

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques

DEPARTEMENT DES SCIENCES GEOLOGIQUES

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GEOLOGIE

Option : Bassins Sédimentaires

<u>SUJET</u>

Evaluation pétrophysique et étude du phénomène de basse résistivité : cas des réservoirs du Silurien argilo-gréseux de la région de Toual (Bassin de Berkine)

Réalisé par : MOUSSAOUI Katia

SEDIRI Hassiba

Soutenu le : 23/12/ 2017

Devant le jury :

Mr. AMROUCHE Farid	Maître Assistant FSBSA/UMMTO	Président
Mr. AHMED ZAID Iddir	Maître de Conférence FSBSA/UMMTO	Promoteur
Mr. MEDAOURI Mourad	Chef de Département BBO/EXP/SH	Co-Promoteur
Mr. KARDACHE Ramdane	Maître de Conférence FSBSA/UMMTO	Examinateur
Mr. ACHOUI Mhend	Maître Assistant FSBSA/UMMTO	Examinateur



Nos remerciements vont prioritairement à Monsieur AHMED ZAYED Idir, notre promoteur pour ses conseils et ses orientations, sa disponibilité et sa confiance qui nous a accordé.

Nous tenons à remercier chaleureusement Monsieur MEDAOURI Mourad le chef de département Berkine ouest au sein de la SONATRACH exploration de BOUMERDES pour la qualité de son accueil et sa disponibilité dont il a fait preuve à notre égard durant tout le temps de l'accomplissement de notre mémoire.

Les membres de jury qui nous ont fait l'honneur de lire et d'évaluer ce travail trouveront, ici, l'expression de notre considération et de notre respect à commencer par Mr AMROUCHE Farid, Mr KARDACHE Remdhan et enfin Mr ACHOUI Mhend.

Nos vifs remerciements vont à monsieur BENYOUCEF pour sa précieuse aide et ses conseils et a tous les ingénieurs de la SONATRACH Mrs « LACEB Sofiane – BOUDIBA Mohammed- Daoud HAMZOUI - HAROUN Samir – Sofiane BELLBIOD» pour leurs aides malgré leurs emplois du temps très chargés et qui ont acceptés de partager leurs expériences pour le bien déroulement de ce travail.

Merci infiniment à tous.

Je dédie ce modeste travail :

Dédicace

A mon cher père qui a été, qui sera toujours un exemple pour moi par ces qualités humaines, sa préservation. Puisse Dieux le préserve

A ma chère mère, qui m'a donnée la vie et qui m'a construit avec son art d'éduquer, son soutient, elle a été le plus grand symbole d'amour, de dévouement qui ont ni cessé ni diminué. Puisse dieux la garde et la préserve, la combler de santé, de bonheur.

A ma chère sœur Taous et son mari et leur petit ange Dylan.

A mes chères sœurs Lynda et Lysa et mon unique frère Aghilas qui ont été toujours présents pour moi.

A mes meilleurs amies Dihia et Fairouz pour l'amitié la complicité et le soutient qu'elles m'avaient importés durant les années qu'on a passées ensemble.

A mon amie Hassiba, de l'être montrée aussi patiente durant toute notre collaboration apportée.

Katia

A tous mes amis (e) qui n'ont pas cessé de m'encourager.

Dédicace

Je dédie se travail à toutes ma famille : mes grands-parents qui sont si chers à mes yeux, ma tante Soussa, mes trois chères sœurs « Fairouz, Dounia, Fadoua », mon unique frère « Idir », mon père.

Je le dédie à ma camarade Katia MOUSSAOUI et je la remercie pour sa patience et sa contribution au bien déroulement de ce mémoire ainsi qu'à tous mes ami(e)s qui sont proches ou loin.

Je réserve les plus chaleureux remerciements à la plus belle et forte femme au monde sans elle je ne serais pas là « ma mère ».

Hassiba SEDIRI

Remerciement

Dédicace

Sommaire

Liste des figures et des tableaux Résumé......1 Chapitre I : Généralités sur le bassin de Berkine et de la zone étudiée. I.1.1 Situation géographique......5 **I.1.4.1** Aspect structural......**10**

1 1	
Les mouvements méso-cénozoïques	
I.1.5 Les Systèmes pétroliers du Bassin de Berkine	14
I.1.5.1 Roches mères	14
I.1.5.2 Roches réservoirs	

I.1.5.3 Roches couvertures	16
I.1.5.4 Pièges pétroliers	16
I.2 Présentation de la région étudiée	17
I.2.1 Situation géologique du champ de Toual	17
I.2.2 Aspects stratigraphiques	18
I.2.4 Aspects structuraux	19
Chapitre II : Données et Méthodologique	
II.1 Présentation des puits	20
II.2 Description des méthodes utilisées dans cette étude (diagraphie)	20
II.2.1 Généralités sur les diagraphies	20
II.2.2 Classification des diagraphies	22
II.2.2.1 Diagraphies nucléaires	22
II.2.2.2 Diagraphies acoustiques ou log sonique	25
II.2.2.3 Diagraphies électriques	26
II.2.2.4 Diagraphies auxiliaires	27
II.3 Facteurs influant sur les mesures des diagraphies	30
II.4. Composition de la roche	31
Chapitre III : Exposé des résultats de l'étude.	
III.1 Les paramètres pétrophysiques des formations réservoirs	33
III.1.1 La porosité	33
III.1.1.1 Les différents types de porosité	33
III.1.1.2 Estimation des porosités	34
III.1.2 Perméabilité	35
III.1.3 Saturation	35

III.1.4 Relation entre résistivité et saturation	
III.2 Méthodologie suivie	37
III.2.1 Mesure de GR _{cut-off}	37
III.2.2 Détermination des paramètres argileux	
III.2.2.1 Déterminations des paramètres matriciels	
III.2.2.2 Détermination de la porosité utile ϕ_{utile}	40
III.2.2.3 Détermination de la résistivité de l'eau de formation R _w	41
III.2.3 Calcul des saturations	42
III.3 Présentation des résultats	42
III.3.1 Puits A dans l'unité M2 du réservoir SAG	43
III.3.2 Puits B dans l'unité M2 du réservoir SAG	45
III.3.3 Puits C dans l'unité M2 du réservoir SAG	48
III.3.4 Puits D dans l'unité A1du réservoir SAG	50
III.4 Evaluation des réservoirs à basse résistivité	
III.5 Analyse pétrographique	62
III.5.1 Qualité des réservoirs	63
III.5.2 Influence des ciments sur la qualité des réservoirs	63
III.5.2.1 Le ciment argileux	63
III.5.2.2 Le ciment siliceux	65
III.5.2.3 Le ciment carbonaté (sidérite)	
III.5.2.4 Le ciment ferrugineux	
III.6 Solutions possibles	68
Conclusion générale	. 71
Bibliographie	

Symboles et abréviations utilisés

Abréviation	Signification		
GR	Gammary		
RT	Résistivité		
Dt	Sonique		
CNC	Neutron		
ZDEN	Densité		
SW	Saturation en eau		
RW	Résistivité de l'eau de la formation		
Vsh	Volume d'argile		
Dt _{ma}	Temps de parcours		
ρ _{bma}	Densité de la matrice		
Rsh	Résistivité des argiles		
Φ	Porosité		
ΦDTC	Porosité Densité au niveau des argiles		
ΦNsh	Porosité Neutron au niveau des argiles		
ΦSsh	Porosité Sonique au niveau des argiles		
φSC	Porosité Sonique corrigé		
φNC	Porosité Neutron corrigé		
φDC	Porosité Densité corrigé		

Liste des figures et des tableau

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur le bassin de Berkine et de la zone étudiée.

Figure I.1 : Carte de situation du bassin de Berkine	5
Figure I.2 : Coupe NO-SE passant par le Bassin de Berkine et montrant les é géologiques de l'Algérie.	ensembles
Figure I.3 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine	
Figure I.4 : Les principales phases tectoniques sur la plate-forme Saharienne	12
Figure I.5 : Ecorché, sous la discordance hercynienne.	14
Figure I.6 : Carte de maturation du Silurien	
Figure I.7 : Situation géographique de Toual	
Figure I.8 : Carte en isobathe de Toual	19

Chapitre II : Données et Méthodologiques

Figure II.1 : Carte de position des puits utilisés dans l'évaluation des paramètres pétrophysiques
du réservoir du Silurien
Figure II.2 : Schéma général de la mise en œuvre des diagraphies
Figure II.3 : Classification des méthodes diagraphiques
Figure II.4 : Principe de fonctionnement de l'outil de diagraphie GR et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique
Figure II.5 : Principe de fonctionnement de l'outil de densité et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique
Figure II.6 : Principe de fonctionnement de l'outil neutronique et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique
Figure II.7 : Principe de fonctionnement de l'outil sonique
Figure II.8 : Principe de l'outil de diagraphie de résistivité

Figure II.9 : Principe de fonctionnement de l'outil diamétreur ou caliper
Figure II.10 : Schéma représentant le principe du MDT
Figure II.11 : Types de distribution des argiles dans les réservoirs
Chapitre III : Exposé les résultats de l'étude.
Figure III.1 : Détermination de Δt_{ma} par la méthode graphique
Figure III.2 : Détermination de ρ_{ma} par la méthode graphique
Figure III.3 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation
Figure III.4 : Elemental Log Analysis ou ELAN de l'interprétation diagraphique du puits A dans l'unité M2 de Silurien F6
Figure III.5 : ELAN de l'interprétation diagraphique pour le puits B dans l'unité M2 réservoir Silurien
Figure III.6 : Diagramme pression – profondeur de l'unité M2 du réservoir Silurien F6 dans le puits B
Figure III.7 : ELAN de l'interprétation diagraphique pour le puits C dans l'unité M2 du réservoir Silurien F6
Figure III.8 : ELAN de l'interprétation diagraphique pour le puits D dans de l'unité A1 du Silurien F6
Figure III.9 : L'effet de l'invasion sur les outils de résistivités
Figure III.10 : L'effet du diamètre du trou sur la résistivité
Figure III.11 : L'effet du pendage des couches
Figure III.12 : L'effet de la porosité sur la résistivité
Figure III.13 : L'effet de la mouillabilité sur la résistivité
Figure III.14 : L'effet des minéraux conducteurs sur la résistivité

Figure III.15 : Cross-plot PhiDc-PhiNc et type d'argiles du puits B Dans l'unité M2 du réservoir Silurien
Figure III.16 : Cross-plot PhiDc-PhiNc et type d'argiles sur l'intervalle du puits C dans l'unité M2 du réservoir Silurien
Figure III.17 : Cross-plot Th-K et critère lithologique (GR) du puits B de l'unité M2 du réservoir F6 du Silurien
Figure III.18 : Cross-plot minéral Th-K et critère lithologique du GR du puits C dans l'unité M2 du réservoir Silurien
Figure III.19 : Cross-plot Th/K minéral en fonction de Th-K en fonction de résistivité du puits B, le réservoir Silurien unité M2
Figure III.20 : Cross-plot Th/K minéral en fonction de Th/ K en fonction de résistivité du puits C, le réservoir Silurien unité M2
Figure III.21 : Identification minéralogique des argiles du réservoir F6 puits C unité M259
Figure III.22 : identification minéralogique des argiles du réservoir F6 puits C unité M259
Figure III.23 : Cross-plot Densité–PhiNeutron en fonction du critère lithologique (GR) du puits D, dans l'unité M2 du réservoir Silurien
Figure III.24 : Cross-plot Densité – PhiNeutron en fonction de critère lithologique (GR) du puits C de l'unité M2 du réservoir Silurien
Figure III.25 : Cross-plot Densité–PhiNeutron en fonction de la résistivité dans le puits B de l'unité M2 du Silurien
Figure III.26 : Cross-plot Densité–PhiNeutron en fonction de la résistivité dans le puits C de l'unité M2 du Silurien
Figure III.27 : Illite pseudo-matrice observée sous lumière polarisée
Figure III.28 : Illite fibreuse en vermiculite sous lumière polarisée
Figure III.29 : Chlorite de revêtement observé sous lumière naturelle
Figure III.30 : Ciment siliceux observé sous une lumière polarisée

Figure III.31 : Ciment carbonaté (sidérite) observé sous lumière naturelle	
Figure III.32 : Ciment pyriteux remplissant des réseaux poreux observé son polarisée	18 lumière 66
Figure III.33 : ciment pyriteux remplissant des réseaux entièrement poreux ob lumière réfléchie	servé sous 66
Figure III.34 : L'effet du chlorite ferrifère observé sous lumière naturelle	67
Figure III.35: Outil GST	68
Figure III.36 : Outil EcoScope	69
Figure III.37 : Outil MDT	70

Liste des tableaux

Chapitre III : Exposé des résultats de l'étude.

Tableau III.1 : Diagraphies utilisées dans l'interprétation et l'analyse des résultats
Tableau III.2 : Paramètre des réservoirs pour les puits sélectionnés
Tableau III.3 : paramètres d'argiles dans les puits A, B, C, D
Tableau III.4 : détermination de la résistivité de l'eau de formation R _w
Tableau III.5 : Résultats d'interprétation diagraphique du réservoir F6 Silurien unité M2 dans le Puits A
Tableau III.6 : Résultat d'interprétation diagraphique de réservoir du Silurien M2 de Puits B
Tableau III.7 : mesures des pressions dans le réservoir F6 unité M2 de puits B246
Tableau III.8 : Résultats de l'interprétation diagraphique du réservoir de Silurien M2 de Puits C
Tableau III.9 : Résultat d'interprétation diagraphique de réservoir du Silurien A1 de Puits D
Tableau III.10 : caractéristiques physico-chimiques des minéraux argileux

Résumé

Le présent travail porte sur le secteur de Toual qui fait partie du périmètre de Gassi Touil, situé dans la partie Ouest du bassin de Berkine de la plateforme saharienne.

L'objectif de ce travail consiste à évaluer les paramètres pétrophysiques des réservoirs du secteur sur la base des données de diagraphies exécutées dans les puits de sondages qui y sont implantés et à en faire une interprétation en matière de potentialités en hydrocarbures.

Les limites de l'interprétation de certains résultats des diagraphies classiques en matière de définition de la qualité des réservoirs et de leurs contenus en fluides, tels que ceux du Silurien argilo-gréseux du secteur étudié, nous ont conduit à envisager l'étude du phénomène spécifique et paradoxal relatif aux anomalies des basses résistivités dans les unités M2 et A1 à travers les données recueillies dans 04 puits du secteur dénommés A, B, C et D. Ce phénomène peut affecter sensiblement les valeurs des saturations en fluides et biaiser l'interprétation quant à la nature des formations réservoirs.

Les mesures entreprises dans ce sens et l'interprétation des résultats montrent que seul le puits C connaît le phénomène des basses résistivités d'où des valeurs de saturation en eau Sw de l'ordre 60 à 100% avec une moyenne des porosités de 10 à 12%. Paradoxalement, le test de formation a révélé la présence des hydrocarbures contrairement à l'interprétation des diagraphies classiques qui a plutôt montré la présence de l'eau.

D'un autre côté, le croisement de différentes données de diagraphies sous forme diagraphiques ou cross-plots, a permis de déduire la présence de minéraux conducteurs tels que la chlorite chamoisitique, et d'autres facteurs qui font chuter substantiellement les valeurs des résistivités des formations des unités A1 et M2 du réservoir F6du Silurien argilo-gréseux. En plus de l'identification des facteurs influents, corroborés par les observations en microscopie de lames minces de carottes, l'étude du phénomène a permis une estimation plus réaliste de la saturation en eau Sw de ces formations et donc à une requalification du réservoir en termes de qualité et de potentiel en hydrocarbures.

Mots clés : Caractérisation pétrophysique – diagraphie – interprétation – phénomène de basse résistivité – saturation en eau – aquifère –hydrocarbure – test de formation – cross-plots – minéraux conducteurs (chlorite chamoisitique).

Abstrat

The present work concerns the Toual sector which is part of the Gassi Touil perimeter, located in the western part of the Berkine basin of the Saharan platform.

The objective of this work is to evaluate the petrophysical parameters of the reservoirs of the sector based on the logging data executed in the boreholes that are implanted there and to make an interpretation in terms of hydrocarbon potentialities.

The limitations of the interpretation of some of the classical logging results in terms of the definition of the quality of the reservoirs and their contents in fluids, such as those of Silurian clay-sandstone of the studied sector, led us to consider the study of the phenomenon specific and paradoxical relative low-resistivity anomalies in M2 and A1 units through data collected in 04 wells of the sector called A, B, C and D. This phenomenon can significantly affect the values of fluid saturations and bias the interpretation as to the nature of reservoir formations.

The steps taken in this direction and the interpretation of the results show that only the well C knows the phenomenon of low resistivities from which saturation values in water Sw of the order 60 to 100% with an average of the porosities of 10 to 12 %. Paradoxically, the formation test revealed the presence of hydrocarbons, contrary to the interpretation of classical logs which instead showed the presence of water.

On the other hand, the cross-logging of different log data under geometric or crossplots, has made it possible to deduce the presence of conducting minerals such as chamoisitic chlorite, and other factors which substantially reduce the values of the resistivities of the formations of the units. A1 and M2 tank F6 Silurian clay-sandstone. In addition to the identification of the influencing factors, corroborated by observations in microscopy of thin sections of cores, the study of the phenomenon has perimised a more realistic estimate of the water saturation Sw of these formations and thus to a requalification of the reservoir. terms of quality and hydrocarbon potential.

Key words : Petrophysical characterization - logging - interpretation - low resistivity phenomenon - water saturation - aquifer - hydrocarbon - formation test - cross-plots - conductive minerals (chamoisite chlorite).

Avant-propos

La formation d'accumulation d'hydrocarbures obéisse à des lois naturelles dites complexes parce qu'elles sont fonction de nombreux paramètres. C'est pour mieux connaître ces lois, que des techniques géophysiques sont constamment perfectionnées et enrichies pour satisfaire les exigences de la recherche pétrolière moderne.

Parmi ces dernières techniques, les diagraphies occupent une place toute particulière car elles fournissent des informations instantanées qui sont le fondement de l'évaluation des réservoirs et la détermination de la "saturation en eau" qui est l'indicateur commercial ou économique du réservoir.

Cela dit, certains facteurs ou phénomènes peuvent affecter cette évaluation, tel que le phénomène de basses résistivités.

Cette étude se veut une contribution pour comprendre le phénomène. Elle se compose de trois chapitres dans lesquels sont traités les aspects relatifs à l'anomalie des basses résistivités rencontrées au niveau du quatre puits du réservoir Silurien «F6 » de quatre puits de la région de Toual, périmètre Gassi Touil, appartenant au bassin Berkine.

Le premier chapitre résume les généralités sur le bassin de Berkine et la zone étudiée. Le deuxième chapitre introduit les données et les méthodes diagraphiques et leurs diverses applications. Le dernier chapitre expose les résultats de l'étude.

Ce modeste travail sur le phénomène de basses résistivités et une contribution à cerner le phénomène, de déterminer ses principales causes et de comprendre son influence directe sur les saturations en eau. Ceci peut facilement induire le log analyste en erreur, car l'avenir accordé à un puits peut en dépendre directement, ainsi que les évaluations des réserves en place et la récupération des coûts de forage.

Problématique

De manière classique, les réservoirs poreux, perméables saturés en hydrocarbures sont facilement reconnaissables par une résistivité élevée sur les logs. Mais il existe des cas ou des réservoirs produisent des hydrocarbures avec des résistivités faibles (parfois même < 1 Ω .m) c'est le phénomène de basse résistivité.

La saturation en eau est l'indicateur économique et commercial d'un réservoir pétrolier sur lequel est assise la décision du devenir d'un puits nouvellement foré. Elle est fournie par l'équation d'Archie, et elle est fonction de la résistivité de la zone vierge, de celle de l'eau de formation et de la porosité du réservoir. Les résistivités sont mesurées directement par les outils électriques au puits, la porosité est obtenue à partir des logs densité, sonique et neutron. Cependant, l'évaluation par l'équation d'Archie, fournie parfois des valeurs de saturations en eau élevées au droit de réservoirs tester à hydrocarbures.

Ce phénomène pose beaucoup de difficultés dans l'évaluation pétrophysique et l'exploration pétrolière. Ces difficultés peuvent se traduire par plusieurs questionnements dont les suivants :

- A quoi sont dus les phénomènes de basses résistivités ?
- Comment peut-on les reconnaitre ?
- Existe-t-il des moyens pour les évalués ?

C'est à ce genre de questions que nous tenterons de répondre dans cette partie de notre travail.

Chapitre I Généralités sur le bassin de Berkine et la zone étudiée.

I.1 Présentation générale du Bassin de Berkine

I.1.1 Situation géographique

Le bassin de Berkine est situé dans la partie orientale du Sahara algérien. Il occupe une superficie de l'ordre de 120000 km². Il s'inscrit dans un polygone délimité par les latitudes : 29° 00'N et 32° 00'N et les longitudes : $6^{\circ}00'E$ et $10^{\circ}00'E$. C'est une région d'accès difficile à cause de son ennoyage sous l'épaisse couverture dunaire du Grand Erg oriental (cf. Figure I.1).



Figure I.1 : Carte de situation du bassin de Berkine. (Rapport Sonatrach, 2007)

I.1.2 Situation géologique

Ce bassin est de type intracratonique, s'étend en partie, dans les territoires tunisien et libyen, où il prend différentes appellations Bassin de Hamra, Bassin de Ghadamès. Il est limité par des zones hautes associées à une flexure de grande amplitude qui présentent des longueurs d'onde atteignant plusieurs centaines de kilomètres (**cf. figure I.2**). Il est limité :

- Au Nord, par le Mole de Dahar de direction Est-Ouest qui correspond à une zone haute qui se situe dans le prolongement oriental de la voûte Tilrhem môle de Talemzane.
- À l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod de direction subméridienne qui correspond au trend structural majeur GassiTouil–Rhourde El Baguel.

- Au sud, par le môle d'Ahara correspondant en surface au plateau de Tinhert. Cette structure tabulaire d'orientation Est-Ouest le sépare du bassin d'Illizi, situé au pied des Tassilis externes.
- À l'Est, par le bassin de Syrte, en Libye.



Figure I.2 : Coupe NO-SE passant par le Bassin de Berkine et montrant les ensembles géologiques de l'Algérie. (WEC, 2007)

I.1.3 Stratigraphie du bassin de Berkine

La dépression de Berkine a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6500 m allant du Cambrien à l'actuel (**Figure I.3**). Les corrélations régionales des séries paléozoïques mettent en évidence des variations latérales de faciès et d'importantes discontinuités (Askri et Al, 1999).

I.1.3.1 La série paléozoïque

La série paléozoïque se présente sous un faciès essentiellement détritique typique d'une sédimentation continentale à margino-continentale avec toutefois deux épisodes de transgression marine franche correspondant respectivement au Silurien inférieur (Llandovérien à Wenlockien) et au Dévonien moyen supérieur (Frasnien-Famménien). Ces deux périodes transgressives se caractérisent par des dépôts argileux de fortes puissances très riches en matière organique, ce qui en a fait, les deux principales roches-mères potentielles du Bassin de Berkine. (Chaouch, 1992)

> Le Cambro-Ordovicien

Le Cambro-Ordovicien constitue le premier cycle sédimentaire du Paléozoïque saharien. Vu les fortes profondeurs dans lesquelles il est enfoui dans la partie centrale de Berkine (6500 m), ses séries n'ont pu être étudiées, que sur les marges septentrionales et occidentales, particulièrement, dans les champs d'El Gassi, Rhourde El Baguel et Hassi Messaoud.

➢ Le Silurien

Le Silurien a fait l'objet de nombreuses études, facilitées par sa richesse en faune et, plus particulièrement, en Graptolithes, ce qui a permis d'effectuer des datations précises, facilitant ainsi, les corrélations régionales. Le Silurien est caractérisé, par une série, d'abord, argileuse puis, argilo-gréseuse, résultant du démarrage brutal d'une forte subsidence, provoquée par les premières manifestations de la phase calédonienne. Les argiles sont silteuses ou micacées. Les grès, très fins à fins, sont quartzitiques et argileux et renferment des micas et des feldspaths. Les niveaux gréseux se développent au fur et à mesure que l'on monte dans la série, ce qui s'accompagne d'un retrait progressif de la mer des bordures, vers le centre du bassin. (Chaouch, 1992)

Le Dévonien

C'est l'étage du Paléozoïque qui a suscité le plus d'intérêt, en raison de sa richesse relative en hydrocarbures et sur le plan purement scientifique pour la variété de ses faunes, la diversité des faciès qu'il présente et la grande extension de ses repères lithostratigraphiques. Le Dévonien peut être subdivisé en deux grands ensembles : le Dévonien inférieur et le Dévonien Moyen et Supérieur.

• Le Dévonien inférieur

Cet ensemble surmonte, en discordance, les alternances argilo-gréseuses siluriennes, avec lesquelles, il constitue l'équivalent latéral du réservoir F6 (nomenclature pétrolière utilisée, dans les bassins de l'Erg oriental). Il montre une grande variation latérale des faciès et résulte de la succession de trois sous-ensembles allant du Lochkovien à l'Emsien.

- ✓ Le premier, supposé, d'âge *Lochkovien*, est caractérisé, par des faciès gréseux, continentaux, provenant du démantèlement des structures calédoniennes et, reconnus, sur tout le bassin, sous le nom de « Grès massifs de Berkine ».
- ✓ Le deuxième, daté *Siégénien*, est caractérisé, par des dépôts marins marginaux, s'enrichissant progressivement en débris bioclastiques (Bryozoaires, Echinodermes et Brachiopodes) et constitue ce qui est communément appelé « formation des alternances argilo-gréseuses supérieures ».
- ✓ Le troisième ensemble, daté *Emsien*, est, en continuité sédimentaire, avec le précédent. Il est caractérisé, par une sédimentation, à allure transgressive, très marquée, dans laquelle, les grès sont généralement quartzeux, en partie arkosiques, montrant une richesse notableen oolithes chloriteuses. (AGIP, 1987)

• Le Dévonien moyen-supérieur

Cet ensemble appelé « formation de Méras » est également représenté par des sédiments marins, pouvant renfermer des membres carbonatés, parfois lumachelliques. Il renferme l'Eifelien, le Givétien (F3), le Frasnien et le Famménien. Coiffant le tout, la formation de « Djebel Illerène », datée du Strunien, montre une composition gréso-argileuse et carbonatée à la base, évoluant verticalement en un niveau gréseux, appelé F2 qui traduit le phénomène de régression, marquant la fin du Dévonien.

Le Carbonifère

Le Carbonifère est caractérisé par des sédiments, essentiellement, fins, montrant parfois des passées carbonatées fossilifères, ou anhydritiques, devenant de plus en plus lagunaires et continentaux, où alternent des grès clairs, des argiles rouges et des calcaires versicolores.

I.1.3.2 La série mésozoïque

Recouvrant en discordance les dépôts paléozoïques, cette série présente un intérêt pétrolier de première importance, puisqu'elle renferme, à la fois, les réservoirs triasiques et leurs couvertures.

> Le Trias

Le Trias peut être subdivisé, en trois unités lithostratigraphiques : le Trias argilogréseux, le Trias carbonaté et, le Trias évaporitique.

- Le Trias argilo-gréseux : recouvrant la discordance hercynienne, il est constitué d'une alternance de grès fins, à grossiers et d'argile brun-rouge légèrement dolomitiques. Ces grès constituent les principaux réservoirs pétroliers, ainsi que d'excellents drains qui favorisent la migration des hydrocarbures à l'échelle de tout le bassin de Berkine.
- Le Trias carbonaté : se caractérise par des dépôts argilo-carbonatés, les argiles brunrouge microcristallines. Ce membre carbonaté a une extension très restreinte, puisqu'on ne le rencontre, présentant des passées de dolomie, que dans le Nord du bassin de Berkine.
- Le Trias évaporitique : constitue le terme sommital de la série triasique et se présente sous forme d'une épaisse série d'alternances de sel blanc, d'argiles brunrouge plastiques et d'anhydrites, avec apparition, vers le sommet, de niveaux dolomitiques.

Le Jurassique

Cet ensemble a été subdivisé, en deux membres : un membre inférieur, correspondant au Lias inférieur et un membre supérieur, correspondant au Lias supérieur et au Jurassique moyen et supérieur.

• Le Lias inférieur : montre, à la base, un niveau carbonaté de 20 à 40 mètres d'épaisseur, constitué de dolomies et de calcaires oolithiques, à intercalations marneuses. Ce niveau correspond, à « l'horizon B »qui,de par son contraste lithologique, constitue un bon repère diagraphique. Le reste de la série est constitué,

par un niveau de sel à intercalations d'argiles brun-rouge surmontépar une épaisse série d'anhydrite intercalée de bancs carbonatés.

- Le Lias supérieuret le Jurassique moyen et supérieur : se caractérisent par des alternances argilo-carbonatées avec un enrichissement progressif en éléments détritiques annonçant la sédimentation gréseuse du Crétacé inférieur.
- Le Crétacé Tertiaire
- *Le Crétacé inférieur* : constitue un ensemble à prédominance gréseuse qui témoigne de l'installation d'une sédimentation détritique généralisée, à l'échelle de tout le bassin mésozoïque saharien.
- Le Crétacé supérieur : débute, par la barre carbonatée Aptienne, qui est, le plus souvent, surmontée, par une série argilo-gréseuse, d'âge Albien. Au Cénomanien, réapparaît une sédimentation évaporitique, typique d'un environnement lagunaire avec une association de marnes à gypse et de bancs carbonatés. Ces dépôts sont recouverts par les séries à faciès exclusivement carbonaté du Turonien.
- *Le Sénonien* : se présente sous la forme d'une unité lithostratigraphique évoluant d'un milieu lagunaire à un milieu marin ouvert, de type plateforme caractérisé par la prédominance de marnes et de calcaires blancs crayeux.

Le début du Tertiaire est absent sur la plateforme saharienne et il est marqué, par une discordance stratigraphique entre le Sénonien carbonaté et les grès du Mio-pliocène.





I.1.4 Cadre structurale du bassin de Berkine

I.1.4.1 Aspect structural

Le bassin de Berkine est résultat des différentes phases tectoniques depuis le Précambrien jusqu'au Tertiaire. Il est le résultat de la succession de plusieurs mouvements tectoniques importants : hercyniens, autrichiens, alpins.

Ce bassin est caractérisé par d'opposition de deux domaine nettement diffèrent (figureI.4) :

- Un domaine occidental fortement structuré ou les accidents présentant des rejets très importants.
- Un domaine oriental relativement moins structuré.

Le style structural affectant ces deux domaines est celui de la tectonique du socle ou les principales orientations failles sont les suivantes :

- Direction subméridienne : les failles subméridiennes sont caractérisées par un grand rejet de l'ordre de 500m.
- Direction (Nord Est –Sud-Ouest) : les failles NE-SW sont caractérisés par une composante de décrochement importante avec ramifications dans la partie supérieur les structures associes sont des blocs basculés ou des structures « en fleur », cette direction interfère avec la direction subméridienne.

Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures le TAGI le TAGS.En plus il y' a d'autres orientations secondaires de failles qui existe localement.

- Direction Nord 70 : elle se ressent dans la région de RhoudeNouss .au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel lejmet.
- > Direction Sub-equatoriale : au Sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Turtart.
- Direction Nord 50: au Nord Est du bassin au niveau du trend de Keskessa. BirRebaaZembet el – Arbi et BIR berkine Nord–Rhourde en Naga.

ERES	EPOGUE D'INTERVENTION MAXIMALE		Tank the second	Nature et direction Des phases	EFFET BURLES JEUX DE FAILLES
OIQUE	MECORNE	MIOCENE	ALPIN TARDIF	× N.O.80	Jeu en compréssion des accidents NO.60
CENOZ	PALEOGENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	× N.180	Jeu en compréssion des accidents N. 160 et création de nouvelles Binuctures	
UE		CRETAGE			Jeu en inversesur les accidants
Sozoid		URASSIQUE	(ALPIN PRECOCE)	->/ N.O.50	NO.90
MES	Γ	TRIAD			
18	Γ	PERMIEN	PRABE HERCYNIENNE TARDIVE	×/ . N.120	Jou en inverse sur los failles NW-SE
UE	Manufactor	VIBIEN	PHASE HERCYMENNE PRECOCE	No.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW
010	Π	Superleur	PHASE FRASNICN NE	R/	Jau on fullion normals surles failles NE-SW
ZC	Includia	Moyan		NW-RE	(variation de facies et d'épaisseur)
ш	°.	Interleur	PHASE		(voicaniana)
PAL	-	III. LIRIEN			Jeu en inverse sur les faillesN-5 (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")
	0	ROOVICIEN	CALEDONIENNE	→ ← E.W?	
		CAMBRIEN			Tectonique cassante réseauNE-BW Et NW-SE (Cratonisation du sature central)

Figure I.4 : Les principales phases tectoniques sur la plate-forme Saharienne. (Boudjema1987)

I.1.4.2 Evolution structurale du bassin

Le bassin a été profondément affecté par les mouvements hercyniens qui ont conduit à l'image de l'écorché anté-mésozoïque (**figure I.5**). Une tectonique de création de pièges, affectant ainsi des zones particulières du bassin. Ce bassin dans sa configuration actuelle, résulte de la superposition de deux bassins (paléozoïque et mésozoïque). Sa configuration détaillée est beaucoup plus complexe. Elle résulte de la conjugaison des effets des phases majeures, ces différentes phases tectoniques sont :

• La phase panafricaine :

La phase panafricaine est à l'origine d'un réseau de fracturation caractérisé par de grands accidents subméridienne. Le régime de contrainte correspond à une compression ou la contrainte ou la contrainte maximale horizontale orientée Est-Ouest.

• Les mouvements paléozoïques :

✓ La distension cambro-ordovicienne :

C'est une phase distensive, accompagnée d'un volcanisme, elle provoqué un basculement de la plateforme saharienne vers le Nord-Ouest.

✓ Les mouvements hercyniens :

Le régime de contraintes correspond à une compression de direction N 40° (NW-SE) pour la phase hercynienne précoce, et N 120° pour la principale. Cette dernière est liée à la collision des plaques Amérique du nord et Afrique. L'impact des mouvements Hercyniens est très important au niveau du bassin, il s'est traduit par une orogenèse, suivie d'une importante érosion des parties hautes. C'est au cours de cette phase que les grands trends structuraux ont été définis à la suite de la collision des deux cratons Nord et Ouest africains, et apparaissent les failles majeures aux trends orientés NE-SW.

• Les mouvements méso-cénozoïques :

Les phases orogéniques méso-cénozoïques ont eu une action nettement plus poussée sur la structuration que toutes les phases paléozoïques réunies. Elles ont imprimé aux structures, leurs traits les plus saillants et définitifs aboutissant au paysage structural actuel. Ces phases englobent.

✓ La phase de rifting Trias Lias :

L'initiation de la subsidence du bassin est liée à la dislocation de la Pangée, cette phase se traduit par le rejeux en failles normales d'anciens accidents orientés NE-SW.

✓ La phase autrichienne :

Au Crétacé inférieur, cette phase est apparue comme une phase de serrage d'orientation Est-Ouest, ce régime de compression est le résultat des mouvements différentiels des plaques africaines et européennes.

Cette phase a sévèrement affecté les grès du Trias, en les impliquant dans une structuration N-S. par ailleurs, elle a provoqué un nouveau Tilt du bassin suivi d'une érosion sous l'Aptien.

✓ La phase Alpine

Les événements du Tertiaire, même s'ils semblent d'importance relativement faible, ont une influence non négligeable sur la structuration du bassin.

Suite à la réactivation des accidents subméridiens, en décrochements senestres, ces évènements ont occasionné une modification de la géométrie de ces structures.





I.1.5 Les Systèmes pétroliers du Bassin de Berkine

I.1.5.1 Roches mères

Les hydrocarbures dans le bassin de Berkine ont été générés principalement par trois roches mèresargilo-carbonatées finement laminées et très riches en matière organique : la roche mère silurienne (Llandoverien-Wenlockien) et la roche mère dévonienne (Frasnien).

• Le Silurien basal

Correspondant à la principale roche mère, à l'échelle de toute la plateforme saharienne, il révèle une matière organique englobant des débris de Graptolites, rares Orthocères, algues, Chitinozoaires et débris de matière organique amorphe. Les horizons de Tasmanites, identifiés dans les argiles radioactives sont caractérisés par un fort potentiel de productivité d'huile. (Chaouch, 1992)

• La roche mère frasnienne

Elle compte pour la principale source d'hydrocarbure dans l'aire centrale, renferme une matière organique marine. (Eschard et al, 1999)

• Les roches mères ordoviciennes

Elles constituent des sources secondaires, qui auraient contribué dans l'alimentation de la partie méridionale du bassin. Elles sont représentées, généralement, par des intercalations argileuses, d'épaisseur variable, dans une série gréseuse ou quartzitique. La formation la plus importante correspond aux argiles micro-conglomératiques de l'unité IV, qui s'épaississent au fur et à mesure que l'on s'oriente vers le Nord-Ouest. (Chaouch, 1992)

I.1.5.2 Roches réservoirs

Une roche réservoir est une roche suffisamment poreuse et perméable, capable de contenir et laisser circuler des hydrocarbures. Il s'agit degrés, sables, carbonates, dolomites ou de roches fracturées. La porosité des roches réservoirs est comprise en générale entre 5 à 30% du volume total de la roche.Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien.

• Le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS)

Il est constitué de séquences de chenaux fluviatiles et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère, son épaisseur moyenne est de 100 à 150m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud Est triasique.

• Le Trias carbonaté et le Trias intermédiaire

Il est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et des séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles.

• Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile (parfois éoliens), se développant sur l'ensemble du bassin sur une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie de la région. Il montre un empilement vertical des unités gréseuses d'une dizaine de mètres séparées par des intervalles argileux. La source des apports serait du Sud-Ouest avec un écoulement du réseau fluviatile principal vers le Nord-Est. Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité moyenne est de 27 à 35 mD.

• Le Carbonifère

D'âge Strunien à Viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le Carbonifère basal présente une extension restreinte à la partie centrale et aux bordures occidentales du bassin de Berkine.

• Le Dévonien inférieur

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gédinnien où prédomine une série de grès massifs de type fluviatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine.

• L'Ordovicien

Gaz et huile à Hamra et RhourdeNouss, huile à Nezla et dans la dépression de Dahar sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel montrent que l'Ordovicien recèle de bons réservoirs. Ceux-ci, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évolue progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du NE vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation

• Le Cambrien

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par quatre unités Ri, Ra, R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

I.1.5.3Roches couvertures

Une roche couverture situé au –dessus de la roche réservoirs fait office d'une fermeture hermétique et empêche le pétrole et le gaz naturel de continuer à remonter. sont ceux de :

• La couverture des réservoirs Cambriens

La couverture de ces réservoirs est assurée par les argiles d'El Gassi.

• Les couvertures des réservoirs ordoviciens

Les argiles typiques de l'Ordovicien et les argiles siluriennes peuvent assurer la couverture des grès de ces réservoirs et fournir une étanchéité aux accumulations, à l'exception de là où celles-ci ont été érodées par l'orogénèse hercynienne

• Les couvertures des réservoirs dévoniens

Les argiles intra-formations du Carbonifère et du Dévonien assurent la couverture des réservoirs dévoniens, il s'agit des argiles du Frasnien et du Famennien. Les réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien sont couverts par les argiles d'El Gassi. La fermeture latérale est assurée par le rejet vertical des failles associé au trend structural.

I.1.5.4 Pièges pétroliers

Les pièges pétroliers sont des structures géologiques qui emmagasinent les hydrocarbures ils sont de trois types :

- *Les pièges structuraux* : qui correspondent à des structures géologiques permettant l'accumulation comme les plis et les failles.
- *Les pièges stratigraphiques* : correspondent à des zones de variation latérale de faciès, à des biseaux stratigraphiques sous discordance et à des barrières diagénétiques et/ou à lentilles sableuses.
- *Les pièges mixtes* : combinent les structures géologiques et lithologiques, comme les diapirs de sel.



Figure I.6 : Carte de maturation du Silurien. (Document SONATRACH)

I.2 Présentation de la région étudiée : Toual

I.2.1 Situation géologique de la zone de Toual

Le Toual appartient au périmètre de recherche de Gassi Touil qui est un grand champ de gaz dans la plateforme saharienne. Il constitue une partie excentrée du bassin de Berkine. La surface du terrain est dominée par des champs de dunes longitudinales assez dispersées, et la zone de Toual occupe une grande partie de la région de Gassi Touil avec un accès relativement facile. Le Toual est limité :

- Au Sud-Est par les structures d'Etaib.
- Au Sud-Ouest par la structure de Hassi Chergui.
- Au Nord-Ouest par la structure de Gassi Touil.
- Au Nord-Est par le complexe de Taouil.



Figure I.7 : Situation géographique de Toual. (Document Sonatrach)

I.2.2 Aspects stratigraphiques

La colonne stratigraphique comprend deux étages stratigraphiques : la série paléozoïque et la série méso-cénozoïque comme cela a été exposé dans les aspects stratigraphiques du bassin de Berkine (**figure I.3**). Ici, nous nous limiterons au réservoir F6 du Silurien qui est formé d'une épaisse série de plusieurs centaines de mètres. Celle-ci comprend une alternance d'unités argileuses, jouant le rôle de couverture et d'unités gréseuses pouvant constituer de bons réservoirs. Les dépôts réservoirs du Silurien argilo-gréseux (SAG) appartiennent à une grande ceinture de sédiments silicoclastiques qui recouvrent les argiles siluriennes sous-jacentes. C'est à la base de ces argiles à graptolites que sont localisées les roches mères siluriennes.

Le Silurien est composé de plusieurs unités lithostratigraphiques qui sont dénommées M1, M2, A1, A2, B1. Il faut souligner que l'unité B2 est absente parce qu'elle a été érodée pendant la phase hercynienne. Nous passons en revue ces principales unités lithostratigraphiques. (**Figure I.3**)

• Unité F6-M1 (156m): elle est composée d'argile gris claire, silteuse, parfois carbonatée et quelques intercalations de grès gris-blanc très fins à fins, compacts, à ciment argilo-carbonaté légèrement quartzitique.

• Unité F6-M2 (86m) : elle est formée d'argile gris foncé à noire, silteuse, micacée, feuilletée, légèrement carbonatée, avec intercalations de fines passées de grés blanc à gris foncé, très fin à moyen, par endroit quartzitique ou argileux, compact à ciment silico-argileux légèrement carbonaté.

• Unité F6-A1 (64m) : constituée par une argile gris-clair, silto-gréseuse et grés argileux gris-clair fin et friable avec présence de calcaire argileux gris-blanc et tendre.

• Unité F6-A2 (80m) : elle est constituée par une argile gris-foncé à noire, tendre à indurée, silteuse, micacée avec de rares passées de grés gris clair, très fin à fin, à ciment silico-argileux légèrement carbonaté.

• Unité F6-B1 (102m) : alternance d'argile grise à gris claire, silteuse, micacée, par endroit carbonatée avec fine passées de grés gris à gris clair, très fin à fin.

I.2.4 Aspects structuraux

La structure de Toual, se présente comme un pli d'axe subméridien SE-NO, recoupé par un accident de direction NE-SO à caractère inverse dont le rejet vertical ne dépasse pas 50 mètres (**Figure 1.8**).La structure culmine au voisinage du puits A et elle est limitée sur son flanc Est par un petit synclinal qui la sépare du trend NE-SO de El Taiba. Cet axe, qui présente une très faible fermeture centrée autour du forage El Taiba, est un trend régional plus ou moins continu reliant la structure de Marfag au Sud à la structure de Brides au Nord, il est bordé à l'Est et à l'Ouest par des failles inverses.



Figure I. 8 : Carte isobathe de Toual montrant les principaux accidents tectoniques affectant le périmètre étudié (Document SONATRACH, 2016).

Chapitre II Données et Méthodologique.

II.1 Présentation des puits

L'interprétation diagraphique a pour but de mettre en évidence la nature lithologique des formations intéressantes, leur minéralogie et la présence éventuelle de fluides. Dans une première approche nous allons évaluer les paramètres pétrophysiques des formations dans quatre puits dénommés A, B, C et D implantés dans la zone de Toual qui appartient au périmètre Gassi Touil (Bloc 237) telle que représentée sur la carte de la **figure II.1**.



Figure II.1 : Carte de position des puits utilisés dans l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir du Silurien.

II.2 Méthodologie des méthodes utilisées dans cette étude

II.2.1 Généralités sur les diagraphies

Les méthodes de diagraphie sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un puits. Elles permettent l'enregistrement en continu des variations de paramètres physiques et pétrophysique en fonction de la profondeur. L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits ouvert ou tubé et on distingue deux types de diagraphies selon le moment de leur exécution :
- Les diagraphies instantanées qui sont réalisées pendant le forage.
- Les diagraphies différées qui sont réalisées à la fin du forage.

Dans ce chapitre, on donnera un aperçu sur les principales méthodes de diagraphies, les outils utilisés et leurs principes physiques ainsi que leurs applications lors de l'exploration.



Figure II.2 : Schéma général de la mise en œuvre des diagraphies. (Document SONATRACH)

La transcription graphique des paramètres physiques mesurés par les outils de diagraphie permet l'étude tant qualitative que quantitative des formations traversées, contribuant ainsi à l'analyse et la détermination de la nature lithologique et de la quantité des dépôts des réservoirs, l'évaluation des paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité et la saturation des formations, l'identification des réservoirs potentiels d'hydrocarbures et la délimitation des phénomènes influant sur les résultats pétrophysiques.

Selon les principes physiques à la base et les objectifs assignés aux méthodes, on distingue quatre grands groupes de diagraphies différées qui comprennent : les diagraphies électriques, les diagraphies nucléaires, les diagraphies acoustiques et les diagraphies auxiliaires. A leur tour ces grands groupes se déclinent en différentes techniques dotées de leurs outils appropriés telles que représentées sur la (**figure II.3**) ci-dessous :



Figure II.3 : Classification des méthodes diagraphiques.

II.2.2. Classification des diagraphies

II.2.2.1 Diagraphies nucléaires

Elles se fondent sur l'utilisation des rayonnements radioactifs qu'ils soient électromagnétiques comme les rayons γ ou particulaires comme les neutrons. Les méthodes nucléaires peuvent utiliser le rayonnement naturel produit spontanément par les formations ou provoqué par une source montée dans la sonde. C'est le signal produit ou renvoyé par les atomes de la formation qui sera enregistré dans un trou de forage ouvert ou tubé, vide ou rempli de n'importe quel type de fluide. Les méthodes les plus utilisées sont :

- ▶ Le log du rayonnement gamma naturel ou Gamma Ray (GR).
- Le log gamma-gamma ou de densité.
- \blacktriangleright Le log neutron.

✤ Radioactivités naturelles ou Gamma Ray (GR)

La diagraphie Gamma Ray mesure la radioactivité naturelle liée à la présence dans les roches d'isotopes radioactifs émetteurs de rayons gamma (Potassium K, Thorium Th, Uranium U) (cf. **figure II.4** ci-dessous). Elle permet d'estimer le pourcentage d'argile présent dans les formations sableuses et de différencier entre les zones argileuses (radioactives) et les zones gréseuses (peu ou non radioactives). C'est un enregistrement très utilisé dans les

travaux de corrélation. La combinaison des rapports de radioactivité naturelle entre différents isotopes (U/K, Th/U, Th/K) sert particulièrement à déterminer le type minéralogique de l'argile (Illite, Chlorite, Montmorillonite, Kaolinite).



Figure II.4 : Principe de fonctionnement de l'outil de diagraphie GR (A) et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique (B). (Rapport Schlumberger 1990)

Diagraphie Gamma-gamma(Densité)

Comme son nom l'indique, ce log a pour but principal la mesure de la densité des diverses formations traversées. Il est basé sur l'interaction entre un rayonnement gamma incident et les atomes des composantes de la formation soumise au bombardement. Le rayonnement incident est produit par une source radioactive (⁶⁰Co ou ¹³⁷Cs). Le rayonnement gamma produit en réponse par la formation est capté par un détecteur constitué d'un compteur à scintillation (**cf. figure II.5**). Ce dernier est réglé de façon à ne compter que les rayons gamma dépassant un certain seuil d'énergie. Le détecteur est protégé du rayonnement direct de la source par un blindage en plomb. Le log gamma-gamma consiste donc en l'enregistrement de l'intensité du signal-réponse de la formation au rayonnement incident.

Ce type de diagraphie est utilisé pour déterminer la lithologie et la porosité des formations traversées par le forage. Il est pratiqué aussi pour localiser les niveaux ferrugineux et les grès fortement cimentés par les carbonates, parfois sa combinaison avec les outils

CDS Sables argileux 18 B Profondeur [m] Argiles Densité Moraine Grès AMMA Formation Calcaire CDS 1000 Hydraulic 5 sonde 10 Skid Coupe géologique Caliper 15 arm 20 Detectors 25 30 Gamma rays Gamma ray 35 emitting source

neutroniques, de densité et de résistivité permet d'identifier les fluides contenus dans les réservoirs et de localiser les contacts gaz/huile et huile/eau (OWC, GWC).

Figure II.5 : Principe de fonctionnement de l'outil de densité (Gamma-Gamma) et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique. (Rapport Schlumberger 1994)

Diagraphies des neutrons (Indice d'Hydrogène)

Lorsqu'on soumet une formation à un bombardement de neutrons rapides, plusieurs types d'interactions neutrons-noyaux peuvent prendre naissance. L'évaluation qualitative de ces phénomènes peut renseigner sur le contenu atomique de la formation. Les formations sont bombardées par des neutrons de haute énergie produits par une source radioactive (cf. **figure II.6**). Pendant leur migration dans la formation, ces neutrons font l'objet de deux effets consécutifs complémentaires :

- Un ralentissement dû aux collisions avec les atomes constituant le milieu,
- Une perte d'énergie par ces collisions successives, on dit qu'ils sont thermalisés. Lorsque leur énergie devient inférieure à 0.025 eV, ils seront alors capturés. Principalement, ce sont les atomes d'hydrogène qui sont responsables de cette perte d'énergie.

La diagraphie neutronique et donc, la mesure de l'indice d'hydrogène, est utilisée pour :

- La mesure de la porosité.
- La différenciation des zones à gaz, des zones à huiles ou à eau.
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.



Figure II.6 : Principe de fonctionnement de l'outil neutronique et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique. (Rapport Schlumberger 1994)

II.2.2.2 Diagraphies acoustiques ou log sonique

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par un outil de diagraphie. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leurs atténuations apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées. (Figure II.7).

La mesure de la porosité : $\Delta tr = \emptyset. \Delta tf + (1 - \emptyset) . \Delta tma$

 Δ tr : Différence des temps d'arrivée de l'onde de compression au niveau des deux récepteurs.

La vitesse du son dans une roche dépend de :

- \rightarrow Le type de matrice.
- \rightarrow Le type de fluide et le degré de saturation.
- \rightarrow Un facteur lithologique : la porosité, la granulométrie.
- \rightarrow Conditions de trou (caves).





Les principales applications de l'outil sonique se résument en :

- La détermination de la porosité des réservoirs.
- La détermination de la porosité secondaire.
- La détermination de l'épaisseur des bancs

II.2.2.3 Diagraphies électriques

Dans son principe, la diagraphie de résistivité consiste à accéder aux valeurs des résistivités des formations. Pour ce faire, on envoie un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ électromagnétique) qui pénètre dans la formation et on enregistre la différence de potentiel. L'application de la loi d'Ohm, nous permet d'accéder à la résistivité de la formation. En fait, dans cette diagraphie plusieurs paramètres conditionnent les valeurs obtenues à savoir la composition de la roche (grains, ciment) et la nature des fluides présents dans ses pores. Pour rendre cette méthode plus efficace, plusieurs outils ont été développés notamment par la multiplication du nombre d'électrodes et les écarts entre elles et la focalisation des courants injectés. Dans les forages, cinq enregistrements de résistivité (RT10'', RT20'', RT30'', RT60'' et RT90'') sont effectués en fonction du rayon d'investigation que l'on veut atteindre. (**Figure II.8**).

Au-delà de la mesure de la résistivité des formations *stricto sensu*, ce type de diagraphie est utilisé pour l'estimation du diamètre d'invasion, la détermination de la porosité des roches, le type et la teneur des fluides dans les pores (saturation) et la détermination des limites des couches.

Etant donné l'étendue de l'échelle des valeurs des résistivités à mesurer, les courbes de résistivités sont en échelle logarithmique avec une sensibilité variant de 0.2 à 2 000 Ω .m.





II.2.2.4 Diagraphies auxiliaires

Diamétreur ou Caliper (Mesure du diamètre du trou)

Ici, nous traiterons du diamétreur ou caliper qui sert à mesurer les variations du diamètre du trou de forage (cf. **figure II.9**). Cette mesure est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés au curseur d'un potentiomètre. Les variations du diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance. Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres. Le log du caliper enregistré se réfère à une échelle qui varie entre 6 et 16 in. La sonde étant motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil peuvent être réalisées dans le trou. Les applications de ce type de mesure trouvent application dans :

- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment nécessaire,
- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence du filtrat de boue ou mud-cake), calcul de l'épaisseur du filtrat de boue ou mud-cake.
- Correction des mesures des différentes diagraphies de l'effet du trou ou du mud-cake en vue d'une interprétation plus précise,
- L'approche qualitative de la lithologie des formations traversées.



Figure II.9 : Principe de fonctionnement de l'outil diamétreur ou caliper. (Rapport Schlumberger 1994)

✤ Module Dynamic Tester (MDT)

Le MDT est représenté par un ensemble de modules, d'où son nom "Modular", ce qui permet la reconfiguration de l'outil selon les besoins d'acquisition. (**figure II.10**)

Les mesures de pression sont effectuées à l'aide d'un testeur filaire qui nécessite le retrait d'une petite quantité du fluide. Ces mesures nécessitent des jauges précises à haute résolution qui peuvent réagir de façon fiable aux conditions dynamiques. La jauge la plus utilisée généralement pour le MDT est une jauge à quartz.



Figure II.10 : Schéma représentant le principe du MDT. (Document Schlumberger 2002)

Le MDT permet de :

- Mesurer la pression de la formation (élaboration du gradient de pression en fonction de la profondeur).
- Identifier les contacts entre fluides (Gaz-Huile, Gaz-Eau, Huile-Eau).
- Déterminer l'hétérogénéité du réservoir.
- Mesurer la perméabilité.
- Prendre des échantillons des fluides en place.

Une fois les pressions mesurées, on trace le diagramme pression-profondeur et on utilise les deux relations suivantes pour déterminer le gradient de pression ainsi que la densité du fluide.

$$G = \left(\frac{P_2 - P_1}{Pr_2 - Pr_1}\right) (Psi/m)$$
$$d = \frac{G}{1.422} (g/cc)$$

Avec :

G: Gradient de pression (Psi/m)

Pr: Profondeur (m)

d : Densité du fluide en place (g/cc) **P** : Pression (Psi)

Si d < 0,4 g/cm³, le réservoir est saturé en gaz.

Si 0.4 < d < 0.6 g/cm³, le réservoir est saturé en condensat.

Si 0.6 < d < 0.87 g/cm³, le réservoir est saturé en huile.

- Si 0.87 < d <0.9 g/cm³, le réservoir est saturé en huile lourde.
- Si $0.9 < d \le 1$ g/cm³, le réservoir est saturé en eau douce.

Si d > 1 g/cm³, le réservoir est saturé en eau salée.

II.3 Facteurs influant sur les mesures des diagraphies

Ces facteurs sont les suivants :

Diamètre du sondage

Il n'est pas constant le long du forage et il peut varier suivant la nature des formations traversées.

> Fluide du forage

Il a une influence directe sur la réponse des outils. Plus le diamètre du trou est important, plus la quantité du fluide utilisé est importante et plus les réponses des outils sont influencées, et spécialement en diagraphies de résistivités.

> Tubage et cimentation

Ils rendent impossible l'enregistrement de certaines diagraphies. Dans ce cas, seules les mesures nucléaires sont possibles.

> Température et pression

Elles augmentent en fonction du gradient géothermique et de la profondeur. C'est pourquoi chaque outil a ses propres limites d'utilisation.

> L'invasion

La présence du fluide de forage ou de la boue est génératrice de perturbations des fluides contenus dans les formations forées. De ce fait il se produit une infiltration de la boue en face des formations poreuses et perméables :

La fraction liquide et les fines substances dissoutes dans la boue pénètrent dans la formation et forment ce que l'on dénomme le **filtrat de boue** caractérisé par sa résistivité **Rmf.**

Les grosses particules s'accumulent sur les parois du puits formant le dépôt de boue appelé **mud-cake**.

On distingue ainsi deux principales zones :

La zone lavée : le filtrat de boue a chassé totalement les fluides de la formation vers une zone lointaine, ainsi les pores sont remplis de filtrat de boue et de résidus d'HC.

$$S_{xt} + S_{h\,resu} = 1$$

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.

 $S_w + S_h = 1$

Il existe une zone de transition entre ces deux zones appelée zone intermédiaire. En effet :

Zone envahie = Zone lavée + Zone intermédiaire

II.4 Composition de la roche

Elle comprend :

> La matrice

C'est l'ensemble des éléments solides constituant la roche qui comprend les grains et le ciment à l'exclusion des argiles qui jouent un rôle particulier (Serra, 1979). On distingue trois types de matrice :

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

Les argiles

Ce terme générique désigne l'ensemble des dépôts sédimentaires constitués essentiellement de minéraux aluminosilicates. Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types d'argiles (voir Figure II.11 ci-dessous) :

Les argiles laminées : Elles correspondent aux argiles détritiques qui se présentent en fins lits entre deux couches du réservoir gréseux ou carbonaté.

Les argiles dispersées : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui adhérent aux grains ou occupent partiellement les pores.

Les argiles structurales : Elles se présentent sous forme de grains ou de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. (Serra, 1979)



Figure II.11 : Types de distribution des argiles dans les réservoirs. (Document Schlumberger)

• Les fluides

Ils occupent l'espace vide ou pores résultant de l'arrangement des éléments solides et ils sont de nature différente quant à leur état (eau, huile, gaz et air). Comme la porosité exprime le pourcentage de l'espace vide, la proportion de ces fluides en dépend évidemment et principalement.

Chapitre III Exposé des résultats de l'étude.

III.1 Les paramètres pétrophysiques des formations réservoirs

Ce sont principalement :

III.1.1 La porosité

La propriété est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche, elle est exprimée en pourcentage et désignée par la lettre Φ et elle dépend de la distribution et de la taille des grains (Serra, 1979).

III.1.1.1 Les différents types de porosité

• La porosité totale Φ_t

C'est le rappor t du volume total des vides (pores, fissures, cavités et fractures) existant sur le volume total de roche. Elle inclut :

• La porosité primaire Φ_1 (intergranulaire)

Elle correspond aux vides entre grains, elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides.

• La porosité secondaire Φ_2

Elle correspond à la cavité, fissure et fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique.



Avec :

 V_T : Volume total de la roche. V_S : Volume occupé par les éléments solides.

 V_P : Volume des pores.

• La porosité connectée

Elle est égale au pourcentage du volume total des vides connectés entre eux dans la roche, cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent pas circuler.

• La porosité effective ou utile Φ_U

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbée et celle liée aux argiles.

C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. En 1956, de VORSEN a classé la porosité comme suit :

 Faible si : $\Phi < 5$ %.
 Médiocre si : 5 % $<\Phi < 10$ %.

 Moyenne si : 10 % $<\Phi < 20$ %.
 Bonne si : 20 % $<\Phi < 30$ %.

 Excellente si : $\Phi > 30$ %.

III.1.1.2 Estimation des porosités

On a trois types de porositésselon les données dont on dispose. De plus, la présence des argiles implique que les porosités doivent être corrigées de leur effet. La porosité est ici calculée à partir des courbes de neutron-densité et sonique :

• Porosité Sonique

Elle est calculée à partir de la relation suivante dite formule de Wyllie :

 $\Phi_{\rm S} = (\Delta t_{\rm lu} - \Delta t_{\rm ma}) / (\Delta t_{\rm f} - \Delta t_{\rm ma})$

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

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

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

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

 $\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} \cdot \Phi_{SSh}$

 $\Phi_{\rm SSh}$:Porosité sonique des argiles.

• Porosité Neutron

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

 $\Phi_{nc} = \Phi_{ncal} - V_{Sh} \Phi_{nsh}$

 Φ_{nsh} : Porosité neutron lue en face des argiles.

• Porosité de Densité

La porosité de densité de la formation est donnée par la relation :

 $\Phi_{\rm d} = (\rho_{\rm b} - \rho_{\rm ma}) / (\rho_{\rm f} - \rho_{\rm ma})$

Avec :

 ρ_{f} : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm³).

 ρ_{ma} : Densité de la matrice. ρ_f : Densité Du fluide .

 Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

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

 $\Phi_{dc} = \Phi_d - V_{Sh} \Phi_{dSh}$

Avec :

 Φ_{dSh} : Porosité de densité des argiles. V_{Sh} : Volume d'argile.

III.1.2 Pérmiabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans ses espaces poreux lorsqu'un gradient de pression lui est appliqué. En d'autres termes, pour qu'un sédiment ou une roche soit perméable, il faut que les pores soient connectés entre eux.

III.1.3 Saturation

La saturation détermine la proportion du volume d'huile, de gaz ou d'eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche, elle est désignée par la lettre Sw et exprimée en %. On a plusieurs types de saturation :

$$\begin{split} \mathbf{Sw} &= \mathbf{V}_w / \rho_{s:} \text{ saturation en eau de la zone vierge.} \\ \mathbf{S}_o &= \mathbf{V}_o / \mathbf{V}_{ps:} \text{ saturation en huile.} \\ \mathbf{S}_G &= \mathbf{V}_G / \mathbf{V}_{ps:} \text{ saturation en gaz.} \\ \text{Avec:} \\ \hline \mathbf{S}_W + \mathbf{S}_o + \mathbf{S}_G &= \mathbf{100\%} \text{ et } \mathbf{V}_W + \mathbf{V}_o + \mathbf{V}_G &= \mathbf{V}\rho_s \\ \text{avec:} \\ \mathbf{V}_W \text{ volume de l'eau.} \\ \mathbf{V}_{HC:} \text{ volume d'hydrocarbures.} \\ \mathbf{V}_G \text{ volume de gaz.} \\ \hline \mathbf{V}_{os:} \text{ volume des pores saturés.} \end{split}$$

III.1.4 Relation entre résistivité et saturation

La saturation représente le volume occupé par le fluide relativement au volume total des pores. La fraction du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_{HC} est déterminée après le calcul de la saturation en eau de la formation S_{W} :

$$(\mathbf{S}_{\mathbf{w}})^{\mathbf{n}} = \frac{\mathbf{F} + \mathbf{R}_{\mathbf{w}}}{\mathbf{R}_{\mathbf{L}}}$$

Avec n = 2.15

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre dont le V_{Sh} <10% :

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

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

• Cas des argiles laminées

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \left(\frac{F * R_w}{1 - V_{sh}}\right)}$$

$$S_{w} = \sqrt{\left(\frac{1}{R_{t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)\left(\frac{F * R_{w}}{1 - V_{sh}}\right)}$$

• Cas des argiles structurales

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{\rm sh}}{R_{sh}} Sw + \frac{{S_w}^2}{F * R_w (1 - V_{sh})}$$

• Cas des argiles dispersées

$$S_{w} = \frac{\sqrt{\frac{a * R_{w}}{\Phi_{z}^{m} - R_{t}} + \frac{q^{2}}{4} - \frac{q}{2}}}{1 - q}$$

Avec :

F : facteur de formation.

a : constante liée à la nature de la roche.

m : facteur de cimentation.

 $\mathbf{R}_{\mathbf{W}}$: résistivité de l'eau de formation.

R_t: résistivité de la zone vierge.

R_{Sh}: résistivité des argiles.

V_{Sh}: volume des argiles dispersées.

q : pourcentage de la porosité.

La porosité de la matrice sableuse inclut tout l'espace occupé par les fluides et les argiles.

III.2 Méthodologie suivie

L'évaluation et l'interprétation des réservoirs F6 du Silurien dans les puits A, B, C et D ainsi que les diagraphies utilisées sont récapitulées dans le tableau ci-dessous :

		Diagraphies												
Puits	GR	Densité	Neutron	Sonique	Résistivité	Caliper	GR spectral	MDT						
Α	Ok	-	-	Ok	Ok	Ok	-	Ok						
В	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok						
С	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok						
D	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok						

Tableau III.1 : Diagraphies utilisées dans l'interprétation et l'analyse des résultats.

III.2.1 Mesure de GR_{cut-off}

Après avoir effectué une corrélation avec les puits voisins, nous avons confirmé le toit (top) et le mur (bottom) de chaque réservoir. Pour une meilleure évaluation, il faut estimer le $GR_{cut-off}$ de chaque unité du réservoir afin de pouvoir différencier les bancs gréseux de ceux d'argile. Pour ce faire, nous avons utilisé la formule suivante :

```
GR_{cut-off} = V_{Sh cut-off} * (GR_{max} - GR_{min}) - GR_{min}
```

Le V_{Shcut-off} : est estimé à 40%. Dans :

GR_{cut-off}: différencier les bancs gréseux et ceux d'argiles.

 $V_{Shcut-off}$: c'est la valeur maximale du pourcentage du volume d'argile pour laquelle on ne considère plus la formation comme réservoir.

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

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

Au-delà de la limite fixée qui est le GR_{cut-off}, la formation est considérée comme argile.

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Puits	Unité	Intervalle (m)	GR _{min}	GR max	GR cut-off
Α	M2	3447 - 3453	30	120	66
В	M2	3552 - 3570	25	130	72
С	M2	3856 - 3876	30	120	66
D	A1	3600 - 3608	30	140	74

Tableau III.2 : Paramètre des réservoirs pour les puits sélectionnés.

III.2.2 Détermination des paramètres argileux

Les paramètres d'argiles ont été déterminés à partie du banc argileux le plus épais audevant de chaque unité du réservoir F6 du Silurien :

III.2.2.1. Déterminations des paramètres matriciels

• Temps de parcours Δt_{ma}

Il est déterminé en réalisant le pointé de **Rt en fonction de** Δt sur l'abaque de Schlumberger. Ce pointé est moyenné par une droite de régression telle que l'intersection de cette droite avec l'axe des abscisses donne la valeur de Δt_{ma} comme illustré sur la **figure II.1.** On trouve alors :

 $\Delta t_{\rm ma} = 52 \ \mu s/ft$



Figure III.1 : Détermination de Δt_{ma} par la méthode graphique.

• Densité de la matrice ρ_{ma}

De la même façon que pour Δt_{ma} , en utilisant un abaque de Schlumberger, on définit ρ_{bma} . Il suffit de remplacer Δt par ρ_b comme illustré sur la **figure II.2**. On trouve alors :

$$\rho_{bma} = 2.65 \text{ g/cm}^3$$



Figure III.2 : Détermination de ρ_{ma} par la méthode graphique.

III.2.2.2 Détermination de la porosité utile φ_{utile}

La porosité utile est déduite par la combinaison des logs Neutron-densité et Sonique. Cette porosité utile ϕ_u sera utilisée pour le calcul de la saturation en eau Sw.

$$\phi_u = (\phi_{dc} + \phi_{Nc} + 0.75 \phi_{Sc}) / 2.75$$

 $\phi_{u:}$ porosité utile

 ϕ_{dc} : porosité densité corrigée

 $\phi_{Nc\,:}$ porosité neutron corrigée

 $\phi_{Sc\,:}\, porosité\,\, sonique\,\, corrigée$

III.2.2.3 Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_W

Nous avons déterminé la résistivité de l'eau de formation $\mathbf{R}_{\mathbf{W}}$ à l'aide de l'abaque GEN-9 de Schlumberger. La salinité régionale et la température utilisée sont données dans le tableau suivant :

Puits	Salinité régionale (g/l)	Température (C°)	Résistivité (Ω.m)
С	250	120	0.014



Tableau III.3 : détermination de la résistivité de l'eau de formation $R_{W.}$

Figure III.3 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation avec l'abaque GEN-9 de Schlumberger.

Puits	Unité	Dt _{ma} (µs/f)	Rhobsh (g/cc)	R _w (Ω/m)	Rsh (ohm.m)	ФDsh %	ФNsh %	ФSsh %
Α	M2	52	2.65	0.014	14	-	-	17
В	M2	52	2.65	0.014	15	-1	24	11
С	M2	52	2.65	0.014	11	24	21	6
D	A1	52	2.65	0.014	12	27	8	17

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :(tableau III.3)

Tableau III.4 : Paramètres d'argiles dans les puits A, B, C, D.

III.2.3 Calcul des saturations

Il faut rappeler que selon la nature du fluide considéré, on définit sa saturation :

 $S_W = V_W / V_{Ps}$: Saturation en eau de la zone vierge.

 $S_O = V_O/V_{Ps}$: Saturation en huile.

 $S_G = V_G / V_{Ps}$: Saturation en gaz.

Avec :

$$S_W + S_O + S_G = 100\%$$
 $V_W + V_O + V_G = V_{Ps}$

Avec :

 V_W : Volume de l'eau. V_G : Volume de gaz. V_{HC} : Volume d'huile. V_{Ps} : Volume des pores saturés.

III.3 Présentation des résultats

L'ensemble des paramètres des argiles et de la matrice déterminée précédemment nous permettent de calculer les paramètres pétrophysiques au niveau de la zone réservoir F6 du Silurien pour les unités A1 et M2 dans les puits A, B, C et D. Ce calcul a été effectué manuellement et les résultats sont présentés dans les tableaux suivants :

Ч		Intervalle										
ormatio	N	Toit	Mur	GR	Vsh	φSC	φNC	фDC	φSC	Rt	SW	Observation
'n	-	М	М	AM	%	%	%	%	%	Ωm	%	
	1	3442	3444	30	0	17	-	-	17	20	13	Hydrocarbure
	2	3447	3451	45	16.5	22	-	-	22	9	18	Hydrocarbure
F6	3	3453	3454	45	16.5	17	-	-	17	7	27	Hydrocarbure
M2	4	3459	3464	64	38	28	-	-	28	20	10	Hydrocarbure
	5	3465	3473	58	31	22	-	-	22	18	14	Hydrocarbure

III.3.1 Puits A dans l'unité M2 du réservoir SAG

Tableau III.5 : Résultats d'interprétation diagraphique du réservoir F6 Silurien unité M2dans le Puits A.



Figure III.4 : Elemental Log Analysis ou ELAN de l'interprétation diagraphique du puits A Intervalle (3447m-3453m) dans l'unité M2 de Silurien F6. (Document SONATRACH, 2012)

L'interprétation des diagraphies au-devant du réservoir F6 du Silurien dans l'unité M2 a montré de bonnes porosités variant entre 17 et 28 % et une saturation en eau S_W allant de 10 à 27 % ; sur une hauteur utile d'environ 16 m sur 31 m d'épaisseur totale de ce réservoir. Il est à noter que les outils Neutron et Densité n'ont pas été enregistrés dans ce réservoir. La porosité utilisée déterminée par le log sonique, et le résultat de l'interprétation est à hydrocarbures.

Ce puits ne présente pas d'anomalie de basse résistivité selon les résultats obtenus. Un test casing a été recommandé pour une meilleure évaluation de ce réservoir afin de mieux cerner sa capacité de production en l'occurrence son débit.

Format		Intervalle		GR	Veh	450	φNC	4DC	φ util	Rt	SW	
tion	11	Toit	Mur	OK	v 511	ψsc	ψΝΟ	ψDC	φN-D	Kt	5 W	Observation
-	-	М	М	AM	%	%	%	%	%	Ωm	%	
	1	3546	3548	25	0	12	6	2	4	20	60	Eau
	2	3553	3555	57	47	19	-	4	4	8	100	Eau
F6	3	3556	3558	56	29	20.5	14	11.7	13	0.4	100	Compact
M2	4	3562	3566	50	23	9	6	5.7	6	5	80	Eau
	5	3573	3574	60	33	9	4	4	8	11	79	Eau

III.3.2 Puits B dans l'unité M2 du réservoir SAG

Tableau III.6 : Résultat d'interprétation diagraphique de réservoir (Silurien M2) (Puits B).



Figure III.5 : ELAN de l'interprétation diagraphique pour le puits B intervalle (3552m-3570m) dans l'unité M2 de Silurien F6. (Document SONATRACH, 2013)

Profondeur (m)	Pression de la formation (psi)	Mobilité (Md/Cp)			
3553,5	5892,8	5,7			
3554	5856,13	4,1			
3554,5	5858,34	19,5			
3556	NA	NA			
3556,5	5900 ,53	1 ,8			
3557	5860,92	38,1			
3557,5	5862,56	13,2			

Tableau III.7 : mesures des pressions dans le réservoir F6 unité M2 de puits B2.

On mesure le gradient et densité des fluides en utilisant l'équation suivante :

$$G = \left(\frac{P_2 - P_1}{Pr_2 - Pr_1}\right)(Psi/m)$$
$$d = \frac{G}{1.422}(g/cc)$$

$$d = \frac{G}{1.422}(g/cc)$$

Avec

G: Gradient de pression (Psi/m) et Pr : Profondeur (m)



Figure III.6 : Diagramme pression – profondeur de l'unité M2 du réservoir Silurien F6 dans le puits B.

L'interprétation des diagraphies devant le réservoir Silurien F6 unité M2 a montré des porosités moyennes variant entre 4 et 13 % et une saturation en eau de 60 à 100%. La porosité utilisée est celle du Neutron-densité. Les résultats obtenus au-devant de ces bancs gréseux montre un réservoir à aquifères. Cette tendance est confirmée par les mesures de pression par MDT effectuées au-devant de cette unité a montré un gradient de pression G =1.8 psi/m et une densité de 1.20g/l relative à l'eau salée. Le test casing élaboré dans l'intervalle 3 546 à 3 558 m a montré la présence de gaz et d'eau salée à 314 g/l.

Forn		Intervalle							\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$			
nation	N	Toit	Mur	GR	Vsh	φSC	φNC	фDC	φN-D	Rt	SW	Observation
-	-	М	М	AM	%	%	%	%	%	Ωm	%	
	1	3858	3859	58	31	18	14	15	15	1.5	84	EAU
	2	3859	3862	57	30	18	15	8	12	1	100	EAU
	3	3866	3870	65	38	24	13	10	12	1	100	EAU
F6	4	3871	3876	30	0	10	15	6	11	4	58	EAU
M2	5	3877	3879	59	32	11	14	4	9	1	_	Ср
	6	3882	3883	45	16	5	7	13	10	15	_	Ср
	8	3889	3890	46	17	4	12	20	16	14	-	Ср

III.3.3 Puits C dans l'unité M2 du réservoir SAG

Tableau III.8 : Résultats de l'interprétation diagraphique du réservoir Silurien M2 (Puits C).







L'interprétation des diagraphies du puits C au-devant de l'unité M2 du réservoir silurien F6 a montré que les bancs gréseux sont aquifères avec des porosités variant entre 10 et 17 % et des saturations en eau Sw moyennes de 60%. La partie basale de cette unité montre des porosités très faibles d'où le caractère compact de ces bancs gréseux d'ordre métrique.

Vu que les différentes unités du Silurien présentent le phénomène de l'anomalie de basse résistivité (Rt), un test casing a été recommandé pour lever toute équivoque quant à la nature du fluide en place. Ce dernier a révélé que les bancs de l'unité M2 interprétés à eau par diagraphie ont débité du gaz à condensat. Ce qui est en soi une confirmation de la présence du phénomène de basse résistivité.

Forn		Inter	valle						φ uti			
nation	N	Toit	Mur	GR	Vsh	φSC	φNC	фDC	фD-С	Rt	SW	Observation
-	-	М	М	AM	%	%	%	%	%	Ωm	%	
F6	1	3600	3602	30	0	7.5	4	9	8	16	47	Hydrocarbure
A1	2	3602	3607	40	9	_	-	10	3	12	_	-

III.3.4 Puits D dans l'unité A1 du réservoir SAG

Tableau III.9 : Résultat d'interprétation diagraphique de réservoir (Silurien A1) (Puits D).





Dans le puits D, les bancs gréseux de l'unité A1 montrent une porosité faible de l'ordre de 03 à 08 % et une saturation en eau S_w de l'ordre de 20 à 40%, avec un net pay de 06 m. Cette unité est à hydrocarbures avec quelques intervalles compacts.

4 Conclusion

L'interprétation des diagraphies au niveau du réservoir Silurien argilo-gréseux laisse apparaître un intérêt pétrolier pour l'unité A2 des puits A et D. Les tests DST réalisés sur les différents intervalles ont montré clairement la présence des hydrocarbures.

Par ailleurs, au niveau du puits B du réservoir Silurien, l'unité M2 s'est révélée être aquifère et ne représente aucun intérêt pétrolier. Un test MDT réalisé sur l'intervalle de 3546 à 3558 m montre clairement la présence de l'eau salée à 314 g/l.

L'étude des paramètres pétrophysiques ainsi que la détermination des fluides en place dans le puits C pour l'unité M2 du réservoir F6 en utilisant les méthodes classiques de l'interprétation se sont avérées on opérationnelles en nous conduisant à une estimation erronée de la saturation.

L'apport du test de formation s'est avéré très utile pour la détermination de la nature du fluide ainsi que du débit de la production de cette formation.

III.4 Evaluation des réservoirs à basse résistivité

Les diagraphies classiques montrent pour le puits C que le réservoir SAG est aquifère. Ce résultat se déduit du calcul de la saturation en eau S_w . Or, ce calcul se base sur les mesures de la résistivité et le puits précédent montre une basse résistivité. Mais on sait par ailleurs qu'une faible résistivité n'est pas toujours liée à la présence d'eau. Ce phénomène connu sous le nom de l'anomalie de basse résistivité est causé par plusieurs facteurs.

Le problème avec ces zones de basse résistivité réside dans l'interprétation des données de résistivité aboutissant à une saturation en eau S_w élevé (supérieure à 50%) alors que des hydrocarbures peuvent êtres produits. La connaissance de l'origine et des causes de ce phénomène devient alors décisive quant à une interprétation correcte de la qualité du réservoir et de son contenu en fluides, ou encore de la nature même de ces derniers. Il est donc nécessaire, avant de conclure à la présence d'eau dans un réservoir de contrôler ce résultat pour ne pas risquer de condamner un puits potentiellement productif.

III.4.1 Facteurs à l'origine du phénomène de basse résistivité

Les facteurs qui entraînent les basses résistivités sont multiples. Dans la plupart des cas, il y a une cause principale à laquelle peuvent se greffer les effets de facteurs secondaires. On peut regrouper ces facteurs en deux catégories principales :

- Facteurs liés à l'environnement tels que :
- ✓ Effet de l'invasion
- ✓ Effet du diamètre de trou
- ✓ Effet de déviation de l'axe des couches.
- ✓ Effet de l'invasion

Les réponses des outils de résistivités dans les formations poreuses et perméables peuvent être affectées par l'invasion si leur rayon d'investigation n'atteint pas la zone vierge. (**Figure III.9**) Cet effet, dépend bien sûr de la salinité du filtrat et des autres constituants de la boue. Un filtrat salé fait chuter la résistivité. (Achache, 1994)



Figure III.9 : Effet de l'invasion sur les outils de résistivités. (Document SONATRACH)

✓ Effet du diamètre du trou : Les conditions du trou ont un effet direct sur les signatures éclectiques des outils de diagraphie. Le diamètre du trou affecte considérablement la mesure de la résistivité. Ainsi, pour les grands diamètres, le rapport entre la valeur de la résistivité corrigée et la résistivité lue varie du simple au double (de 1.5 à 2). D'après la figure III.10, Suau a essayé de montrer l'effet des caves sur les réponses d'une induction. L'effet est lié au sens du mouvement de la sonde à la hauteur et au diamètre de la cave. Si on tient compte de ces travaux, les chutes des résistivités sont obtenues plus à la sortie et au droit d'une cave. L'effet augmente si la boue est conductrice. Ainsi, les corrections des résistivités sur l'effet de la géométrie du trou s'avèrent indispensables, surtout pour les anciens outils.



Figure III.10 : Effet du diamètre du trou sur la résistivité. (Document SONATRACH)

✓ Le pendage des couches : En présence d'un pendage, la symétrie des lignes de courant est perturbée par les couches adjacentes. Donc, le courant induit peut refléter la conductivité de plusieurs couches. (Figure III.11)



Figure III.11 : Effet du pendage des couches. (Document SONATRACH)

- Facteurs liés à la géologie :
- ✓ Taille des grains.
- ✓ Effet des bancs minces.
- ✓ Le système de porosité.
- ✓ Nature est distribution des argiles.
- ✓ Mouillabilité.
- ✓ Présence des minéraux conducteurs.

✤ Taille des grains : Plus les grains sont fins (petit diamètre), plus leur section spécifique est grande et plus la saturation en eau irréductible est importante. D'où les chute de résistivité en face de ces zones. (Achache, 1994)

Effet des bancs minces : L'alternance des couches dont le contraste de résistivité est important à un effet sur la réponse des outils de résistivité. L'intensité de cet effet dépend de l'épaisseur et de la conductivité des couches. (Achache, 1994)

Le système de porosité : Même si la porosité effective contient des hydrocarbures, la résistivité ne doit pas forcément être élevée du fait que le passage du courant électrique s'effectue à travers un réseau conducteur formé essentiellement par d'autres porosités (les porosités non connectées). Comme démontrer sur la figure III.12. (Document Schlumberger cité par Achache, 1994)



Passage du courant éléctrique

Figure III.12 : Effet de la porosité sur la résistivité. (Document SONATRACH)

✤ Nature et distribution des argiles : Les argiles peuvent affecter les mesures de la résistivité selon leur teneur, leur nature et leur distribution dans le réservoir. Les caractéristiques physico-chimiques des argiles leur confèrent une conductivité électrique Propre qu'il faut prendre en considération dans l'évaluation des réservoirs. (Achache, 1994)

Argile	Section Spécifique (m²/cc)	ØN (%)	RHOB (g/cc)	K (%)	U (ppm)	Th (ppm)	GR (Api)	PEF
Kaolinite	23	37	2,41	0,42	1,5-3	6-19	80-130	1,83
Montmorillonite	752	24	2,76	0,16	02-5	14-24	150-200	2,04
Illite	113	24	2,52	4,5	1,5	< 2	250-300	3,45
Chlorite	42	51	2,12	0-3	17-36	0-8	180-250	6,3

 Tableau III.10 : caractéristiques physico-chimiques des minéraux argileux (Document Schlumberger).

✤ La Mouillabilité : Lorsque les grains constituants la matrice du réservoir sont recouverts par une pellicule d'eau (mouillabilité à eau) la conductivité augmente même si les pores sont saturés en hydrocarbure. Et donc la résistivité diminue. (Figure III.13)

(Achache, 1994).



Figure III.13 : Effet de la mouillabilité sur la résistivité.

Présence de minéraux conducteurs : L'effet des minéraux conducteurs est l'explication systématique qui est avancée pour justifier le phénomène de basses résistivités. Cependant, la concentration et la répartition spatiale de ces minéraux sont difficiles à quantifier par les diagraphies. (Figure III.14) (Achache, 1994)



Figure III.14 : Effet des minéraux conducteurs sur la résistivité.

Les minéraux conducteurs les plus rencontrés dans les roches sédimentaires sont :

- Les minéraux natifs (cuivre, argent,...).
- Les sulfures métalliques (pyrite, galène,...).
- Les oxydes de fer (hématite, magnétite,...).
- Les minéraux ferrugineux (carbonate de fer, chlorite (chamoisite).
Dans le but de visualiser les facteurs qui influent sur l'interprétation des diagraphies dans le réservoir F6 on a réalisé des cross-plots : **Phidensité-Phineutron**, **Th/K**, **Densité/neutron**.

• Cross-plots type d'argile

Afin de déterminer le type et la structure d'argile qui influe sur les intervalles interprétés aquifères on a réalisé ces cross-plots. (Figure **III.15 – III.16**) :



Figure III.15 : Cross-plot PhiDc-PhiNc et type d'argiles du puits B sur l'intervalle (3552m-3570m) dans l'unité M2 du réservoir Silurien.



Figure III.16 : Cross-plot PhiDc-PhiNc et type d'argiles sur l'intervalle (3856m-3876m) du puits C dans l'unité M2 du réservoir Silurien.

Ces cross-plots PhiNeu-PhiDen montrent un nuage de points essentiellement réparti dans la zone des argiles dispersées.

• Cross-plots K-Th

Certaines diagraphies sont fortement influencées par les minéraux argileux présents dans la formation. Cela rend leur détermination essentielle lors de l'interprétation. Pour ce faire, nous utilisons les cross-plots minéralogiques (Potassium -Thorium) : (Figure III.17 – III.18)







Figure III.18 : Cross-plot minéral Th-K et critère lithologique du GR dans l'intervalle (3856m-3876m) du puits C dans l'unité M2 du réservoir Silurien.

Les cross-plots minéralogique Th/ k en fonction du critère lithologique (GR) dans le Silurien (Unité M2) des puits B et C, montre que les nuages des points des grés de nature mixte en termes de minéraux argileux sont dominés essentiellement par le chlorite et la montmorillonite, mais à tendance chloritique.



Figure III.19 : Cross-plot Th/K minéral en fonction de Th-K en fonction de résistivité du puits B dans l'intervalle (3552m-3570m), du réservoir Silurien unité M2.



Figure III.20 : Cross-plot Th/K minéral en fonction de Th/ K en fonction de résistivité du puits C dans l'intervalle (3856m-3876m), du réservoir Silurien unité M2.

On note aussi d'après les cross-plots Th/ k en fonction de la résistivité que ce type de minéralisation riche en fer influe sur les enregistrements des logs résistivités comme mentionné dans l'ELAN des puits B et C illustrés dans les (**figures III.19 - III.20**)

Afin de déterminer la nature des minéraux argileux influant dans le réservoir F6 on a réalisé les abaques d'identification minéralogique de Schlumberger comme le montre les (**figures III.21 – III.22**) :



Figure III.21 : Identification minéralogique des argiles du réservoir F6 puits C unité M2.





Les pointés exécutés sur les abaques précédents montrent que les minéraux argileux sont les chlorites. Le chlorite est un minéral aluminosilicaté de fer de magnésium, de formule (Fe, Mg, Al)₆ (Si, Al)₄ O_{10} (OH)₈. Ces chlorites sont produits par la décomposition du mica noir (elles proviennent de l'altération de minéraux tels que les amphiboles et les biotites).

Etant donnée la proximité des deux puits, et par corrélation, les minéraux argileux présents dans le réservoir F6 dans le puits C sont les mêmes que ceux présents dans le puits B dans l'unité M2.

• Cross-plots Neutron-Densité

Par réalisation du cross-plot Neutron - Densité dans les intervalles gréseux des puits B et C pour déterminer l'influence et les réponses des grés à chamoisite sur les intervalles interprétés aquifères (**FigureIII.23- III.24**).



Figure III.23 : Cross-plot Densité – PhiNeutron en fonction du critère lithologique (GR) dans l'intervalle (3552m-3570m) du puits B, dans l'unité M2 du réservoir Silurien.



Figure III.24 : Cross-plot Densité – PhiNeutron en fonction de critère lithologique (GR) du puits C dans l'intervalle (3856m-3876m) de l'unité M2 du réservoir Silurien.

À partir du Cross-plot PhiNeutron – PhiDensité en fonction de GR, on observe une anomalie dans les réponses lithologiques. Les nuages de points sont dans des positions anormales avec une valeur de densité indiquant des grès (2.6-2.4 g/cm³) et une porosité

neutron variant entre 14 et 22 %. Cette réponse est expliquée par la présence de chlorites riches en fer (rapport K/Th) qui perturbe les propriétés habituelles des formations.



Figure III.25 : Cross-plot Densité - PhiNeutron en fonction de la résistivité dans le puits B sur l'intervalle (3552m-3570m) de l'unité M2 du Silurien.



Figure III.26 : Cross-plot Densité - PhiNeutron en fonction de la résistivité dans le puits C sur l'intervalle (3856m-3876m) de l'unité M2 du Silurien.

Ces cross-plots densité-neutron en fonction de la résistivité montrent que les formations gréseuses chamoisitiques donnent également des réponses à basses résistivités (figure III.25–III.26).

L'étude des paramètres pétrophysiques dans le puits C au niveau du SAG montre une saturation en eau élevée et une basse résistivité. Un test de formation a été réalisé et l'on a déduit la présence des hydrocarbures. Afin de savoir les causes qui ont fait chuter les résistivités, une étude minéralogique de cuttings a été réalisée et elle a confirmé la présence d'un ciment chamoisitique (chlorite ferrifère). De même dans le puits B qui est avéré aquifère dans les interprétations diagraphiques, l'étude minéralogique des argiles a conduit à la présence d'un ciment chamoisitique.

4 Conclusion

L'étude des paramètres pétrophysiques ainsi que la détermination des fluides en place dans le puits C pour l'unité M2 du réservoir F6 en utilisant les méthodes classiques de l'interprétation se sont avérées on opérationnelles en nous conduisant à une estimation erronée de la saturation.

En présence de doutes et d'incertitudes dus à l'étude minéralogique des argiles et des cuttings, on a déduit la présence du ciment chamoisitique (chlorite ferrifère).

Nous pouvons donc dire avec certitude que le fluide présent dans le réservoir étudié est un hydrocarbure et non de l'eau, confirmant ainsi le phénomène de basse résistivité.

Enfin, les puits pouvant montrés la présence des minéraux ferrifères peuvent être sans intérêt pétrolier comme le cas du puits B unité M2.

III.5 Analyse pétrographique

Etant donné que le phénomène de l'anomalie des basses résistivités peut fausser totalement l'interprétation de la qualité des formations réservoirs et l'évaluation de leurs potentialités, en sus de l'utilisation des outils performants tels que le MDT. Il est utile de mener des études pétrographiques. Cette dernière démarche permet de faire un recoupement avec les résultats de l'interprétation de ces outils et de s'assurer de leur bienfondé relativement aux diagraphies classiques par une meilleure compréhension de l'effet des argiles notamment sur les mesures de la résistivité. Ce type d'études permet en même temps de cerner de la diversité des ciments en place dans les formations ainsi que leur influence sur les qualités originelles des réservoirs. Les observations en microscopie, que ce soit en lumière naturelle ou en lumière polarisée, nous aident à déterminer la nature des minéraux qui forment les cortèges argileux, de les localiser et d'en envisager leurs effets sur les résistivités des formations réservoirs. L'étude ne s'intéresse pas uniquement aux ciments de type argileux mais s'étend à leur diversité qu'ils soient carbonatés ou siliceux ou encore ferrugineux, en vue de comprendre l'éventuelle influence de leurs minéraux sur les résistivités à l'image des minéraux conducteurs comme le chlorite ferrifère ou les clastes ferrugineux. C'est de ces aspects qu'il s'agit dans ce paragraphe qui s'appuie essentiellement sur les observations faites dans le CRD sur des échantillons prélevés dans les puits A, B et C du réservoir du Silurien argilo-gréseux (SAG) à l'endroit des unités M2 et A1.

III.5.1 Qualités réservoirs

Les grès prélevés dans les divers puits peuvent tous être classés globalement comme des quartzarénites.

- Réservoirs de l'unité M2 : ils présentent des valeurs de porosité moyenne allant de 0 à 10 %. Les valeurs les plus faibles ne dépassent pas 2.5% et sont caractéristiques du puits B. La porosité dans ces réservoirs est généralement moyenne avec des valeurs de 10%.
- Réservoirs de l'unité A1 : la distribution de la porosité moyenne est de 0 à 20%. la valeur la plus élevé est de 20% et est enregistrés dans le puits A. Généralement la porosité dans ces réservoirs est faible à moyenne.

III.5.2 Influence des ciments sur la qualité des réservoirs

L'étude diagénétique du réservoir Silurien argilo-gréseux a révélé que la présence d'un ciment, qu'il soit primaire ou secondaire est évidemment très important sur la réduction du volume poreux. Ces ciments sont pour la plupart des cas le résultat d'une sursaturation en éléments des fluides interstitiels. Observés dans les sédiments en tant que tels, les ciments argileux, carbonatés et siliceux ont produit en général des effets néfastes sur la conservation de la qualité originelle des réservoirs, sans négliger les ciments ferrugineux dont l'effet est moindre par rapport aux autres.

III.5.2.1 Le ciment argileux



Figure III.27 : Illite pseudo-matrice observée sous lumière polarisée. (Rapport CRD, 2017)



Figure III.28: Illite fibreuse en vermiculite sous lumière polarisée. (Rapport CRD, 2017)



Figure III.29 : Chlorite de revêtement observé sous lumière naturelle. (Rapport CRD, 2017)

La présence d'un ciment argileux qu'il soit primaire ou issu des transformations tardives, joue un rôle important dans la détérioration de la qualité réservoir. Les minéraux argileux qui composent le cortège argileux sont : la kaolinite, l'illite et la chlorite (cf. **photos des figures III.27 et III.28**). La kaolinite et l'illite se présentent sous forme d'argile intergranulaire alors que la chlorite est soit en ciment inter-granulaire ou bien en revêtement autour des grains de quartz (cf. **photos des figures III.29**).

• Unité M2

La kaolinite et l'illite dans cette unité présentent les mêmes pourcentages (0 à 3%) qui restent faibles par rapport à celui du chlorite (0 à10%). La kaolinite se développe dans la zone Nord-est et Sud-ouest se retrouve au niveau du puits B.

L'illite se développe beaucoup plus dans la zone Sud avec un maximum de 3% au centre, tandis que, vers les zones Sud-est, les pourcentages diminuent.

o Unité A1

La kaolinite est présente avec des valeurs entre 0 à 5 %, l'illite de 0 à 4 % tandis que la chlorite est caractérisée par les pourcentages les plus élevés de (0 à 10 %). On remarque qu'avec une porosité faible à moyenne, certains puits qui traversent l'unité A1 présentent par endroits de bonnes porosités à l'image du puits A. Cela s'explique par l'absence de l'illite et un taux élevé de chlorite.



IV.2.2.2 Le ciment siliceux

Figure III.30 : Ciment siliceux observé sous une lumière polarisée. (Rapport CRD, 2017)

La pression de dissolution peut être une cause de la précipitation du ciment siliceux dans les phases avancées de la diagenèse. Le ciment siliceux a été observé soit sous forme de silice intergranulaire soit sous forme d'auréoles de nourrissage [cf. **photo de la figure IV.22**]. Son pourcentage demeure faible et parfois négligeable à l'exception de certains puits où il peut atteindre les valeurs de 10%, voire même jusqu'à 20%.

Il est à noter que ce ciment siliceux joue un double rôle, dans certains puits il peut être néfaste pour les qualités réservoirs et dans d'autres, il peut contribuer indirectement à l'augmentation de la porosité secondaire par les phénomènes de dissolution.



III.5.2.3 Le ciment carbonaté (sidérite)

Figure III.31 : Ciment carbonaté (sidérite) observé sous lumière naturelle. (Rapport CRD, 2017)

Le ciment carbonaté est représenté par la calcite, la dolomite et la sidérite avec la prédominance de cette dernière (cf. **photo de la figure III.31**). La précipitation de la sidérite joue un double rôle, elle peut être néfaste, comme elle peut améliorer indirectement les qualités réservoirs suite à sa dissolution partielle.

• Unité M2

La proportion de sidérite augmente un peu plus dans ce réservoir avec des pourcentages de 0 à 12.5%. Mais on remarque que malgré un développement assez important de la sidérite, la porosité reste bonne, ce qui justifie que ce type de ciment est affecté en partie par la dissolution.

• Unité A1

Elle affiche une distribution latérale qui se fait dans deux directions, l'une vers le Nord-ouest autour du puits B et l'autre vers le Sud-Est. Dans certains puits, comme le puits A, il semblerait que le ciment sidéritique n'a pas d'effets néfastes sur la qualité des réservoirs et contribue plutôt à l'amélioration de la porosité par sa dissolution partielle.

III.5.2.4 Le ciment ferrugineux



Figure III.32 : Ciment pyriteux remplissant des réseaux poreux observé sous lumière polarisée. (Rapport CRD, 2017)

Figure III.33 : Ciment pyriteux remplissant réseaux entièrement poreux observé sous lumière réfléchie. (Rapport CRD, 2017)

D'après les résultats des analyses minéralogiques (DRX) et les résultats des analyses pétrographiques, le ciment ferrugineux est de moindre importance par rapport aux autres ciments. Il est représenté par les oxydes et sulfures de fer (pyrite) (cf. **photos des figures III.32 et III.33**). Leur influence sur les qualités réservoirs est très minime et locale.

> Exemple de l'effet de la chlorite ferrifère

Au niveau du Silurien argilo-gréseux, on a observé sur l'Elan [courbes de résistivités] du puits C, un intervalle gréseux où les résistivités chutent d'une manière significative jusqu'à 0.2 Ω .m. L'analyse des lames minces de cet intervalle montre un grain de quartz originel entouré de quartz secondaire (cf. **photo de la figure III.34**). L'espace poreux est

recouvert en grande partie par des auréoles d'argile verte, ce qui confirme le caractère ferrugineux de la chlorite. Il s'agit bien de chlorite riche en fer qui constitue le réseau préférentiel au passage du courant électrique. La forte conductivité de cette chlorite est beaucoup plus due à la présence de fer. La transformation de la chlorite en hématite et la présence de clastes ferrugineux confèrent à la roche une conductivité supplémentaire.

La chlorite responsable en partie de la dégradation de la perméabilité est considérée aussi comme un minéral préservant la porosité primaire. Ce qui n'est pas toujours le cas, car dans certains niveaux où les franges de chlorite ne sont pas régulières, une alternance de quartz secondaire et de chlorite a été observée autour du grain primaire.

En conclusion, les faibles résistivités sont dues à la présence de minéraux conducteurs représentés essentiellement par la chlorite ferrifère [Chamoisite] et les clastes ferrugineux.



Figure III.34 : L'effet du chlorite ferrifère observé sous lumière naturelle. (Rapport CRD, 2017)

4 Conclusion

Les grés du Silurien sont généralement fins à moyen de type quartzarénites à sublitharénites pour le bassin de Berkine Ouest.

L'étude diagénétique a montré que les principaux ciments argileux, siliceux, carbonaté et, à un degré moindre, le ciment ferrugineux, ont eu un effet défavorable sur les qualités réservoirs des différentes unités du Silurien argileux gréseux présentent des variations de porosité et de perméabilité.

Le revêtement chloriteux des grains quand il est régulier, ciment précoce, a préservé la porosité intergranulaire de la compaction et du développent du ciment siliceux.

Par ailleurs, l'étude de l'anomalie des basses résistivités en utilisant les techniques de laboratoires tels que la pétrographie a permis de déduire que la chute des résistivités est due aux minéraux conducteurs représentés essentiellement par la chlorite ferrifère (chamosite), l'hématite et les nodules ferrugineux.

Enfin, il faut également noter que des puits peuvent montrer la présence des minéraux ferrifères et conducteurs sans pourtant avoir un intérêt pétrolier comme c'est le cas du puits B dans l'unité M2.

III.6 Solutions possibles

La saturation en eau Sw est dans la majorité des cas calculée à partir de la résistivité. Mais il existe d'autres outils qui permettent d'estimer Sw sans passer par Rt tel que le GST et l'Ecoscope. Malheureusement ces outils sont rarement sollicités en exploration pétrolier. D'autre outils peuvent mettre en évidence la présence des hydrocarbures d'une facon qualitative tels que : le MDT.

Gamma Spectrometry Tool (GST)

Comme les spectres d'énergies des minéraux et fluides sont différents, on peut les identifier en comparant leur spectre typique caractérisant chaque élément. (**Figure III.35**) On capte les éléments tels que : le carbone, l'oxygène, le calcium, le soufre, le fer, l'hydrogène et le chlore.



Figure III.35 : Outil GST. (Document Schlumberger)

Le rapport carbone / oxygène est noté Co est utilisé pour le calcul de la saturation en eau de formation (Sw) par la relation :

$$S_w = \frac{\text{CO}_{\text{max}} - \text{CO}_{\text{log}}}{\text{CO}_{\text{max}} - \text{CO}_{\text{min}}}$$

 CO_{max} : Rapport carbone-oxygène en prenant Sw = 0

CO_{min} : Rapport carbone-oxygène en prenant Sw

CO_{log} : Rapport carbone-oxygène lu sur le log. Le GST a l'avantage d'être utilisé en trou ouvert ou tubé.

> EcoScope

C'est un ensemble d'outils combinés à l'outil de forage permettant de prendre des mesures directes de la résistivité et du sigma de la formation lorsque l'invasion est négligeable (**figure III.36**). Une source (PNG : Pulsed Neutron Generator) émet des neutrons de haute énergie qui interagissent avec les noyaux des éléments présents dans la formation. Ces mesures permettent de déterminer la saturation en eau de la formation.



Figure III.36 : Outil EcoScope. (Document Schlumberger)

> Modular Dynamic Tester (MDT)

Le MDT (**figure III.37**) fournit des mesures de pression rapides et précises et des échantillons de haute qualité du fluide en place. Il est combiné à d'autres outils pour répondre aux besoins et objectifs du programme d'acquisition de données.



Figure III.37 : Outil MDT. (Document SONATRACH)

CONCLUSION GENERAL

Si par le passé, les réservoirs productifs d'hydrocarbures liquides ou gazeux présentant le phénomène de basses résistivités, on peut avancer aujourd'hui que les méthodes de leur évaluation ont fait un grand progrès grâce notamment aux :

Etudes diagénétiques de ces réservoirs qui ont permis de comprendre les processus de leur formation et localiser les minéraux responsables des chutes des résistivités.

Logiciels puissants qui permettent de faire des chaînes de calculs complexes et d'intégrer les données autres que diagraphiques (carotte, test,...etc.).

Apports continus de la la boratoires plus performants.

Dans les réservoirs, le phénomène de basse résistivité peut être rencontré dans n'importe quel réservoir et n'importe quel bassin sédimentaire, si des facteurs spécifiques peuvent générer les chutes de résistivités soient réunies. Les causes pouvant être d'ordre géologique de la formation et /ou liées à l'environnement du puits.

Ainsi, les méthodes d'évaluation quantitative des réservoirs doivent se baser sur une équation de saturation «Sw» appropriée pour chaque type de réservoir où tous les paramètres doivent être approchés dans la mesure du possible. Le modèle de porosité doit être précis et si le volume et la résistivité du minéral susceptible d'approcher «Sw» sont connus, il faut les intégrer dans l'équation de saturation.

Il faut préciser que certaines précautions et méthodes peuvent être proposées ou la résolution du phénomène est une meilleure appréciation de la résistivité par l'identification des facteurs à l'origine :

- L'utilisation de la boue à huile qui permet de limiter l'invasion et réduire les effets de l'environnement.
- L'utilisation dessynthèse quantitative des données diagraphies (Elan) qui permettent de faire les corrections nécessaires et d'approcher le modèle minéralogique des cortèges argileux par des cross-plots.
- L'utilisation de certains outils tels que l'EcoScope, GST permettent le calcul de la saturation en eau sans passer par la « RT ».
- L'utilisation d'outil tel que le MDT qui permet de déterminer la densité des fluides en place et de prendre des microéchantillons en face des réservoirs. Comme l'a été noté précédemment.

BIBLIOGRAPHI

AGIP, 1987, Rapport interne à la Sonatrach, Direction de l'Exploration.

ASKRI et al, 1999, Rapport interne à la Sonatrach, Direction de l'Exploration.

BEUF, BIJOU-DUVAL, CARPAL, ORGON.P.R., GARIEL.O. et BENNACEF.A., 1971, Grés du paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuités. Evolution structural d'un craton (article).

BOUDJEMA.A., 1987, Evolution structural du basin pétrolier « triasique » du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse Doctorat. D'Etat, Université. P et M. Curie – Paris (France), n°220.

CHAOUCH, 1992 : Rapport interne CRD.

ACHACHE.D., 1994, l e s réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses résistivités (Causes, impacts &évaluations), SONATRACH, Division Exploration, Direction Etudes &Synthèses, Département Evaluation.

ALIOUANE.L., 2001, Morphologie des liants dans les réservoirs argilo-gréseux et leur influence sur les paramètres de réservoir, Application au Trias argilo-gréseux du bassin de Berkine. Faculté des Sciences de la Terre, de la Géographie et l'Aménagement du Territoire, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene.

Document SCHLUMBERGER:

- Water Saturation Determination Under Mixed Salinity (Conditions, 2009).
- OifieldReview, 2010.
- In Search of Saturation, 1996.
- Log Interpretation Charts, 2009.

ESCHARD et al, 1999, le bassin d'Illizi et de Berkine dévonien réservoir consortium. Rapport SONATRACH.

ESCHARD et al, 2005, le bassin d'Illizi et de Berkine dévonien réservoir consortium. Rapport SONATRACH.

Rapport final CRD, 2017, Etude Sédimentologique, Pétrographique, Diagenetique,

Biostratigraphique et Géochimique du Silurien argilo-gréseux (S.A.G) (bassins : Berkine et Nord d'Illizi) Impact du phénomène des basses résistivités sur l'évaluation du Réservoir. N° : 175/GEO/SED/17/15.2007.

Rapport SONATRACH CRD, 2011, Subdivision, Evolution spatiotemporelle du Silurien Argilo-Gréseux de Berkine. Rapport N°10-2020.

SERRA.O., 1979, Diagraphies Différée Bases de l'interprétation, TOME 1 Acquisition des données diagraphiques, Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production, Elf-Aquitaine, Pau.

SERRA.O., 1985, Diagraphies Différées. Bases de l'interprétation, TOME 2 Interprétation des données diagraphiques, Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production, Elf-Aquitaine, Pau.

WASIR IBTIHAL, 2014, Contrôles sédimentaires et diagénétiques sur les propriétés pétrophysiques des réservoirs gréseux à gaz des bassins de Sbaa, Algérie, et des Palmyrides-Sud, Syrie. Thèse de Doctorat, Université de Paris-Sud.

SITES INTERNET

- Crain's petrophysical handbook, site internet http://www.spec2000.net
- Siteinternet http://www.slb.com (Schlumberger).
- http://www-ig.unil.ch
- ➢ http://www.slb.com

LOGICIELS UTILISES

- Interactives Pétrophysiques version .3.4 (IP V3.4).
- Pétrel version. 2014.2.2