
3403.7	3404.3	0.6	26.8	12.0	14.5	21.0	19.8	18.4	1.9	47.6	HC
3404.3	3405.1	0.8	21.1	8.0	14.9	22.8	21.3	19.8	1.8	45.2	HC
3405.1	3405.5	0.5	34.6	17.6	14.9	19.9	19.4	17.7	1.6	54.3	EAU
3405.5	3406.1	0.6	29.6	14.0	17.5	26.8	24.1	22.8	1.3	47.1	HC
3406.1	3406.8	0.6	41.1	22.2	16.7	23.9	22.4	20.6	0.7	69.3	EAU
3406.8	3407.4	0.6	34.1	17.2	16.6	24.4	21.7	20.7	0.5	86.8	EAU
3407.4	3408.0	0.6	25.7	11.2	17.0	24.9	24.4	22.2	0.4	90.2	EAU
3408.0	3408.6	0.6	24.5	10.4	16.5	23.7	23.3	21.2	0.4	94.0	EAU
3408.6	3409.2	0.6	35.2	18.0	15.6	22.1	20.9	19.3	0.4	98.9	EAU
3409.2	3409.8	0.6	25.6	11.1	17.0	23.9	23.6	21.5	0.4	93.7	EAU
3409.8	3410.1	0.3	24.8	10.6	17.4	22.5	25.3	21.7	0.4	93.0	EAU
3410.1	TD		22.9	9.2	17.9	23.9	26.3	22.8	0.3	90.4	EAU

TABLEAU 3.4. Les résultats de calcul manuels des paramètres pétrophysiques

Et d'après le Techlog on a les log dans la figure 3.3

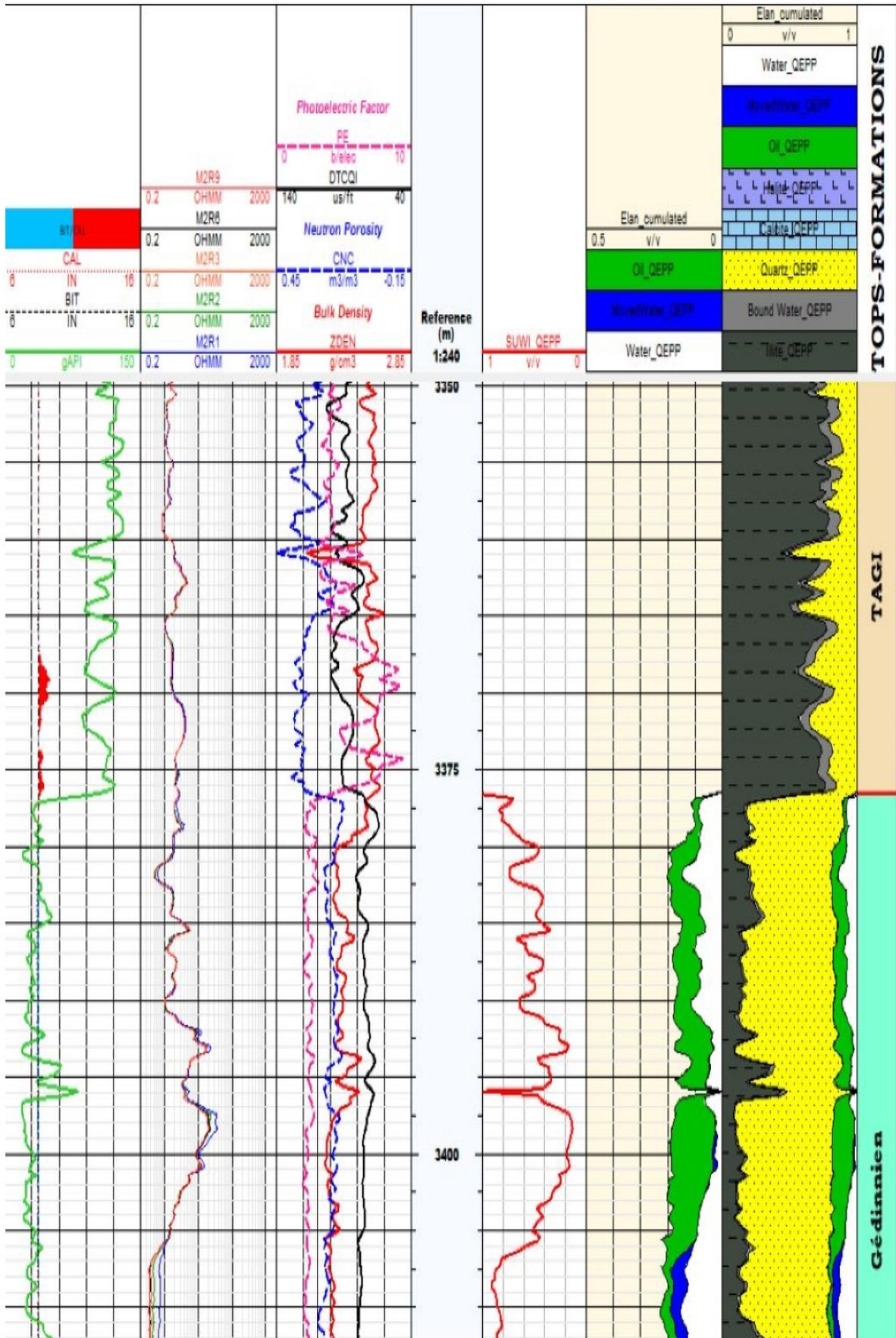


FIGURE 3.3. Les résultats final de l'interprétation classique (Techlog)

### 3.7.2 Interprétation et analyse des résultats :

L'interprétation des diagraphies de puits montre que le réservoir Gédinnien de la région Zemlat El Arbi est un réservoir productif de l'hydrocarbures avec une bonne porosité moyenne (16 %) et de saturation de l'eau de formation moyenne de 40 %. Les résultats de l'interprétation classique sont montrées dans le tableau suivants :

Intervall(m)	hauteur	GR (api)	Por eff(%)	Rt(OHM/M)	SW(%)	note
3350-3377	267	120	–	–	–	<b>Toit de reservoir</b>
3377-3379.5	2.5	35	10	4	80	<b>EAU</b>
3379.5-3381	1.5	30	15	4	48	<b>mitigé HC</b>
3381-3383	2	30	20	1	75	<b>EAU</b>
3383-3386	3	35	16	4	42	<b>HC</b>
3386-3387	1	30	19	2	60	<b>EAU</b>
3387-3389,5	2.5	30	17	4	44	<b>HC</b>
3389,5-3391	1.5	30	18	2	62	<b>EAU</b>
3391-3393,5	2.5	30	18	40	25	<b>HC</b>
3393,5-3397	3.5	55	12	8	40	<b>HC</b>
3397-3401,5	4.5	30	20	40	20	<b>HC</b>
3401,5-3405	3.5	30	20	10	45	<b>HC</b>
3405-3410	5	30	22	0.6	88	<b>EAU</b>

TABLEAU 3.5. L'interprétation classique des résultats des diagraphies

**Remarque :** L'interprétation basé sur la saturation donne :

1. Formation argileux si  $GR_{cut-off} < GR_{lu}$
2. Formation a eau si  $55\% < Sw$
3. Formation mitigé si  $45\% < Sw < 55\%$
4. Formation a hydrocarbures si  $Sw < 45\%$

### 3.7.3 Discussion des résultats :

Pendant l'interprétation et après on a utilisé toutes les formule de calcul et les corrections utiles on obtient des réservoirs aquifères entre les bancs au hydrocarbures dans l'intervalle 3377m à 3391 m d'une épaisseur de 14m avec une résistivité de résevoirs des hydrocarbures et aquifères dans cette épaisseur presque la meme et moins de 4  $\Omega m$ . Cette résistivité est moins de l'état habituel 4% <  $Rt$ . L'interprétation qui nous donne une réservoir avec enchainement (EAU-HC-EAU-HC-EAU-HC) est contraire aux loi de la nature parceque la densité de l'hydrocarbures est toujours moins que densité de l'eau, donc dans la nature on a le réglemeent de Gaz-huile-eau doit etre respecté . Et encore l'eau salée est une composante conductrice par rapport à l'huile c'est à dire la résistivité de l'eau est plus moins que la résistivité de l'huile .C'est pour cela on a essayé de déterminer les minéreaux argileux comme une cause pour connaitre :

**Quel est la cause de ces écarts par rapport à les norme  $Rt_{\text{àHC}} < Rt_{\text{àEAU}}$  et la cause de les intercalaires entre les intervalles à eau et à huile?**

La réponse de cette problématique est les études on a préparé dans le quatrième chapitre

.

### 3.8 Minéralogie des argiles :

Pour résoudre ce problème il faut déterminer la matrice de roche réservoir c'est pour cela on a décidé d'étudier la minéralogie dans cette région et voici le crossplot utilisé (LITH-1A de Schlumberger) (La figure 3.4). Ce crossplot représente les différentes réactions photoélectriques des argiles en fonction de la concentration de Potassium.

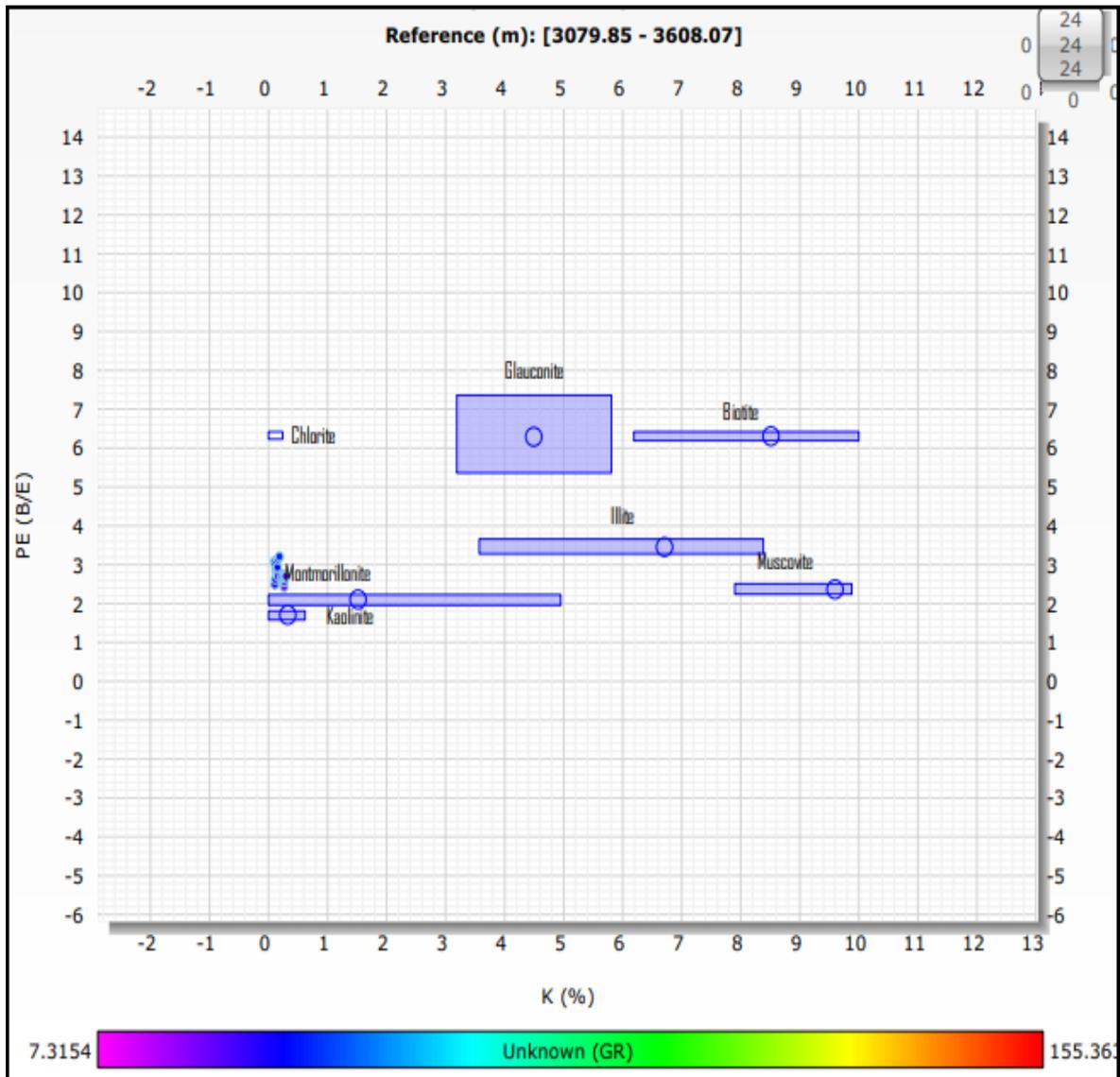


FIGURE 3.4. Identification des minéraux argileux dans le réservoir Gédinnien à partir de cross-plot Pe-K

**Montmorillonite** : c'est l'argile détecté à phase de zone intérêt et i. Il est caractérisé par :

1. Capacité d'échange d'ions élevée .
2. Bonne absorption de l'eau .
3. Conductivité variable en fonction de la saturation en eau (Sonatrach) .

### 3.9 Carottes et données des puits proche de notre puit :

D'après les étude laboratoire des carottes on a :

N° Core	Intervalles (+3300m)	Formation	Indices
C-1	59-86	TAGI	Fluorescence F1+F2 : Néant à (3359 – 3373m). Porosité Visuelle : Faible.
		Gédinnien	Fluorescence F1+F2 : Jaune doré à (3373 – 3386m). Porosité Visuelle : Faible.
C-2	86 – 104	Gédinnien	Fluorescence F1+F2 : Jaune doré à (3386 – 3395m). Porosité Visuelle : Moyenne.
			Fluorescence F1+F2 : Néant à (3397 – 3404m).
			Porosité Visuelle : Faible à Moyenne.

Les carottes prélever ont montré que la zone d'étude Gédinnien de l'intervalle (3377m-3391m) a de fluorescence jaune doré . Donc on a le doute de présence d'huile dans cette zone qui on l'interprète comme une zone des série des bondes aquifères et hydrocarbures temps par temps.

Les données de puit proche sont un bon indice de le fluide existe dans la couche réservoir Gédinnien. Le puit B situe à 7km de notre puit est il produise les hydrocarbures à phase de Gédinnien de 7 m<sup>3</sup>/h d'huile et de 709.3 m<sup>3</sup>/h du gaz.

### 3.10 Master log :

Après les étude classique des diagraphie et l'étude minéralogique et analyser les carottes on peut utiliser le log master total Gaz de puit et voir sa répenche dans la roche étudier.(La figure 3.5)

Le log (3.5) enregistre un un pics de gaz dans la phase de 3393m de l'ordre de 4% et 5% du gaz. Avec données de master log on a vu l'analyse qui nous donne que il y a un quantité minime d'argile ferrugineuse pyrite dans la zone intérêt .

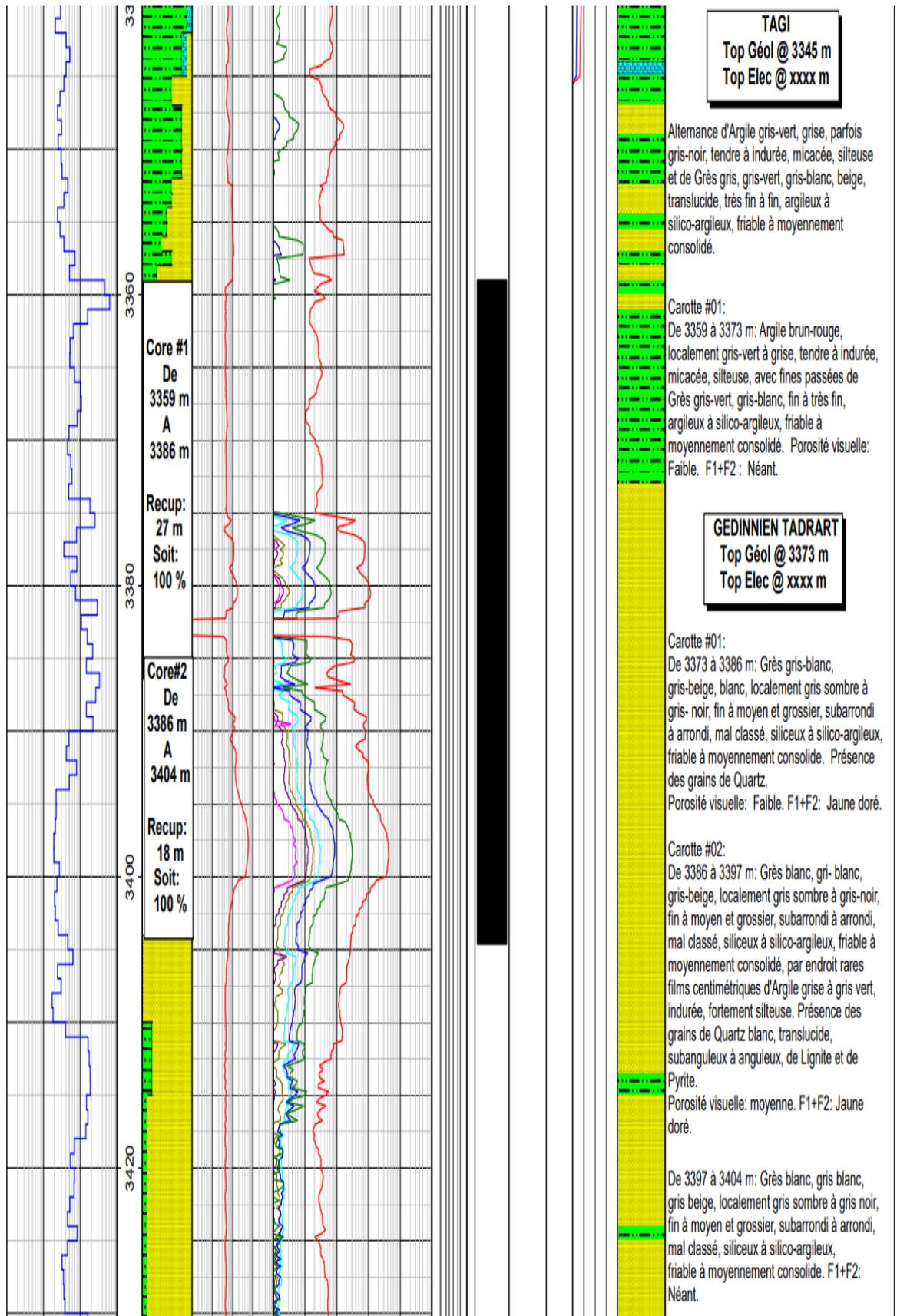


FIGURE 3.5. Le log master total gaz de puit A

## **Conclusion :**

La présence des argiles à teneur en fer élevée ou les argiles hygroscopique (capacité d'absorption est de retenir grandes quantité de l'eau de formation ) va affecter les mesures des résistivité. Dans ce cas là, la saturation en eau on a déjà calculé n'est pas significative les fluides dans la matrice du champ. Les saturation représentent l'eau et probablement retour à les argiles montmorillonite est pyrite et on a une doute de possibilité de produire les hydrocarbure en face de cette zone. Dans les cas que la majorité des doutes sont la présence de l'hydrocarbures. On peut assurer les propriété des fluide à partir des mesure de pression et échantillonnage. on utilise généralement les mesures MDT .

Ce cas on utilise le MDT comme une dernière diagraphie pour assurer c'est quoi les fluides sature ce réservoir.

Chapitre **4**

L'apport de MDT à résoudre le  
phénomène des basses résistivités :

## Introduction :

Pour identifier les zones à intérêt pétrolier on utilise les logs de résistivité à cause du contraste de ce dernier entre la présence de l'huile et l'eau. Dans certains cas les zones étudiées présentent une faible résistivité. Les logs de résistivité dans ces zones deviennent incapables d'identifier la présence des hydrocarbures et aussi d'indiquer la mobilité de l'eau.

Cette limitation a conduit à la sous-estimation de nombreuses zones à fort potentiel productif, caractérisées par une saturation élevée en eau irréductible. La gestion de la production d'eau et l'identification des zones à faible résistivité sont deux problèmes majeurs à résoudre, d'où l'importance de comprendre l'origine de ce phénomène. Le défi avec ces zones réside dans le fait qu'elles semblent indiquer une forte saturation en eau lors de l'interprétation, alors qu'en réalité, elles produisent du pétrole.

Afin d'illustrer cette situation, plusieurs exemples ont été sélectionnés en respectant certains critères mettant en évidence les facteurs responsables des chutes de résistivité. Il est important de noter que des niveaux de saturation en eau élevés ne sont pas toujours associés à une faible résistivité. Bien que l'effet soit moins prononcé, il peut être lié au choix de l'équation de saturation, de la valeur de  $R_w$ , de l'exposant de saturation  $n$ , du facteur de cimentation  $m$  ou du coefficient lithologique  $a$ .

Dans ce chapitre on parle des causes essentielles du phénomène des basses résistivités, l'estimation de  $S_w$  sans utiliser  $R_w$  et l'outil MDT qui en est utilisé.

## 4.1 Le phénomène des basses résistivités :

Dans le domaine géophysique et diagraphie de puit le phénomène des basses résistivités fait référence à une situation où la résistivité mesurée est relativement faible par rapport à ce à quoi on s'attendrait dans des mêmes conditions. (Par exemple présence de l'huile avec une  $R_t$  inférieure à  $5 \Omega m$ )

### 4.1.1 Cause de phénomène des basses résistivités :

Des plusieurs facteurs peuvent influencer les mesures des résistivités et les diminuer. Ce sont des facteurs liés à l'environnement et des causes géologiques

#### Facteur liés à l'environnement :

**Effet du diamètre du trou :** Les propriétés du trou ont un impact direct sur les caractéristiques électriques des outils de diagraphies. Bien que l'excentricité puisse avoir un effet secondaire, c'est surtout le diamètre du trou qui a une influence significative sur la mesure de la résistivité. [11]

**Effet de l'invasion :** Si le rayon d'investigation des outils de résistivités dans les formations poreuses et perméables ne parvient pas à atteindre la zone vierge, les réponses de ces outils peuvent être altérées par l'invasion. Cependant, cette influence dépend principalement de la salinité du filtrat utilisé et des autres éléments constitutifs de la boue. [11]

**Effet de la déviation de l'axe du trou :** Dans les puits déviés, les outils de résistivité qui ont une grande portée d'investigation sont affectés par les couches environnantes de la même manière que dans le cas d'un puits vertical traversant des couches inclinées. Par conséquent, si les couches adjacentes sont conductrices, cela se traduit par une légère diminution de la résistivité au niveau du réservoir productif d'hydrocarbures. [11]

### **Causes géologiques de déminuer la résistivité :**

**Les différent porosité** Dans l'interprétation des diagraphies on se limite uniquement à la porosité effective , qui est la porosité accessible aux fluides. Donc, même si cette dernière contient des fluides, la résistivité ne doit forcément pas être élevée du fait que le passage du courant électrique s'effectue à travers un réseau conducteur formé essentiellement par d'autres porosités (non connectées) [11]

**Pendage des couches :** Le pendage d'une couche peut également avoir un impact sur les mesures de résistivité, car il perturbe la symétrie des lignes de courant en présence des couches adjacentes. Ainsi, le courant induit peut refléter la conductivité de plusieurs couches.

**Nature et distribution des argiles** Les mesures de la résistivité sont souvent affectées par les argiles, ceci est dû à la teneur de ces argiles, leur nature ainsi que leur conductivité dans le réservoir.

## 4.2 Le MDT :

c'est l'outil qui fournit une série de mesures de pression qui permettent de déboucher sur d'autres informations à caractères pétrophysiques, structuraux ou sédimentologique.

### 4.2.1 Principe de l'outil MDT :

Le MDT est une sonde utilisée essentiellement dans un trou ouvert. Il est principalement employé pour mesurer la répartition des pressions verticales dans un réservoir et prélever des échantillons des fluides de formations à plusieurs profondeurs.

Au cours d'une seule descente dans le forage, le MDT peut effectuer un nombre illimité de mesures précises de pression.

En effet, il permet la mesure de la pression du réservoir le long d'un puits à plusieurs profondeurs. Ces mesures seront ensuite plotées en fonction de la profondeur absolue pour obtenir les gradients de pression des fluides sur le profile de pression et calculer par la suite leur densité.

A partir, de ces diagrammes de pression de formation, on aura les positions des contacts « gaz-huile- eau » pour évaluer les différents degrés de communication entre ces contacts (GOC et OWC et GWC).

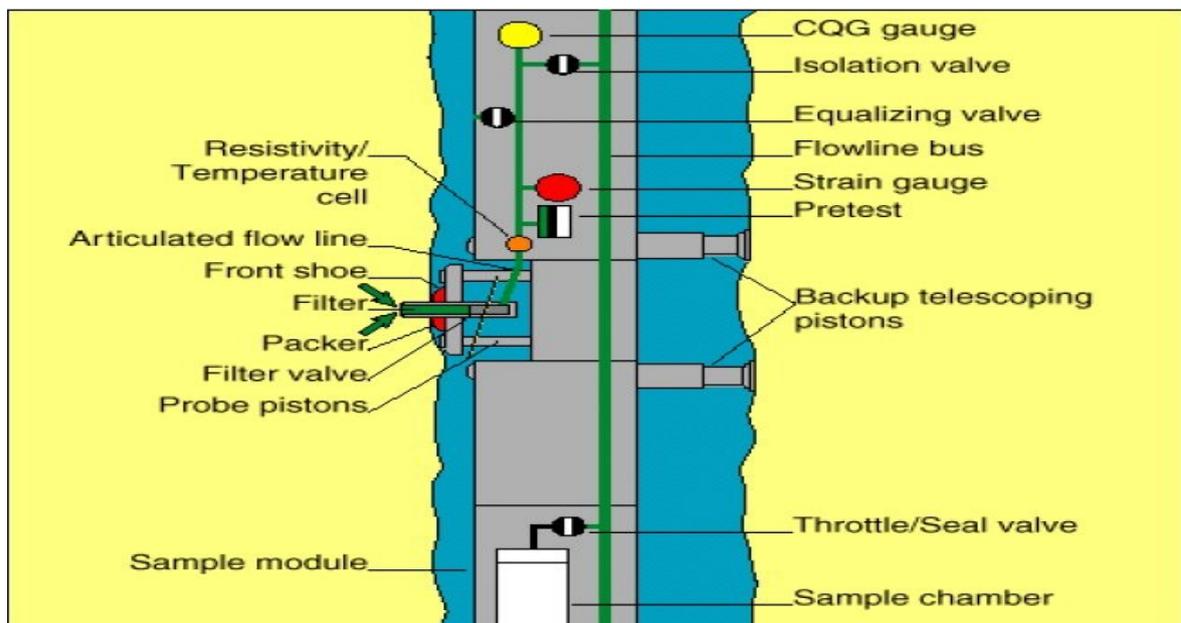


FIGURE 4.1. Principe de fonctionnement du MDT (Shlumberger)

## 4.2.2 La configuration de l'outil MDT :

Le MDT est représenté par un ensemble de modules ce qui permet la reconfiguration de l'outil selon les mesures souhaitées en fonction des besoins d'acquisition.

Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour pouvoir comprendre le choix des modules.

**Module d'énergie électrique :** Toujours placé en haut de la tige de l'outil, il convertit le courant alternatif injecté à la surface en courant continu qui va alimenter les autres modules du MDT.

**Module d'énergie hydraulique :** Placé a n'importe où sur la tige de l'outil, il contient un moteur électrique qui actionne une pompe hydraulique pour pomper un volume constant de fluide à chaque tour du moteur, ce qui permet de régler le volume désiré à extraire.

**Le module Single Probe :** Il est utilisé pour les mesures de pression dans la formation. Une valeur approximative de la mobilité du fluide au voisinage du Probe peut être calculée à partir des données acquises.

## Mesures effectuées par le MDT :

### 4.2.2.1 Mesure de pression :

Le MDT permet d'effectuer un nombre illimité de mesures de pression pendant une descente dans le sondage. Trois informations différentes sont enregistrées à chaque point :

- La pression hydrostatique (à l'intérieur de la colonne de boue).
- La pression de fermeture (pression de formation) : qui est obtenue en soutirant une petite quantité de fluide.
- Le fluide de formation dans la couche réservoir.

### 4.2.2.2 L'échantillonnage du fluide :

Dans le but d'obtenir une haute qualité d'échantillonnage, les contaminants dans le filtrat de boue doivent être enlevés et la pression d'échantillonnage doit être soigneusement contrôlée pour éviter la chute au dessus du point de bulle.

### 4.3 Solutions utilisée pour résoudre le phénomène des basses résistivités :

Pour résoudre le problème des basses résistivités dans le puit A situé dans la région Zemlat El Arbi-le bloc 403d de bassin de Berkine au niveau de dévonien InfÉerieur Gédin-nien on utilise l'outil MDT , car il nous fournit des mesures de pression et des échantillons des fluides de formation de notre réservoir.

Le MDT, abréviation de "Modular Dynamic Tester", est largement réputé pour sa capacité à déterminer avec précision la composition des fluides présents grâce aux échan-tillons prélevés.

Les mesure de l'outil MDT montré dans le tableau (4.1)

Profondeur D'investigation	Pression de Formation (psi)
3380.6	5262.85
3381	5263.71
3381.5	5264.83
3385.7	5268.32
3391	5273.90
3397.7	5280.88
3401	5284.34
3404	5287.53
3407.5	5291.63
3410.2	5296.12
3414.3	5302.81

TABLEAU 4.1. Résultats de MDT

on trace le diagramme de pression VS profondeur dans l'intervalle de 3380m à 3414m .Il est possible de calculer le gradient de pression pour chaque formation, ainsi que la den-sité du fluide présente.(La figure 4.2)

Les relations utilisé pour calculer le gradient ainsi que la densité de fluide de forma-tion sont :

$$G = \frac{(P_2 - P_1)}{Pr_2 - Pr_1} [Psi / m] \quad (4.1)$$

$$D = \frac{G}{1.422} [g / ccl] \quad (4.2)$$

Avec : G : Gradient de pression

D : Densité du fluide en place

P : Profondeur (m)

Pr : Pression (Psi)

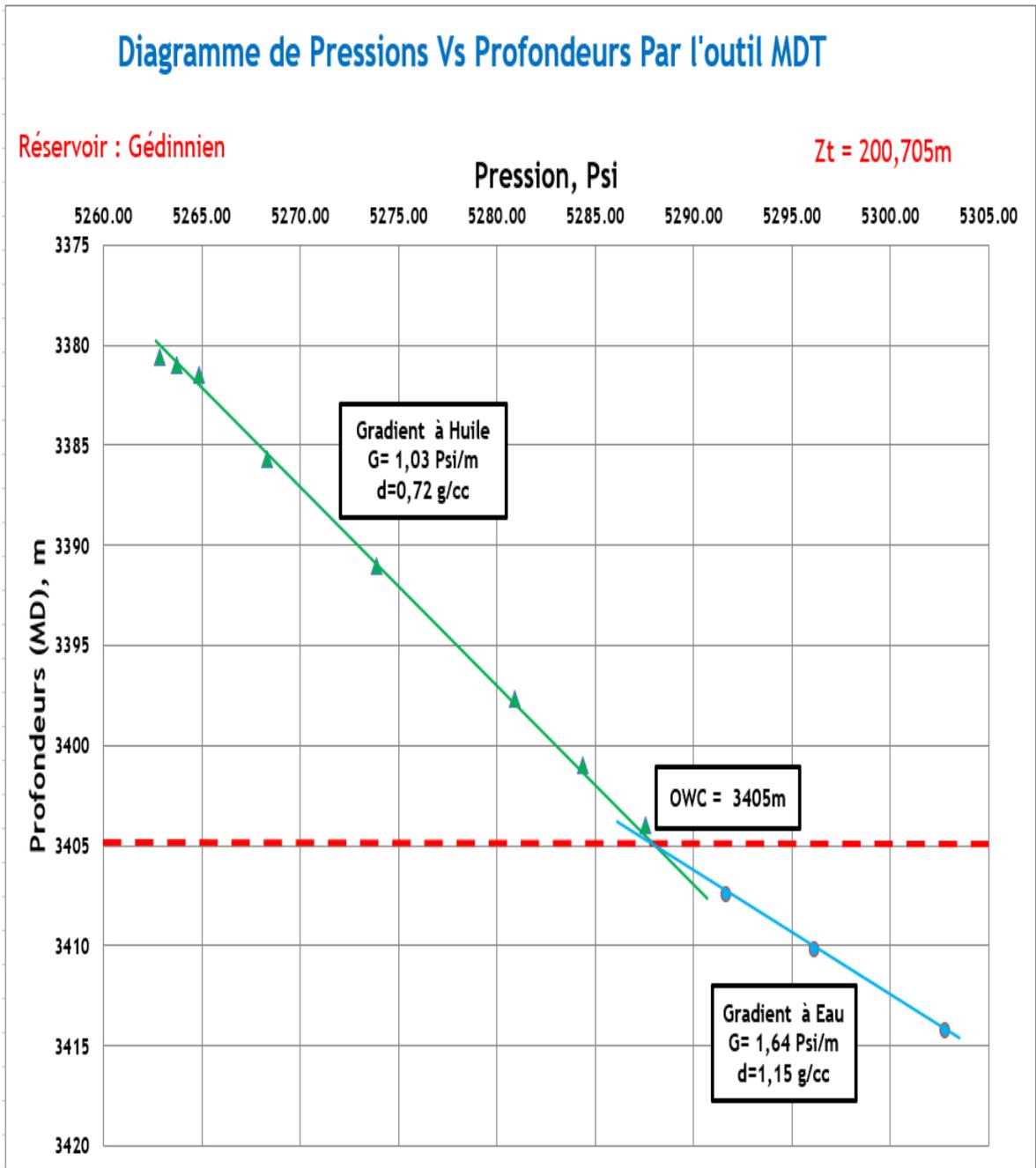


FIGURE 4.2. Diagramme Pression vs Profondeur par MDT du puits A dans le Réservoir Gédinnien

le cas de puit A les échantillonnage n'est pas mentionné en raison des problèmes au niveau de société de service que SONATRACH la-contacte.

**Remarque :** Les densités des fluides dans les formation est connu et elles sont l'indicateur qu'on utilise pour définir quel est le fluide de cette matrice (Tableau 4.2)

Densité (g/cc)	Type de Fluide
$D < 0.4$	<b>Gaz</b>
$0.4 < D < 0.6$	<b>Condensât</b>
$0.6 < D < 0.87$	<b>Huile</b>
$0.87 < D < 0.9$	<b>Huile lourde</b>
$0.9 < D \leq 1$	<b>Eau douce</b>
$D > 1$	<b>Eau salée</b>

TABLEAU 4.2. Types de fluide a partir des densité (Sonatrach)

## Conclusion :

Le diagramme de pression profondeur (La figure 4.2) présente l'existence de deux gradients. Le deuxième c'est de l'eau parceque les diagraphie n'a aucun problème dans la zone (+3397m).qu'on on applique la formule de calcul de densité on constate que la phase 3377m à 3391 m elle nous donne une phase productive de huile. Alors que les résultats de l'évaluation pétrophysique (Le tableau 3.5) montre une alternance des intervalles HUILE/EAU sont pas vraiment juste et ces intervalles produisent le pétrole même si les résistivités sont basses , c'est connu par le therme ( phénomènes des basses résistivités ) . la profondeur 3405m représente le contact eau-huile .

La cause du phénomène des basses résistivité dans ce cas est la présence de deux argiles l'un est ferrugineux et l'autre est hygroscopique.

# Conclusion générale

L'Algérie est un pays parmi les pays ayant les plus grandes réserves de gaz et huile grâce aux extensions de Sahara et ces bassins. Phénomène des basses résistivité et bien sûr existé dans le sous-sol Algérien.

Ces phénomènes des basses résistivités en présence d'hydrocarbures sont observés dans des réservoirs spécifiques soumis à des conditions diagenétiques et minéralogiques coexistantes.

Les techniques conventionnelles utilisées pour évaluer les saturations ( $S_w$ ) reposent sur des paramètres pétrophysiques, et les mesures de résistivité peuvent provoquer des variations de ces valeurs. Par conséquent, il est essentiel de connaître la composition minéralogique de la roche afin d'obtenir des mesures de saturation fiables, qui dépendent des véritables résistivités.

Analyse minéralogique avec cross-plots, l'utilisation des résultats MDT, l'estimation de la saturation est indépendante de la résistivité, se sont des méthodes favorables de nouvelles approches, faisant l'objet de notre étude pour répondre à la problématique posée et trouver une solution à ce problème.

# Bibliographie

- [1] A. Ghenim, "Evaluation pétrophysique et essai de modélisation; exemple du réservoir triasique d'ourhoud (bassin de berkine, sahara nord oriental, algerie)," these de doctorat, L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCEM, 2012. [4](#)
- [2] H. Zouari, "Du point de vue géologique, le bassin de berkine," *Revue de Géologie Africaine*, vol. 60, no. 1, pp. 35–46, 2016. [5](#)
- [3] K. Bouslah, "Stratigraphie et sédimentologie du réservoir silurien argilo-gréseux (sag) du bassin de berkine," Ph.D. dissertation, Université (KASDI MERBAH – OUARGLA), 2017. [6](#)
- [4] B. Tissot and D. Welte, *Petroleum Formation and Occurrence*, 2nd ed. New York : Springer-Verlag, 1992. [16](#)
- [5] D. Al Saab, "Etude de la production et de la migration des hydrocarbures dans le bassin du donets en ukraine : Aspects économiques et exploitation," 2007. [17](#)
- [6] J. H. Moran and S. Gianzero, "Effects of formation anisotropy on resistivity-logging measurements," *Geophysics*, vol. 44, no. 7, pp. 1266–1286, 1979. [24](#)
- [7] F. F. Segesman, "Well-logging method," *Geophysics*, vol. 45, no. 11, pp. 1667–1684, 1980. [24](#)
- [8] J. Tittman and J. S. Wahl, "The physical foundations of formation density logging (gamma-gamma)," *GEOPHYSICS*, vol. 30, no. 2, pp. 284–294, 1965. [25](#), [39](#)
- [9] M. A. Rahmani and H. Hemmam, "Etude de l'influence du ciment salifère sur les paramètres pétrophysiques par une interprétation diagraphique pour l'évaluation des réservoirs d'hydrocarbures du bassin triasique d'oued mya," Doctoral dissertation, 2021. [36](#)

- [10] K. Baddari, M. Djeddi, and R. Baouche, "Analyse statistique des paramètres pétrophysiques des réservoirs carbonatés du sud-est constantinois," *Bulletin du Service Géologique de l'Algérie*, vol. 5, no. 2, pp. 167–187, 1994. [38](#), [41](#), [43](#)
- [11] D. ACHACHE, "Les réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses résistivités," SONARACH Division Exploration. Direction Etude et synthèse, 1994. [55](#), [56](#)