

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 GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER
EN GEOLOGIE PETROLIERE**

FILIERE: Hydrocarbures.

OPTION: Géologie pétrolière.

Thème :

**Evaluation des paramètres pétro-physiques au niveau du
réservoir Siluro-Dévonien (F6) et du réservoir de Dévonien
supérieur (F2) dans le bassin d' Illizi**

Réalisé par :

BRADAI ABDELKRIM et DOUKARI MOHAMED

Encadré

par :

Mme

Derridj

Dédicace

Toute les lettres ne seraient trouver les mots qu'il faut, tous les mots ne seraient exprimer la gratitude, le respect et la reconnaissance, c'est alors qu'avec un cœur ouvert et une immense joie, que je dédie mon travail à mes très chers, respectueux et magnifiques parents, ainsi à mes frères et sœurs, et à mes très chers amis.

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier notre DIEU, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

Au terme de ce travail, nous voudrions tout d'abord témoigner notre profonde reconnaissance à notre promotrice Mme derridj, qui nous a guidés tout au long de ce travail, nous lui exprimons toute notre gratitude pour la confiance qu'elle nous a prodigué, pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.

Nous remercions aussi l'ensemble des membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.

Nous tenons également à remercier nos enseignants du département gisement minière et pétrolier qui nous ont guidé et formée durant nos études et qui nous ont amené jusqu'à l'aboutissement de ce travail.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce modeste travail.

BRADAI & DOUKARI

Sommaire

<i>Dédicace</i>	I
Remerciement.....	II
Sommaire.....	III
Liste Des Figures.....	VI
Liste Des Tableaux.....	VIII
Liste des Abréviation.....	IX
Introduction Générale.....	1
Chapitre 1 Généralité sur bassin d’Illizi.....	2
I. introduction :.....	3
I.1. Situation géographique :.....	5
I. 2.Situation géologique :	6
I.3 Historique d’exploration de bassin d’Illizi:	7
I. 4.Aspect tectonique :.....	8
I.4.1 Evolution structurale du bassin d’Illizi :	8
I.4.2 EVOLUTION TECTONIQUE:	10
I.5 Aspect Stratigraphique :.....	16
I.5.1 Le Paléozoïque :.....	16
I.5.2 Le Mésozoïque	19
I.6 Le système pétrolier	21
I.6.1 Les roches mères	21
I.6.2 Les roches réservoirs.....	22
I.6.3 Les roches couvertures	22
I .6.4 Le piégeage des hydrocarbures	23
I.7 Intérêt pétrolier :.....	23
Chapitre 2 Généralités sur la zone d’étude « GARA TISSELIT III »	24
II.1 Présentation de la zone d’étude :	25

II.2 Situation Géographique.....	25
II.3 Cadre Géologique	26
II.4 Historique de l'exploration :.....	27
II.5.Aspect structural :.....	29
II.6Aspect stratigraphique	
:.....	30
II.6.1.Le paléozoïque :.....	30
II.6.2 Le Mésozoïque :.....	32
II.7 Système pétrolier	32
II.5.1 Roches mères	32
II.5.2 Roches réservoirs	32
II.5.3 Roche couverture	32
II.5.4 Types de pièges	32
Chapitre 3Généralités sur les diagraphies.....	34
III.1 Introduction:	35
III.2 But Des Diagraphies.....	36
III.3 Invasion:	36
III.4 Les Paramètres influençant les mesures :	37
III.5 Classification des diagraphies:.....	38
III.5.1 Diagraphies électriques:.....	39
III.5.2 Diagraphies Nucléaires.....	42
III.5.3 Diagraphies acoustiques 'sonique'.....	46
III.5.4 Diagraphies auxiliaires.....	50
Chapitre IV Evaluation et interprétation des paramètres pétrophysique.....	53
IV.1 RAPPEL.....	54
IV.1.1 Réservoir :.....	54
IV.1.2 Matrice.....	54
IV.1.3 Les argiles :.....	55
IV.1.4.Fluides :.....	55
IV.2 Notion sur la petrophysique :.....	55
IV.2.1 la porosité :.....	55
IV.2.2 Notion de perméabilité (K) :.....	58
IV.2.3 Volume d'argiles (Vsh) :.....	59

IV.2.4 La Saturation.....	60
IV.2.5 La résistivité	60
IV.3 Evaluation des paramètres pétrophysiques:.....	61
IV.3.1 Présentation du puits (TJNS-1) :.....	61
IV.3.2 Diagraphies enregistrées	64
IV.3.3 Interprétation qualitative.....	66
IV.3.4 Interprétation quantitative.....	69
IV.3.6 Interprétation des résultats :.....	78
IV.4 Conclusion	78
Conclusion Général.....	79
Bibliographie	81

Liste Des Figures

Figure I.1 : Contexte régional 0-2du bassin d'Ilizi. (WEC2007).....	4
Figure I.2 : Situation géographique du bassin d'Ilizi	5
Figure I.3 : situation géologique du bassin d'Ilizi	6
Figure I.4 : Coupe géologique Nord-Sud du bassin d'Ilizi (WEC, 2007).....	15
Figure I.5 : log stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Ilizi (WEC 2007).....	21
Figure II.1 : situation géographique du périmètre de recherche Gara Tisselit ...	25
Figure II.2 :situation géographique du périmètre de recherche Gara Tisselit ...	26
Figure II.3 : position des forages et programmes sismiques du périmètre recherche Gara Tisselit ‘	27
Figure II.4:Carte de prospectivité du périmètre de recherche Gara Tisselit III(document sonatrach).....	33
Figure III.1 : Schéma du fonctionnement d'un matériel de diagrapie.....	35
Figure III.2 :Schéma de l'invasion (Document SCHLUMBERGER).....	37
Figure III.3 : Schéma des différentes diagrapies.....	38
Figure III.4 : Schéma des sondes LLD et LLS (O. serra.1979).	40
Figure III.5 : Schéma de l'électrode de l'outil MSFL. (O. serra.1979)	41
Figure III.6 : Principe de mesurer de la sonde de densité (Document Schlumberger).....	44
Figure III.7 :Principe de mesure de diagrapie neutron (Document Schlumberger).	45
Figure III.8 : Shéma du Sonic Compensé BHC (Document Schlumberger).....	46
Figure III.9 : Schéma représentatif de la sonde UBI (Document Schlumberger).....	48
Figure III.10 : Schéma représentatif de la sonde OBMI (Document Schlumberger)	49
Figure III.11 : Fractures enregistrées par les outils d'imagerie (Document Schlumberger).	50
Figure IV.1:Schéma représentatif d'une roche.....	56
Figure IV.2 : la position du périmètre Gara Tisselit III dans bassin d'Ilizi.....	62

Figure IV.3 : la position du puits TJNS-1 dans le périmètre Gara Tisselit III.....	62
Figure IV.4 : résultats d'Elan du réservoir F2 du puits TJNS-1.....	65
Figure IV.5 : résultats d'Elan du réservoir F6-M1 du puits TJNS-1.....	66
Figure IV.6 : Détermination du type d'argiles du réservoir F2.....	68
Figure IV.7: Détermination du type d'argiles du réservoir F6-M1	68
Figure IV.8: détermination de la résistivité R_w du réservoir F2	70
Figure IV.9: détermination de la résistivité R_w du réservoir F6-M1.....	71
Figure IV.10 Fiche de Carotte du Réservoir F2 du Puits TJNS-1.....	77

Liste Des Tableaux

Tableau II.1 : résultats pétroliers du périmètre Gara Tisselit III **Error! Bookmark not defined.**

Tableau II.2 : résultats pétroliers du périmètre Gara Tisselit III (suite)	29
Tableau IV.1 : fiche technique du forage TJNS-1 (Tadjentourt Sud -1).....	64
Tableau IV.2 : les données de forage TJNS-1	65
Tableau IV.3 : paramètres de boue du puits TJNS-1	65
Tableau IV.4 : tops des formation dans le puits TJNS-1.....	65
Tableau IV.5 : délimitation des zones réservoirs (F2 et F6-M1)	68
Tableau IV.6 : Paramètres d'argiles du reversoir(F2et F6-M1).....	68
Tableau IV.7 : les paramètres matriciels des réservoirs F2 et F6-M1	70
Tableau IV.8 : résultat qualitative du puits TJNS-1	77
Tableau IV.9 : de résultat qualitative du puits TJNS-1	77

Liste des Abréviation

Porosité

Φ_t : porosité totale
 Φ_u : porosité utile(effective)
 Φ_c : porosité connectée
 Φ_r : porosité résiduelle
 Φ_N : porosité neutron
 Φ_D : porosité densité
 Φ_S : porosité sonique
 Φ_{NC} : porosité neutron corrigée
 Φ_{DC} :porosité densité corrigée
 Φ_{SC} : porosité sonique corrigée
 Φ_{Nsh} : porosité neutron des argiles
 Φ_{Dsh} : porosité densité des argiles
 Φ_{Ssh} : porosité sonique des argiles

Densité

ρ_b :densité globale
 ρ_f :densité de fluide
 ρ_{ma} :densité de matrice
 ρ_{sh} :densité globale

Temps de parcours

Δt_b : temps de parcours global
 Δt_{ma} : temps de parcours de matrice
 Δt_{sh} : temps de parcours des argiles
 Δt_f : temps de parcours de filtrat de boue
 R_w : résistivité de l'eau de formation
 R_{mf} : résistivité de la boue
 R_t : résistivité de la zone vierge
 R_{xo} : résistivité de la zone lavée
 R_{sh} : résistivité des argiles

Volumes

V_p :volume des pores vides

V_t : volume total de la roche

V_s : volume des éléments solides de la roche

V_{sh} : volume d'argiles

Saturation

S_w : saturation en eau dans la zone vierge

S_{xo} : saturation en filtrat de boue dans la zone lavée

S_{hc} : saturation en hydrocarbure

S_g : saturation en gaz

Paramètres de Formation

F : facteur de formation a :

facteur de la lithologie m :

facteur de cimentation S :

salinité de l'eau de formation

T : température

Introduction Générale

Etant la première source d'énergie dans le monde et particulièrement en Algérie, les hydrocarbures occupent une large place dans l'économie mondiale, et ce depuis le début le 20ème siècle

La découverte des gisements d'hydrocarbures suscite un grand intérêt de la part des compagnies pétrolières. Dans ce contexte plusieurs méthodes d'exploitation, de développement et de production ont été mises en place

Ces méthodes sont continuellement améliorées pour atteindre une fiabilité élevée. Parmi toutes ces techniques, les diagraphies occupent une place incontournable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leurs apports aident à mieux définir et évaluer les paramètres du réservoir les plus importants.

Dans ce contexte et grâce à l'analyse des logs de diagraphies conventionnelles et de leurs traitements à partir des données acquises dans cette région d'étude nous avons établi une évaluation pétrophysique du réservoir F2 et F6 unité M1 au niveau de puits TJNS-1 qui est situés dans le périmètre de Gara tasselite (bassin d'Illizi).

Afin d'atteindre l'objectif souhaité, quatre chapitres ont été élaborés :

- Dans le premier chapitre nous présenterons le contexte géologique régional du bassin d'Illizi
- Une présentation de la zone d'étude dans le deuxième chapitre
- Un bref aperçu sur les différents outils de diagraphie enregistrés dans les puits et leurs applications.
- Dans le quatrième chapitre un aperçu sur la pétrophysique et interprétation quantitative et qualitative des données diagraphiques du réservoir F2.

Nous terminerons notre travail par une conclusion et des recommandations

Chapitre 1

Généralité sur bassin d'Ilizi

I. introduction :

L'histoire géologique des bassins sédimentaires algériens, s'inscrit dans le processus géodynamique global de la tectonique des plaques qui a structuré l'Algérie en deux domaines:

- le domain Tellien.
- la Plate-forme saharienne.

(Figure I.1) Bassin Illizi située au Sud-Est de la plateforme saharienne qui appartient au Craton Nord-Africain. Elle comprend un socle Précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des Zones hautes.

Ce bassin d'une superficie de 108 424 km² présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 Km et une largeur qui dépasse 300 km d'Ouest jusqu'à la Frontière Algéro-libyenne à l'Est. Il est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'EDJELEH. Depuis pas moins de 413 puits d'exploration et de 281 puits de délinéation ont été forés, avec un taux de succès de 23%.

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé Zarzaitine Edjeleh Alrar Ohanet et stah. Au cours de son histoire le bassin d'illizi a été, pour essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaires paléozoïque (figure I.5).

Ce bassin possède une séquence mésozoïque séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (figure I.4).

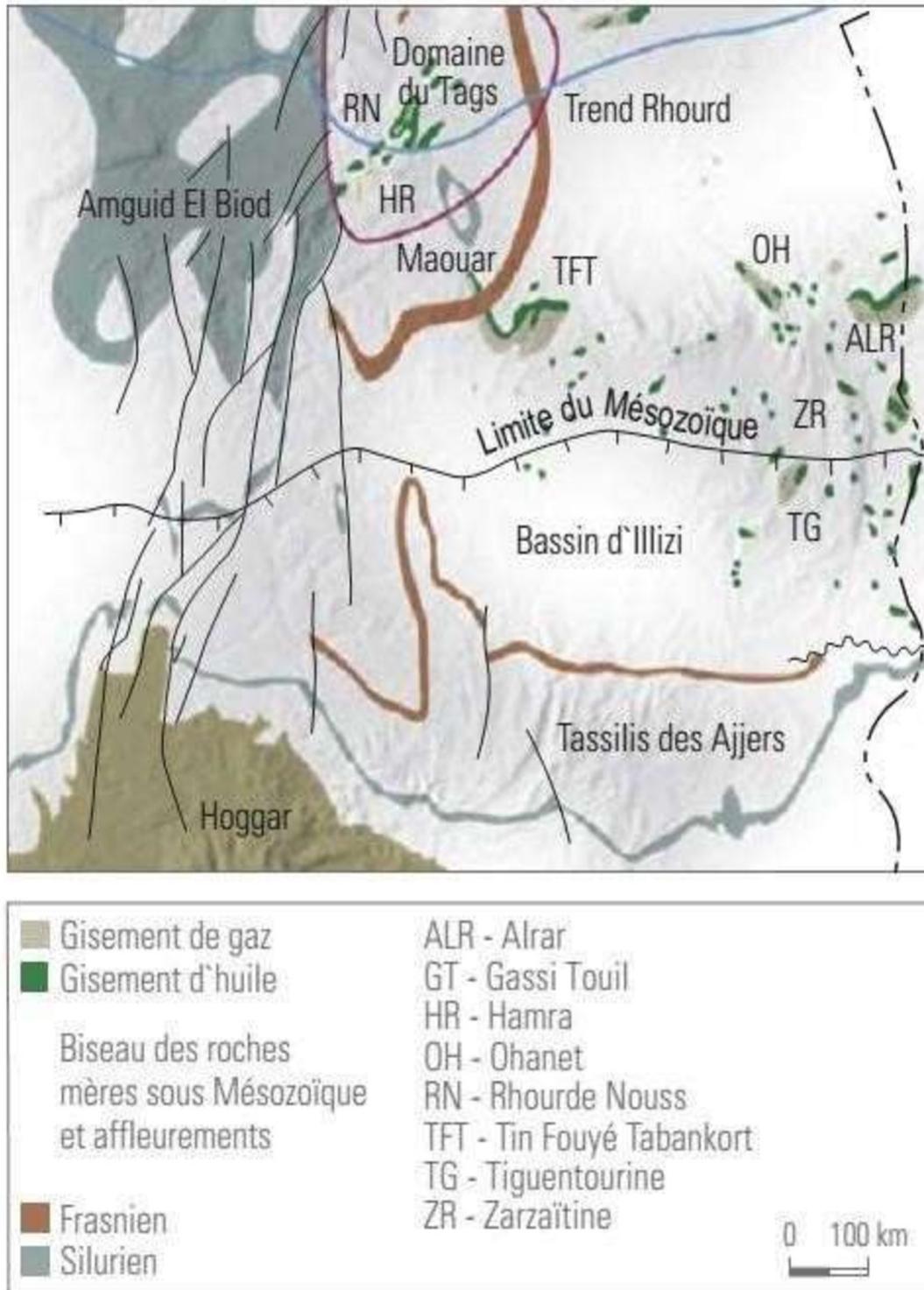


Figure I.1: Contexte régional 0-2du bassin d'Illizi. (WEC2007)

I.1.Situation géographique :

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie sud orientale du Sahara algérien (figure I.2). Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie. Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est, le grand Erg orientale au Nord et le massif du Hoggar qui le borde au sud. Ses limites géographiques constituent un quadrilatère dont les cotes sont :

- La latitude 29°00 au Nord
- La latitude 26°00 au Sud
- Le méridien 6°00 à l'Ouest
- La frontière Libyenne à l'Est

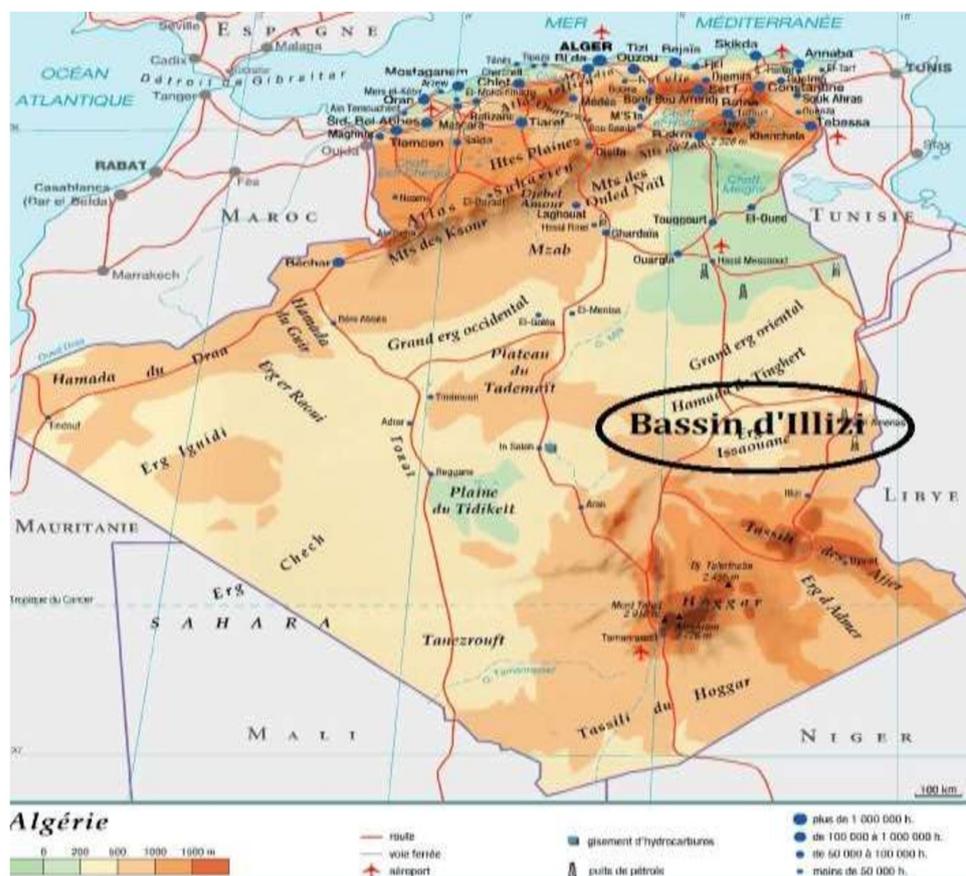


Figure I.2 : Situation géographique du bassin d'Illizi

I.2.Situation géologique :

Du point de vue géologique, le Bassin d'Illizi (figure I.3) appartient au domaine intracratonique type plateforme stable. La série stratigraphique comprend des terrains d'âge Paléozoïque, qui affleurent dans sa partie méridionale et d'âge Mésozoïque à Cénozoïque qui affleure dans sa partie septentrionale (figure I.4). Il représente une large dépression semi-circulaire et fut le siège d'une sédimentation importante (2500 à 3500 m d'épaisseur), déposée essentiellement durant le Paléozoïque et le mésozoïque. Tectoniquement, les accidents qui ont affecté ce bassin présentent des directions NE-SW et NW-SE Le Bassin d'Illizi est limité :

- Au Nord par le paléo-haut connue sous le nom du môle d'Ahara d'orientation Est-Ouest, qui le sépare du bassin de Berkine.
- Au Sud par le massif cristallin, métamorphique du Hoggar.
- A L'Est par le môle de Tihemboka, d'orientation Nord-Sud situé près de la frontière Algéro-Libyenne.
- A l'Ouest par la dorsale d'Amguid- El Biod, qui le sépare du bassin de Mouydir.

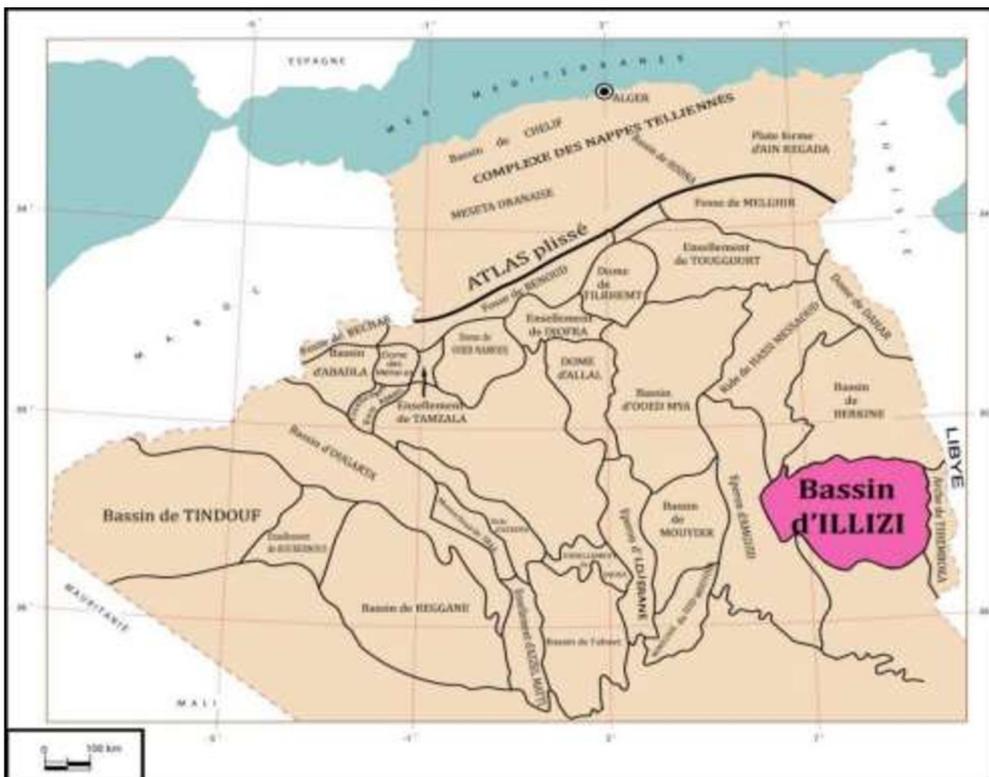


Figure I.3: situation géologique du bassin d'Illizi

I.3 Historique d'exploration de bassin d'Illizi:

Les premières esquisses géologiques réalisées dans les bassins de la plateforme saharienne ont été faites grâce aux efforts louables des géologues universitaires suivantes:

C. KILIAN (1922,1923,1931) d'abord et J. FOLLOT(1952), LELUBRE(1952).

C.KILLIAN est le premier géologue qui a décrit les formations paléozoïques au Sud du bassin d'Illizi dans le massif du Hoggar . Ce sont les italiens DESIO (1936), ROSSI (1939) et le français C.KILLIAN(1925) qui ont établi les bases de données sur le bassin d'Illizi et de berkine. Les géologues de la SNREPAL effectuèrent les premiers travaux géologiques des bassins sédimentaires, en réalisant les premiers levés de terrain en novembre 1946. Par la suite une vaste campagne de gravimétrie débuta à la fin de 1948 dans la partie septentrionale du sahara.

Les premières demandes de permis de recherche pétrolière furent déposées en 1951 par la société SNREPAL et la compagnie CFPA. Il est à noter que les premiers essais d'investigation par sismique réflexion eurent lieu en 1951.

Après l'échec des premiers essais de la sismique réflexion en 1951, la SNREPAL confia une large campagne de sismique réfraction en 1951 à la CGG, les résultats furent positifs et servirent de base à l'implantation des premiers sondages stratigraphiques. A cette période on assiste à la découverte des champs géants d'huile de Hassi Messaoud en 1956 et de gaz d'Hassi Rmel en 1956 situés respectivement sur le môle d'Amguid et le bassin d'Oued Mya.

La période entre 1956 et 1962 a été marquée par les découvertes des principaux gisements dans le bassin d'Illizi par des méthodes géophysiques (gravimétrie, magnétométrie, sismique réfraction) et géologiques de terrain.

L'effort s'est traduit par la découverte de 40 gisements dont les plus importants sont: Edjeleh ,Zarzaitine(huile), Ohanet(huile),In Amenas(huile)etc....

Cette période a connu une grande activité de forages, près de 598 puits ont été forés, dont 152 puits d'exploration,284 puits de développement et 162 puits d'extension. Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, de nouvelles techniques d'exploration ont été utilisées afin d'augmenter les chances de succès,des compagnies mixtes ont été créés dans le cadre d'un accord Algéro -Français . En 1965, la SONATRACH et la SOPEFAL ont créé une nouvelle association dénommée ASCOOP chargée d'effectuer des opérations de recherche pétrolière en Algérie.

La période 1963 à 1970 est caractérisée par une forte activité d'acquisition sismique réflexion et une baisse dans le nombre de forages. Les principales découvertes réalisées durant cette période sont les suivantes: Tin Fouyè (huile,gaz), Tabankort (huile) ;Amassak, stah (huile) et Tamanjelt .

Après les nationalisations en 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur qui mettra en évidence la découverte de nombreux petits gisements.

La période entre 1970 à 1980 a été marquée par une intense activité sismique (2D). Des études aéromagnétiques et gravimétrique sont été réalisées par la SONATRACH(1977-1978).

Durant cette période 325 puits ont été forés, 51 puits d'exploration, 243 puits de développements et 31 puits d'extensions .Le résultat de ces travaux s'est concrétisé par la découverte de deux gisements (Mereksen et Dimeta sont les plus importants).

Les réserves initiales sont estimées à l'exploration pétrolière chute sensiblement entre 1981 à 2008 malgré un effort .remarquable en sismique (2D) pendant la période précédente.

Seulement 80 puits d'exploration ont été forés dont 30 furent positifs, soit un taux de succès de 40%.

L'ouverture du domaine minier algérien (exploration et production des Hydrocarbures) avec l'avènement de la loi 86-14 a permis à beaucoup de compagnies pétrolières internationales d'investir en Algérie . Parmi les compagnies présentent .actuellement en Algérie on note:

CEPSA,TOTAL, ANADARKO, REPSOL, PETROCANADA, BRITISH, PETROLUM(BP),AGIP,MEDEX...etc.

L'exploration dans le bassin d'Illizi a permis la collecte d'un volume important de données sismique (2D et 3D) ont été réalisées et d'environ 1800 puits ont été foré, parallèlement plusieurs études géologique et géophysique ont été affectées sur le bassin d'Illizi par des déferent spécialistes notamment par les compagnies pétroliers étrangers.

I.4.Aspect tectonique :

I.4.1 Evolution structurale du bassin d'Illizi :

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synclise. Son image actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire (figure 4). Elle se résume ainsi :

-Le mole d'Ahara :

Ce mole orienté approximativement dans la direction Est-Ouest, constitue la limite septentrionale du bassin d'Illizi. Il a subi l'influence de tous les mouvements qui l'ont affecté.

- Le bombement de TIN FOUYE :

C'est une zone haute orientée Nord-Sud s'étendant sur 200 Km de longueur et 100 Km de largeur. Il est limité à l'ouest par le sillon Fort Flatters. A l'Est par une faille méridionale. Sa partie centrale est un vaste plateau très accidenté contenant des structures anticlinales.

- Le mole de Tihemboka :

C'est un grand axe structural orienté Nord-Sud, affecté par un important accident méridien le long duquel s'appuient les structures d'Amesralad, Tin Halouine (Libye) et d'Edjeleh-Zarzaitine.

Durant toute son histoire, le mole de Tihemboka a joué en zone haute. Et cela dès le Paléozoïque. A la fin de la phase Calédonienne le mole est déjà individualisé. Tout au long des mouvements Calédoniens et Frasnien, le mole a connu une très longue période d'émersion. Cette dernière se traduit par un non dépôt de tous les sédiments du réservoir Siluro-Ordovicien (F6) et par l'érosion partielle du réservoir (F4).

- Le monoclinal d'Illizi :

Les deux zones hautes de Tin Fouyé et de Tihemboka sont séparées par le monoclinal d'Illizi. Il s'agit d'une demi-dépression plate dissymétrique, inclinée vers le Nord. Sa limite Sud, au pied du Hoggar reste conventionnelle.

- Le trend de Fadnoun :

C'est la limite entre le mole de Tihemboka et la dépression centrale d'Illizi. Du Sud-Ouest vers le Nord-Est, il se suit sur environ 300 Km de Hoggar à l'erg Bourarhet où il se subdivise en deux branches, l'une Nord-Est qui rejoint Zarzaitine, l'autre plus

complexe, de direction Nord Nord-Est, identifiable jusqu'au environ Alrar. Tout au long de ce trend, sont associés des plis d'entraînement liés à des décrochements

Les plus important failles du bassin d'Illizi d'orientation méridienne, n'apparaissent que sur les marges Est et Ouest du bassin, contre les moles de Tihemboka et d'Amguid respectivement (figure I.4).

Dans le reste du bassin, les principaux failles montrent deux orientations dominantes : NNE-SSW probablement d'anciennes failles paléozoïques. NNW-SSE d'origine hercynienne ou autrichienne

Au Nord du bassin et sur le môle d'ahara, apparaissent quelque failles alignées d'orientations E-W (failles mésozoïques).

I.4.2 EVOLUTION TECTONIQUE :

L'histoire de bassin d'Illizi est liée intimement à celle de la plateforme saharienne, elle est résumée ci-après :

I.4.2.1 Au précambrien :

La tectonique précambrienne est liée particulièrement à la phase panafricaine, elle est caractérisée par de grands accidents subméridiens verticaux. Ils correspondraient à des décrochements dont le déplacement horizontal peut atteindre plusieurs kilomètres (CABY, 1968 et VITEL, 1975). Ces failles majeures sont décalées par un réseau de failles conjuguées NE-SW dextres et NW-SE sénestres que E.BALL. (1980) interpréta comme le résultat de la collision entre deux boucliers, l'un plastique (Afrique orientale) et l'autre rigide (craton ouest africain). Ce régime de contraintes persiste jusqu'au cambrien.

I.4.2.2 Au paléozoïque :

Pendant cette époque la plateforme saharienne n'a pas connu des bassins individualisés elle avait l'image d'un bloc solidaire où existaient quelque grandes provinces guidées par les accidents subméridiens l'étude s'intéressera à l'ensemble de la dalle saharienne, et en particulier à la province orientale où s'individualisera le future bassin d'Illizi.

➤ La distension Cambro-Ordovicienne :

La phase panafricain majeur est suivi d'une érosion importante aboutissant à une vaste pédiplaine appelée la pédiplaine infratassilienne (BEUF et AL,1971) avec un léger plongement vers le Nord. Sur cette surface se sont a déposés les premiers épandages sableux du cambrien supérieure.

L'ordovicien débute par une transgression d'Age trémadoc à la fin de laquelle on remarque un léger recul de la mer vers le Nord. Une autre transgression, qui aura son apogée à la fin de Lianvirnien, atteint vers le Sud-Est le seuil du mole d'Ahara.

Durant cette période, on observe instabilité tectonique des séries Cambro-Ordoviciennes traduits par des mouvements épirogéniques et conduisant à d'importantes variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre des accidents subméridiens.

➤ **La compression taconique (discordance de ravinement glaciaire) :**

Cette phase est caractérisée surtout par :

- Des mouvements compressifs le long des accidents subméridiens.
- Une glaciation polaire est matérialisée par une discordance de ravinement remarquable conservée. Vers 450 Ma (caradoc) le Sahara central était positionné sur le pôle sud.

L'érosion de la discordance taconique se traduit par l'absence de l'ordovicien moyen. On la situe à la base de l'unité IV de l'Ordovicien supérieur et repose sur les unités sous-jacents de manière aléatoire.

➤ **Les mouvements de compression calédoniens :**

A la limite d'ordovicien-Silurien commence la fonte de l'énorme inlandsis polaire du caradocien qui couvre tout le Sahara.cette déglaciation(transgression) s'est accompagnée par des mouvements tectoniques affectant surtout les anciens accidents. Cette phase débute par un basculement de la dalle saharienne vers le Nord-Nord Ouest accompagnée de l'inclinaison du bassin d'Ilizi dans la même direction provoquant ainsi :

- La surrection du mole de Tihemboka suivi de rejet de l'accident du Fadnoun (situé sur son flanc occidental).
- La phase calédonienne située à la limite Siluro-Dévonien est le témoin de l'érosion importante couronnant le bassin d'Ilizi. Elle se positionne entre les membres d'oued Tifernine et de Tamelrik.

➤ **La distension de Dévonien inférieure :**

La période Gédinien-Siegenien est marquée par l'ouverture de l'océan Atlantique, ce mouvement distensif a entraîné le basculement du bassin d'Illizi vers le Sud et il s'exprime notamment par :

- Les variations de l'épaisseurs des facies le long des axes structuraux orientés NNE-SSW sur le mole de Tihemboka et celui d'Ahara.
- La présence d'indices d'activité volcanique sous forme de coulées de roches basiques dans la partie méridionale et orientale du Hoggar.

Cette phase distensive est accompagnée d'une transgression d'Age Emsien recouvrant entièrement le mole de Tihemboka et partiellement le mole d'Ahara.

➤ **Les mouvement de Dévonien moyen et supérieure :**

Durant cette période ,deux discontinuités sont a signaler et qui sont parfois confondues en une seule la phase appelée la discordance fransienne, la première est la phase tectonique ardennaise du cycle calédonien, et la deuxième est la phase bretonne du cycle hercynien.

➤ **Les mouvements tectoniques post-famenniens :**

Ils se présentent commeétant une interruption de la sédimentation dévonienne argilo-carbonatée.

➤ **Les mouvements du carbonifère :**

Ces mouvements correspondent aux évènements tectoniques du cycle hercynien. Ils se traduisent dans le bassin d'Illizi par une subsidence plus au moins générale. Ils s'étalent de Strunien au Stéphano-Autunien, et comportent deux phases :

✓ **La phase N040 d'Age Viséen (mouvements hercyniens précoces) :**

c'est une phase compressive de direction NE-SW. Elle provoque :

-La formation de la structure de Zarzaitine-Ifefane et de dôme à collénias dans le bassin d'Illizi.

-Affaissement important du mole d'Ahara qui est plus accentué dans la partie Nord et Est.

✓ **La phase N120 d'age Permien (mouvements hercyniens majeurs) :**

C'est une phase d'instabilité compressive d'orientation NW-SW. Elle se traduit par :

- Des variations importantes d'épaisseurs de la série Westphalienne argilo-calcaire.

- Un nouveau jeu positif du mole de la Tihemboka et basculement du mole d'Ahara vers le sud.

I.4.2.3 Au Méso-Cénozoïque :

➤ Phase de Trias supérieur :

Cette phase se matérialise par l'ouverture de l'Atlantique central et l'étirement de la dalle saharienne du à la dislocation de la Pangée. Le rejet d'accidents anciens en failles normales accompagnés du vaste épanchement de roches volcaniques provoque le basculement de la plat- forme saharienne vers le Nord. Dans le bassin d'Ilizi cette phase se traduit par :

- Les dépôts marins très important en bordures NW du bassin contrairement au SE ou les dépôts deviennent carrément continentaux come c'est le cas au niveau de Zarzaitine.
- Le basculement du mole d'Ahara vers le Nord.

➤ Phase N090 Autrichienne d'Age Crétacé inférieur :

C'est une phase de compression de direction est-ouest au cours de laquelle s'effectue l'ouverture de l'Atlantique Sud. Dans le bassin d'Ilizi cette phase se traduit par :

- un important soulèvement de mole de Tihemboka.
- une succession de horsts et grabens témoignent d'un effondrement d'orientation SSW-NNE.

La fin de cette phase est soulignée par une importante érosion qui atteint l'ouest du bassin.

➤ Phase N160 atlasique d'Age Sénonien-Eocène :

Cette phase à eu pour conséquence dans le bassin d'Ilizi :

- le basculement de la région Amguid-El Biod vers le NNW, provoquant une importante érosion de la partie méridionale qui porte en affleurement les séries paléozoïques .
- Une discordance Eocène-Oligocène.

➤ Phase Burdigalienne :

D'âge Oligocène supérieur-Miocène. Elle fait rejouer les accidents subméridiens en décrochement dextre. Ainsi que la reprise des paléostrucutres d'orientation N-S.

➤ Phase tortonienne :

C'est une phase de réactivation de la phase Atlasique.

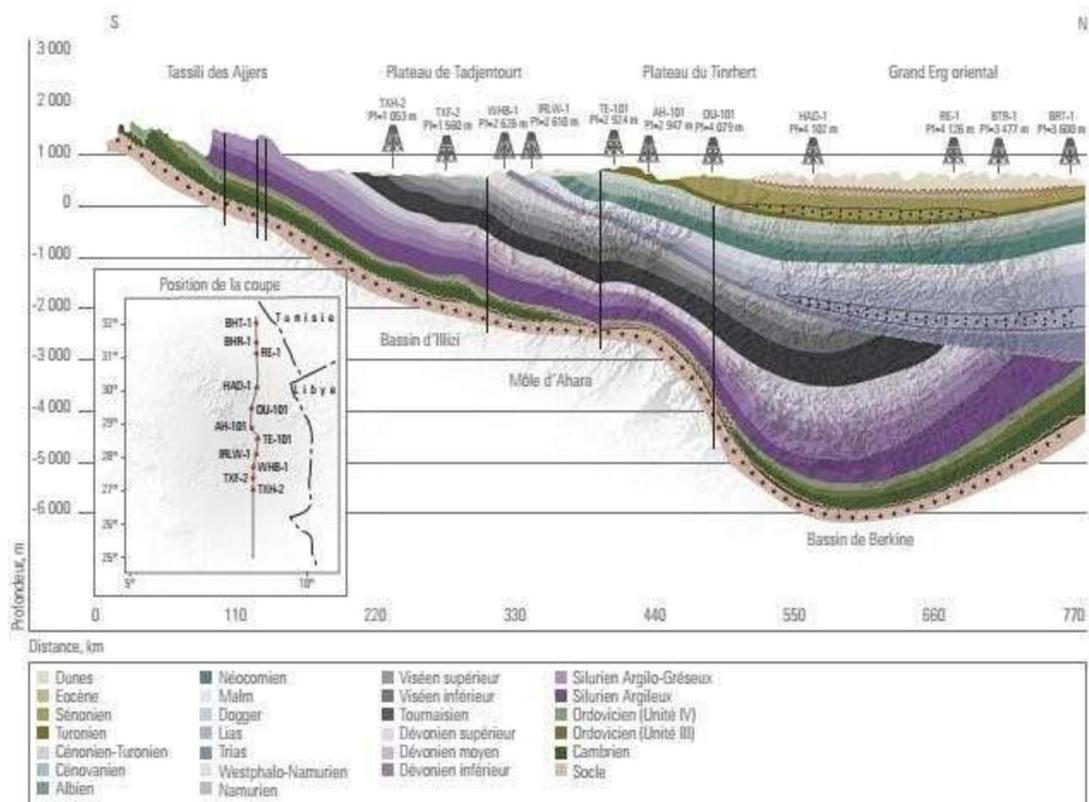
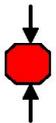
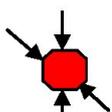
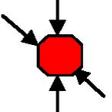
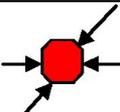


Figure I.4: Coupe géologique Nord-Sud du bassin d'Ilizi (WEC, 2007)

Ci-dessous un tableau qui montre du bas en haut les principaux évènements tectonique affectant le bassin d'Illizi au cours du Paléozoïque, mésozoïque, cénozoïque :

<i>Period maximum d'activité</i>	<i>Direction de la contrainte</i>	<i>Effets sur le système failles</i>	<i>Effet sur la sédimentation</i>
Post-Villafranchienne (.Alpine)	N-S 	Basculement et inversion de blocs Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar, basculement du bloc d'El Bourma
Miocène	NW-SE et N-S 	Episode decompression majeure dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flysch au Nord
Eocène (Pyrénéenne)	N-S et NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque africaine avec la plaque européenne. Décrochement de la faille Sud atlasique.	
Crétacé inférieur (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S et NS-SW résultant des mouvements différentiel de la plaque européenne et la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod et Illizi), effet léger sur le bassin de Berkiné.

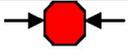
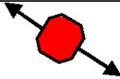
Trias-Lias Rifting (Dislocation de la pongée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
Carbonifère supérieur-Permien (Hercynienne principale)	N120 	Inversement ou décrochement le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la pongée).	Erosion sur les axes NE-SW.
Viséen (Hercynienne précoce)	N40 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NW-SE. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion sur le mole de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
Frasnienne	NW-S 	Mouvement normal le long des failles NW-SE.	Non dépôt et érosion locale (mole d'Ahara).
Calédonienne Siluro-Dévonienne	E-W 	Mouvement inverse le long de la faille N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S et EW (Tihemboka-Ahara).
Taconique Caradoc-Ashgillien	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structures N-S.	Soulèvement du bouclier Réguibat et Touareg.
Cambro-Ordovicienne	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations d'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement N-W de la plate forme saharienne. Volcanisme.
Panafricaine	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW	Compartimentage du craton du sahara central.

Tableau I.1: les principales phases tectoniques majeures qui affectent le bassin d'Illizi

(Boudjamaa, A, 1987)

I.5 Aspect Stratigraphique :

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-Tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires, métamorphiques et volcaniques.

La coupe lithologique du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique (figure I.5), allant du Cambrien au Paléogène, dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série.

Le découpage litho stratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique du bassin d'Illizi épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

I.5.1 Le Paléozoïque :

I.5.1.1 Le Cambrien :

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

L'unité I: (conglomérats d'El Moungar) épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.

L'unité II: sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien. **I.5.1.2. L'Ordovicien:**

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

L'unité III-1: Son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.

L'unité III-2: formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

L'unité III-3: elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos

alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grés grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.

L'unité IV: son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :

- L'unité IV-2 qui est une série de comblement des palatographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés.
- L'unité IV-3 appelée dalle terminale est essentiellement gréseuse.

I.5.1.3 Le Silurien:

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

- Formation de l'Oued Imirhou formée d'argiles à graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuse ; caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.
- Zone de passage (unité M) formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance de grés, d'argile et de silt ; les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.
- Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 ; il s'agit de grés fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.
Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 ; son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères,

I.5.1.4 Le Dévonien:

A l'échelle de la région d'étude, il est représenté en général par le Dévonien inférieur, d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- La barre moyenne (unité C1) au réservoir F6 d'âge Géddinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Géddinien, son épaisseur varie entre 20m et 40m. Elle est représentée par des alternances des grés fins à grossiers et d'argile silteuses.
- La barre supérieure (unité C3) ; d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m.

Le dévonien moyen et supérieur qui correspond aux séries de Tin-Meras et de Gara Mas Melouki ne sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2, appelé formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre 40m à 70m. **I.5.1.5 Le Carbonifère:**

Dans le bassin d'Illizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo gréseux (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo gréseux.
- Le Viséen argilo gréseux caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B₂ B₁₂.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.
- **I.5.2 Le Mésozoïque :**

Il est séparé du paléozoïque par la discordance angulaire hercynienne. Il débute par la série de Zarzaitine d'âge Triasique et se termine par le Sénonien.

Le mésozoïque se compose par un ensemble inférieure grés-argileux et un autre supérieure contenant des argiles, des marnes et des calcaires.

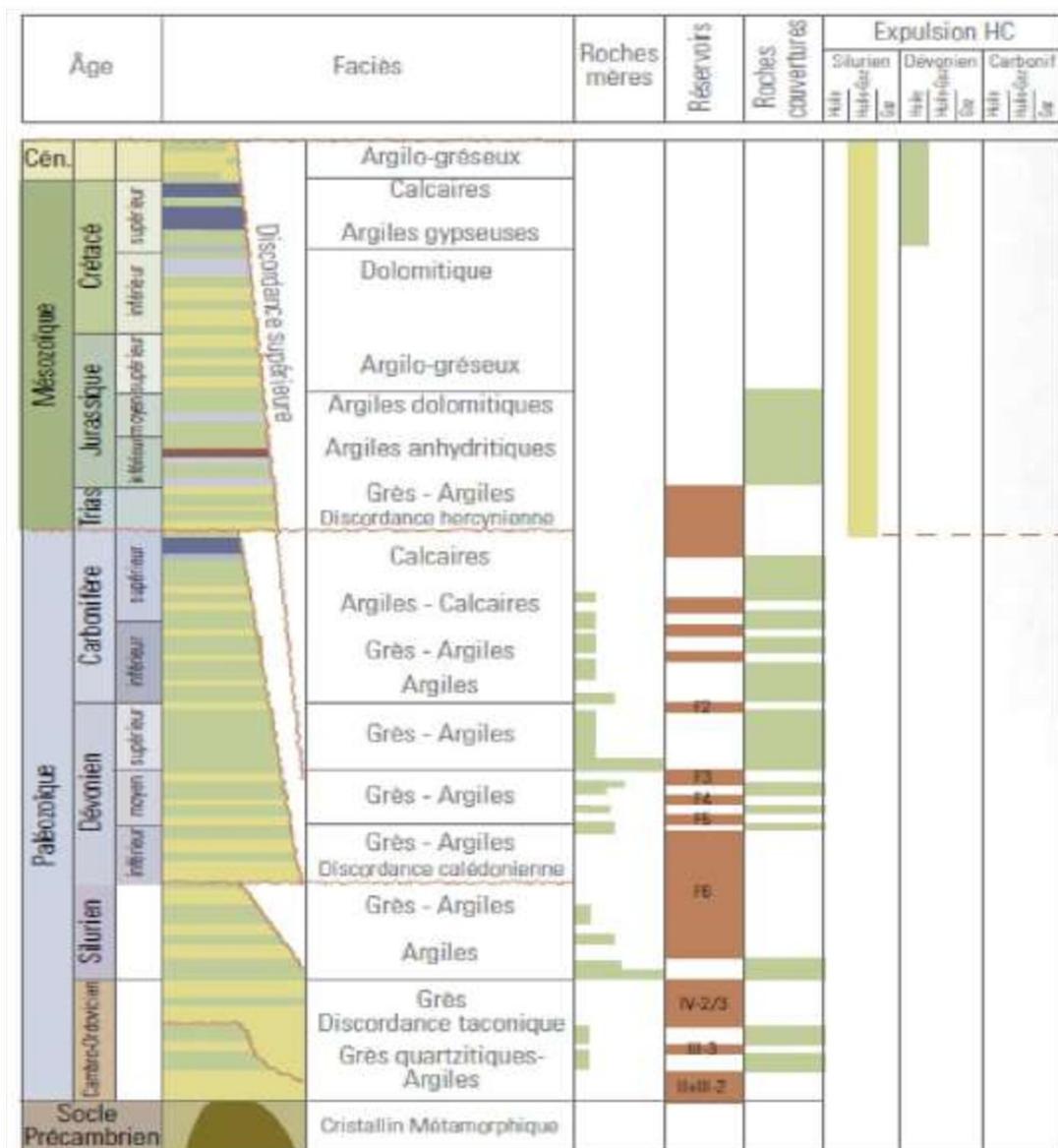


Figure 1.5: log stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi (WEC 2007)

I.6 Le système pétrolier

I.6.1 Les roches mères

Les deux systèmes pétroliers du Bassin d'Illizi sont associés aux roches mères du Silurien argileux et du Dévonien moyen à supérieur. Des études plus récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien très riche en matière organique ont généré des hydrocarbures. Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensat et huile) dans la région d'étude.

Le taux de COT (Carbone organique total) de cette roche mère dans le bassin d'Illizi va de 1 à 11 %. Les argiles les plus riches en COT se localisent à Tin Fouyé et vers la partie méridionale (Région de Fadnoun), tandis que les plus pauvres sont situés à l'Est et à l'Ouest, dans le môle de Tihemboka et Maouar.

La genèse des hydrocarbures, dépend de la transformation de la matière organique des roches mères au cours de l'enfouissement, contrôlé par deux types de subsidences, tectoniques et sédimentaires. Il est bien admis que le bassin d'Illizi a subi deux cycles d'enfouissement séparés par la discordance hercynienne, marquant un arrêt de l'enfouissement.

- Le premier cycle d'enfouissement s'est achevé à la fin du Carbonifère supérieur agénéré de l'huile et très peu de gaz.
- Le deuxième cycle d'enfouissement commence au Trias et s'est achevé au Crétacé. Et a généré du gaz, cette phase de génération est importante dans la partie Nord-Est du bassin d'Illizi.

I.6.2 Les roches réservoirs

Les principaux réservoirs qui caractérisent le bassin d'Illizi sont :

- Le Cambro-Ordovicien est représenté par les unités IV, III et II.
- Le Silurien argilo-gréseux est représenté par (les unités M, A, B(F6)).
- Le Dévonien inférieur est représenté par (les unités C1, C2 et C3 et F4).
- Le Dévonien supérieur (Strunien (F2)) et le Carbonifère.

I.6.3 Les roches couvertures

Les roches couvertures de nature argileuse ou évaporitique extrêmement imperméables qui empêchent la dissipation des hydrocarbures renfermés dans les roches réservoirs.

Dans le bassin d'Illizi et à Tiguentourine ces roches couvertures sont :

- Les argiles du Silurien, assurant la couverture des réservoirs cambro-ordoviciens.
- La série argileuse du Dévonien supérieur (Frasnien et Fammenien), assurant l'étanchéité des réservoirs dévonien inférieur (F6 (unités C), F4 et F5)).
- Les argiles du Carbonifère représentant la couverture des réservoirs Dévonien supérieur (Strunien (F2)) et Carbonifère.

I.6.4 Le piégeage des hydrocarbures

L'existence d'une roche mère responsable de la génération des hydrocarbures, associée à des roches réservoirs poreuses et perméables piégeant les fluides et une couverture imperméable indispensable pour garantir l'étanchéité. A toutes ces conditions s'ajoutent un paramètre indispensable qui est le piège, lui seul capable d'arrêter la migration des hydrocarbures. Il existe plusieurs types de pièges :

- Les pièges structuraux liés à la déformation des couches sédimentaires, des anticlinaux (plis) et des plis-faillés.
- Les pièges stratigraphiques définis comme des zones de variation latérale de faciès, représentés par le contact entre deux roches de natures différentes (grés/argile).
- Les pièges mixtes qui sont la combinaison entre le piège stratigraphique et structural. Ce sont généralement des pièges sous discordance.

Dans la région d'étude la majorité des pièges sont souvent de type structural qui correspondent à des anticlinaux réguliers associés aux failles d'orientation NS, NW-SE et WNW-ESE néanmoins un autre type de piégeage pourrait être mis en évidence au niveau du périmètre d'In Amenas en relation avec les divers paléo environnements des dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien.

I.7 Intérêt pétrolier :

Le bassin d'Illizi est une riche province pétrolière où le premier gisement du pétrole fut découvert à Edjeleh en 1956 par la CREPS. Après cette découverte, durant les années 1960 et 1970, tous les travaux et les études de prospection et d'exploration de détail (sismique, forage...) ont été concentrés sur ce bassin et avaient permis la détection et la localisation de nombreux autres gisements du pétrole et du gaz.

Les plus grands accumulations d'huile avec parfois des chapeaux de gaz se rencontrent dans le Dévonien (F6, F4 et F2) et de gaz humide avec quelque fois de minces anneaux d'huile dans le cambro-ordovicien (ex : gisement de TFT). Le réservoir Dévonien (F4) du champ de Zarzaitine producteur d'huile constitue le gisement le plus important dans la région d'In-Aménas.

Chapitre 2

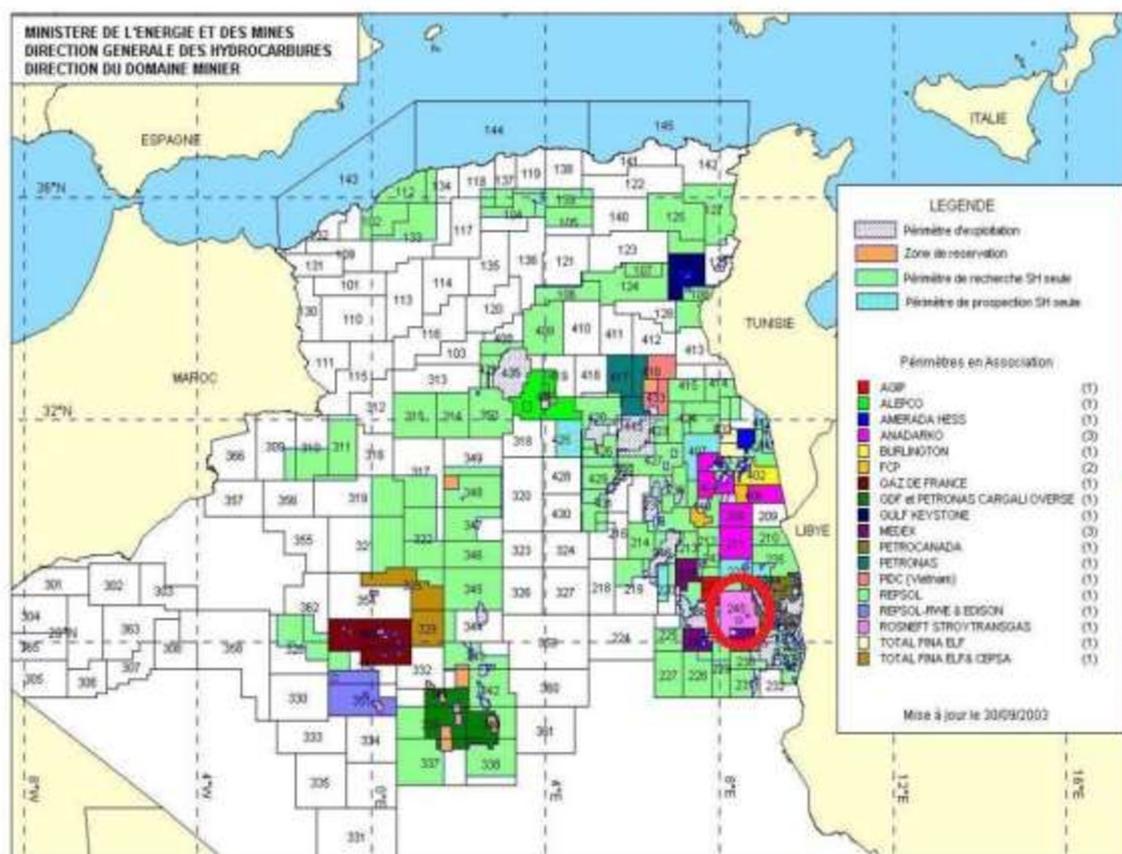
Généralités sur la zone d'étude

« GARA TISSELIT III »

(blocs 245,239c et 234c)

II.1 Présentation de la zone d'étude :

Le périmètre de recherche Gara Tissetit III situé dans la partie centrale du bassin d'Ilizi, a été



découvert par le forage Tissetit Nord (TN-1) il est constitué par les blocs 245,239c et 234c.

Figure II.1: la situation géographique du périmètre de recherche Gara Tissetit III

II.2 Situation Géographique

Le périmètre de recherche Gara Tissetit III (fig II.1) occupe la partie centrale du bassin d'Ilizi, sur le territoire de la wilaya d'Ilizi. Couvre une superficie de 8703.79 km². Délimitée par :

- Le périmètre d'Ahara au Nord
- Le périmètre de Tinhert à L'Est
- Le périmètre de Bordj-Omar-Driss à L'ouest

● Le Périmètre Bourarhet Nord au Sud

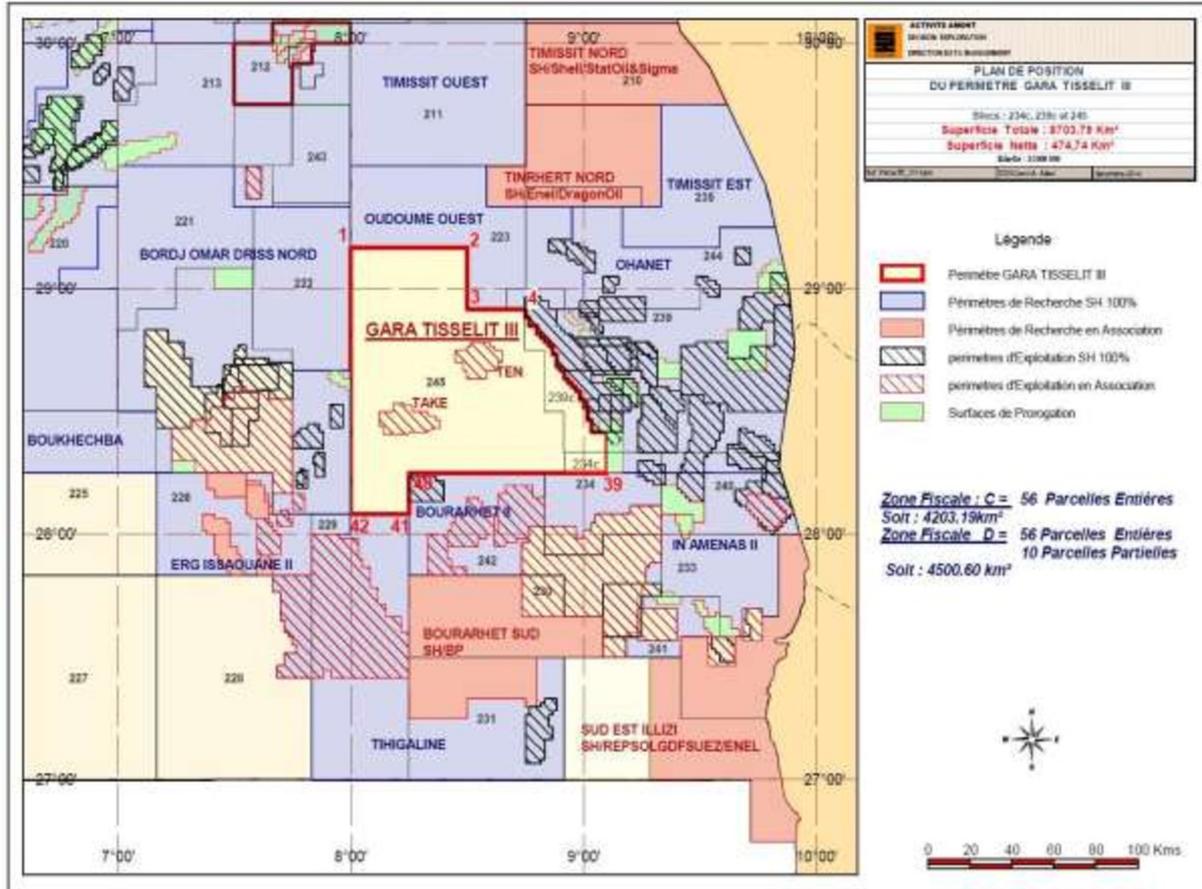


Figure II.2: la situation géographique du périmètre de recherche Gara Tisset III
(document Sonatrach)

II.3 Cadre Géologique

Le périmètre Gara Tisset III (fig II.2), fait partie de la vaste dépression d'Illizi centrale, laquelle est limitée respectivement:

- A l'Ouest, par la voûte de Tin-Fouyé.
- A l'Est, par le môle de la Tihemboka, dont la limite Ouest correspond à l'accident majeur du Fadnoun, d'orientation SW-NE.
- Au Nord, par le môle d'Ahara qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Berkine.

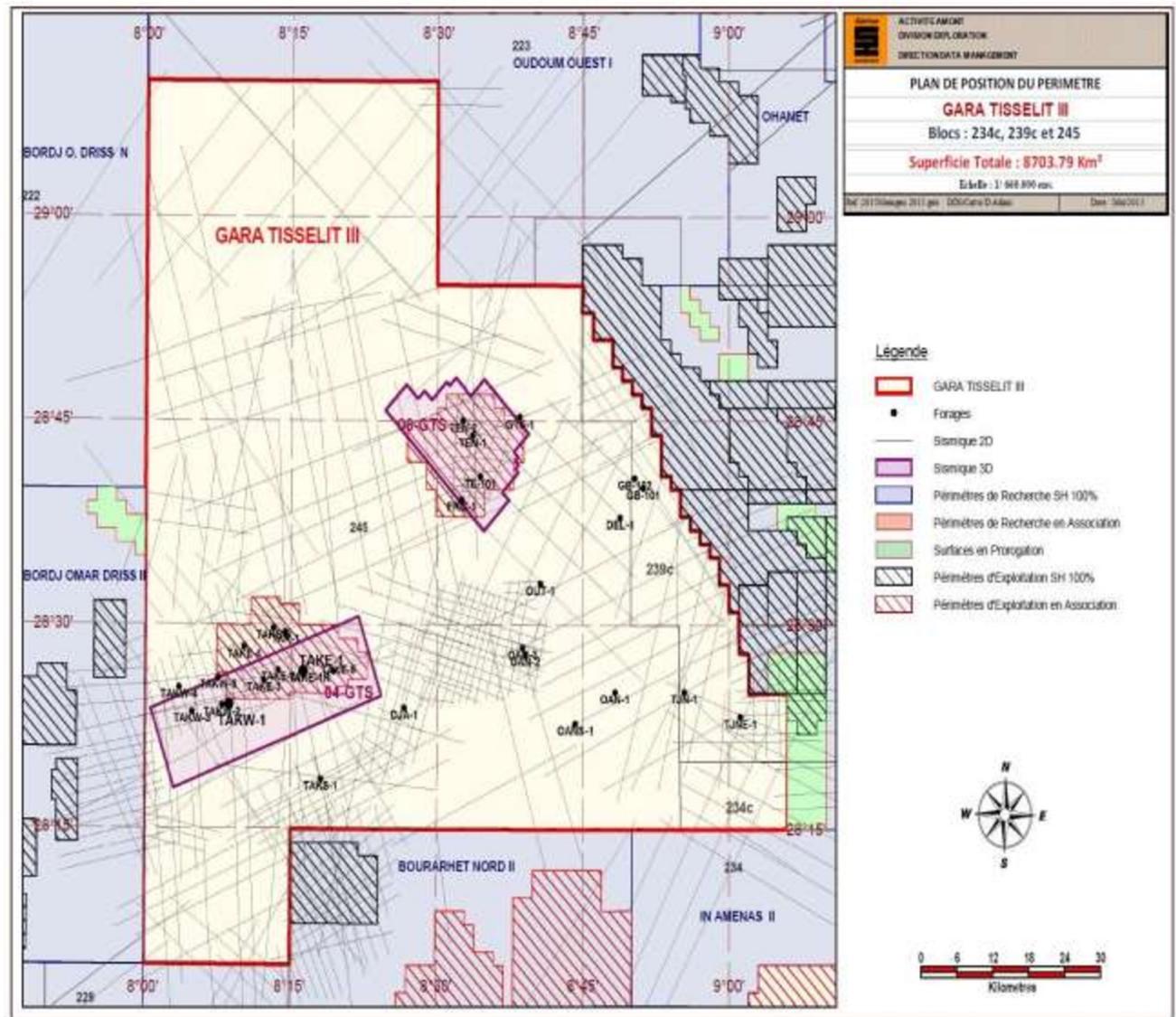
Chapitre 2 : Généralités sur la zone d'étude « GARA TISSELIT III »

L'épaisseur de la couverture sédimentaire dans ce périmètre varie de 2670 m à 2920m. Le périmètre Gara Tisselit III a été affecté par plusieurs phases tectoniques traduites par les discordances Taconique, Calédonienne, Frasnienne et Hercynienne. L'effet de ces phases est montré par plusieurs réseaux de failles de directions Nord-Est et Sud-Ouest.

II.4 Historique de l'exploration :

L'exploration du périmètre de Gara tessilit a débuté dans l'année 1958 grâce au forage TE-101 qui a indiqué que dans l'Ordovicien il y a un débit de 2500 m³/h du gaz et de 4371 m³/h de condensat, dans le réservoir F6 et F2 il y a des indices d'huile, par contre dans le carbonifère il y a des indices d'huile et de gaz. Les travaux de recherche et de prospection ont été réalisés des programmes sismiques 2D et 3D et plusieurs forages (fig II.3).

Résultats pétroliers de ce périmètre sera la suivante (voir tableau II.1):



Nom du puits	Puits	Année	Niveau atteint	Prof. finale	Réservoirs	RESULTATS PETROLIERS
Ahara-101	AH-101	1961	Socle	2947	F2	Sec
					F6	M1: 2,7m3 de gaz+ 1,7m3 d'huile + 1,31m3 d'eau salée
					Ordovicien	Traces d'huile et de gaz
Djoua-1	DJA-1	1961	Silurien Argileux	2166	F2	Test sec
					F6	C: 6m3 d'huile dans les tiges
					Ordovicien	Non atteint
Ouarene-1	OAN-1	1961	Silurien Argileux	2336	F2	Sec
					F6	3,9 m3Eau salée (45g/l)
					Ordovicien	Non atteint
Ouarene-2	OAN-2	1964	Silurien Argileux	2334	F6	C3: 4 m3/h d'huile + 2,65 m3/h eau salée,
Ouarene-3	OAN-3	1969	Silurien Argileux	2296	F6	C3: 11 m3/h d'huile + 20 m3 de gaz
					Ordovicien	Non atteint
Ouarene Sud-1	OANS-1	1975	Socle	2787	Carbonifère	Sec
					F6	A: 11 m3/T d'eau
					Ordovicien	Sec
Tesselit-101	TE-101	1968	Socle	2924	Carbonifère	Indices d'huile et de gaz
					F2	Indices d'huile
					F6	Eau douce + faible indices d'huile
					Ordovicien	IV-3: 2500 m3/h de gaz + 437 l de condensat
Garet Tesselit-1	GTS-1	1982	Socle	3007	F2	Faible débit de gaz
					F6	Bonne venue d'eau salée et faible venue de gaz
					Cambro-Ordo	Faible venue d'eau salée et de gaz
Fersig-1	FRG-1	1961	Socle	2846	Carbonifère	Indice de gaz
					F6	Eau de faible salinité +traces d'huile et de gaz
					Ordovicien	Tests non réussis
Djbel El Louh-1	DEL-1	1970	Silurien Argileux	2663	F2	Eau salée + traces de gaz
					F6	Productif d'eau salée + traces de gaz
					Ordovicien	Non atteint
Takouazet-1	TAK-1	1970	Socle	2686	Carbonifère	200 l d'huile + 4,5 m3 d'eau
					F6	C: 7 m3 d'huile+ 7m3 d' eau douce, A:1,2m3 d'huile
					Ordovicien	Sec

Tableau II.1 : résultats pétroliers du périmètre Gara Tisselit III

Takouazet Sud-1	TAKS-1	1996	Ordovicien	2544	F6	Aquifère d'après MDT
					Ordovicien	Compact (non testé)
Oued Tahara-1	OUT-1	1983	Socle	2936	F6	Aquifère + traces de gaz
					Ordovicien	Sec
Takouazet Est-1	TAKE-1	2003	Ordovicien	2400	F6	Aquifère d'après MDT
					Ordovicien	1524 m ³ /h de gaz + 1,04 m ³ /h de condensat
Takouazet West-1	TAKW-1	2004	Ordovicien	2475	F6	3,81 m ³ /h d'huile
					Ordovicien	3,67 m ³ /h d'huile
Takouazet Est-2	TAKE-2	2006	SOCLE	2670	F6	F6 (C-3) test sec, F-6 (C-1) Eau de formation
					Ordovicien	1.02 m ³ /h d'huile + 1041 m ³ /h de gaz
Tesselit Nord-1	TEN-1	2006	Socle	2900	F6	Aquifère d'après MDT
					Ordovicien	11751 m ³ /h de gaz + 2.97 m ³ /h de condensat
Takouazet Ouest-2	TAKW-2	2006	Socle	2614	F6	F6 – 3 m ³ / jour d'huile
					Ordovicien	Ordo – traces de condensât
Tesselit Nord-2	TEN-2	2006	Ordovicien	2886	Ordovicien	3L d'huile après fracturation et injection N2
Gara brune-101	GB-101	1961	Silurien Argileux	2646	F2	Traces de gaz et gazoline
					F6	Traces d'huile, gaz et eau salée
Gara brune 102	GB-102	1970	Silurien Argileux	2627	F2	Faible débit de gazoline
					F6	0.562 m ³ d'huile et gaz
Tadjentourt-1	TJN-1	1969	Silurien Argileux	2397	F2	Traces de gazoline
					F6	M1 :9.3 l/h d'huile
Tadjentourt Est-1	TJNE-1	2014	Socle	3168	F2	7.8 m ³ /h d'huile et 733.79 m ³ /h de gaz
					Ordovicien	1408 m ³ /h de gaz et 0.344 m ³ /h de condensat

Tableau II.2 : résultats pétroliers du périmètre Gara Tisselit III (suite)

II.5.Aspect structural :

Le périmètre de Gara tasselit fait partie du monoclinale plongeant vers le centre du bassin d'Illizi. Sur le plan structural, cette région est relativement calme par rapport aux régions limitrophes orientales (Tinhert) et occidentales (Tinfouyé), d'où l'appellation de monoclinale d'Illizi. Les failles mises en évidence ont une orientation pratiquement Nord-Sud. Le périmètre de Gara tasselit est limité au Nord par le mole d'Ahara, à l'Ouest par l'axe Hassi Mazoula et à l'Est par le trend structural d'Ohanet-In-Adaoui.

Au sein de ce périmètre deux systèmes de failles sont présents

- Le trend Nord-Sud de Gara tasselit situé au centre du périmètre, qui a tendance à prendre une direction Nord-Est en allant vers la partie Nord.
- Le trend structural Est-Ouest situé au sud du périmètre et qui serait celui de Takouzet. Ces deux systèmes ont joué lors de la phase Hercynienne et probablement à l'Aptien.

II.6Aspect stratigraphique :

La série stratigraphique traversée par les sondages est constituée par des formations d'âge paléozoïque, reposant en discordance majeure sur le socle, surmontée par des séries d'âge Mésozoïque. Celles-ci à leur tour reposent en discordance sur le paléozoïque à la suite de l'érosion Hercynienne (figure II.4).

II.6.1. Le paléozoïque :

II.6.1.1. Le Cambro-Ordovicien

« Unité II » (Cambrien) de 2928m à 2952m épaisseur : 24m: Grès fin à grossier, siliceux, avec des niveaux de silt.

« Unité III » (Ordovicien moyen à inférieur): de 2802 m à 2928 m (épaisseur : 126 m)
Argile gris-noir à noire, silteuse, indurée, micacée passées de grès gris-blanc à gris sombre, fin à très fin, sub-arrondi à arrondi, mal classé siliceux à silico-quartzitique et dur.
Grès blanc, translucide, parfois gris sombre, très fin à fin, parfois fin à moyen, sub-arrondi, silico-quartzitique à quartzitique, compact avec de fines passées d'argile grise à gris noir, indurée, silteuse et micacée.

« **Unité IV** » (**Ordovicien supérieur**) : de 2772 m à 2802 m (épaisseur : 30 m)

Argile grise, gris-clair, tendre à indurée, silteuse, légèrement micacée avec de fines passées de grès gris, gris-blanc, rarement blanc, argileux à silico-argileux, devenant silt gris à gris-noir. Passant après quelques mètres du top à des grès gris blanc à gris sombre, translucides, fins à moyens, très fins par endroits, sub-arrondis à arrondis, mal classés, siliceux à silico-quartzitiques et durs.

Alternance de grès gris-blanc à blanc, translucide, très fin à fin, parfois moyen, silicoquartzitique à siliceux, consolidé et d'argile gris-noir à noire, fortement silteuse micacée, indurée et d'argile grise à gris noire, micacée, feuilletée, silteuse, indurée et micro-conglomératique.

Grès et argiles avec parfois des conglomérats polygéniques, remobilisés à partir des unités Cambro-Ordoviciennes.

II.6.1.2. Le silurien :

Il englobe deux ensembles lithologique distincts :

- Le Silurien argileux a facies marin, constitué d'argiles à graptolites, a rares intercalations silteuses. L'argile est constituée à la base par des niveaux radioactifs connus, comme roches mères très potentielles et comme une couverture étanche pour le réservoir Ordovicien.
- Le Silurien argilo-gréseux qui constitue le réservoir F6 inférieur, est composé par une alternance de série à prédominance gréseuse (unités M1, A et B2), et argilo-gréseuse à argilo-silteuse (unité M2 et B1), ces unités sont irrégulières au point de vue facies et épaisseur.

II.6.1.3. Le Dévonien :

Il est constitué par le réservoir C (F6 supérieur), la série argileuse et le réservoir F2, Les réservoirs F5, F4 et F3 sont absents dans la zone d'étude, suite à l'érosion Frasnienne, ou, ils sont devenus argileux, par variation latérale de facies.

- **Les Unités C** : elles sont influencées par les mouvements Frasnien au Nord du périmètre à l'approche du mole d'Ahara. Cette influence s'est traduite par l'absence ou la réduction d'épaisseur de ces unités à l'approche de ce mole.

La série argileuse : d'une épaisseur de l'ordre de 120m, comportant à sa base, un niveau fortement radioactif correspondant à un repère diagraphique et sismique régional, dit mur du pic radioactif (MPR). Ce niveau radioactif est une roche mère très potentielle et constitue aussi la couverture du réservoir F6.

Le réservoir F2 : présent dans ce périmètre, il est constitué d'un grès fin à moyen, argilosiliceux parfois dolomitique, avec présence de niveaux oolitiques et d'argiles gris foncé à noire. Ses caractéristiques pétrophysiques sont en général médiocres.

II.6.1.4. Le Carbonifère :

D'une épaisseur de l'ordre de 100m environ. Il est composé d'argiles noires dans lesquelles s'individualisent des chenaux gréseux constituant les réservoirs du carbonifère. On y rencontre aussi des intercalations carbonatées et des niveaux évaporitiques.

II.6.2 Le Mésozoïque :

Le Mésozoïque repose en discordance Hercynienne sur le Paléozoïque et débute par la série de Zarzaitine d'âge Trias à Lias, il se termine par le Turonien. Son épaisseur dans la zone d'études est d'environ 1000 m. Le Mésozoïque dans le périmètre de Gara Tasselit, peut être subdivisé en deux grands ensembles :

- ensemble inférieur : constitue essentiellement par un faciès greso-argileux avec des passes de calcaire d'âge allant du Keuper à l'Albo-Aptien.
- Un ensemble supérieure : formé d'argile, marne, calcaire et de gypse

II.7 Système pétrolier

II.7.1 Roches mères

Mis à part les argiles du carbonifère qui n'ont pas subi un enfouissement suffisant; toutes les argiles du Paléozoïque (Ordovicien, Silurien et Dévonien) sont considérées comme des roches mères. Son épaisseur varie de 5 à 80 mètres dans le bassin d'Illizi. Le taux de carbone organique total (COT) varie entre 9 et 11 %.

II.7.2 Roches réservoirs

Dans le périmètre de recherche Gara Tisselit III (blocs 245, 239c et 234c), les unités M1, A et C1 du réservoir F6 du Siluro-Dévonien et les unités II, III-2 et IV et du Cambro-Ordovicien sont les plus potentielles à cause de leurs bonnes caractéristique pétro-physiques.

II.7.3 Roche couverture

La couverture des réservoirs est assurée par les différentes argiles intercalées entre les différents réservoirs paléozoïques (F2, F6 et ordovicien).

II.7.4 Types de pièges

Les pièges de ce périmètre sont généralement de type structural, associés à des anticlinaux ou des structures appuyées contre failles. Néanmoins, des pièges stratigraphiques ou mixtes, par variations de faciès, diagénétiques, ou biseutage sédimentaire sur les zones hautes existent, et peuvent s'avérer importants.

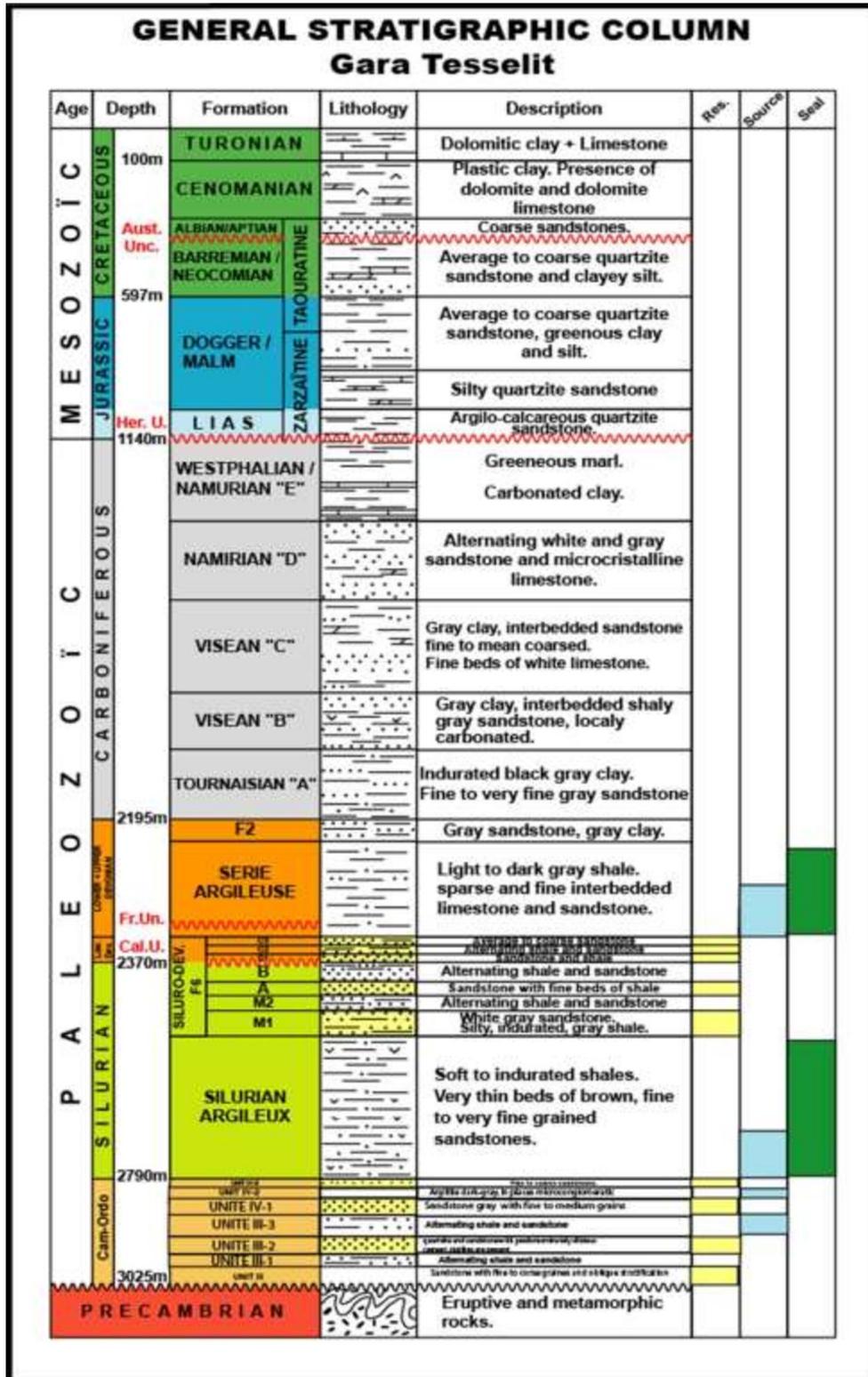


Figure II.4 : Carte de prospectivité du périmètre de recherche Gara Tesselit III (document sonatrach)

Chapitre 3

Généralités sur les

diagraphies

III.1 Introduction :

La diagraphie ou carottage électrique ou well log en anglais est un enregistrement continu des caractéristiques des formations géologiques (porosité, perméabilité, saturation, résistivité, argilosité...) traverse par un sondage en fonction de profondeur.

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

Lorsque l'on a repéré un réservoir potentiel souterrain par des méthodes de surface, géologiques et géophysiques, il faut en étudier les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier, qui sont principalement Son volume, Sa porosité, Son taux de saturation, Sa perméabilité, Les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau

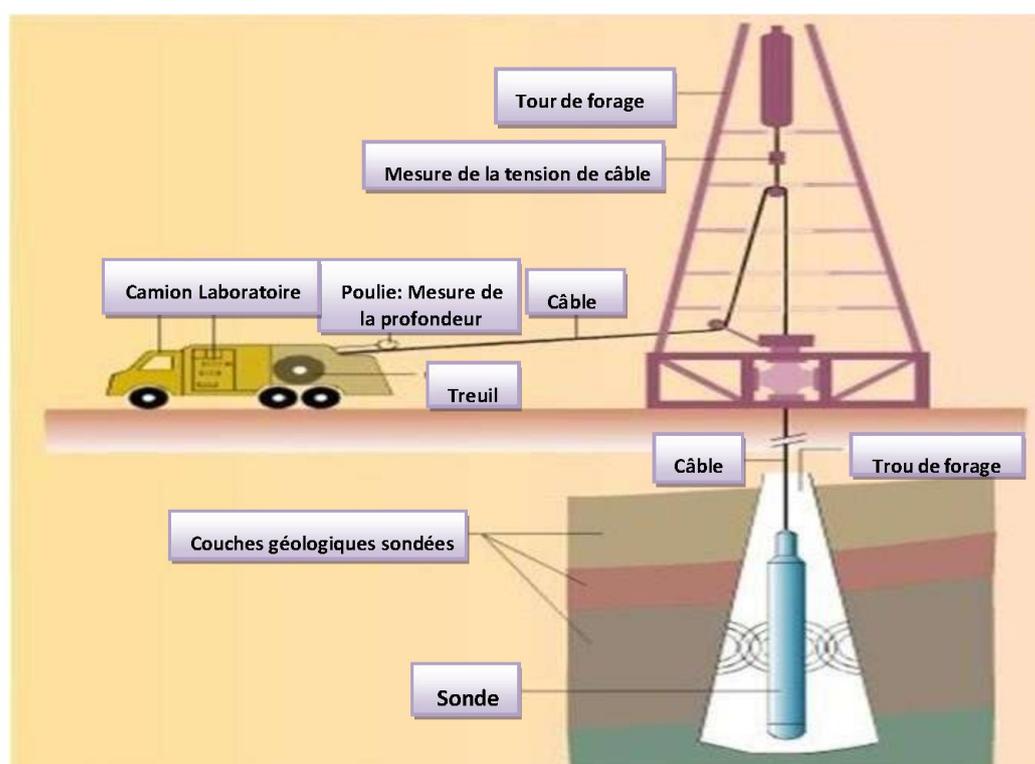


Figure III.1: Schéma du fonctionnement d'un matériel de diagraphie

III.2 But Des Diagraphies

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

- Identification des réservoirs
- Détermination de la nature lithologique de chaque formation
- Estimer le contenu (les saturations) en eau et en hydrocarbures du réservoir.
- Déterminer le pendage des couches.
- Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).
- Une corrélation de puits a puits
- Contrôle de la qualité du ciment

III.3 L'Invasion :

L'Invasion est un processus par lequel la boue de forage s'infiltré dans les formations poreuses et perméables en raison de la pression différentielle (pression hydrostatique supérieure à la pression de formation). La boue de forage est constituée de particules solides et des ions dissous dans l'eau. La distance à laquelle un certain déplacement du mélange se produit est appelé le « diamètre invasion » (Fig III.2).

- **La zone lavée** : est la zone où la quantité maximale de déplacement des fluides s'est produite. Ainsi, les pores sont remplis de **filtrat de boue** de résistivité R_{mf} et de résidus d'HC. $S_{xt} + S_{h_{res}} = 1$
- **La zone vierge** : cette zone n'a pas été contaminée par le filtrat de boue. Les pores sont remplis seulement par les fluides de la formation. $S_w + S_h = 1$

Le processus d'invasion laisse des particules solides de la boue, qui recueillent sur les parois du puits, un matériau appelé « mud-cack », caractérisé par sa résistivité R_{mc} , qui peut être de 3 à 4 pouces d'épaisseur ou parfois très minces et difficiles à détecter. Il existe une zone entre ces deux zones appelée « zone intermédiaire » (Transition), tel que :

$$\text{La zone Envahie} = \text{la zone Lavée} + \text{la zone Intermédiaire}$$

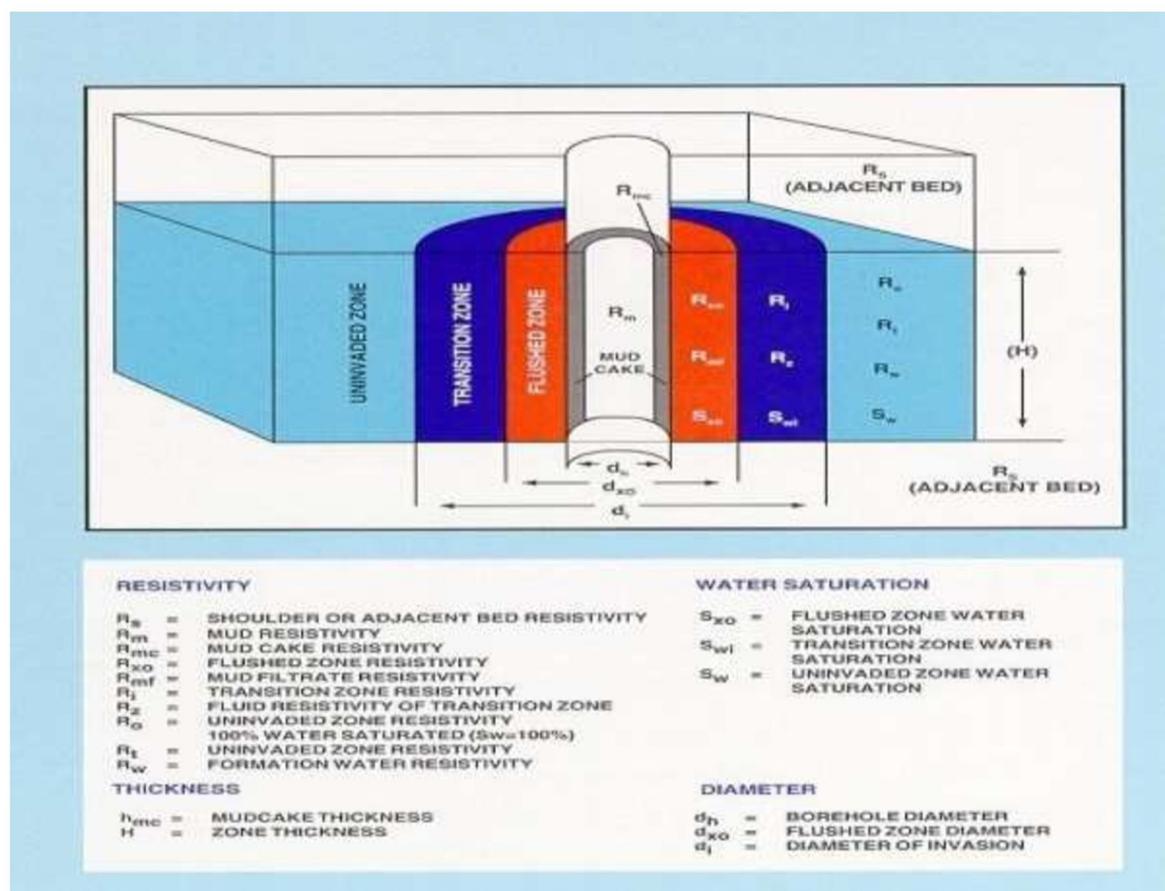


Figure III.2 :Schéma de l'invasion (Document SCHLUMBERGER).

III.4 Les Paramètres influençant les mesures :

- **Influence du trou du sondage :**

Le diamètre du sondage varie tout au long du forage, ceci est due à la nature des formations traversées.

- **Fluide du forage :**

Son influence sur la réponse des outils dépend du diamètre du trou car, plus ce diamètre est grand, plus le volume de fluide entourant l'outil est important et plus la mesure sera affectée. Elle dépend aussi de la nature et la densité du fluide qui nous informe sur la possibilité d'enregistrer certains paramètres.

- **Tubage et Ciment :**

Dans certains cas le trou de sondage est tubé et cimenté, ceci va interdire l'enregistrement de certaines diagraphies. Dans ce cas-là, seuls les mesures nucléaires sont possibles.

- **La Mobilité :**

Elle exprime la possibilité du déplacement de l'hydrocarbure, donc, elle est essentiellement fonction de la perméabilité, Si cette dernière est nulle, la mobilité sera nulle. Si elle est élevée, la mobilité sera très grande et on peut même dans ce cas, observer un retour très rapide de l'hydrocarbure vers le trou dès l'arrêt de circulation ce qui va influencer les mesures.

- **Température et Pression :**

Elles augmentent avec la profondeur en fonction du gradient géothermique et de la densité de la boue. C'est pour cette raison que chaque outil a ses propres limites d'utilisation.

- **La Vitesse d'Enregistrement :**

Elle dépend principalement du paramètre enregistré, elle va donc varier avec le type d'outil.

III.5 CLASSIFICATION DES DIAGRAPHIES :

Les diagraphies peuvent être subdivisées en quatre grands groupes (Fig III.3):

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

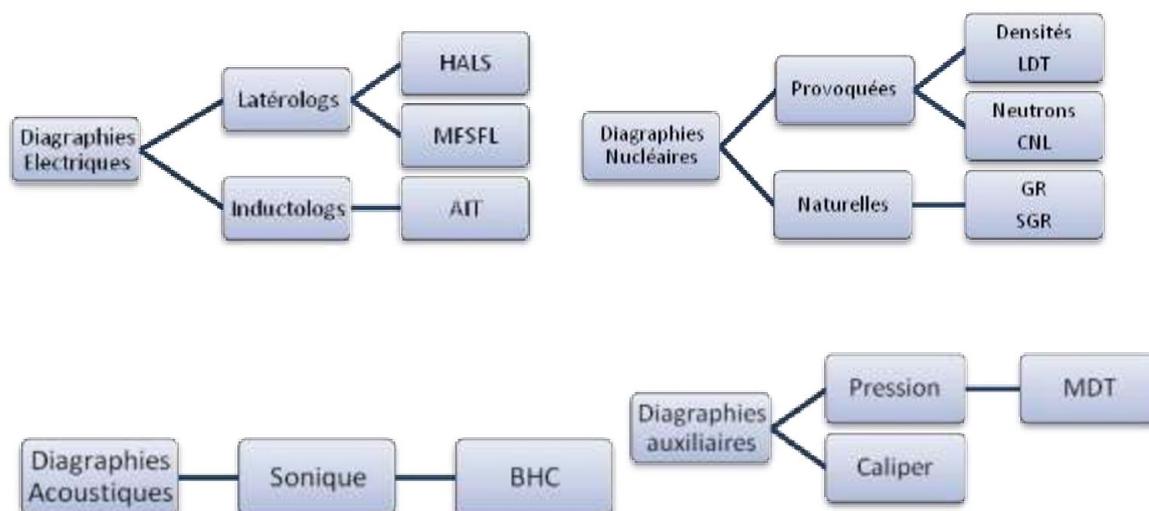


Figure III.3: Schéma des différentes diagraphies

III.5.1 Diagraphies électriques :

Les diagraphies électriques qui sont des diagraphies différées, permettent de mesurer le paramètre physique qu'est la résistivité qui peut varier entre 0.2 et 5000 $\Omega.m$ suivant la porosité, la nature des fluides interstitiels composant la formation géologique et les éléments solides (grain et ciment).

Les diagraphies de résistivité dans des profondeurs d'investigations variées, sont utilisées pour évaluer la saturation en fluide des formations, dans le sens qu'elles permettent d'identifier des zones susceptibles d'être envahies par les fluides de formation, et peuvent ainsi aider à établir leur perméabilité. **a. Les outils :**

Les outils de résistivité sont destinés à donner des informations sur la saturation en eau, à partir de la connaissance de la résistivité de cette dernière et de la porosité de la formation. De fortes valeurs de résistivités indiquent des quantités d'eau faibles, et donc des saturations en eau faibles.

Les outils traditionnels que nous avons vus jusqu'à présent sont très affectés par les conditions du trou. D'autre part l'influence importante des formations adjacentes ne peut être négligée tant que la formation intéressante n'est pas au moins 5 fois plus épaisse que l'espacement.

Il a donc fallu développer des systèmes d'outils où l'influence des couches adjacentes est considérablement diminuée. Ce sont les outils où le courant électrique que l'on envoie est focalisé, c'est à dire que grâce à un système d'électrodes on réalise un faisceau de lignes de courant parallèles, ce faisceau pénètre les formations perpendiculairement à l'axe du trou.

On obtient avec ce genre d'outil une bonne valeur de R_t .

Les résistivités les plus utilisées sont celles focalisées. Pour cela deux groupes sont définis :

- Les latérologs utilisant une boue salée.
- Les inductologs utilisant une boue douce ou non conductrice.

III.5.1.1 Les Latérologs :

Ces outils ne sont utilisés qu'en présence de boue conductrice. Les dispositifs de mesure sont constitués d'un système d'électrodes émettrices, d'un système d'électrodes réceptrices et d'un système d'électrodes de focalisation du courant à pénétrer latéralement dans la formation.

Les outils à système radial ayant un grand rayon d'investigation fournissent une mesure proche de celle de la zone vierge R_t .

Les outils ayant un faible rayon d'investigation ne donnent que des mesures de la résistivité R_{xo} de la zone lavée.

- **Le High Resolution Azimuthal Laterolog sonde (HALS):**

C'est un outil à électrodes, il comporte douze électrodes distribué tout autour de l'axe de l'outil faisant la mesure de 12 résistivités azimutales et produisant deux types d'images de résistivité de la formation. Il offre deux mesures de résistivités deep (LLD) et shallow (LLS) comme le montre la figure suivante (Fig III.4), et deux mesures de résistivités deep et shallow de haute résolution (HLLS & HLLD).

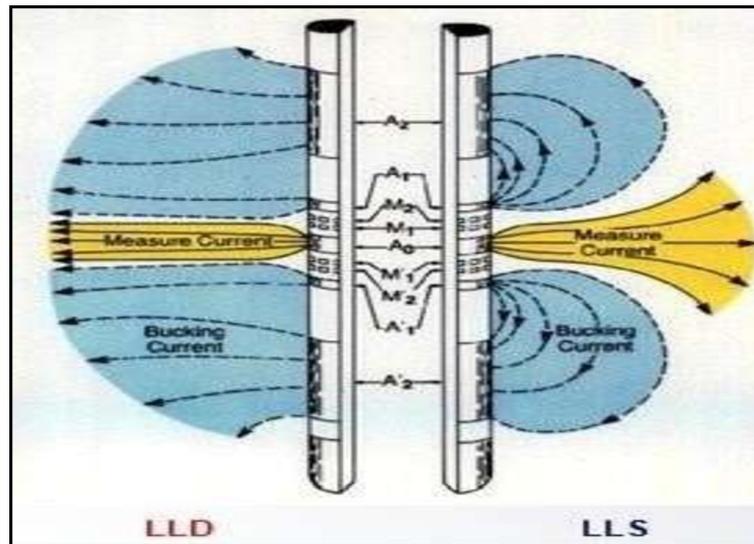


Figure III.4: Schéma des sondes LLD et LLS (O. serra.1979).

- **Micro Spherically Focused Log (MSFL):**

La mesure de l'outil MSFL implique seulement les quelques premiers centimètres de la formation immédiatement adjacente au trou de forage Fig III.5, la zone lavée (R_{xo}), là où le fluide de forage a déplacé tous les fluides de formation. Électrodes pour le MSFL sont noyées dans un bloc isolant monté sur un bras d'étrier motorisé.

MSFL a une résolution verticale très fine et excellente pour la délimitation des bancs minces, et fonctionne en combinaison avec les deux outils Dual Laterolog et Dual induction.

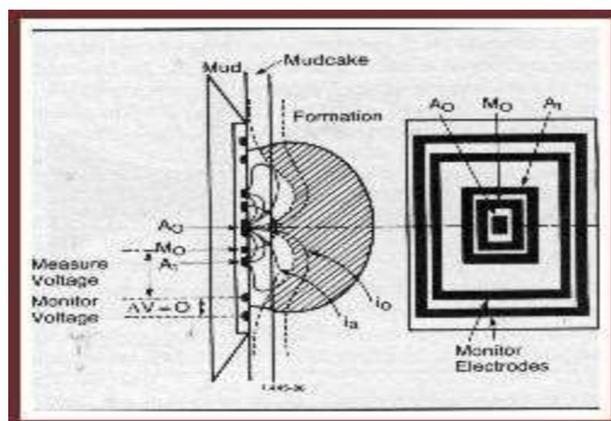


Figure III.5: Schéma de l'électrode de l'outil MSFL. (O. serra.1979)

III.5.1.2 Les Inductologs :

Ces outils sont destinés aux mesures de résistivité dans le cas d'une boue de forage non conductrice (c'est-à-dire à huile). Ils comportent des bobines émettrices qui engendrent un courant électromagnétique, ce dernier se propage dans les formations en induisant un courant secondaire dit « courant de Foucault », ce champ électromagnétique est mesuré par une bobine réceptrice.

Array Imager Tool (AIT) :

C'est un outil d'induction utilisé par Schlumberger dans les puits qui utilise une sorte de boue qui est caractérisé par une très faible salinité.

L'outil AIT utilise huit bobine d'induction fonctionnant à des fréquences multiples. Le logiciel focalisant des signaux reçus génère une famille de log de résistivité avec différentes profondeurs d'investigation. Un ensemble de cinq logs de résistivité avec 1 pi résolution verticale et enquêtes radiales progressif de 10 à 90 pouces. **B. Applications :**

- Détermination des limites des couches.
- Mesure de la saturation.
- Etude de la compaction.
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Corrélation.

C. Facteurs parasites affectant les mesures :

Si la boue est conductrice, la colonne de boue va influencer la lecture d'autant plus que le diamètre du trou sera grand.

Si l'épaisseur du banc est grande par rapport à l'espacement alors l'influence des épontes est nulle. Mais le banc à une épaisseur faible, l'influence devient grande surtout si elle est conductrice. Et plus le diamètre d'invasion est grand plus la résistivité R_{xo} est faible.

III.5.2 Diagraphies Nucléaires

Les diagraphies nucléaires peuvent être enregistrées en trou ouvert ainsi qu'en trou tubé, puisque les rayons Gamma ou les neutrons traversent suivant leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).

On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

- Le log de radioactivité gamma naturel.
- Le log densité (gamma-gamma).
- Le log neutron.

III.5.2.1 Diagraphies de radioactivité gamma naturel

Ces diagraphies mesurent l'énergie des rayonnements gamma naturel émises par la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans des formations traversées par un forage. Les principaux radioéléments présents dans les formations géologiques sont :

- Potassium (K40)
- Thorium (Th 232)
- Uranium (U 238)

Ces diagraphies nucléaires englobent deux types de mesures :

Diagraphies Gamma ray

Elle nous permet d'enregistrer l'énergie totale des rayonnements Gamma naturels des formations. La réponse de l'outil est fonction de la concentration en poids du minéral radioactif et aussi de cette formation, l'équation suivant traduit cette relation : $GR = A \cdot \rho \cdot V /$

ρ_b

GR: Radioactivité globale mesuré ρ_b :

Densité globale de la formation ρ :

Densité de l'élément radioactif V :

 Pourcentage de l'élément
radioactif

A : Facteur d proportionnalité correspondant à l'activité radioactive

Application

- Localiser et différencier entre les bancs radioactifs qui sont des argiles et les grés et les sables qui sont non radioactifs.
- Corréler avec d'autres diagraphies.
- Calculer le volume d'argiles.

Spectrométrie des rayonnements gamma naturels :

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie total des rayons gamma, de l'énergie spécifique des différent éléments radioactif ainsi que l'énergie de radiation de thorium plus potassium (Th+K). Les sondes utilisées sont **NGS** et **HNGS** :

NGS (Naturel Ray spectrometry) : Elles permettent d'enregistrer cinq courbes :

SGR: enregistrement de la radioactivité totale (API).

CGR: enregistrement de l'énergie de TH+K - **K**

 : concentration en potassium en %.

- **TH** : concentration en potassium en ppm.

- **U**: concentration en uranium en ppm.

HNGS (High Natural Gamma Ray Spectrometry):

Utilise le même principe que le NGS, cependant en plus des cinq courbes elle utilise les rayons gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à 500 Kev, ainsi elles éliminent la sensibilité de la boue et donnent des valeurs de mesure liées directement à la formation.

Application

- Identification des formations poreuses et perméables de celles imperméables.
- Identification de la lithologie.
- Le NGS est utilisé dans l'étude minéralogique, particulièrement les minéraux argileux.
- Le calcul de volume d'argile.

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

GR_{lu},GR_{min},GR_{min}: Sont respectivement, les radioactivités des niveaux ou on désire calculer le volume d'argile V_{sh} propre et totalement argileux.

III.5.2.2 Diagraphies de densité (gamma-gamma)

Ce log a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage.

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives ($Co70$ et $Cs173$) pour l'émission des rayons gamma. Ces photon entrent en collision avec les atomes et perdent de leur énergie selon 3 effets:

- **Effet photoélectrique** : dont l'énergie de photon est inférieure $0.1MeV$.
- **Effet Compton** : dont l'énergie de photon est entre $0.1MeV$ et $1MeV$.
- **Effet de production de paires** : dont l'énergie de photon est supérieure à $1.02MeV$.

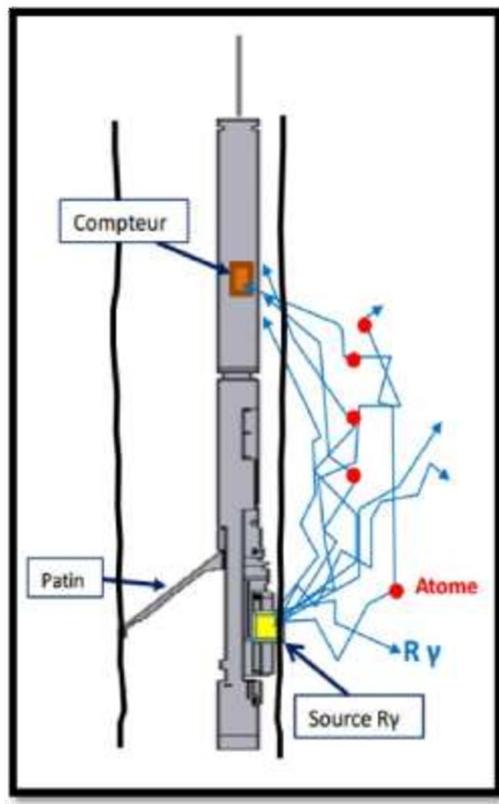


Figure III.6: Principe de mesurer de la sonde de densité (Document Schlumberger).

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique qui intéressent les diagraphies de densité. Le premier, permet de mesurer la densité globale de la formation et le deuxième de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique. Ils existent plusieurs sondes de mesure parmi lesquelles :

- **LDT (Litho Density Tool):**
- elle permet en plus de l'enregistrement de la densité globale (gr/cc), de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique Pe qui est donné par la relation suivante :

$$Pe = (Z/10)^{3.6}$$

avec : Le numéro atomique.

Application :

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

III.5.2.3 Diagraphies de Neutron

A l'aide d'une source approprié (Américium-Béryllium), on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons à haute énergie(4Mev). Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie pour atteindre, dans un premier temps le stade épithermique (0.4-10ev) et, dans un second temps celui des neutrons thermique (0.025ev).

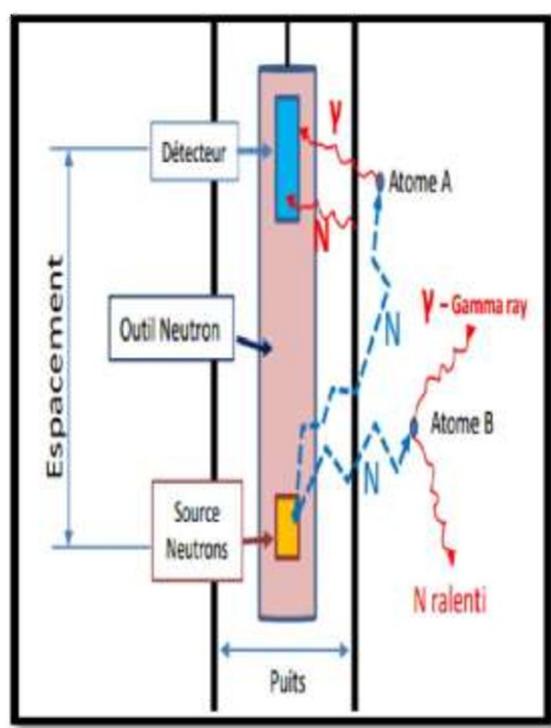


Figure III.7: Principe de mesure de diagraphie neutron (Document Schlumberger).

Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée, la plus utilisée dans le stade thermique est :

- **CNL (compensated neutron log) :**

Elle mesure la densité des neutrons thermiques d'énergie égale à 0.025ev. Mais pour diminuer les effets de trou, elle comprend deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron).

Application

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

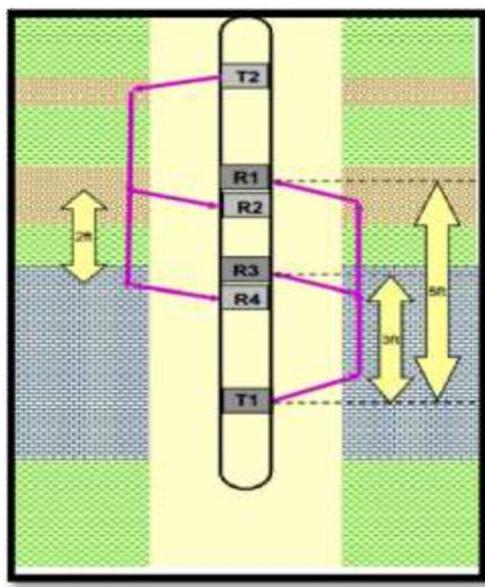


Figure III.8: Schéma du Sonic Compensé BHC (Document Schlumberger).

III.5.3 Diagraphies acoustiques 'sonique'

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes de compression P dans les formations. Dans la pratique le log sonique mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation.

Les sondes de diagraphie acoustique utilisent deux récepteurs qui enregistrent le temps de propagation entre les deux récepteurs, divisé par la distance entre eux (temps d'intervalle) qui est donné en microsecondes par pied. La sonde la plus utilisé est :

- **BHC (Bore Hole Compensated) :**

L'outil est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou, il est constitué de deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur, pour réduire l'effet de trou. L'émetteur envoi un train d'onde d'une fréquence moyenne de 20 à 40 KHZ. L'outil mesure le temps écoulé (Δt_1 et Δt_2) entre la détection de la première arrivée au niveau des deux paires de détecteurs, et le temps Δt enregistré est une moyenne des deux mesures.

Applications

- Détermination de la porosité sonique Φ_s .
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres diagraphies.
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- Identifier le type de fluide contenu dans les pores par la combinaison avec d'autres diagraphies.

III.5.3.1.Diagraphies d'imagerie

Les diagraphies d'imagerie visent à fournir des informations géologiques fines aux abords immédiats du trou de forage. L'image du puits est drivée soit d'une mesure de Microrésistivité soit d'une mesure Acoustique, selon le type d'outil utilisé.

III.5.3.2 UBI (Ultrasonic Borehole Imager)

C'est un outil très performant qui permet d'obtenir une visualisation correcte de la surface du puits de forage autrement dit une véritable échographie (image acoustique) de la formation géologique.

L'outil est constitué d'un transducteur à grande résolution qui fournit des images acoustiques en puits ouvert même si la boue de forage est à base d'huile

Son principe est comme suit : une énergie ultrasonique (signal ultrasonique) est émise à partir d'un transducteur. Une partie de cette énergie est transmise dans la formation géologique et l'autre partie sera réfléchié et captée par le transducteur .

Le transducteur enregistre à la fois l'amplitude du signal et le temps de trajet suivi par l'onde acoustique directe et l'onde acoustique réfléchié.

L'UBI est équipé d'un transducteur tournant qui a une double fonction .Il joue le rôle de transducteur (émetteur) et de récepteur. Le transducteur existe en plusieurs dimensions, celles ci sont choisies en fonction du diamètre du trou pour minimiser le trajet du signal ultrasonique dans le fluide de forage. Le transducteur tournant émet 156 impulsions par rotation et sept rotations par seconde garantissant une couverture de 100% de la paroi du puits.

Le Log UBI renferme deux panels :

- Un panel correspondant à l'image en amplitude, celle-ci est liée à la densité de la formation géologique. Quand l'amplitude est grande, la couleur de l'image est éclatante, cela correspond à une formation géologique dense, c'est-à-dire compacte. Inversement, quand l'amplitude est faible, la couleur de l'image est obscure,
- Le second panel correspond au rayon du trou (Image en Borehole radius). Cette image fournit divers changements du rayon du trou de forage. Une couleur sombre indiquerait un rayon grand et une couleur claire montrerait un rayon réduit

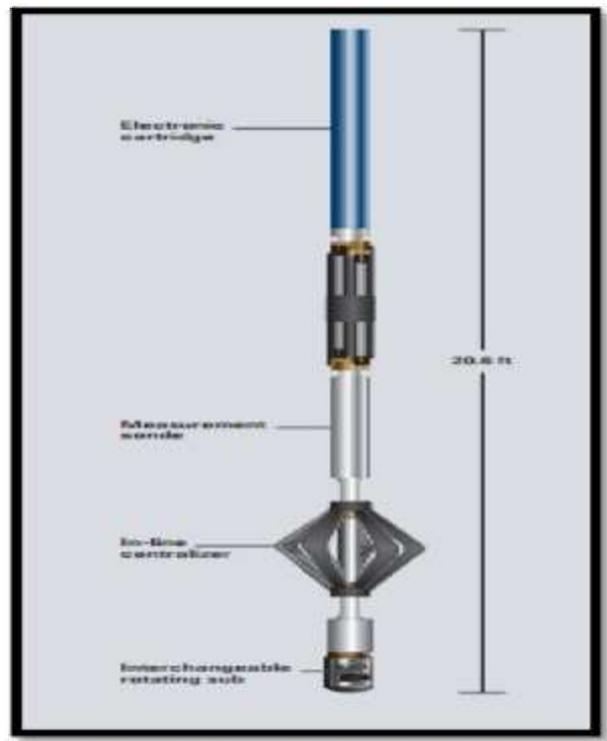


Figure III.9: Schéma représentatif de la sonde UBI (Document Schlumberger)

Application:

- La détection des fractures et définir leur nature leur pendage et leur direction.
- Identifier la géométrie et formes des banes (limite de banc, forme de banc).
- Détermination de la stabilité du puits (précision sur la forme du trou)

III.5.3.3 OBMI (OIL-Base Microimager Tool)

L'outil OBMI issu de la dernière technologie de Schlumberger, permet d'avoir une image électrique de micro résistivité dont des puits forés avec une boue à base d'huile.

Un courant alternatif est injecté entre deux électrodes, au centre deux électrodes permettent de mesurer la différence de potentiel dv , à partir de cette valeur, la résistivité de la zone envahie R_t quantitativement calculée en utilisant la loi d'ohm :

$$R_t = K \cdot dv / I$$

- : la résistivité de la formation.
- : facteur géométrique du dispositif d'électrode.
- : la différence du potentiel.
- : courant électrique induite.

L'outil OBMI assure une fiabilité de mesure très élevé il permet d'enregistré cinq mesure avec une vitesse d'enregistrement de 3600 ft/h, il peut aussi être combiné avec d'autres outils telles que l'UBI qui peuvent être assemblé durant la même descente.

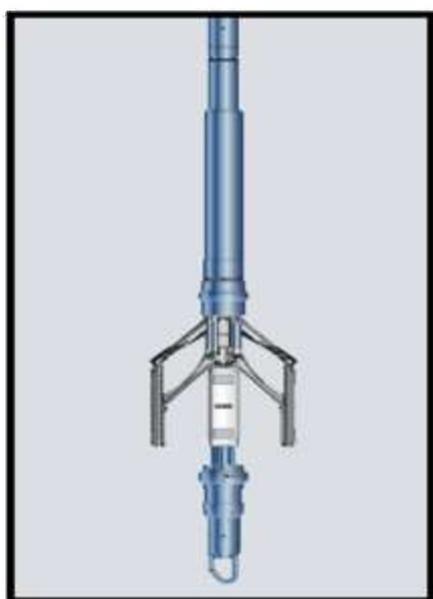


Figure III.10: Schéma représentatif de la sonde OBMI (Document Schlumberger)

Application

- Analyse structurale (déterminer le pendage des bancs, détecter les failles et les fractures)
- Analyse stratigraphique (caractérisation des sédiments, détecter les bancs minces).
- Identifier l'organisation interne des bancs (texture, structure interne)
- Déterminations des propriétés pétrophysiques (type de porosité, perméabilité).

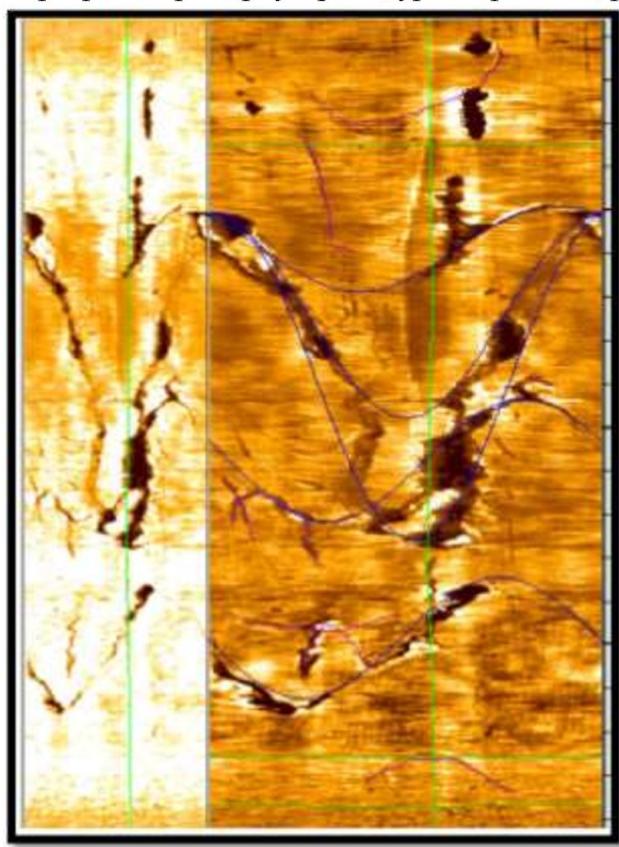


Figure III.11: Fractures enregistrées par les outils d'imagerie (Document Schlumberger).

III.5.4 Diagraphies auxiliaires

III.5.4.1 Diagraphie de thermométrie

Les thermomètres ont été les premiers instruments utilisés pour la détection d'arrivées de fluides et de gaz, l'élément sensible est parfois un simple filament de cuivre. On enregistre la température en un point dans le puits ou bien la température différentielle, c'est à dire la différence de température entre deux points distant d'environ 01 mètre. La valeur moyenne de la courbe enregistrée est le gradient géothermique.

- **Principe de mesure**

Généralement, on descend avec l'outil diagraphique un thermomètre. La mesure peut être ponctuelle ou continue.

La mesure continue est réalisée à l'aide d'un thermomètre dont l'élément sensible est un filament métallique avec une résistance qui change avec la température. Il est en alliage anticorrosif et peut résister à des températures excédent 350° F. L'enregistrement de la température est réalisé au cour de la descente, afin de ne pas rompre équilibre thermique par le brassage de la boue du au passage de la sonde et du câble.

Actuellement, en production la thermométrie est utilisée pour localiser les écoulements de fluides et la hauteur du ciment, les liquides produits sont plus chauds que les formations traversées au dessus. Par conséquent, la température du tubage augmente avec l'augmentation du débit et que le temps de production est plus long.

Dans les puits producteurs de gaz, le gaz produit ou qui entre dans le tubage est plus froid que la formation avoisinante.

Remarque : Certains de ces outils peuvent être combinés de différentes façons afin de n'effectuer qu'une descente pour plusieurs mesures qui seront faites l'une après l'autre ou simultanément avec les appareils les plus récents.

On utilise cet outil comme moyen de localisation :

- De la circulation de fluides derrière le tubage dans l'espace annulaire
- Dans les puits d'injection, les fluides injectés qui sont en général plus froids que les formations
- Dans les puits de production pour repérer les venues de fluides, dans ce cas les fluides tel l'eau et l'huile sont plus chauds à cause de la friction fluide – solide alors que le gaz, à cause de la détente, est à température plus basse.
- De déterminer les débits, la température est d'autant plus importante que le débit est plus grand.

III.5.4.2 Diagraphie de diamétrage

Le diamètre d'un trou de forage est en principe légèrement supérieur à celui du trépan. En fait, il varie avec la cohésion des roches traversées, leur porosité, leur texture, leur

structure et la diagenèse qu'elles ont subie. Au droit des roches poreuses et perméables, on observe un rétrécissement léger du diamètre dû au dépôt d'une couche constituée par les éléments solides de la boue, qui ne peuvent pas pénétrer dans les pores des roches (le terme américain est mud-cake, ce qui se traduit littéralement par « gâteau de boue »). Les graviers et sables non consolidés peuvent s'ébouler, les argiles et les roches fracturées s'effriter, occasionnant de fortes augmentations de diamètre du trou et souvent son ovalisation. En revanche, des argiles gonflantes ou sous-compactées réduisent le diamètre du trou et peuvent même bloquer le trépan ou la sonde diagraphique.

III.5.4.3. Diagraphie de pendagemétrie

On utilise dans ce type de diagraphie des dispositifs à quatre, six ou huit bras faisant des mesures à très haute résolution permettant, par corrélations des différents enregistrements de connaître l'inclinaison et la direction des couches. De plus en plus, les dipmeters sont remplacés par les outils d'imageries, qui fournissent des informations plus fiables et plus nombreuses.

Un courant est envoyé par chacune des petites électrodes portées par les patins, nécessitant une boue conductrice, ou l'adaptation de "cratchers" pour mettre en contact les électrodes avec la formation à travers le mud cake. Des calculs de corrélation sur les différentes traces permettent de connaître la différence de profondeur entre chacune des électrodes et de calculer le pendage des couches.

III.6 Conclusion :

Les diagraphies sont des techniques qui apportent immédiatement des informations inédites. En permettant notamment une différenciation qualitative des différents unités lithologiques, la connaissance des fluides présentant dans la formation, ainsi elles rendent possible les corrélations puits à puits, donc le suivre d'un horizon lithologique entre sondages, et une image en trois dimensions de la géologie du subsurface.

C'est pourquoi elles revêtent une telle importance et qu'on peut plus concevoir de nos jours de synthèse géologique sans exploitation des données diagraphiques. Ces derniers traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissant en quelque sorte un constat, elles sont donc une représentation fidèle du subsurface d'après les carottes.

Chapitre IV

Evaluation et interprétation des paramètres pétro-physiques

IV.1 RAPPEL

La connaissance des paramètres pétro-physiques d'une formation géologique joue un rôle très important pour faciliter la détermination du réservoir, sa nature lithologique, les fluides qu'il contient et l'estimation des réserves en place.

Afin de définir les paramètres pétro-physiques, nous allons donner les définitions de certains éléments utiles.

IV.1.1 Réservoir :

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures, reliés entre eux et dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides. Ils sont souvent fermés par un couvercle de roches imperméables qui entrave la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre. Géologiquement D'après O. SERRA (1979), les meilleures roches réservoirs sont :

- Les roches détritiques : Ce sont des roches sableuses ou gréseuses, formées principalement des grains de quartz (silice SiO_2) plus ou moins cimentés entre eux.
- Les roches carbonatées : Constitués principalement de nombreux types de calcaires ($CaCO_3$) et de dolomies ($CaCO_3, MgCO_3$).

Remarque :

Certaines roches, ni poreuses, ni perméables primitivement peuvent devenir réservoir par fracturation ou altération. Ce sont les schistes, les granites etc..

IV.1.2 Matrice

Il s'agit de l'ensemble des éléments solides figurés (grains et liants) constituant la roche à l'exception des argiles. D'après O. SERRA (1979), il existe trois types de matrice :

- **Matrice simple** : Elle est dite simple lorsque ses grains et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
- **Matrice complexe** : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou quand le ciment est de nature différente.
- **Matrice propre** : Elle est dite propre si elle ne renferme pas d'argile.

IV.1.3 Les argiles :

Elles sont composées principalement de silicates en feuillets (phyllo-silicates) d'Al, plus ou moins hydraté. Formées de particules fines, de l'ordre du μm .

On classe les argiles selon leur type de distribution comme suit :

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

IV.1.4.Fluides :

Une formation poreuse implique l'existence des fluides. Leur pourcentage dans les roches dépend du pourcentage des espaces vides (pores, fissures, etc.). Les fluides peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile ou bitume).

IV.2 Notion sur la petrophysique :

Chaque roche réservoir doit être caractérisée par des paramètres particuliers. Ces paramètres s'expriment fondamentalement en termes de porosité, perméabilité, volume d'argiles et saturation en eau.

IV.2.1 la porosité :

Désignée par la lettre « Φ », La Porosité donne une indication de la capacité de la roche à stocker des fluides, elle est définie comme étant le rapport du volume des pores au volume total de la roche comme le montre l'équation suivante:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \dots(\%)$$

- V_p : volume des pores (cm^3)
- V_s : volume occupé par les éléments solides (cm^3)
- V_t : volume total de la roche (cm^3)
- Φ : porosité exprimée en pourcentage(%).

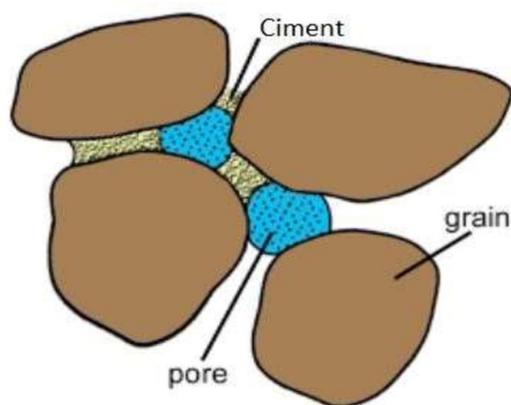


Figure IV.1: Schéma représentatif d'une roche

Remarque :

La porosité dépend de l'arrangement et la taille des grains constituant la roche

IV.2.1.1 Les différents types de porosité :

a) **La porosité totale** : c'est le rapport du volume des vides (pores, fissures, cavités et fractures) de cette roche par rapport au volume total de l'échantillon.

La Porosité Totale englobe:

- La Porosité Intergranulaire (Primaire Φ_p) : elle est héritée du dépôt du sédiment à l'origine. Qui se rencontre surtout dans les roches clastiques.
- La Porosité Vacuolaire (Secondaire Φ_s) : elle est due aux modifications diagénétiques du sédiments au cours de son enfouissement ou bien à l'existence de fractures dans la roche.

La Porosité Totale = La Porosité Primaire + La Porosité Secondaire

b) **La Porosité Connectée** : 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) **La Porosité effective (utile)** : c'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon, elle sera inférieure ou égale à la porosité totale.

d) **la porosité résiduelle** : c'est le rapport du volume des pores que ne communiquent pas entre eux au volume totale de l'échantillons.

On peut classer les porosités comme suit :

porosité très faible : $\phi < 05\%$

Porosité Faible : $05\% < \phi < 10\%$.

Porosité Moyenne : $10\% < \phi < 20\%$.

Porosité Bonne : $20\% < \phi < 25\%$.

Porosité Excellente : $\phi > 30\%$.

IV.2.1.2 Les Facteurs affectant la porosité :

- **Taille des Grains** : On peut avoir le même volume des vides pour des tailles des grains différents.
- **Forme de Grains (arrondi ou sphéricité)** : pour un même volume d'échantillon la présence des grains réguliers donnera plus de vides par rapport à la présence de grains irréguliers, c'est la granulométrie.
- **la compaction de l'assemblage** : la compaction peut diminué les espaces vides entre les éléments de la roche et devenue très compact. Exemple un grès d'après la compaction devenue un quartzite.

IV.2.1.3 Les Méthodes de calcul des différentes porosités :

Il y'a plusieurs méthodes pour déterminée la porosité, parmi eux :

- Mesures des carottes en laboratoire
- Par les diagraphies (porosité densité, porosité neutron, porosité sonique)

IV.2.2 Notion de perméabilité (K) :

La perméabilité c'est l'aptitude d'une roche à laisser circule un fluide (gaz, huile ou eau) contenu dans le milieu poreux sous l'effet d'un gradient de pression. Pratiquement en utilise le millidarcy (md) comme unité de mesure. Elle est définie par le loi de Darcy par la formule suivant :

$$Q = K.S. \frac{dP}{L.\mu}$$

Avec

Q : débit du fluide traversant la roche en (cm³/s),

K : perméabilité de l'échantillon exprimée en (md)

S : surface de passage du fluide en (cm²)

$\frac{dP}{dL}$: gradient de pression en (bar/cm)

μ : viscosité du fluide (viscosité dynamique) en (cp)

IV.2.2.1 Déférents types de perméabilité :

- la perméabilité absolue (K) :elle représente la perméabilité mesurée avec un seul fluide.
- la perméabilité effective (Ke) ; elle représente la mesure de la perméabilité d'un fluide déférent de celui qui existe habituellement dans le milieux poreux.
- Ce type de perméabilité est inferieure a la perméabilité absolu $K_{ef} < K_{ab}$ la perméabilité relative (Kr) :Elle représente le rapport entre la perméabilité effective et

la perméabilité absolu $K_r = \frac{K_{ef}}{K_{ab}}$

On peut classer la perméabilité comme suit :

Perméabilité négligeable :	01 md < K
Perméabilité Faible :	01 md < K < 10 md
Perméabilité médiocre :	10 md < K < 50 md
Perméabilité moyenne :	50 md < K < 200 md
Perméabilité bonne	200 md < K < 500 md
Perméabilité Excellente :	K > 500 md

IV.2.2.2 Méthodes de mesures de perméabilité :

- d'après les essais de puits(drill steam test)
- par mesure des carottes au laboratoire
- par une formule empirique d'après la determination de la porosité effective et la saturation en eau

IV.2.2.3 La relation porosité-perméabilité :

Bien que dans les roches élastiques (meuble)il puisse existe une certaine relation entre la porosité et la perméabilité on ne constate pas en général une relation quantitative directe entre ces deux caractéristiques fondamentaux du réservoir.

C'est notamment le cas des argiles, poreuses mais les pores et les canalicules extrêmement fins renforcent les actions liées aux tensions interfaciales qui tendent à limiter les possibilités de déplacement des fluides

Par contre les roches compactes et notamment les roches carbonatées qui présente en générale une perméabilité élevée à cause de fissuration mais une porosité faible.

IV.2.3 Volume d'argiles (Vsh) :

C'est le pourcentage volumique d'argiles dans la formation

IV.2.3.1 Méthodes de calcul de l'argilosité :

- le calcul peut être déterminé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{shale} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{min}]$$

A noter :

- GR_{lue}: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log (IAP) ;
- GR_{min}: Valeur GR minimum du même banc (IAP),
- GR_{max}: Valeur GR maximum du même banc (IAP).

- cette argilosité peut être également déterminée à l'aide des réponses de la courbe de Potentiel Spontané (SP), en utilisant la relation ci-après : -

$$V_{shale} = 1 - [PSP / SSP]$$

A noter :

- PSP: Potentiel sponatné pseudostatique (Valeur maximum du SP); -
- SSP: Potentiel sponatné statique.

IV.2.4 La Saturation

On appelle saturation en fluide d'une formation le rapport du volume occupé par ce fluide au volume total des pores. On la désigne par la lettre S. elle est exprimée en pourcentage (%).

Si ce fluide est de l'eau, on parlera alors de Sw :

$$S_w = V_w / V_p$$

V_w = Volume de l'eau(m³).

V_p = Volume des pores(m^3).

Si il y'a en plus des hydrocarbures, on a :

$$S_w + S_{hc} = 1$$

Avec : $S_{hc} = S_{Oil} + S_{Gaz}$

S_{hc} : saturation en hydrocarbures qui peut être du gaz ou du l'huile ou bien les deux en même temps(%).

IV.2.5 La résistivité

La résistivité est une propriété que possède un milieu à résister au passage du courant électrique. Son unité de mesure est ($\Omega.m$), elle définit par la formule suivant :

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Tell que :

R : résistance de l'échantillon.

ρ : la résistivité de l'échantillon (Ohm.m).

L : la longueur de l'échantillon (m).

S : section de l'échantillon(m).

La résistivité dépend de :

- La salinité de l'eau de formation.
- La quantité d'eau présent dans les pores et donc de la porosité.
- La minéralogie de la roche.
- La texture (taille, arrangement des pores) et de l'anisotropie.
- La nature des fluides contenue dans les pores

On a deux principaux types de résistivités :

La résistivité de Formation R_t : est un paramètre très essentiel, on peut la tirée directement à partir des logs des différents puits.

La résistivité de l'Eau de Formation R_w : est un paramètre très important qu'on peut

IV.2.5.1 Méthodes de mesure de la résistivité

- Méthode de test de Salinité : On utilisera l'abaque GEN-9 pour tirer enfin R_w
- Méthode de Ratios
- Méthode des diagraphies différées [PS].

La mesure de résistivité trouve diverses applications, parmi lesquelles on peut citer :

- Le calcul de la saturation en eau S_w dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbures S_{hc} .
- Le calcul de la porosité et de la salinité de l'eau de formation.
- L'évaluation de la mobilité des hydrocarbures et le diamètre d'invasion « Di ».
- Détermination des épaisseurs des couches et les corrélations entre les puits.
- Les applications géologiques (informations lithologiques, étude de la compaction ...etc.)

Remarque :

Étant donné que la conductivité est l'inverse de la résistivité

IV.3 Evaluation des paramètres pétrophysiques:

L'interprétation diagraphique a pour but de mettre en évidence la nature de la formation, de la lithologie et la minéralogie, ainsi que la présence d'éventuels fluides. Dans une première approche nous allons évaluer les paramètres pétrophysiques du puits Tadjentourt Sud-1 (TJNS-1) au niveau de deux réservoirs(F2 et F6-M1).

IV.3.1 Présentation du puits (TJNS-1) :

Le puits Tadjentourt Sud-1 (TJNS-1) est implanté dans la partie sud-oriental du périmètre de recherche Gara Tisselit III. Environ de 10 Km à l'ouest du puits TJNE-1 et environ de 2 Km au sud du puits TJN-1 (figures 1 et 2) pour atteindre les réservoirs F2 et F6-M1.

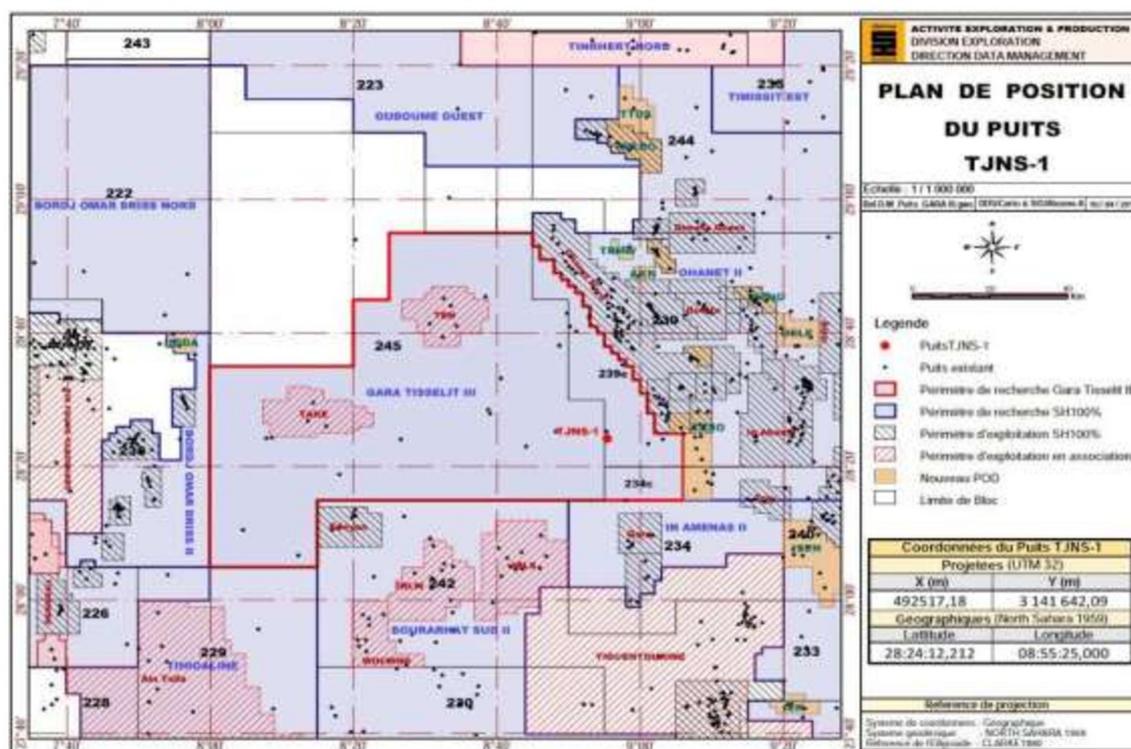


Figure IV.2: la position du périmètre Gara Tisselet III dans bassin d'Illizi

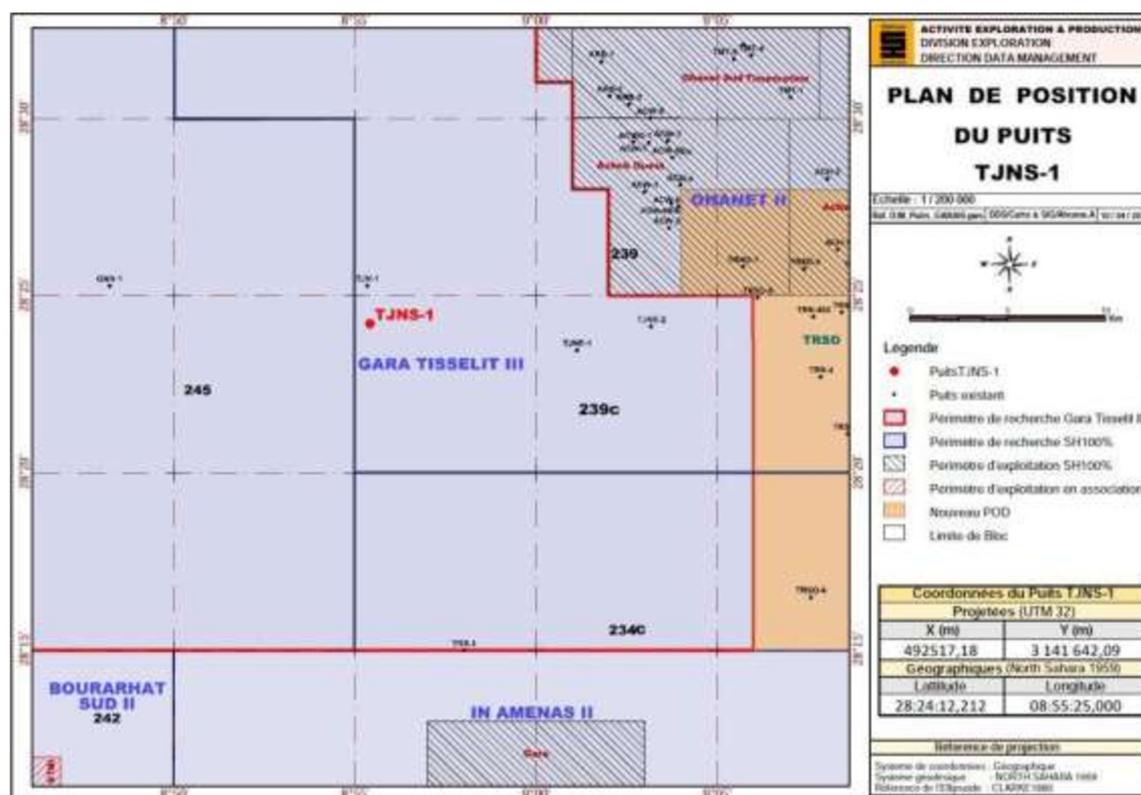


Figure IV.3: la position du puits TJNS-1 dans le périmètre Gara Tisselit III

-Fiche technique du forage TJNS-1:

Bassin	Illizi	
Wilaya	Illizi	
Périmètre de recherche	Gara Tisselit III	
Bloc	239c	
Classification du puits	Exploration	
Emplacement	Croisement Inline 856 avec crossline 505 (programme sismique 2015 TJN-3D).	
Coordonnées géographiques	Longitude : 08° 55' 25.00127" E. Latitude : 28° 24' 12.21126" N.	
Coordonnées UTM Fuseau 32	X :492 517.216 m. Y :3 141 642.073 m.	
Altitudes	Zs : 489.572 m.	Zt : 498.402 m.
Objectifs pétroliers /profondeurs	F2 / 1899 m. F6-M1 / 2300 m	

Tableau IV.1: fiche technique du forage TJNS-1 (Tadjentourt Sud -1).

- DONNEES DE FORAGE :

Tubage (")	Côte sabot (m)	Diamètre outil (")
	0	26
13"3/8	232	17.5"
9"5/8	654	12" 1/4
Open hole	1900	8 1/2"
Profondeur atteinte (TD)	2727m	

Tableau IV.2: les données de forage TJNS-1

- Paramètres de boue

Phase	Type de boue	Densité (g/cc)	Visc (s/qt)	BHT (°C)
8 1/2"	OBM	1.07	45.00	105

Tableau IV.3: paramètres de boue du puits TJNS-1

- TOPS DES FORMATIONS :

Formation	Top prévu (m)	Top réalisé (m)	Ecart (m) (+) plus haut / (-) plus bas
F2	1899	1914	-15
Série argileuse	1947	1960	-13
F4	2117	2136	-19
Série argileuse	2140	2154	-14
F6C	2155	2168	-13
F6B	2188	2200	-12
F6A	2202	2214	-12
F6M2	2247	2258	-11
F6M1	2300	2313	-13
Silurien Argileux	2355	2374	-19

Tableau IV.4: tops des formation dans le puits TJNS-1

IV.3.2 Diagraphies enregistrées

Les diagraphies ont été enregistrées par les sociétés de service HESP, sont de qualité moyenne a bonne. Sur le log on distingue du gauche à droite :

Log(GR), caliper (CALI), résistivité, les porosités densité, neutron et sonique, PE. Les profondeurs, lithologie. Figures (IV.4 , IV.5).

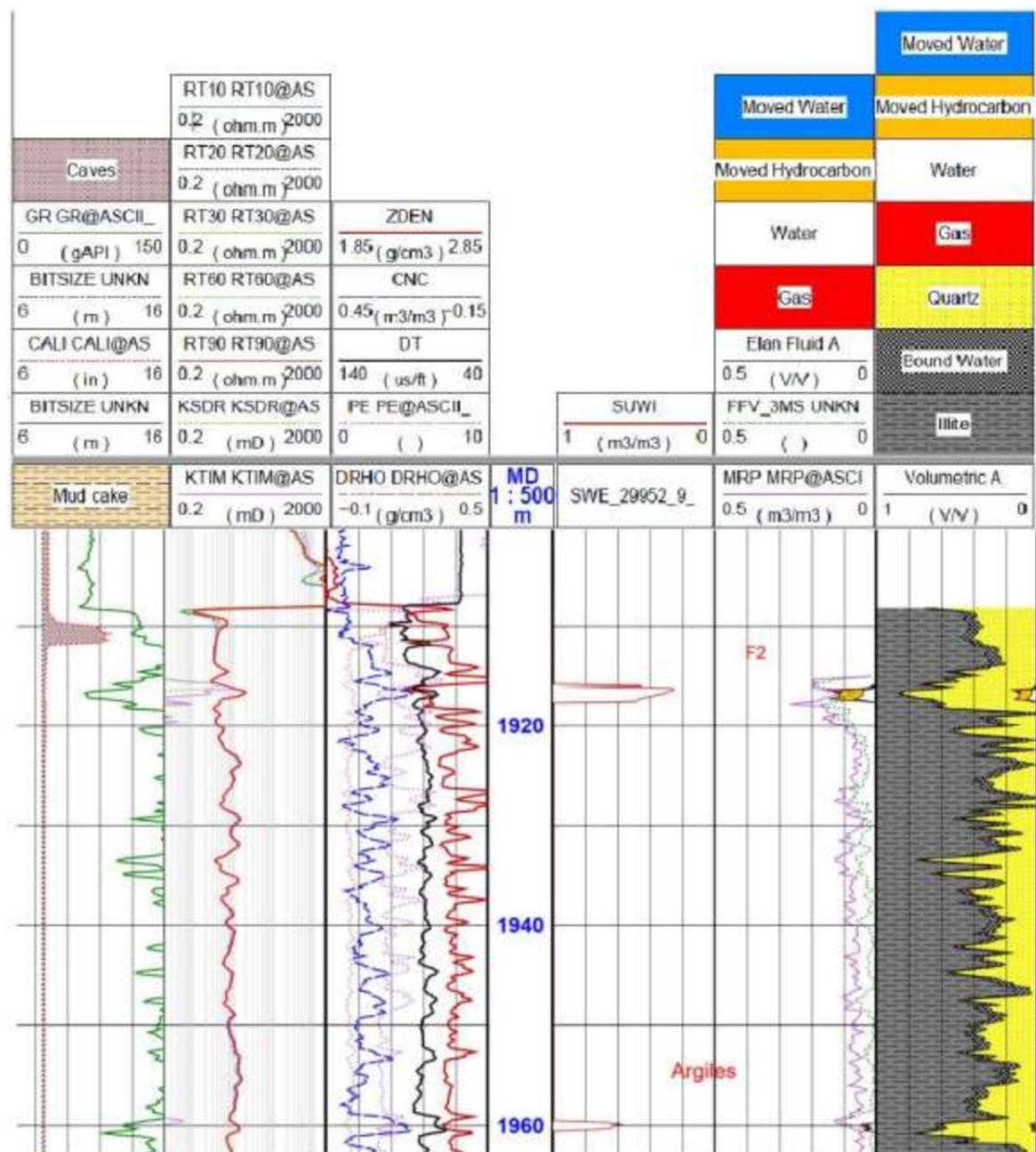


Figure IV.4: résultats d'Elan du réservoir F2 du puits TJNS-1

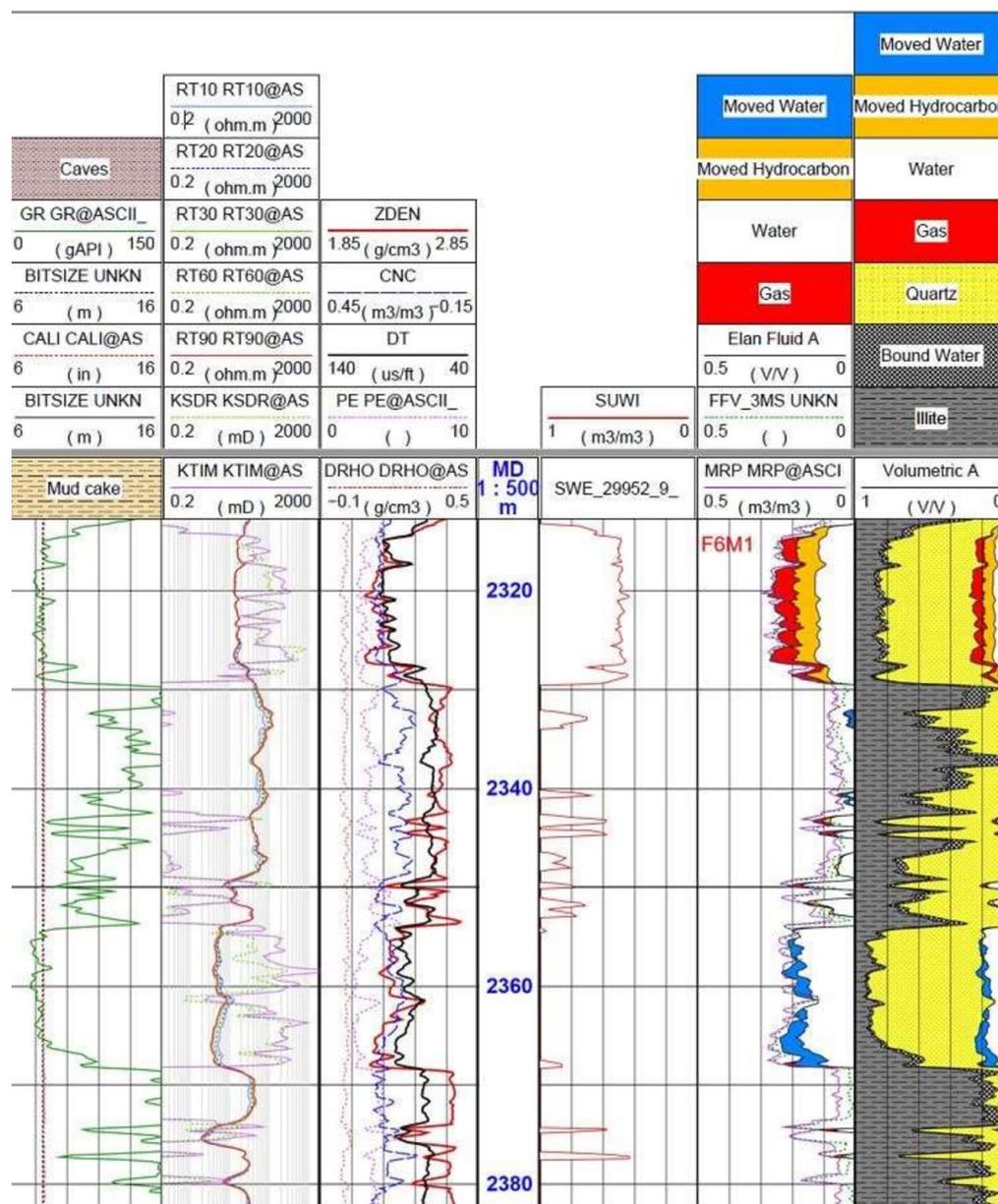


Figure IV.5: résultats d'Elan du réservoir F6-M1 du puits TJNS-1

IV.3.3 Interprétation qualitative

Une interprétation qualitative comprend une identification de la lithologie et la minéralogie de la formation, une détermination du type d'argile ainsi que la détermination des niveaux réservoirs.

IV.3.3.1 Détermination du volume d'argile

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

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, dans notre étude on a utilisé le GR comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile.

$$V_{sh}(\%) = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

IV.3.3.2. Détermination des zones réservoirs

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs gréseux. Ceci a été fait en s'appuyant sur le log GR en fixant une valeur cut-off de la teneur en argile ($V_{shcut-off}$) à 45%, on obtient ainsi une limite $GR_{cut-off}$ qui sera prise comme référence afin de séparer les formations propres des formations argileuses.

On calculera un $GR_{cut-off}$ à partir de la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{shcut-off} * (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Les résultats sont représentés sur le tableau ci-joint :

réservoir	$GR_{min}(API)$	$GR_{max}(API)$	$V_{shcut-off}(\%)$	$GR_{cutoff}(API)$
F2	75	150	45	108.75
F6-M1	25	150	45	81.25

Tableau IV.5 : délimitation des zones réservoirs (F2 et F6-M1)

IV.3.3.3. Détermination des paramètres d'argile:

Les paramètres d'argile (R_{sh} , Φ_{Nsh} , ρ_{sh} et ΔT_{sh}) sont lus directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes (R_t , Φ_N , ρ_b et ΔT) en face le banc d'argile suffisamment épais, avec moins de cavité et plus proche de réservoir.

Le tableau ci-dessus montre les lectures des paramètres d'argile :

réservoir	$R_{sh}(\Omega.m)$	$\Phi_{Nsh}(\%)$	$\rho_{sh}(g/cc)$	$\Delta T_{sh}(\mu s/ft)$
F2	4	27	2.60	80
F6-M1	200	23	2.65	60

Tableau IV.6: Paramètres d'argiles du reservoir(F2et F6-M1)

IV.3.3.4 Type de distribution des argiles

La détermination du type d'argile et sa distribution sont faits par l'abaque triangulaire, en utilisons la combinaison des logs de porosités ($\Phi_N - \Phi_D$). Ainsi le type des argiles permet de déterminer la formule adéquate à utiliser pour le calcul des saturations.

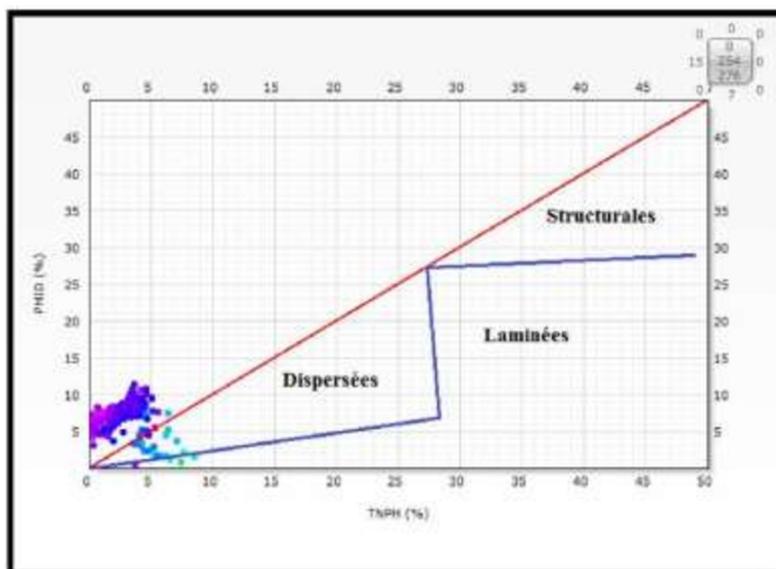


Figure IV.6: Détermination du type d'argiles du réservoir F2 dans le puits TJNS-1

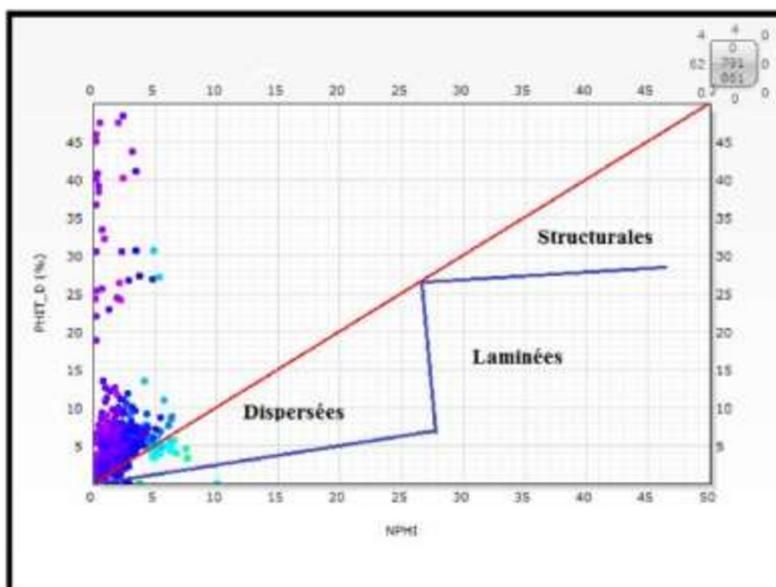


Figure IV.7 : Détermination du type d'argiles du réservoir F6-M1 dans le puits TJNS-1

Cependant, la combinaison ($\Phi_N - \Phi_D$) dans le puits TJNS-1, montre que les argiles qui occupent les pores du réservoir sont de type dispersé.

IV.3.3.5 Détermination des paramètres matriciels :

détermination des paramètres matriciels nécessite un niveau aquifère et propre, mais dans notre cas cette condition n'est pas satisfaite, donc nous avons pris des paramètres connus de la région.

Réservoir	Δt_{ma} (μs /ft)	ρ_{ma} (g/cm^3)
F2, F6-M1	53	2.70

Tableau IV.7: les paramètres matriciels des réservoirs F2 et F6-M1

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} , Δt_{ma}) sont utiles pour le calcul de la porosité.

IV.3.4 Interprétation quantitative

Cette partie est consacrée à l'interprétation quantitative qui se base sur une évaluation des paramètres pétrophysiques tels que : la résistivité et la saturation en eau et la porosité dans le but de déterminer les qualités qui conditionnent le rendement potentiel du réservoir.

IV.3.4.1 Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w »

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre important pour l'interprétation des diagraphies, elle est indispensable pour la détermination de la saturation en eau de la formation S_w et par la suite celle en hydrocarbures. Pour la détermination de R_w on a utilisé l'abaque **GEN-9**. Connaissant la salinité qui est de 80 g/l et la température de la formation qui est de 105°C pour le réservoir F2 et une salinité de 10g /l et une température de 95°C pour le réservoir F6-M1, on obtient alors :

Pour le réservoir F2 : $R_w = 0.031 \Omega.m$

Pour le réservoir F6-M1 : $R_w = 0.23 \Omega.m$

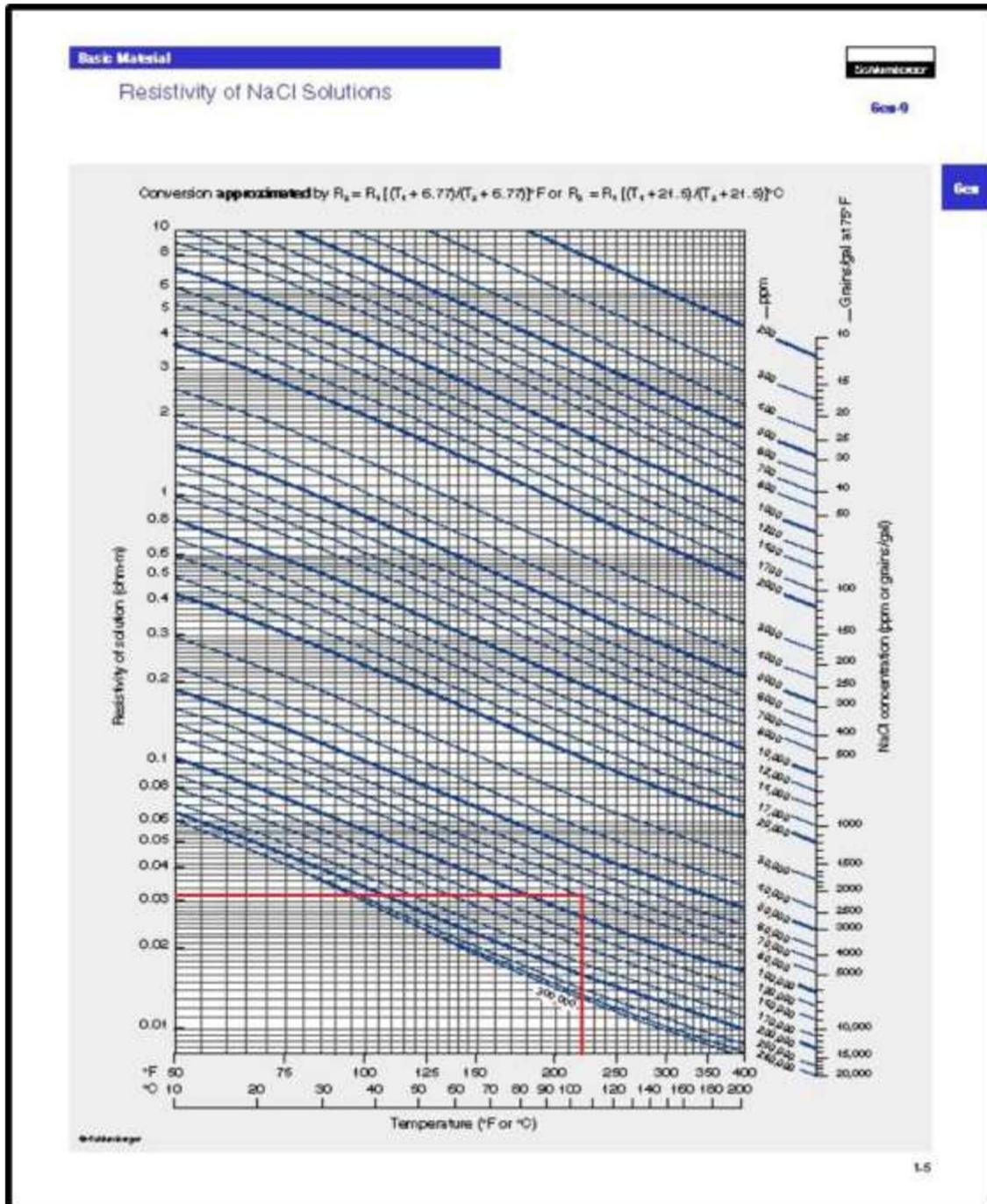
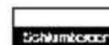


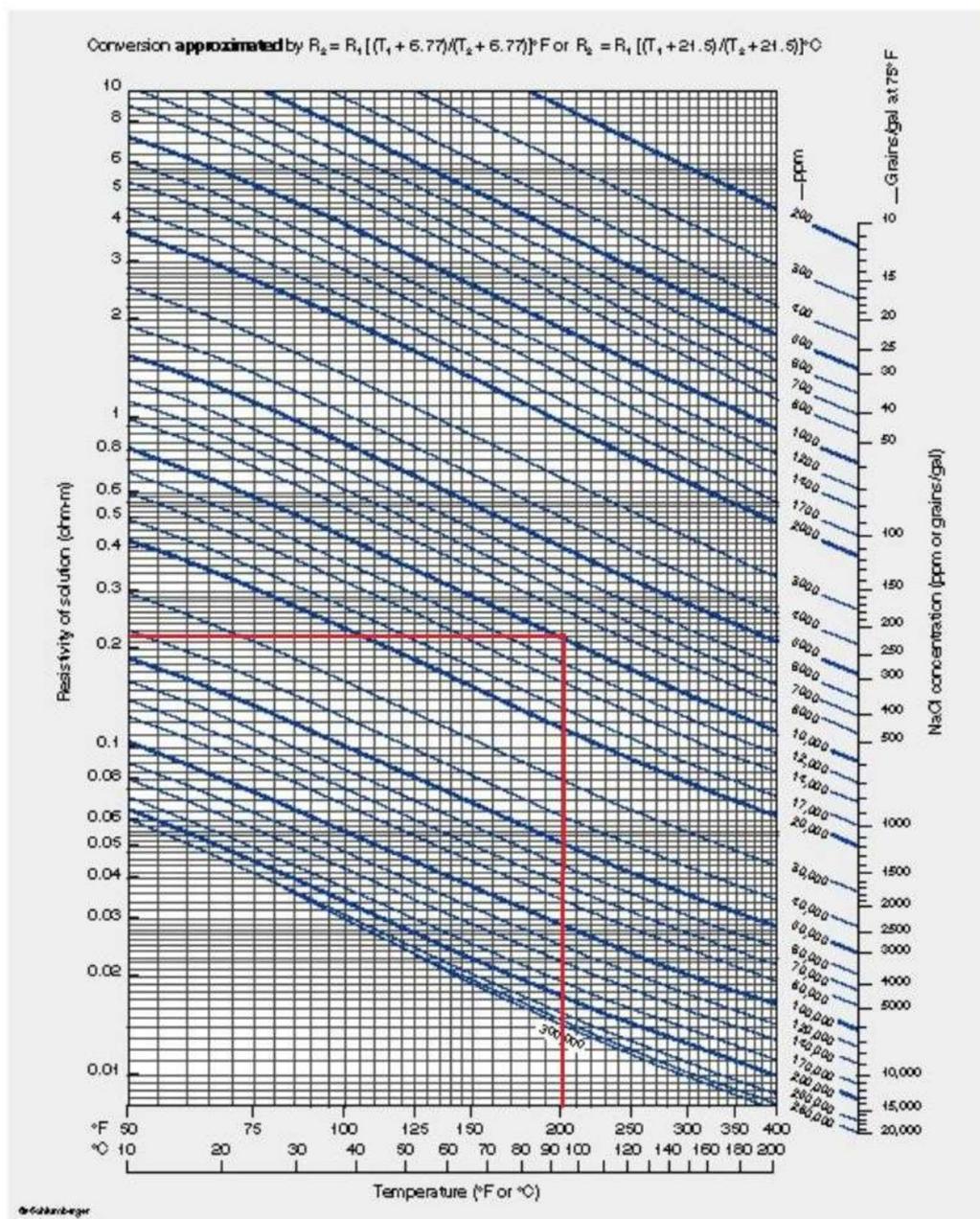
Figure IV.8 :détermination de la résistivité R_w du réservoir F2

Basic Material

Resistivity of NaCl Solutions



Geo-9



1-5

Figure IV.9 :détermination de la résistivité R_w du réservoir F6-M1

IV.3.4.2. Estimation de la porosité

IV.3.4.2.1 Porosité densité Φ_D

La densité globale de la formation est donnée par :

$$\Phi_D = (\rho_{bu} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

- ρ_{bu} : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm³).
- Φ_D : Porosité densité (%).
- ρ_f : Densité de fluide (dans notre cas la densité de fluide est 1.08 (g/cm³)
- ρ_{ma} : Densité de la matrice.(g/cm³)

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} * \Phi_{Dsh}$$

- V_{sh} : volume d'argiles dans le niveau considéré
- Φ_{Dsh} : Porosité densité des argiles

IV.3.4.2.2 Porosité neutron Φ_N

La porosité neutron est donnée directement sur le log diagraphie NPHI, et corrigée de l'effet des argiles par la relation suivante :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} * \Phi_{Nsh}$$

Φ_{Nsh} : Porosité neutron lu en face d'un banc argileux

IV.3.4.2.3 Porosité sonique Φ_S

En se basant sur des nombreux essais en laboratoire, sur des formations propres, Wyllie(1956) a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours Δt à la porosité.

En admettant que le temps de trajet total est égal à la somme des temps de trajets dans les grains et les fluides. Ce qui permet d'écrire :

$$\Delta t = \Phi \Delta t_f + (1 - \Phi) \Delta t_{ma}$$

D'où la porosité sonique est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_S = (\Delta t_u - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

- Δt_u : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés(μs).
- Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice(μs).

- Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide (dans notre cas $\Delta t_f = 175 \mu s$) La porosité corrigée de l'effet d'argiles est donnée comme suit :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} * \Phi_{Ssh}$$

Avec :

$$\Phi_{Ssh} = (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

- Φ_{Ssh} : Porosité sonique des argiles(%).
- Δt_{sh} : Temps de parcours de l'onde sonique en face un niveau argileux (μs).

IV.3.4.2.4. Porosité utile

L'approche de la porosité utile de la formation a été retenue à partir de la combinaison des trois porosités (Neutron-Densité-Sonique), en appliquant les relations suivantes :

$$\Phi_u = (\Phi_{NC} + \Phi_{DC}) / 2 \quad \text{si} \quad | \Phi_{NC} - \Phi_{DC} | < 5\%$$

$$\Phi_u = (7 * \Phi_{NC} + 2 * \Phi_{DC}) / 9 \quad \text{si} \quad | \Phi_{NC} - \Phi_{DC} | \geq 5\%$$

Φ_u : porosité utile (%)

Φ_{NC} : porosité neutron corrigé (%)

Φ_{DC} : porosité densité corrigé (%)

IV.3.4.3 Estimation de la saturation en eau de la formation Sw

La saturation en eau de formation est déterminée selon la nature du réservoir :

- a) Cas de réservoir propre ($V_{Sh} \leq 10\%$) :

On applique la formule d'ARCHIE :

- Dans la zone vierge : $(S_w)^n = F \cdot R_w / R_t$ avec $F = a / \Phi^m$
- Dans la zone envahie : $(S_{xo})^n = F \cdot R_{mf} / R_{xo}$ avec $F = a / \Phi^m$

- b) Cas de réservoir argileux ($V_{Sh} > 10\%$) :

On dispose de plusieurs formules de saturation en eau de formation selon le type d'argile (dispersée, laminée ou structurale), qui sont présentés ci dessous :

- **Les argiles dispersées :** On utilise la formule de **Simandoux**.

$$1/R_t = (V_{Sh}/R_{Sh}) \cdot S_w + [\phi_m/a \cdot (1 - V_{Sh}) \cdot R_w] \cdot S_w^2$$

- **Les argiles laminées :**

$$1/R_t = S_w^2 / F \cdot R_w (1 - V_{Sh}) + (V_{Sh} / R_{Sh})$$

- **Les argiles structurales :**

$$1/R_t = (S_w \cdot R_{Sh} / V_{Sh}) + (S_w)^2 / (F \cdot R_w (1 - V_{Sh}))$$

Lorsque le type d'argile il est dispersée nous choisissons la formule de SIMONDOUX pour le calcul des saturations en eau de formation.

IV.3.4.4 Détermination du la saturation en hydrocarbures :

Elle est liée à la saturation en eau de formation par la relation suivante :

$$S_{HC} = 1 - S_w$$

S_{HC} : saturation en hydrocarbure (%)

S_w : saturation en eau (%)

IV.3.4.5. L'exposant de saturation

L'exposant de saturation est relié à la mouillabilité des roches, il est généralement réglé sur des valeurs proches de 2 si la roche est mouillable par l'eau, et prend des valeurs comprises entre 3 et 4 si la roche est mouillable par l'huile.

Dans notre cas on prend $n=2$ car la roche est mouillable par l'eau.

IV.3.4.6 facteur de la lithologie a :

Le coefficient (a) varie d'une formation à une autre en fonction du degré de consolidation. Généralement varie entre 0.62 à 1. Ce paramètre est supérieure à 1 dans les formations consolidées avec des fractures.(dans notre cas on prend $a=1$)

IV.3.4.7. Facteur de cimentation m :

L'exposant (m), appelé facteur de cimentation, reflète l'arrangement géométrique des pores dans la formation. Les différentes valeurs pouvant être attribuées à (m) seront discutées dans ce qui suit.

- m augmente en fonction de la consolidation du milieu.
- m augmente lorsque la sphéricité des grains diminue.
- m augmente avec le degré d'altération de la roche.
- m est lié à la perméabilité K et la porosité Φ .

(dans notre cas on prend $m=2$)

IV.3.4.8. Facteur de formation F :

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

$$F = R_0 / R_w$$

Des nombreuses mesures sur échantillons ont montré que le facteur de formation d'une roche sans argile peut être relié avec une assez bonne précision à la porosité par une relation de la forme :

$$F = a / \Phi^m$$

F : facteur de formation a : facteur de lithologie varie de **0.62 à 2** m : facteur de cimentation

IV.3.5. Présentation des résultats :

➤ Résultats qualitative :

Réservoir	Intervalle Du réservoir(m)	Epaisseur Utile (m)	Lithologie
F2	1916-1925	08	Grés fine
F6-M1	2302-2324	22	Grés fin a moyen

Tableau IV.8: résultat qualitative du puits TJNS-1

➤ Résultats quantitative:

Réservoir	R_i (ohm.m)	$\Phi_{NC}(\%)$	$\Phi_{DC}(\%)$	$\Phi_{SC}(\%)$	$\Phi_u(\%)$	$S_w(\%)$	$S_{hc}(\%)$
F2	200	13.50	8.6	12.14	11	32	68
F6-M1	150	11.55	14.19	24	12.87	29	71

Tableau IV.9: de résultat qualitative du puits TJNS-1

➤ **CAROTTES PRELEVEES :**

Une (01) carotte de 9m a été prélevée durant cette forage :

N°	Intervalles (m)	Récup.	Formation	Indices/Descriptions
01	1916-1925	9m soit 100%	Dévonien F2	Jaune pâle à blanchâtre

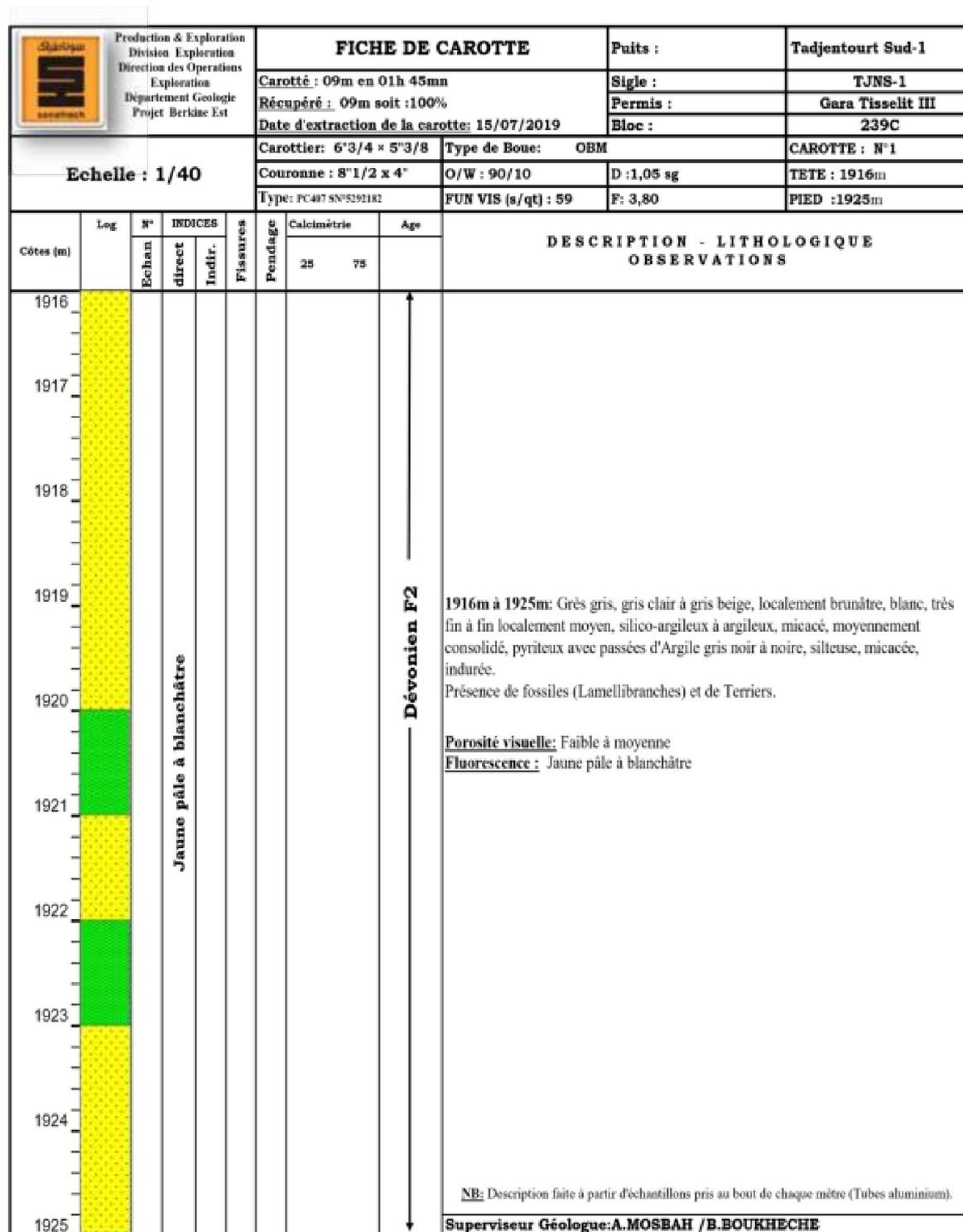


Figure IV.10 : Fiche de Carotte du Réservoir F2 du Puits TJNS-1

IV.3.6 Interprétation des résultats :

- **Réservoir F2 (1916m-1925m)**

L'analyse des résultats qualitatives et quantitatives montre que le réservoir du Dévonien supérieur (F2) au niveau du puits TJNS-1 présente un intérêt pétrolier sur une épaisseur utile de 8 m avec des porosités qui est égale 11% et une perméabilité à l'ordre de 5md et une saturation en eau de 32%.

- **Réservoir F6-M1 (2302m-2324m)**

L'analyse des résultats des diagraphies montre que le réservoir Siluro-Dévonien (F6-M1) présente un intérêt pétrolier sur une épaisseur utile de 22 m et des porosités de 13% et une perméabilité attendre 63md et une saturation en eau de 29%.

IV.4 Conclusion

L'évaluation pétrophysique du puits TJNS-1 montre un intérêt pétrolier dans les réservoirs Siluro-Dévonien et du dévonien supérieure, néanmoins les caractéristiques des paramètres pétrophysiques sont médiocre.

Les épaisseurs utiles sont très importantes, elle est de 8m dans le réservoir F2 et de 22m dans le réservoir F6-M1.

Ces résultats ont été confirmé par le DST au niveau du réservoir F2 qui a donné un débit de gaz égal 746 m³/h et un débit de 3.46 m³/h d'huile, avec une pression en tête de 560 psi.

Par contre le DST au niveau du réservoir F6-M1 donné un Débit de gaz égal 1071 m³/h et un débit de 7.8 m³/h d'huile, avec une pression en tête de 440 psi.

Conclusion Général

Conclusion général

Au cours de notre étude, on s'est intéressée aux réservoirs du Dévonien supérieure et du Siluro-Dévonien du bassin d'Illizi, l'évaluation pétro-physique a été faite à partir des données enregistrées dans le puits (TJNS-1) montrant un intérêt pétrolier au niveau de F2 et F6-M1 d'aspect argileux-gréseux. Ceci a été réalisé par de prélèvement des carottes et les différentes diagraphies qui indiquent une perméabilité et une porosité médiocre.

Le test de formation réalisé au niveaux des bancs gréseux indique un débit de gaz et d'huile, Plus au moins faible ce qui confirme le caractère compact du réservoir,

Les méthodes de diagraphies avancées offerts des nouvelles technologies améliorent la précision de l'évaluation et la caractérisation des réservoirs, cependant, les techniques de diagraphies conventionnelles restent toujours aptes.

Concernant les réservoirs compacts les diagraphies classiques enregistrées ne donnent pas des réponse complet et claire a ce problème.la production des tight réservoirs exigé des nouveaux techniques afin d'assurer la rentabilité économique, parmi elles :la Fracturation hydraulique et le torpillage de puits.

Bibliographies

- **O. SERRA**, 1979, Diagraphies différées, base de l'interprétation, Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, Éditions Technip.
- **O. SERRA**, 1985, Diagraphies différées, base de l'interprétation, Tome 2 : Interprétation des données diagraphiques, Éditions Technip.
- **Institut-numerique.org**, sédimentologie et stratigraphie séquentielle du bassin d'Illizi
- **Well evaluation conference (WEC 2007)**
- **Sonatrach exploration boumerdés** : rapport d'implantation du puits TJNS-1
- **Sonatrach exploration boumerdés**, document sur périmètre Gara tessilet
- **IFP Training document, DELALEX, J. (Décembre, 2008)**. interprétation quantitative des diagraphies déferées.