

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS ONO



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des hydrocarbures Professionnel

THEME

**Etude des paramètres pétrophysiques du
réservoir Dévonien F3, secteur Nord -Est du
champ D'ALRAR, Bassin D'ILLIZI**

Présenté par

AMOUMENE Ilyas

MAHDJOUBI Mohammed

Soutenu publiquement le :22 / 06/ 2019 **Devant le jury :**

Président :	Harrouchi Lakhdar	MCB Univ.Ouargla
Promoteur :	Satouh Adel	M.C.B.Univ.Ouargla
Examineur :	Ameur Zaimech Ouafi	M.A.A.Univ.Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019



Dédicace



*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on adore
J'ai le grand plaisir de dédier le fruit de mon travail à mon adorable Mère a qui je dois ce que
je suis, elle a été toujours et sans cesse là pour m'aider et qui n'a jamais oublié de prier pour
mon bonheur*

A Mon cher et adorable Père, La miséricorde de Dieu.

A toutes mes sœurs

A toutes mes oncles

A toute ma grande famille, grand et petit chacun avec son nom.

A tous amis: Maamri, siradje, khalil, okba, Amira. de loin et de près

A mon binôme : Mahdjoubi Mohammed

*A tous mes camarades des groupes géologie des hydrocarbures et géologie pétrolière
je présente mes chaleureuses dédicaces à Monsieur Menaceri Omar, superviseur Géologue
Sonatrach et Monsieur : ADEL.*

*A toutes mes amies que je n'ai pu citer, qui ont contribué de près ou de loin pour faire ce
travail.*

Aboutir Ce travail, trouvent ici l'expression de ma gratitude et de mes dédicace.

Grâce à Dieu, vous tous et toutes, je continuerai...

Ilyas Amoumene





Dédicace

Je dédie ce modeste travail de mémoire à:

Ma mère et mon père pour m'avoir

Soutenu tout au long ma vie.

Mes Grand père et mère.

Mes frères et Mes Sœurs

Mon Binôme :ILyas

Et spécialement Mes amis : Chouaybe T, Salah A et Messaouda K.

Tous mes amis à loin et de prés

La famille : Mahdjoubi, chacan avec son nom.

Grace à Dieu,vous tous et toutes, je continuerai.....



Mahdjoubi Mohammed



Remerciements

Tout d'abord nous voudrions remercier ALLAH - le tout puissant- qui nous a donné la puissance et la force nécessaire pour achever ce travail.

Nos gratitudees et nos vifs remerciements vont directement à notre promotrice

M^r Satouh Adel pour ces conseils, son, appui et sa disponibilité et pour nous avoir fait profiter de ces connaissances et de ses qualités tant que professionnelle qu'humaines.

Nous lui adressons ici nos vifs remerciements et notre reconnaissance.

Nous tenons à remercier M^r. MENACERI Omar superviseur géologue de Sonatrach qui nous a aidé dans le choix du sujet de mémoire, ses conseils et ses orientations tout au long de ce travail. et dans toutes les années universitaires.

Nous lui aussi adressons ici nos vifs remerciements et notre reconnaissance.

Un grand merci aux membres jury qui on accepté d'examiner ce travail.

M^r. Harrouchi lakhdar., qui nous a fait l'honneur de présider le jury de soutenance.

Mr. Zaimache Ouafi., d'voir accepté d'examiner la qualité de ce travail.



Un grand remerciement à M^r. Bennacer Adel., superviseur géologique de Sonatrach qui nous a aidé tout les donner qui à utilisé dans notre mémoire. ses conseils et ses orientations au long de ce travaille.

Un grand remerciement à M^r. Khalil Daoui pour ses efforts et son travail avec nous pour mener à bien ce mémoire, sans oublier de remercier

Mr. Rabah Kechiched pour leur conseille el leur orientations.

A tous les enseignants qui ont contribués à notre

Formation anniversaire.



Sommaire

Dédicaces	
Remerciement	
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	1
Chapitre I: le cadre géologique régionale et cadre local	
I. 1. LE CADRE GEOLOGIQUE REGIONALE	4
I. 1. 1. Géologie du Bassin d' Illizi	4
I. 1. 2. Le cadre géographique du bassin d' Illizi	4
I. 1. 3. Le cadre géologique du bassin d' Illizi	5
I. 1. 4. Séries Sédimentaires	7
I. 1. 5. Litho-stratigraphie du bassin d' Illizi	7
❖ Le Paléozoïque	7
A) Le Cambrien	7
B) L' Ordovicien	8
C) Le Silurien.....	8
D) Le Dévonien	7
E) Le Carbonifère.....	9
❖ Le Mésozoïque :	10
❖ Le Tertiaire :	8
I. 1. 6. L' évolution paléogéographique	10
I. 1. 7. L' évolution structurale et géodynamique	13
I. 1. 7. 1. L' évolution structurale de bassin d' Illizi	13
I. 1. 7. 2. L' évolution géodynamique du bassin d' Illizi	15
□ La phase Panafricaine.....	16
□ La phase Taconique :	16
□ La phase Calédonienne :	15
□ La phase Frasnienne :	17
□ Le cycle Hercynien	15
□ La phase N 40° d' âge Viséen (Mouvements hercyniens précoces) :	17
□ La phase N 120° d' âge Permien (Mouvement hercynien majeur).....	17

I. 1. 8. La potentialité en hydrocarbures et le Système pétrolier	19
I. 8. 1. Introduction.....	19
I. 8. 2. Système pétrolier.....	18
I. 8. 2. 1. Les roches mères	20
A- La roche mère silurienne	20
B- La roche mère Dévonienne.....	21
C- La roche mère carbonifère	20
I. 8. 2. 2. Les roches réservoirs.....	22
A- Réservoirs Cambro-Ordovicien	22
B- Réservoirs Siluro-dévonien (F6-F5-F4).....	23
C- Réservoirs Dévoniens supérieurs (F3-F2).....	22
D- Le réservoir Trias Argilo-Gréseux Supérieur	24
I. 8. 2. 3. Les Roches couvertures	23
I. 8. 2. 4. Les Pièges	25
I. 2. LECADRE GEOLOGIQUE LOCAL	27
I. 2. 1. Le cadre géographique du champ d'Alrar	25
I. 2. 2. Présentation du champ	27
I. 2. 3. Description Géologique	28
I. 2. 3. 1. Aspect structural	28
I. 2. 3. 2. Aspect pétrolier	29
Les roches mères	30
Les roches réservoirs	30
Les roches Couvertures	31
I. 2.3.3. Aspect stratigraphique du champ pétrolier d'Alrar.....	31
I. 2. 4. Sédimentologie du champ d'Alrar	31
I. 2.5. Le biseau de réservoir F3 d'Alrar à l'Ouest.....	33
Chapitre II. 1. ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR DEVONIEN F3 DE LA REGION NORD EST D' ALRAR	
II. 1. 1. Introduction.....	32
II. 1. 2. Caractérisation Pétrophysique du réservoir F3 par la diagrapie	32
II. 1. 2. 1. Matérielle et méthode de l'étude.....	32
II.2. 2. Les étapes de calcul par le logiciel Techlog	33
II. 2. 3. Importation de DATA :	34
II. 2. 4. Outil Plateforme :	34
II. 3. Les résultats et les interprétations	34

II. 3. 1. Le puits AL-55.....	34
II. 3. 2.Le puits AL-84.....	37
II.3. 3. Le puits AL-85.....	39
II.3.4.Le puits AL-86.....	41
II. 3. 5.Le puits AL-87.....	43
II. 3.6.Le puits AL-88.....	45
II. 3. 7.Le puits AL-89.....	47
II. 1. 2. Cartographie des paramètres pétrophysiques du réservoir F3 de la région Nord Est du Alrar	49
A) Interprétation de la carte en isobathe au toit et mur	49
B) Interprétation de la carte en Isopaques	50
C) Interprétation de la carte en Iso-porosité.....	52
D) Interprétation de la carte en Iso-saturation en eau.....	52
E) Interprétation de la carte en Iso-perméabilité	53
Conclusion.....	54
 Chapitre III: Analyse Statistique des paramètres pétrophysiques à partir des carottes.	
III. 1. Introduction	56
III. 2.L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques	56
III.3. L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité	56
III. 3. 1. Le puits AL-55	57
III. 3.2. Le puits AL-84	58
III. 3. 3. Le puits AL-85	59
III. 3. 4. Le puits AL-86	60
III. 3. 5.Le puits AL-87	61
III. 3 .6.Le puits AL-88	62
III. 3.7.Le puits AL-89 :	63
III. 4.Description de réservoir DévonienF3	64
III. 5. L'interprétation des histogrammes de la porosité et de la perméabilité.....	64
III. 5. 1.Le puits AL-55	65
III. 5. 2.Le puits AL-84	66
III. 5. 3.Le puits AL-85	67
III. 5. 4.Le puits AL-86	69
III. 5.5.Le puits AL-87	70
III. 5. 6.Le puits AL-88	72
III. 5. 7.Le puits AL-89	73

III. 6. Interprétation des nuages des points.....	74
Conclusion.....	78

Conclusion générale

Références Bibliographiques

Résumé

Liste des abréviations

- HC : Hydrocarbure
 - GR : Gamma Ray
 - GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
 - GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.
 - GR_{lu} : valeur lue en face d'un niveau considéré
 - Ø_m : porosité moyen en (%).
 - PHIT (Ø_t):porosité totale (%).
 - PHID (Ø_d): Porosité donnée par les outils de densité.
 - PHIE(Ø_{eff}): Porosité effectif(%).
 - Δt : Densité
 - R_t : Résistivité de la zone vierge
 - V_{sh} : Volume d'argile
 - BVW:bulk volume water
 - S_w : Saturation en eau
 - COT : Carbone Organique Total
-

LES DESUNITES:

- API: American Petroleum Institute
 - Us: micro-second
 - ft: foot
-

- Gross thickness** : épaisseur brute
- NET thickness**: épaisseur nette
- Net pay**: épaisseur utile
- Net reservoir**: épaisseur utile

Liste des figures

N° de figure	Nom de figure	N° de page
Fig. 1	Localisation géographique et géologique du bassin d'Ilizi (SONATRACH-CRD, Zazoun, 2007)	5
Fig. 2	Coupe géologique sud/nord du bassin d'Ilizi(WEC 2007)	6
Fig.3	Colonne lithostratigraphique type de bassin d'Ilizi (SONATRACH, 2010)	11
Fig.4	La coupe géologique schématique des affleurements du bassin d'Ilizi(WEC, 2007)	13
Fig. 5	L'esquisse structurale schématique de la synclise Est Algérien (Chaouche, 1995)	15
Fig. 6	Modèle synthétique de l'évolution structurale du bassin d'Ilizi	19
Fig. 7	La colonne lithostratigraphique et système pétrolière du bassin d'Ilizi (SONATRACH-DP, 2001)	26
Fig. 8	Situation géographique de la région D'ALRAR (Sonatrach exploration)	27
Fig.9	La carte structurale au toit du F3(Wec. 2007)	29
Fig. 10	La colonne lithostratigraphique du champ d'Alrar (Chaouchi et al 1998)	32
Fig. 11	La carte d'implantation des puits du champ D'ALRAR	35
Fig. 12	L'organigramme d'interprétation par le logiciel Techlog	36
Fig.13	Log qui montre la réponse diagraphique du réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des Paramètres pétrophysiques du puits AL -55 par logiciel TECHLOG	39
Fig. 14	Log qui montre la réponse diagraphique du réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des Paramètres pétrophysiques du puits AL-84 par logiciel TECHLOG	41
Fig. 15	Log qui montre la réponse diagraphique du réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des Paramètrespétrophysiques du puits AL-85 par logiciel TECHLOG	43
Fig. 16	Log qui montre la réponse diagraphique du réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des Paramètres pétrophysiques du puits AL-86 par logiciel TECHLOG	45
Fig.17	Log qui montre la réponse diagraphique du réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des Paramètres pétrophysiques du puits AL-87 par logiciel TECHLOG	47
Fig. 18	Log qui montre la réponse diagraphique du réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des Paramètres pétrophysiques du puits AL-88 par logiciel TECHLOG	49
Fig. 19	Log qui montre la réponse diagraphique du réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-89 par logiciel TECHLOG	51
Fig. 20	Une carte en isobathe au toit du réservoir F3 de la zone Nord Est du champ d'Alrar	52
Fig. 21	Une carte en isobathe au mur du réservoir F3 de la zone Nord Est du champ d'Alrar	53
Fig. 22	Une carte en isopaques du réservoir F3 de la zone Nord Est du champ Alrar	54

Fig. 23	Une carte iso-porosité du réservoir dévonien F3 de la zone Nord Est du champ Alrar	55
Fig. 24	Une carte iso-saturation en eau du réservoir dévonien F3 de la zone Nord Est du champ Alrar	56
Fig. 25	Une carte iso-perméabilité du réservoir dévonien F3 de la zone Nord Est du champ Alrar	57
Fig. 26	L'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3) AL-55	61
Fig. 27	L'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3) AL-84	62
Fig. 28	L'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3) AL-85	63
Fig. 29	L'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3) AL-86	64
Fig. 30	L'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3) AL-87	65
Fig. 31	L'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3) AL-88	66
Fig. 32	L'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3) AL-89	67
Fig. 33	L'histogramme de la fréquence relative de la porosité du réservoir dévonien F3 du puits AL-55	69
Fig. 34	L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité du réservoir dévonien F3 du puits AL-55	69
Fig. 35	L'histogramme de la fréquence relative de la porosité du réservoir dévonien F3 du puits AL-84	70
Fig. 36	L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité du réservoir dévonien F3 du puits AL-84	70
Fig. 37	L'histogramme de la fréquence relative de la porosité du réservoir dévonien F3 du puits AL-85	71
Fig. 38	L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité du réservoir dévonien F3 du puits AL-85	72
Fig. 39	L'histogramme de la fréquence relative de la porosité du réservoir dévonien F3 du puits AL-86	73
Fig. 40	L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité du réservoir dévonien F3 du puits AL-86	73
Fig. 41	L'histogramme de la fréquence relative de la porosité du réservoir dévonien F3 du puits AL-87	74
Fig. 42	L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité du réservoir dévonien F3 du puits AL-87	75
Fig. 43	L'histogramme de la fréquence relative de la porosité du réservoir dévonien F3 du puits AL-88	76
Fig. 44	L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité du réservoir dévonien F3 du puits AL-88	77
Fig. 45	L'histogramme de la fréquence relative de la porosité du réservoir dévonien F3 du puits AL-89	78/
Fig. 46	L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité du réservoir dévonien F3 du puits AL-89	78
Fig. 47	Le nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-55	79

Fig. 48	Le nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-84	80
Fig. 49	Le nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-85	80
Fig. 50	Le nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-86	81
Fig. 51	Le nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-87	82
Fig. 52	Le nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-88	82
Fig. 53	Le nuage de points porosité en fonction de la perméabilité AL-89	8/3

Listes des tableaux

N°de Tableau	Nom de Tableau	N° de page
Tableau. 1	Les phases tectoniques majeures (D'après Boudjamaa : 1987)	18
Tableau. 2	Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Cambro-ordovicien	23
Tableau.3	Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Siluro-dévonien (F6-F5-F4)	23
Tableau. 4	Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Dévonien supérieur (F3-F2)	24
Tableau. 5	Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Carbonifère	24
Tableau. 6	Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias argilo-gréseux supérieur	25
Tableau. 7	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL-55	39
Tableau. 8	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL-84	42
Tableau. 9	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL-85	43
Tableau. 10	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL-86	45
Tableau. 11	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL-87	47
Tableau. 12	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL-88	49
Tableau. 13	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL-89	51
Tableau. 14	Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits (AL-55, AL-84,AL-85, AL-86 , AL-87 , AL-88 et AL-89	58



INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le champ d'Alrar est situé dans le bassin d'Illizi à la frontière Algéro-Libyenne. Les principaux réservoirs de ce champ sont représentés par les réservoirs F2, F3, F4 et F6, seul le réservoir de Dévonien F3 a un intérêt pétrolier. Le réservoir F2 présente un objectif secondaire dans la recherche dans ce champ.

Le réservoir F3 est un mince anneau d'huile (10m) compris entre gas-cap et un aquifère faiblement actif, de profondeur moyen 2650 m, Il est d'âge dévonien situé dans la formation argilo-gréseuse d'Alrar, ce réservoir gréseux est caractérisé par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétrophysiques entraînant la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre.

L'étendue du champ d'Alrar implique une variabilité de la production dans ses différentes parties, ceci est nettement attesté par l'histoire de la production cumulée à ce jour.

Ce travail se base sur l'étude des apports de la diagraphie de 07 puits répartis sur la zone d'étude et le traitement des données a été effectuer par le logiciel « Tech log ». Une étude supplémentaire des paramètres pétrophysiques est faite sur des carottes du même réservoir afin de déterminer la relation entre la porosité et la perméabilité et définir son origine.

L'objectif principal de cette présente est l'étude et la caractérisation du réservoir dévonien F3 de la zone située au Nord-est de ce champ.

Ce travail avait pour finalité en premier lieu, la compréhension de certains résultats pétroliers enregistrés, en se basant en premier lieu sur : l'utilisation des données de géologie de chantier, téléchargement et traitements des données de diagraphies, en second lieu sur l'évaluation du réservoir F3.

Les principaux objectifs de ce travail sont les suivants :

- (1) Réunir le maximum d'informations concernant la géologie de la région et la géologie régionale du bassin d'Illizi.
- (2) Déterminer les faciès diagraphiques à partir de décryptage des signes GR.
- (3) Etablir des corrélations lithostratigraphiques pour bien suivre les variations des épaisseurs.
- (4) Etudier les paramètres pétrophysiques pour contrôler la qualité de ce réservoir.
- (5) Etablir des cartes en isovaleurs : isobathes iso-paques iso-porosité, iso perméabilité pour connaître mieux la distribution des paramètres Pétrophysiques.

Le plan de la réalisation cette présente étude est le suivant :

- Le premier chapitre est consacré à l'étude le cadre géologique régional et local de la région Nord est de champ.
- Le deuxième chapitre est une étude des corrélations diagraphiques des paramètres pétrophysiques de la zone nord est de champ en utilisant le logiciel TECHLOG.
- Le troisième chapitre est consacré à l'étude statistiques des paramètres pétrophysiques à partir des carottes afin de voir la corrélation entre ces différents paramètres et définir les types de porosité et enfin une conclusion générale.

Chapitre I
Le Cadre Géologique Régionale et
Cadre local

I. 1. LE CADRE GEOLOGIQUE REGIONALE

I.1.1.Géologie du Bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi a une superficie de 108424 km², est le siège d'un effort d'exploration assez importante qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %. On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaitine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah.

Au cours de son histoire, le bassin d'Ilizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire Paléozoïque.

I.1.2.Le cadre géographique du bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien. Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie, se situe entre les longitudes 6°E et 10°E, et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N.

Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, couvrant ainsi une superficie de 108 424 km² jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au Sud. **(Fig. 1).**

I.1.3. Le cadre géologique du bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi fait partie de la synclise Est Algérienne. Il est limité par les môles d'Ahara au Nord qui le sépare du bassin de Berkine, Tihemboka à l'Est, Amguid El Biod à l'Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud (**Fig. 1**).

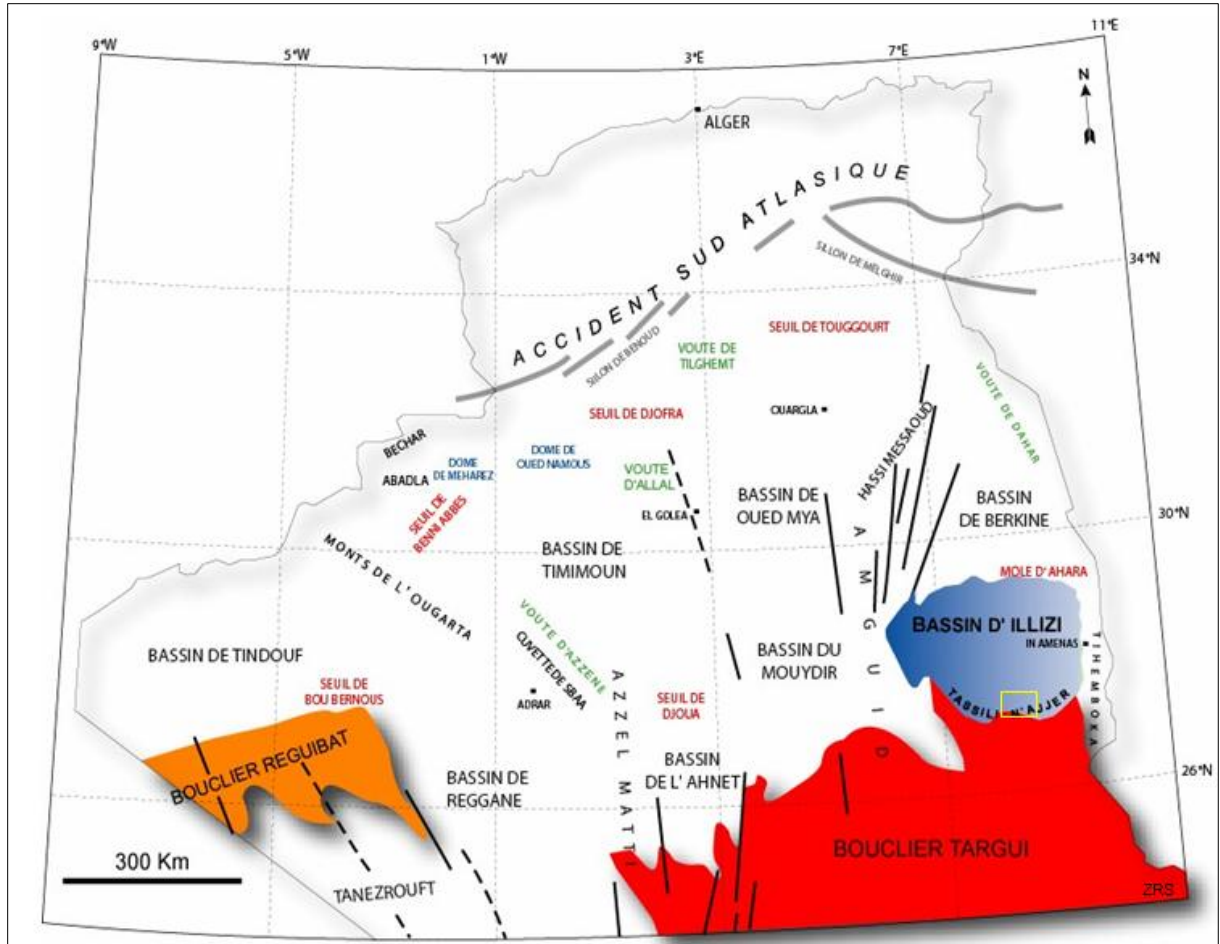


Fig. 1: localisation géographique et géologique du bassin d'Ilizi
(SONATRACH-CRD, Zazoun, 2007)

Dans le bassin d'Ilizi, les sédiments rencontrés sont déposés dans un environnement de plate-forme tandis que vers le Nord à Berkine ils caractérisent des dépôts profonds (WEC 2007). En effet le Carbonifère occupe la zone centrale de ce bassin. Un peu plus vers le Nord (latitude 27° environ) apparaissent des formations argilo-sableuses continentales de la moitié inférieure du Mésozoïque, et à partir du plateau de Tinrhert d'âge Crétacé supérieur se définissent les séries carbonatées du Cénomaniens au Sénonien. Vers le Sud à la faveur du relèvement du pendage régional, les couches sous-jacentes au Carbonifère affleurent régulièrement jusqu'au socle précambrien qui s'étend jusqu'au Hoggar. Ces affleurements successifs dessinent une auréole concentrique autour du Hoggar.

La surface topographique carbonifère dessine un paysage relativement plat perturbé par la première ligne de falaises des grès dévoniens formant le Tassili externe, plus au Sud une deuxième ligne de falaises de grès Cambro-Ordovicien qui forment le Tassili interne. Entre ces deux lignes de falaises est piégée une zone déprimée constituée des argiles siluriennes appelée la dépression intra-tassilienne, tandis que la surface topographique carbonifère porte le nom d'avant pays pré-tassilien (Echikh, 1975)

Ces deux lignes de falaises sont tout simplement les expressions en affleurement des riches réservoirs pétroliers rencontrés plus au Nord en sub-surface (Fig.2).

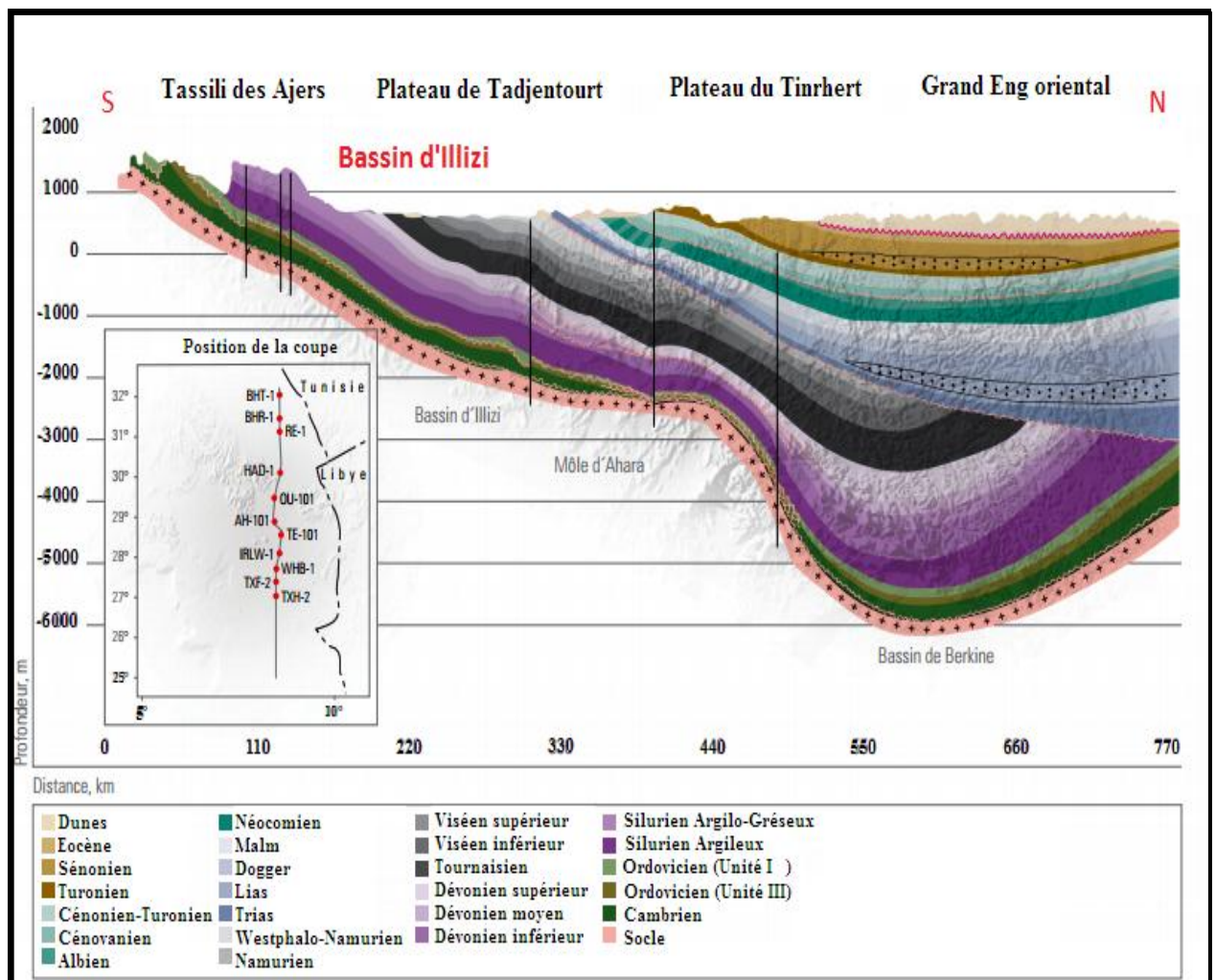


Fig. 2: Coupe géologique Sud/Nord du bassin d'Ilizi (WEC 2007)

I.1.4. Séries Sédimentaires

Les séries sédimentaires du bassin d'Illizi comportent :

- Une série paléozoïque marine qui va du Cambro-Ordovicien au Westphalien.
- Une série d'argile rouge à gypse du Carbonifère supérieur, appelée en affleurement la série de Tiguentourine.
- Une série continentale mésozoïque contenant le Trias et le Crétacé moyen.
- Un Crétacé supérieur marin représenté par le plateau de Tinrhert.
- Un plaquage de sable de dunes d'âge Quaternaire constituant un désert de plusieurs ergs.

I.1.5. Litho-stratigraphie bassin d'Illizi

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

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries Paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et al, (1963) et Bijuetal, (1963, 1971).

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

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi (**Fig.2et3**) épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

❖ Le Paléozoïque

A) Le Cambrien

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

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

B) L'Ordovicien

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

- **L'unité III-1:** son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est présentée par une alternance de grés fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.
- **L'unité III-2:** formée essentiellement de grés fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigilites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- **L'unité III -3:** elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grés micacés fins à ciment argileux ou siliceux à alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grés grossiers à fins et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité IV:** son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité II-3 ; elle comprend :
 - **L'unité IV-2 :** qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés.
 - **L'unité IV-3 :** appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

C) Le Silurien

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

- **Formation de l'Oued Imirhou :** formée d'argiles à Graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30m.
- **Zone de passage (unité M) :** formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance des grés, d'argile et de silt, les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.
- **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 :** il s'agit de grés fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.

- *Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6* : son épaisseur varie de 40 à 50 m.

Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

D) Le Dévonien

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

- *La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6* : d'âge Gédinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- *Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6* : d'âge Gédinnien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances des grés et d'argile silteuse soulignant un environnement fluvio-estuarien.
- *La barre supérieure (unité C3) du réservoir F6* : d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique.

Le Dévonien moyen et supérieur qui correspondent aux séries de Tin-Meraset de Gara Mas Meloukine sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2 appelée formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre de 40 à 70 m.

E) Le Carbonifère

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

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

❖ Le Mésozoïque :

Le Mésozoïque est transgressif dans le bassin d'Illizi, il repose en discordance sur les termes du Paléozoïque et il est nommé « continental intercalaire ». Il est constitué des séries géologiques suivantes :

- **La série de Zarzaitine** (Trias-Dogger) : Elle est constituée par :

- *Le Zarzaitine inférieur* : il est représenté par des bancs de grès moyens à grossiers avec des passées d'argiles brunes à rougeâtres.
- *Le Zarzaitine moyen* : représenté par une couche salifère sur laquelle repose une couche d'anhydrite avec des passées d'argiles.
- *Le Zarzaitine supérieur* : Il est constitué par des bancs de calcaires gréseux avec des passées d'argiles et d'anhydrite.

- **La série de Taourartine** (Malm-Neocomien) formée d'alternance de sables moyens à grossiers et d'argiles.

- **La série d'In Akamil** (Albien-Aptien) : elle est formée d'argiles plastiques sableuses avec des bancs de grès.

- **La série des argiles à gypse**

- **Le Cénomanién** : d'épaisseur de 120 m environ, cet étage est représenté par des argiles à gypse à rares intercalation dolomitique.

- **La série de calcaires** : d'épaisseur 25 m environ, est d'âge Cénomano-Turonien.

- **Le Turonien** : d'épaisseur de 100 m environ, est composé de marnes vertes et d'une barre dolomitique au sommet.

- **Le Sénonien** : d'épaisseur de 200 m environ, représenté par des argiles, des calcaires, des dolomies et gypse, puis des grès et des calcaires argileux vers le sommet.

❖ Le Tertiaire :

-**Le Paléocène** : son épaisseur est de 25 m environ, il est représenté par un ensemble de grès, calcaires et marnes.

CHRONOSTRATIGRAPHIE	LITHOLOGIE		Formations	Description
TERTIAIRE				Dunes de sable
CRETACE	Senonien			Calcaire Marnes
	Turonien			Calcaires et dolomie
	Cenomanien			Argiles à gypse
	Albo-Aptien		Série d'In Akamil	Argile plastique sableuse avec des bancs de grès
	Barremo-Neocomien		Série de Taourartine	Alternance de sables moyens à grossiers et d'argiles
JURASSIQUE	MALM		Série de Zarzaitine	Bancs de calcaires gréseux avec des passées d'argile et d'anhydrite
	DOGGER			Couche salifère
	LIAS			Grès moyens à grossiers avec passées d'argiles
TRIAS				Argiles bariolées
CARBONIFERE	Stephanien	Unités D, E, F	S. Tiquentourine	Calcaire et marne-calcaire
	Wesphalien		F. Abed Larache	Argiles à bancs de grès et niveaux calcaires
	Namurien	Unité C	F. d'Issendiel	Ensemble argilo-gréseux
	Viséen-Tournaisien	Unité B Unité A		Série argileuse à bancs de grès
DEVONIEN	Devonien sup.	F2	F. argilo-gréseuse de Gazelle	Argile silteuse à sableuse avec passées de grès
	Devonien moy.	F3	F. d'Alrar sup	Grès fin à passées d'argiles noires micacées
	Emsien	F4 F5	F. argilo-gréseuse D'Alrar	Argile silteuse à passées de grès très fin
	Praguien	F6	C F. gréseuse de Hassi Tabankort	Argiles et passées de grès
	Lochkovien		B F. grés-argileuse De L'oued Tifist	Grès à passées d'argiles
			A	
SILURIEN	Ludlowien	M	Formation de Mederba	Grès moyen à grossier avec des minces lits marquant les pentes sédimentaires
	Wenlockien		Argiles à graptolithes (F. Oued Imerhou)	Grès à macropores à ciment argilo-gréseux
	Llandoveryen			Grès fin à moyen entrecoupé de bancs d'argiles
ORDOVICIEN	Ashgillien	Unité IV	IV.3 Dalle de Mkrata	Argile noire silto-micacée riche en graptolithes légèrement pyriteuse
			IV.2 Argiles Microconglom.	Grès quartzitique fin à moyen mal classé
			IV.1 Grès de Taradert	Argile micacée avec des quartz moyen
	Caradocien à Llanvirnien	Unité III	III.3 F. de In Tahouite	Grès quartzitique argilo-siliceux et pyriteux
Amnigien Tremadocien	III.2 Quartzites de Hamra		Grès fin à la base et fin à grossier à stratification Oblique au sommet	
CAMBRIEN		Unité II	III.1 Argilo-gréseux d'In Kraf	Quartzites à tigilites avec joints stylolitiques
			Grès de Hassi Leila	Grès à galets d'argiles à stratification oblique
				Quartzites à tigilites Bancs argilo-gréseux Grès conglomératiques
				Socle métamorphique

Fig.3: La colonne lithostratigraphique type de bassin d'Illizi (SONATRACH, 2010)

I.1.6. L'évolution paléogéographique

Les affleurements, les études de carottes et les nombreux travaux réalisés sur la plateforme saharienne ont permis de donner un aperçu sur le milieu et la paléogéographie de ce secteur d'étude (**Fig. 4**) :

- ❖ **Au Cambrien**: les dépôts sont attribués à un milieu fluvial en tresses ayant permis la mise en place d'épandages sableux sur la surface Infra-tassilienne.
- ❖ **A l'Ordovicien**: le milieu est marin, car la transgression Trémadocienne, a duré jusqu'au Caradoc. A la fin de cette période il y a installation de la calotte glaciaire.
- ❖ **Au Silurien**: après la fonte des glaciers, une transgression glacio-eustatique diachrone précoce vers le Sud Est et tardive vers le Nord-Ouest a marqué cette période du Paléozoïque.

La fin du Silurien est marquée par les mouvements épirogéniques calédoniens qui ont conduit à l'émergence de vastes régions dont l'érosion constitue la source d'apport des séries détritiques du Dévonien inférieur.

- ❖ **Le Dévonien inférieur gréseux** : il est rattaché à un réseau fluvial méandrique.
- ❖ **Le Dévonien inférieur argileux gréseux (Emsien)** : marqué par le début d'une transgression marine qui se poursuit jusqu'au Dévonien supérieur.
- ❖ **Au Dévonien moyen et supérieur** : la sédimentation est essentiellement argileuse à intercalations de niveaux carbonates fossilifères témoignant l'installation d'un milieu marin à la fin du Dévonien.
- ❖ **Au Carbonifère** : dès le début du Tournaisien, une sédimentation argilo-sableuse entrecoupée de niveaux d'oolithes ferrugineux indique une régression marine et l'installation d'un milieu de transition.
- ❖ **Au Mésozoïque** : les sédiments rattachés à cet ensemble sont de type continental à lagunaire. L'installation respective d'un milieu continental puis lagunaire s'est manifestée durant tout le Mésozoïque.
- ❖ **Le Cénozoïque** : marqué par la reprise d'une sédimentation détritique témoignant d'une régression généralisée sur toute la plate forme saharienne.

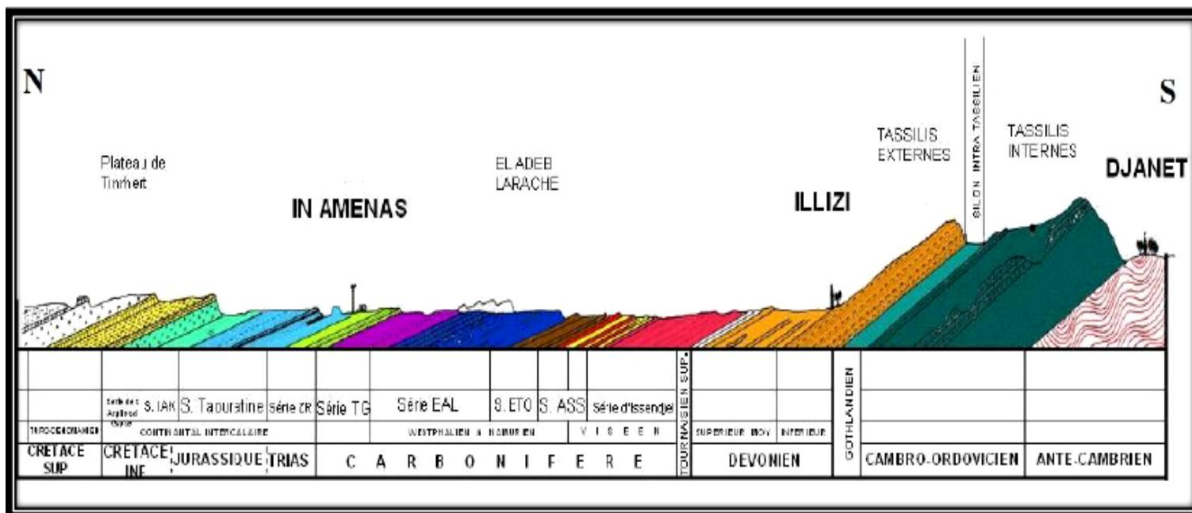


Fig. 4 :La coupe géologique schématique des affleurements du bassin d'illizi(WEC, 2007)

I.1.7.L'évolution structurale et géodynamique

I.1. 7.1. L'évolution structurale de bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est (Fig.5).

- L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Ouest.
- L'axe de Tan Elak.
- L'axe d'Essaoui Méllene.
- L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- L'axe de Fadnoun.
- L'axe de la Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sont accompagnés de failles importantes dues au rejoue des failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont rejoué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin.

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

A l'ouest, la région d'Amguid El Biod comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux d'Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.

Au centre, le bassin d'Illizi proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E-O, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.

A l'Est, le môle de Tihemboka s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent de précédente) est caractérisé par trois directions de failles :

- Méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs.
- NE-SO pour les accidents secondaires

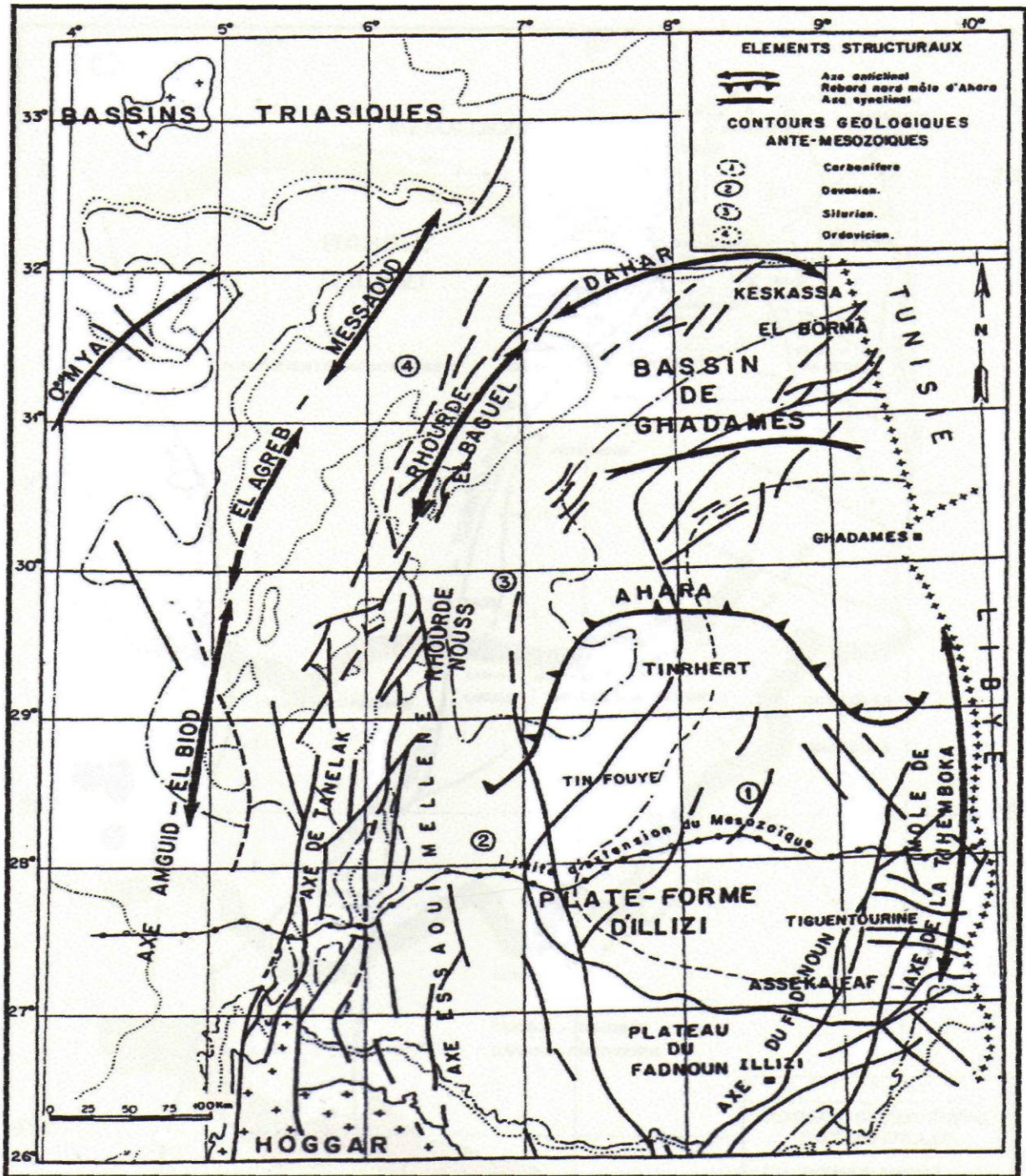


Fig.5 :L'esquisse structurale schématique de la synclise Est Algérien.(Chaouche,1995).

I.1. 7.2.L'évolution géodynamique du bassin d'Illizi

Les principaux évènements tectoniques (Tableau.1) et (Fig. 6) qui ont affecté le bassin d'Illizi se sont déroulés :

- Du Précambrien terminal-Cambrien inférieur : évènement panafricain
- A l'Ordovicien supérieur : phase taconique du Silurien supérieur
- Au Dévonien inférieur : phase calédonienne

- Au Dévonien supérieur : phase frasnienne.
- Au Carbonifère - Permien : phase hercynienne
- Au Crétacé inférieur (Aptien) : phase autrichienne
- Au Tertiaire (Eocène) : phase pyrenienne.

Ces différentes phases tectoniques, (compressives et distensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires. (Aiouna, 1995; Aliev et al. 1971 ; Boudjemaâ, 1987; Echikh..K, 1971 ; Skender , et al. 1996, Bcipe 1975).

➤ **La phase Panafricaine**

Elle s'est déroulée 600-500 Ma en créant la chaîne panafricaine, par collision du paléocontinent de l'Ahaggar contre le craton Ouest-africain. La fin de cette phase correspond à une pénéplanation de cette chaîne et au début de l'histoire cratonique de la plateforme saharienne. Le trait structural caractéristique du substratum précambrien est représenté par les grands accidents subméridiens. Durant le Cambro-ordovicien, une phase de distension mineure a eu lieu se traduisant par des variations d'épaisseurs et de faciès de part et d'autres d'accidents majeurs du socle.

➤ **La phase Taconique :**

Une importante discordance de ravinement glaciaire sépare la formation d'In Tahouite ou Argilo-gréseux supérieur (**AGS, unité II-3**) du Complexe Terminal dénommé Formation de Tamadjert due à la phase taconique qui s'est produite dans tout le Sahara. Les effets de cette phase, sont amplifiés par les glaciations ordoviciennes. Ainsi, la discordance taconique suivie de l'érosion glaciaire va façonner les bassins sahariens essentiellement méridionaux.

Dans le bassin d'Illizi, ces phénomènes ont engendré des érosions plus ou moins importantes selon les secteurs. Ces variations ont une ampleur d'érosions sont influencée par l'architecture structurale héritée de la phase taconique. Le façonnement de la topographie s'est effectué avant et au cours du dépôt du Complexe Terminal (Unité IV) par des érosions importantes qui ont affecté les séries cambro-ordoviciennes et atteignent souvent le socle.

Dans ces vallées se déposeront les grés de bas niveau marin, surmontés par un niveau transgressif d'argiles micro-conglomératiques, et qui correspondent à l'unité IV-2. L'ensemble est scellé par le dépôt de la dalle terminale (Unité IV-3).

➤ **La phase Calédonienne :**

Elle se situe entre le Silurien et le Dévonien inférieur, ses manifestations sont observées au niveau du môle d'Ahara et du haut fond de Tihemboka , où cette phase a joué un rôle primordial dans leur mise en place. Des discordances et une importante érosion est observée durant cette période le long de ces zones hautes.. C'est durant cette phase que le bassin d'Illizi s'est individualisé. On observe aussi une érosion et une interruption de la sédimentation dévonienne le long de l'axe de Fadnoun.

➤ **La phase Frasnienne :**

Elle est considérée comme une phase calédonienne tardive, elle se traduit par un non dépôt de sédiments et une érosion profonde au niveau du môle d'Ahara (discordance frasnienne).

➤ **Le cycle Hercynien :**

Deux phases tectoniques majeures ont eu lieu durant le Carbonifère, représentant les mouvements tectoniques hercyniens qui terminent le cycle sédimentaire du Paléozoïque du bassin d'Illizi. Il s'agit de :

➤ **La phase N 40° d'âge Viséen (Mouvements hercyniens précoces) :**

Cette phase se situerait après le dépôt du Dévonien supérieur et au cours du Viséen. Elle interviendra sur la structuration des séries déposées antérieurement de la façon suivante (Beicip, 1975) :

- Formation d'importantes structures le long d'accidents NO-SE favorables à la direction de compression N40.
- Jeu en décrochement le long des accidents méridiens et possibilité de création de plis d'entraînement dans la couverture.

Elle se traduit également par une érosion partielle des sédiments du Tournaisien-Viséen inférieur dans certaines structures locales du haut fond de Tihernboka.









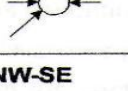
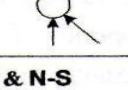
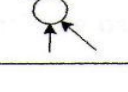

➤ **La phase N 120° d'âge Permien (Mouvement hercynien majeur)**

La phase hercynienne dont les effets structuraux sont les plus accusés résulte d'une compression régionale orientée N120° (Résultats structuraux, Beicip, 1975). Les structures induites par cette phase, résultent d'un raccourcissement soit par compression soit par jeu en inverse le long des failles orientées elles même Nord Est-Sud Ouest.

La mise en place de telles structures se fait à la faveur d'une phase de serrage post-Carbonifère orientée NE-SO. Son influence sur les séries paléozoïques est:

- Maximum sur les failles NE-SO, avec formation de plis de la famille des structures d'Assekaïfaf.
- Relativement importante sur les grands accidents méridiens surtout si ceux-ci sont légèrement obliques vers le NE; le mouvement le long de ces failles pourra être à l'origine de grande structures NS

Tableau. 1: Les phases tectoniques majeures (D'après Boudjamaa : 1987)

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Silur-Devonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	<u>Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara).</u>
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	<u>Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara).</u> Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFÉRIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	<u>Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi).</u> Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE 	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)	N-S 	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

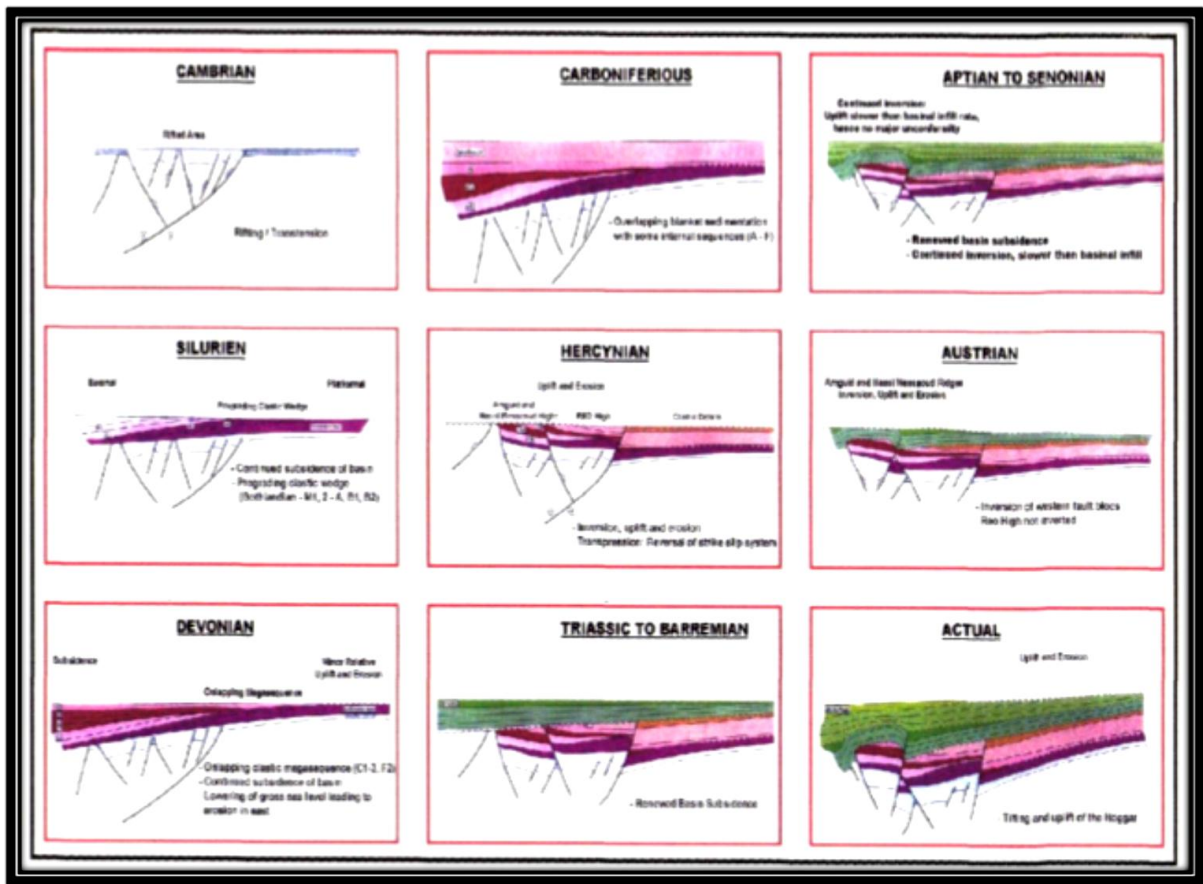


Fig. 6: Modèle synthétique de l'évolution structurale du bassin d'Illizi. (Boudjamaa, 1985)

I. 1. 8. Le potentielité en hydrocarbures et le système pétrolier

I.1.8. 1.L'introduction

Le bassin d'Illizi renferme les plus grands gisements de pétrole et de gaz, reconnus dans la plate-forme saharienne, Il a toujours été le plus étudié et reste l'objet d'une étude de plus en plus prometteuse.

Le Silurien et le Dévonien du bassin d'Illizi constituent les principales sources d'hydrocarbures (Fig.7) ils ont déjà fait l'objet de nombreuses études géochimiques. Les travaux les plus récents sont ceux de Chaouch, (1992).

Les études sont basées essentiellement sur les résultats de carbone organique total (COT), la Pyrolyse Rock-Eval et les observations microscopiques (IAT).

Le système pétrolier de bassin d'Illizi établi par (SONATRACH, 2001), (Fig.7).

I.1. 8. 2. Le système pétrolier

Un système pétrolier est défini par la roche mère, le réservoir et la roche couverture, tout en tenant compte du facteur temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation par rapport à celui de la formation du piège (Duval, 1999, Perrodon., 1985).

I. 1. 8.2.1. Les roches mères

A- La roche mère silurienne

La roche mère Silurienne épaisse de 240 à 450 m, d'apparence homogène, appelée argiles à Graptolites traduit la généralisation d'un milieu franchement marin à toute la plate forme Saharienne. La déglaciation, commence à la fin de l'Ordovicien, elle s'est poursuivie de manière progressive et se serait étendue jusqu'au Silurien supérieur.

L'intervalle d'intérêt majeur est la série argileuse du Silurien inférieur. A la base de ces argiles, se développe un niveau à radioactivité naturelle élevée (Gamma Ray), dépassant parfois 300API.

a. L'épaisseur du silurien argileux

L'épaisseur moyenne est de l'ordre de 335 m. L'épaisseur totale du Silurien argileux augmente du Nord-Ouest vers le Sud- Est. Le minimum d'épaisseur se trouve au Nord L'épaisseur est faible au Nord à cause de biseautage sur les flancs du môle d'Ahara, qui s'est présenté comme un haut fond durant le dépôt du Silurien argileux.

b. La richesse en matière organique

La richesse en matière organique (COT) augmente d'une façon générale d'Est à l'Ouest d'où la distinction des trois zones :

- Une zone moyenne, à l'Est, où le COT varie de 0.62% à 1 %.
- Une zone riche, située au centre avec des valeurs de COT de 1 à 2%.
- Une zone très riche, à l'Ouest, présente des valeurs de COT allant de 2 à 3.89%.

Les faibles teneurs sont en rapport avec les conditions de sédimentation (milieu oxydant et sédimentation grossière) et géodynamiques (instabilité verticale de la dorsale et magmatisme) (Chaouche, 1992).

c. Le potentiel pétrolier résiduel (S2)

Le potentiel pétrolier résiduel(S2) augmente du Nord-Est vers l'Ouest. La distribution du potentiel pétrolier résiduel s'effectue en trois zones :

- ❖ Une zone orientale divisée en deux parties :

- ✚ Une partie nord-orientale caractérisée par un faible potentiel pétrolier résiduel ($S_2 < 0.5$ mg d'HC /g de roche)
- ✚ Une autre partie, avec un potentiel pétrolier résiduel moyen, avec des valeurs de 0.5 à 1 mg d'HC /g de roche.
- ❖ Une zone centrale présentant un bon potentiel pétrolier résiduel (S_2), qui varie de 1 à 2 mg d'HC /g de roche
- ❖ Une zone occidentale montrant un très bon potentiel pétrolier résiduel ($S_2 > 2$ mg d'HC /g de roche).

Le potentiel pétrolier résiduel varie avec la richesse (la teneur) en COT le type et le degré de maturation de la matière organique, ce qui explique le faible potentiel pétrolier à l'Est qui présente une richesse moyenne à bonne et une maturité en phase à huile, c'est-à-dire que la plus grande partie de la matière organique a été déjà craquée, tandis que la zone occidentale est très riche, et possède une faible maturité, ce qui lui affecte un grand potentiel pétrolier résiduel. (Sadaoui et al, 2001)

B- La roche mère Dévonienne

Le Dévonien est l'étage du Paléozoïque qui a le plus grand intérêt, vu sa richesse relative en Hydrocarbures, Les assises qui séparent les réservoirs du Dévonien, représentent de bonnes roches- mères, et elles correspondent à des séries argileuses, de teinte gris- brune à gris- noire souvent indurées, silteuses, à passés de calcaires argileux gris-bruns ou blanchâtres.

a. L'épaisseur de la série argileuse du Dévonien

L'épaisseur de la série argileuse du Dévonien de la région d'Illizi central, représente une valeur moyenne de 170 m. l'épaisseur totale de la série argileuse du Dévonien augmente du Nord vers le Sud- Est, la plus grande épaisseur est localisée au Sud- Est de la région, avec une valeur de 200 m,

Cette variation d'épaisseur est due à l'érosion partielle du Dévonien qui a affecté surtout la région Nord du bassin, en effet l'orogénèse calédonienne agissant à des endroits différents a ébauché certains traits morphologiques actuels, les mouvements généralement de faible amplitude n'ont pas bouleversé la paléogéographie à l'échelle de la plateforme, mais ont fortement conditionné la distribution des dépôts, favorisant ainsi la création d'un biseautage dans la région septentrionale, par contre les grandes valeurs d'épaisseurs se trouvent au centre du bassin (Chaouche, 1992).

b. La richesse en matière organique

La répartition du COT varie régionalement dans une direction NE-SO avec une augmentation du Sud- Ouest vers le Nord- Est. Trois zones de répartition de la matière organique ont été en rejustrées :

- Une zone très riche caractérisée par des valeurs de COT variant de 2% à 3.14%, se situe au Nord- Est de la région
- Une zone riche caractérisée par des valeurs de COT oscillant de 1% à 2%, se localise au centre
- Une zone moyenne caractérisée par des valeurs de COT allant de 0.5% à 1%, se situe au Sud- Ouest en rapport avec les conditions de sédimentation, milieu oxydant et sédimentation grossière la géodynamique (instabilité verticale de la dorsale), ainsi que le magmatisme (Chaouche, 1992).

c. Le potentiel pétrolier résiduel (S2)

Le paramètre S2 augmente du Nord-Ouest vers le Sud- Est, il présente une valeur moyenne de 2.28 mg d'HC/g de roche, (Sadaoui et al ,2001), d'où la présence de deux zones :

- ❖ Une zone Nord-Ouest caractérisée par un bon potentiel résiduel.
- ❖ Une zone Sud- Est caractérisée par un très bon potentiel résiduel.

B- Les roches mères Carbonifères

-Elles sont représentées par les argiles du Tournaisien et l'argilo-gréseux du Visééz.

I. 1.8.2.2. Les roches réservoirs

A-Réservoirs Cambro-Ordovicien

- a- L'Unité II :* L'Unité II est d'âge cambrien, son épaisseur moyenne est de 250 m et elle est composée de dépôts fluvio-deltaïques. Cette unité est productive dans les gisements de l'Hansatene Ouest, Tiguentourine Est, OuanTaredertet et Dôme a collenias (**Tableau. 2**).
- b- L'Unité III-2 :* Cette unité appartenant à l'Ordovicien est composée de grès quartzitiques fins a grossiers avec une épaisseur variant de 0 à 200 m. Ce réservoir produit par fracturation de HassiTabtab et d'Assekaïfaf.
- c- L'Unité IV :* Elle correspond au complexe terminal de l'Ordovicien, son épaisseur varie de 10 à 350 m, elle est constituée de dépôts fluvio-glaciaires à périglaciaires et des dépôts glaciaires de comblement de l'Ordovicien supérieur.

Tableau. 2: Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Cambro-ordovicien

Roche mère	Silurien argileux
Roche couverture	Argiles intra-formationnelles et une puissante série argileuse silurienne qui Présente une épaisseur de 200 à 500 m
Piège	De type structural, principalement des anticlinaux parfois faillés

B-Réservoirs Siluro-dévonien (F6-F5-F4)**a- Réservoir F6**

Ce méga-réservoir produit de l'huile et du gaz dans le bassin d'Ilizi ; c'est un ensemble argilo-gréseux qui se subdivise de bas en haut en huit (08) unités : M1, M2, A, B1, B2, C1 C2 et C3. Cette série lithostratigraphique peut être scindée en deux, une série inférieure appartenant au Silurien supérieur (Lud-low) et une série Supérieure d'âge Dévonien inférieur (Praguien).

Les niveaux réservoirs sont composés de grès marins peu profonds (M1) et de grès fluviatiles (A, B1, C1, C2 et C3).

Il possède les valeurs de porosité et de perméabilité les plus élevées de la région.

La porosité atteint 20 à 25 % et la perméabilité varie de 0,1 md à quelques centaines de md.

Le F6 est pratiquement présent sur l'ensemble du bassin à l'exception de la partie nord-occidentale où il est partiellement érodé. Les réservoirs du F6 produisent de l'huile à Tin Fouyé, Djoua Ouest, Ahara, Tinrhert, Gara Tisselit, Tin Mesnaguene(**Tableau. 3**).

b- Réservoirs F5 et F4

Ces réservoirs font partie d'une série argilo-gréseuse d'âge Dévonien moyen qui s'est déposée dans un réseau fluviatile méandrique. L'épaisseur de cette série est de 40 à 50 m avec de bonnes propriétés pétrophysiques. Ces réservoirs sont productifs à Assekaifaf, El AdebLarach et Tarader.

Tableau. 3: Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Siluro-dévonien (F6-F5-F4).

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Niveaux argileux intra-formationnelles et une importante série argileuse Frasnienne
Piège	De type structural, principalement des anticlinaux parfois faillés

C- Les réservoirs Dévonien Supérieur (F3-F2)

1) Réservoir F3

Ce réservoir est constitué de barres tidales d'épaisseur de 0 à 30 m. Il présente 10 à 15 % de porosité. Le F3 est productif à Alrar, Stah, Mereksenez.

2) Réservoir F2

Il est intercalé sous forme de lentilles sableuses dans les dépôts du Dévonien supérieur ce réservoir comporte des niveaux gréseux dont l'épaisseur est généralement inférieure à 5 m mais peut atteindre localement 15 à 20 m. Le F2 est productif à OuanDimeta et Issaouane (**Tableau. 4**).

Tableau. 4: Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Dévonien supérieur (F3-F2).

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Formations argileuses du Dévonien moyen et du Dévonien supérieur, coiffées par une imposante série argileuse carbonifère
Piège	Généralement de type structural. Toutefois on a, dans le bassin d'Illizi, des biseaux d'érosion du Dévonien ; pièges stratigraphiques du F3 à Alrar

3) Les réservoirs de Carbonifère

Les niveaux réservoirs du Carbonifère sont constitués de lentilles gréseuses, productives à Edjeleh, Tiguentourine, Zarzaïtine et HassiTabtab. Ces niveaux réservoirs ne dépassent pas les 30m, leurs propriétés pétrophysiques sont faibles à moyennes mais peuvent localement s'améliorer (**Tableau. 5**).

Tableau. 5: Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Carbonifère

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Épaisse assise argileuse carbonifère
Piège	De type structural

D- Le réservoir Trias Argilo-Gréseux Supérieur

Dans le bassin d'Illizi, le seul réservoir triasique présent est le Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS) qui correspondent au salifère S4 du centre de Berkine (**Tableau. 6**).

Cette formation a une aire d'extension très limitée qui se situe sur une frange étroite du Nord-Ouest du bassin et correspond à la limite entre les bassins de Berkine et d'Illizi.

La découverte d'El Ouar Sud-1 (EOS-1) avec un débit de 12 m³/h d'huile.

Le TAGS possède une bonne porosité primaire, la granulométrie est grossière et l'argilosité assez faible. Ces bonnes qualités pétrophysiques sont prouvées par les résultats de tests : 12 m³/h d'huile à EOS-1.

Tableau. 6: Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias argilo-gréseux supérieur

Roche mère	Silurien argileux et Frasnien basal
Roche couverture	Puissant ensemble argilo-salifère triasique et argileux liasique

I. 1.8.2.3. Les Roches couvertures

- ✓ Les argiles de l'Ordovicien qui couvrent parfois l'unité II du Cambrien, l'unité III-2 et l'unité III-3.
- ✓ Les argiles de la base du Silurien assurent la couverture des réservoirs du complexe terminal, quant à celles du Silurien supérieur, elles couvrent les unités inférieures du F6.
- ✓ Les argiles intercalées du Dévonien inférieur et du Dévonien moyen, couvrent les unités C du réservoir F6.
- ✓ Les argiles du Dévonien supérieur couvrent le réservoir F4 dans la partie Est du bassin.
- ✓ Les argiles du Carbonifère couvrent le réservoir F2.

I. 1.8.2.4. Les Pièges

De type structural, principalement des anticlinaux parfois faillés. La spécificité de la région d'Illizi est la présence d'accumulations d'hydrocarbures affectées par un hydrodynamisme actif. En effet après l'orogénèse hercynienne, la surrection du Hoggar a instauré un régime hydrodynamique par gravité sur l'ensemble du bassin. C'est au niveau du réservoir F6 que les phénomènes hydrodynamiques jouent un rôle important dans le piégeage des hydrocarbures.

L'ensemble des caractéristiques lithostratigraphiques sont résumés sur la figure (Fig.7).

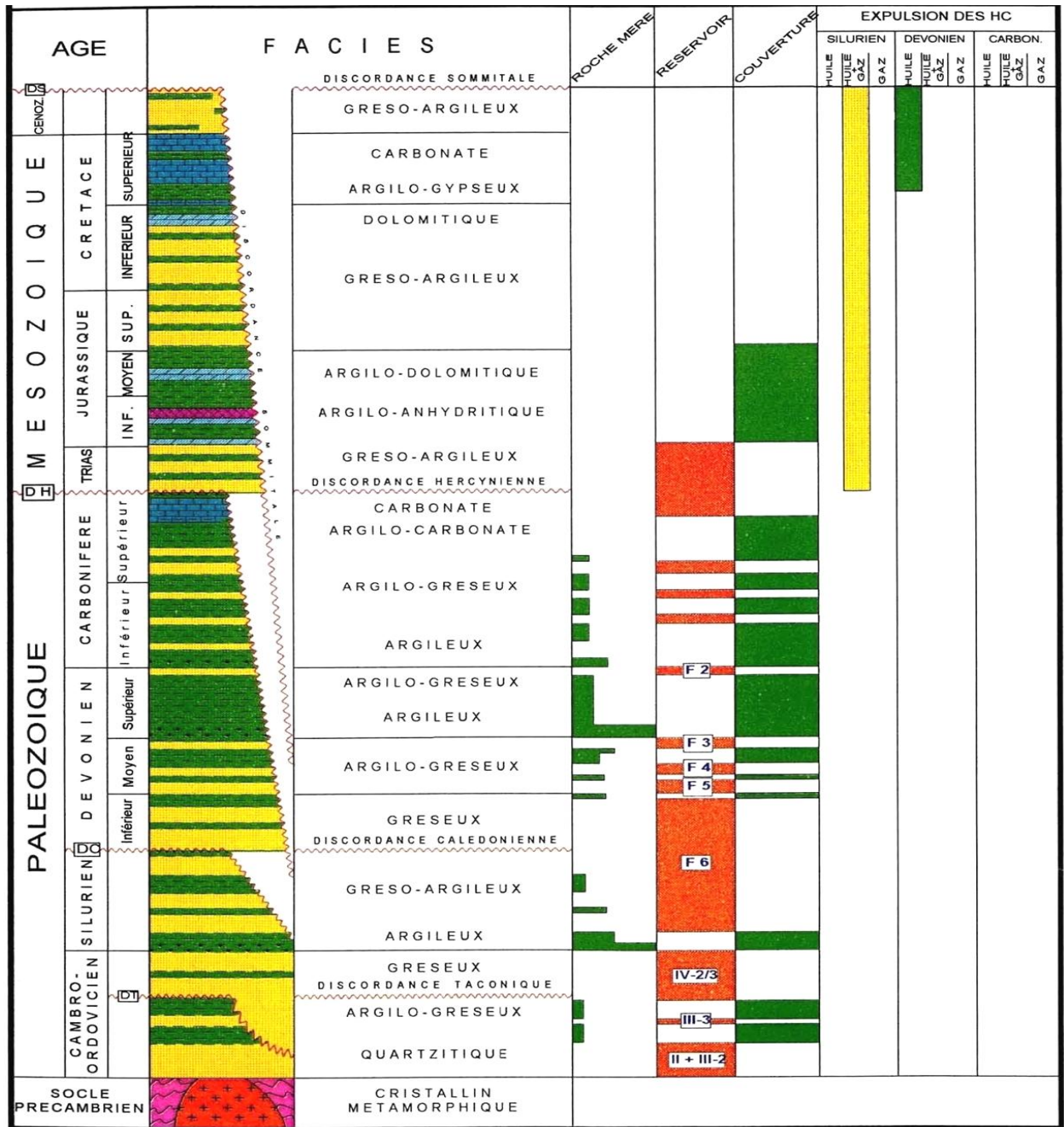


Fig.7 : La colonne lithostratigraphique et le système pétrolier du bassin d’Illizi (SONATRACH-DP, 2001).

I. 2. LE CADRE GEOLOGIQUE LOCALE

I. 2.1. Le cadre géographique de champ d'ALRAR

Le champ d'Alrar est situé dans le bassin d'Illizi à la frontière Algéro-Libyenne, à 120km environ au nord d'In Amenas sur une superficie de 900 km², à 1800 Km au sud d'Alger à 800 km au Sud Est d'OUARGLA, à 400 km au Nord- Est d' Illizi et à 40 Km au nord du champ pétrolière de Zarzaïtine.

Il est donc situé dans la partie orientale du Sahara Algérien entre les latitudes 28°et29°Nord et les longitudes 9°et 10) Est, avec 90% de sa surface en Algérie, et 10% en Libye.

Il est caractérisé par une importante accumulation de gaz à condensât. Il a été découvert en Août 1961 (**Fig. 8**).

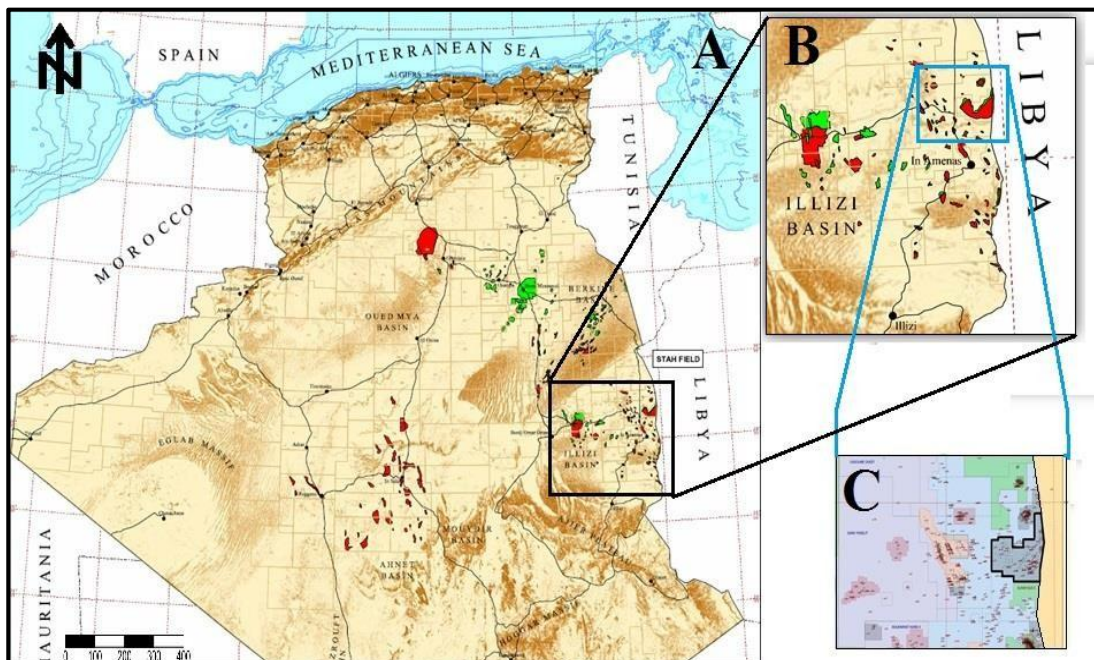


Fig.8:Situation géographique de la région D'ALRAR (Sonatrach exploration)

I.2.2. Présentation du champ

Le gisement d'Alrar a été découvert en Octobre 1961 par les puits Alrar Est (ALE-1) et ALB1(Ouest), qui ont mis en évidence des accumulations de gaz humide dans le réservoir Dévonien moyen F3, à la profondeur moyenne 2600 m et de superficies respectives de 465 et 251 Km².Le réservoir présente un faible anneau d'huile surmonté d'un large gaz cap.

Le réservoir d'Alrar Ouest identique à celui d'Alrar Est, est un piège monoclinale faillé, incliné vers le Nord.

Le gisement d'Alrar Est a été mis en exploitation en Août 1965, jusqu'à Décembre 1984, par cinq (05) puits ALE-3, ALE-5, ALE-6, N-7 et N-8, le gaz produit était utilisé pour le maintien de pression de l'aquifère (MP ZR) et l'alimentation en gaz lift des puits du champ de ZARZAITINE.

Depuis Décembre 1984, la production de gaz est assurée par 24 puits producteurs de gaz. L'opération de Cyclage partiel a commencé en Décembre 1984. Le Cyclage périphérique est assuré par 26 puits injecteurs de gaz formant ainsi 3 dorsales Nord Est, Nord Ouest et Sud.

En 1994, deux puits producteurs de gaz AL-50 et AL-51 ont été forés à la limite de la frontière Algéro-lybienne, et 3 puits injecteurs AL-523, AL-532 et AL-533 situés à la limite de la frontière ont été reconvertis en producteurs de gaz. Le gisement d'Alrar Ouest a été mis en exploitation en Juillet 1997 par 13 puits et une production moyenne journalière de 11 .106 m³ En trois ans d'exploitation le réservoir a perdu 19 bars ce qui pose la question sur la stratégie d'exploitation.

L'anneau d'huile d'Alrar a été mis en évidence en 1969, par le forage du puits NAL 103 dans le réservoir dévonien F3 dans la partie nord du champ d'Alrar. Ce puits a rencontré le contact Gaz/huile à -1948m.

En 1970, le forage du puits NAL 106 a permis de situer le contact huile/eau à 1958m, et limiter ainsi l'anneau d'huile à une hauteur de 10m.

I.2. 3. Description Géologique

I. 2.3.1. Aspect structural

Le réservoir dévonien F3 d'Alrar Est et Ouest est un piège du type mixte (stratigraphique et structural), il se présente sous la forme d'un monoclinal faillé à pendage Nord-Nord Est, Sud-Sud Ouest allongé dans la direction Nord-Nord Est, Sud-Sud Est. La carte structurale au toit du Dévonien F3 est représentée par la (**fig. 9**).

La structure est limitée :

- à l'Est par la frontière libyenne
- au Nord par l'aquifère
- au Sud et à l'Ouest par la disparition des grès du F3.

La structure du F3 est compartimentée par plusieurs accidents Nord-Sud Les deux gisements Est et Ouest sont séparés par une faille moyenne non étanche de rejet 100m, passant entre ALB-1 et AL-510 (ex AL-2).

Le compartiment d'Alrar Ouest et DAIA ZARET est la suite du gisement d'Alrar vers l'Ouest.

Le pendage du réservoir F3 est faible, la profondeur au toit du réservoir varie entre 2500m et 2650m.

L'altitude de la surface varie assez peu, la valeur moyenne est de 700m au-dessus du niveau de la mer.

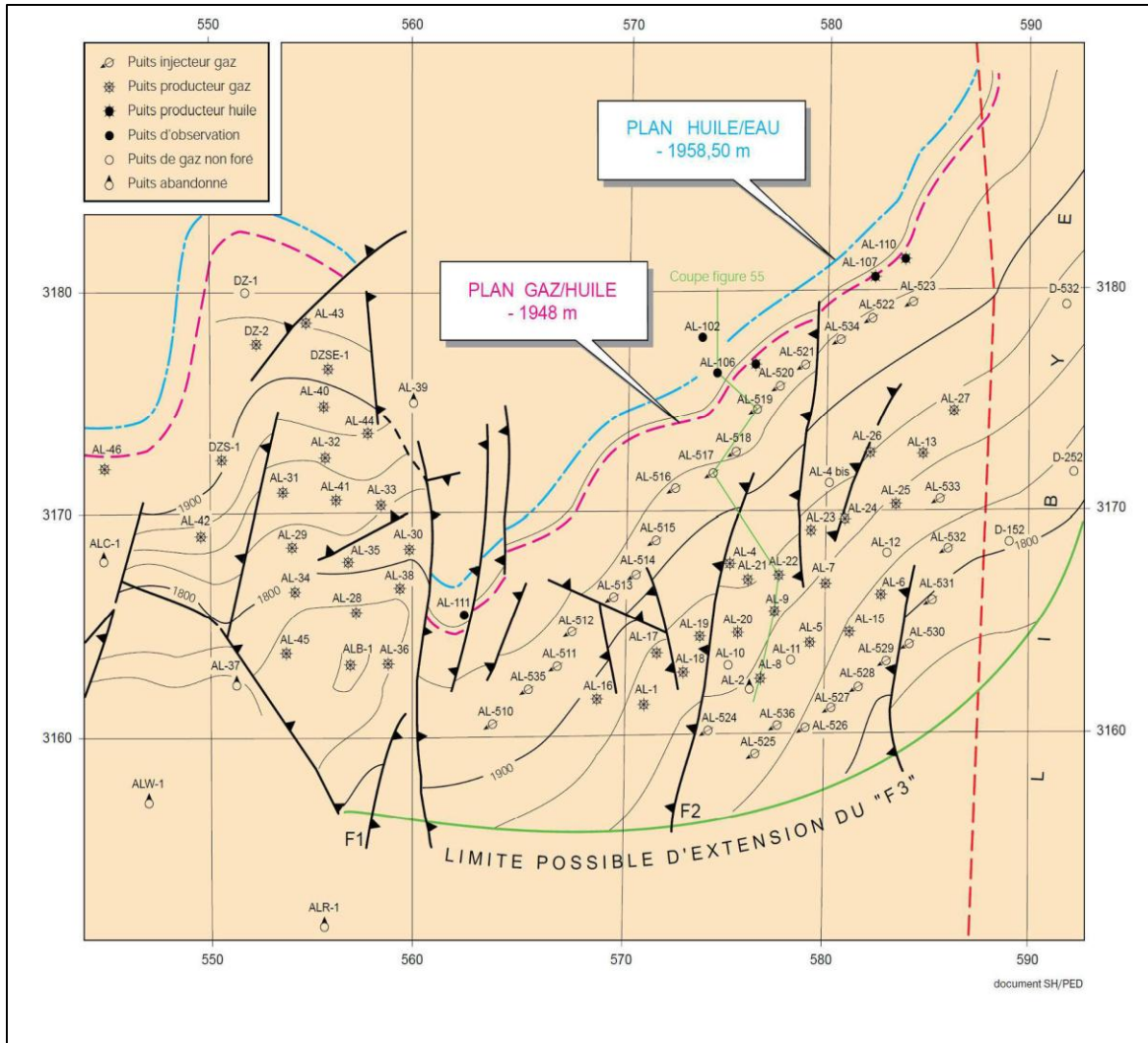


Fig. 9 : La carte structurale au toit du F3 du champ pétrolier d'Alrar (Wec. 2007)

II.2.3.2. Aspect pétrolier

Dans le champ d'Alrar seul le Dévonien représente un intérêt pétrolier dans sa partie moyenne et supérieure.

-Le Dévonien inférieure est pétrolifère dans quelques différentes zones du bassin d'Illizi, et par contre à Alrar est aquifère.

- Le Dévonien moyen constitue le réservoir F3 épais de 40m qui est l'objectif principal dans le champ d'Alrar où il produit du gaz à condensat à fort débit et présente un anneau d'huile sur une colonne de 10m.

- Le Dévonien supérieur constitue le réservoir F2 qui est un complexe grés-argileux, son

sommet présente un passé de grés de 10m d'épaisseur généralement compacts. Le réservoir F2 à Alrar est sec à l'exception du puits AL42 où il produit de l'huile, il se trouve imprégné d'huile à AL30. A cet effet le F2 est considéré comme un objectif secondaire dans la partie Ouest du champ Alrar.

A) Les roches mères

D'après les études géochimiques, toutes les argiles paléozoïques ont généré des hydrocarbures, nous retiendrons les plus importantes :

- Les argiles du Silurien argileux.
- Les argiles du Silurien argileux gréseux.
- Les argiles du Dévonien moyen à supérieur.

Des études plus récentes ont également montrées que les argiles de l'Ordovicien ont généré des hydrocarbures.

B) Les roches réservoirs

Au niveau du champ Alrar, les principaux réservoirs sont représentés par les réservoirs F2, F3, F4 et F6. Seul le réservoir de Dévonien F3 a un intérêt pétrolier avec le réservoir F2 qu'il présente comme un objectif secondaire dans la recherche dans le champ Alrar.

Le réservoir F3 est un mince anneau d'huile (10m) compris entre gas-cap et un aquifère faiblement actif, de profondeur moyen 2650 m.

Le réservoir F3 d'âge dévonien est situé dans la formation argilo-gréseuse d'Alrar. Il est subdivisé en deux parties différentes par leurs caractéristiques réservoirs, une partie supérieure constituée de grés propres de bonne caractéristique (composée de grés gris, blanc à beige clair, fin à grossier, à ciment siliceux, localement argileux, sub-arrondi à sub-anguleux, dur à très dur, avec passées de nodules d'argile), et une partie inférieure compacte présentée par des grés à passées des argiles (composée de grés blanc à gris blanc, fin à très fin, à ciment siliceux quartzitique, moyennement dur avec fines passées d'argile et de siltstone) 30 à 40% de la partie inférieure du réservoir F3 est nettement argileuse et compacte que la partie supérieure.

Le toit F3 est défini soit par la discordance Frasnienne, soit par des argiles du dévonien supérieur, tandis que le mur est bien délimité.

L'épaisseur de réservoir F3 croît du sommet vers les flancs de la structure en raison de l'érosion du sommet. Elle comprise entre 25 et 57m.

C) Les roches Couvertures

Le Namurien, le Viséen C, le Tournaisien, les argiles du Dévonien, et le Silurien argileux assurent respectivement le rôle de couverture des réservoirs Carbonifères, Dévonien (F2, F3, et F4) et Ordovicien.

II.2.3. 3. L'Aspect stratigraphique du champ pétrolier d'Alrar

Le réservoir F3 est bien défini en diagraphie, la limite supérieure est nette sur l'ensemble des logs. La limite inférieure, bien marquée par le Neutron et le Sonique est parfois moins tranchée sur le Gamma-Ray et la PS du fait des développements argileux se produisant à la base du réservoir(**Fig10**).

Les analyses des sondages du réservoir F3 ont révélé l'existence de cinq niveaux superposés qui sont de haut en bas.

1- Grès hétérométriques brun foncés, moyens à grossiers, peu consolidés à ciment argilo-siliceux peu développé : l'épaisseur moyenne est de 25m

2- Grès brun foncé, fins à moyens, plus consolidés que les précédents à inclusion carbonatées fréquents, formant par endroit le ciment prédominant : l'épaisseur moyenne est de 4m.

3- Grès quartzitique blancs, fins à moyens, compacts à joints argilo-carboneux stylolitiques

4- Grès calcaires fins et calcaires argileux très finement gréseux à petites lentilles irrégulières de calcaire fossilifère : l'épaisseur est de 0,5 m

5- Argiles noires compactes à ptéropodes, petites lamellibranches et brachiopodes, l'épaisseur est de 10m environ.

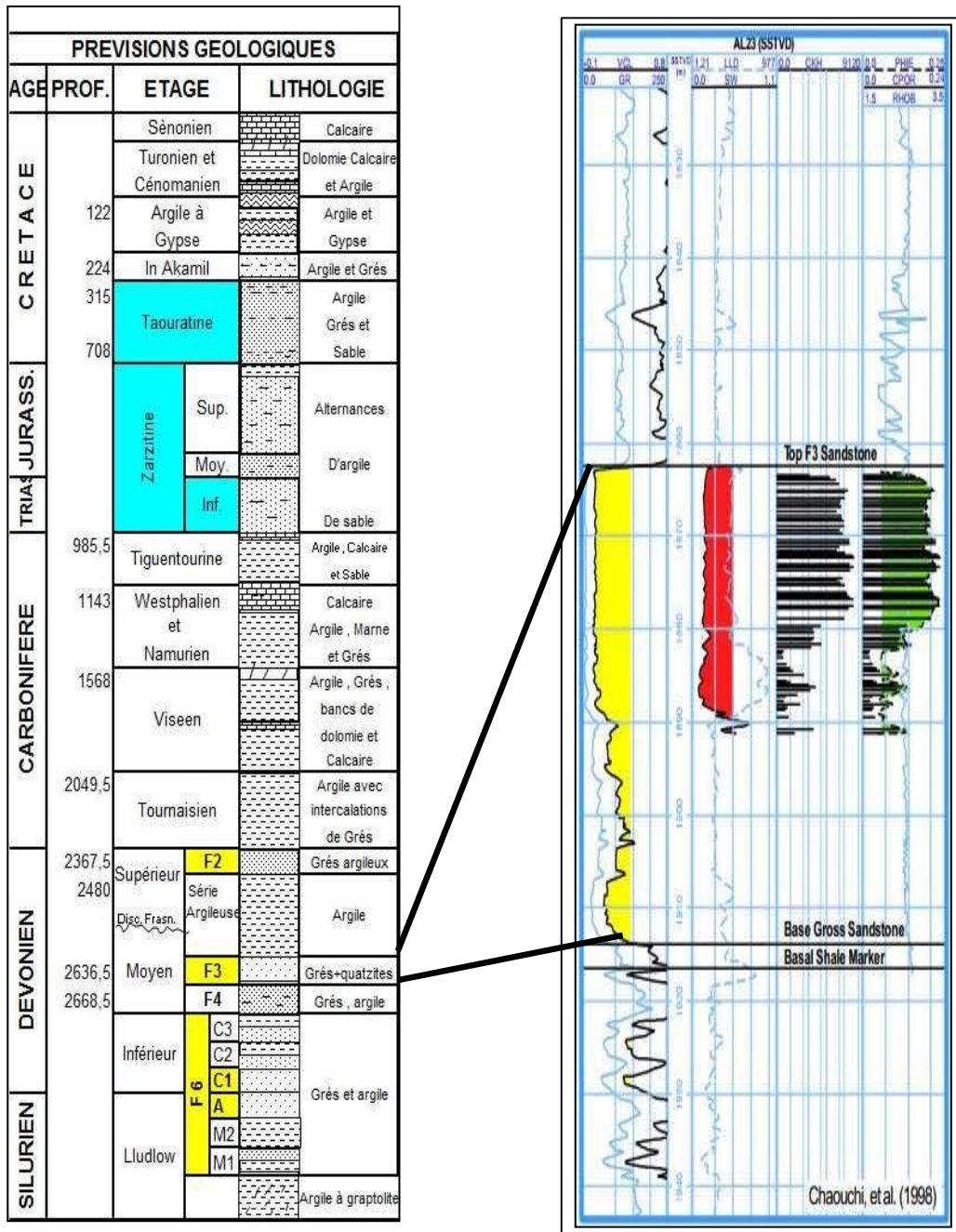


Fig.10 : La colonne lithostratigraphique du champ d'Alrar (Chaouchi et al 1998)

II.2.4. La sédimentologie du champ pétrolier d'Alrar

Le réservoir F3a été étudié en détail sur le plan sédimentologie au fur à mesure du développement des forages réalisés dans le champ. On adapte l'interprétation sédimentologique de F.Sommer (TOTAL Algérie, 1979).

Les principaux caractères morphologiques et hydrodynamiques qui régissent le modèle sédimentologique sont les suivants :

- Existence d'un golfe dont l'allure peut être confondue avec les limites d'extensions du F3.
- Apport venant de l'ouest par érosion de dépôts antérieurs du F6 sur la mole d'AHARA.
- Existence d'une dérive littorale par impacte oblique du train de houle sur la ligne de rivage.
- Existence d'un chenal faisant communiquer le golfe du F3 avec la lagune des argiles supra F3 à influence continentale des courants marins qui empreintes ce chenal cassant la dérive littorale ce qui produit l'accumulation des sables et l'élaboration des dunes sous-marins ; ce qui explique la prépondérance de matériels fin et la rareté des grés utiles dans les puits à faciès chenal.

Ce schéma a fonctionné avec une constance remarquable tout le long du dépôt du F3 d'Alrar aura pour mesure du comblement de golfe du Sud vers le Nord.

II.2.5. Le biseau de réservoir F3 d'Alrar à l'Ouest

Le développement du champ gaz d'ALRAR – biseau vers le sud du réservoir F3 s'est effectué en développant successivement les compartiments A puis B de l'Est vers l'Ouest.

Le forage AL37 n'a pas rencontré le réservoir, ce qui pose le problème du développement du F3 dans le compartiment C (zone d'intérêt dans laquelle doivent être implantés les forages de développement futur).

BEICIP a fait une étude à la faveur de SONATRACH pour répondre à ce problème elle a basé sur deux hypothèses celle de SNEA disant qu'une discordance existe au toit du F3 à ALRAR et celle de TOTAL qui dit : un passage latéral de faciès. Pour trancher entre ces deux hypothèses BEICIP a fait appel à la stratigraphie.

De nombreux échantillons viennent de montrer à STAH 1bis la présence d'une discordance à ce niveau. Le F3 serait d'âge Faménnien et reposerait sur du F4 d'âge Givétien supérieur avec l'absence de Frasnien.

Cette discordance est un facteur majeur qui a pu limiter l'extension du F3 dans le compartiment C, mais il existe un autre facteur.

Chapitre II

ETUDE DES PARAMETRES

PETROPHYSIQUESDU

RESERVOIR DEVONIEN F3

DELA REGION NORD EST D'ALRAR

II. 1. Introduction

L'approche dans l'étude des paramètres pétrophysiques de cette région consiste à traiter et analyser le réservoir F3 du dévonien moyen, le but de cette démarche est de parvenir une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir et d'essayer d'expliquer les résultats pétroliers enregistrés dans la zone d'étude.

La région de l'étude occupe la partie Nord Est de champs pétrolier d'Alrar (Fig.11)

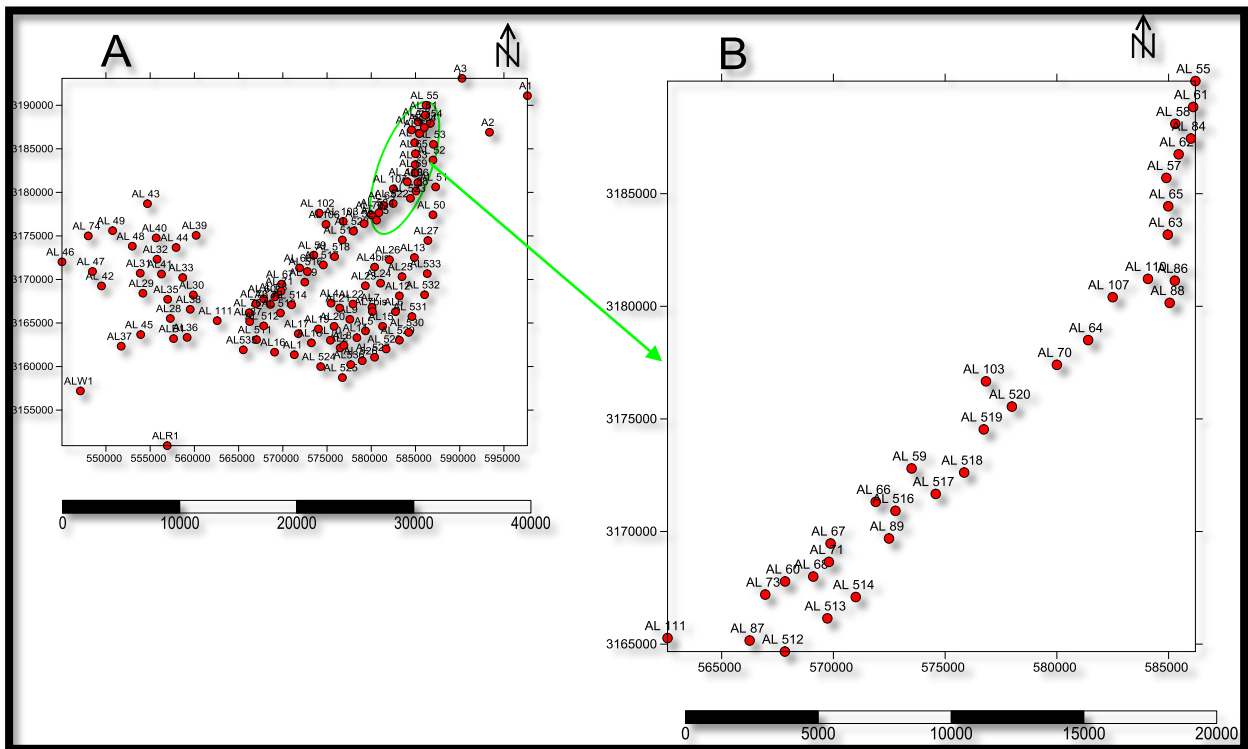


Fig.11:Cartes d'implantation des puits du champ D'ALRAR.

A :Carte représente la partié régionale de champ d'ALRAR.

B : Carte représente la partié de zone d'étude de champ d'ALRAR.

II. 2.Caractérisation Pétrophysiques du réservoir F3 par la diagraphie

II. 2.1.Matériels et méthodes de l'étude

L'Etude de corrélation diagraphique est basé sur l'utilisation du logiciel TECHLOG : TECHLOG est une plate-forme logicielle basée sur Windows appartenant Schlumberger destiné à regrouper toutes les informations de puits de forage(Fig12). Il permet à l'utilisateur d'interpréter toutes les données diagraphiques des puits. Il répond à la nécessité d'une plate-forme unique capable de supporter toutes les données de puits de forage et des flux de travail d'intégration d'interprétation, ce qui réduit la nécessité d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En amenant l'ensemble du workflow en un seule de plate-forme unique et réaliser.

Le logiciel TECHLOG comporte plusieurs outils de mesure et d'interprétation qui sont :

- Carotte
- Diagraphie
- Géologie
- Forage
- Réservoir
- Géophysique

II. 2. 2. Les étapes de calcul par le logiciel TECHLOG

L'organigramme suivant résume l'ensemble de ces étapes(Fig.12).

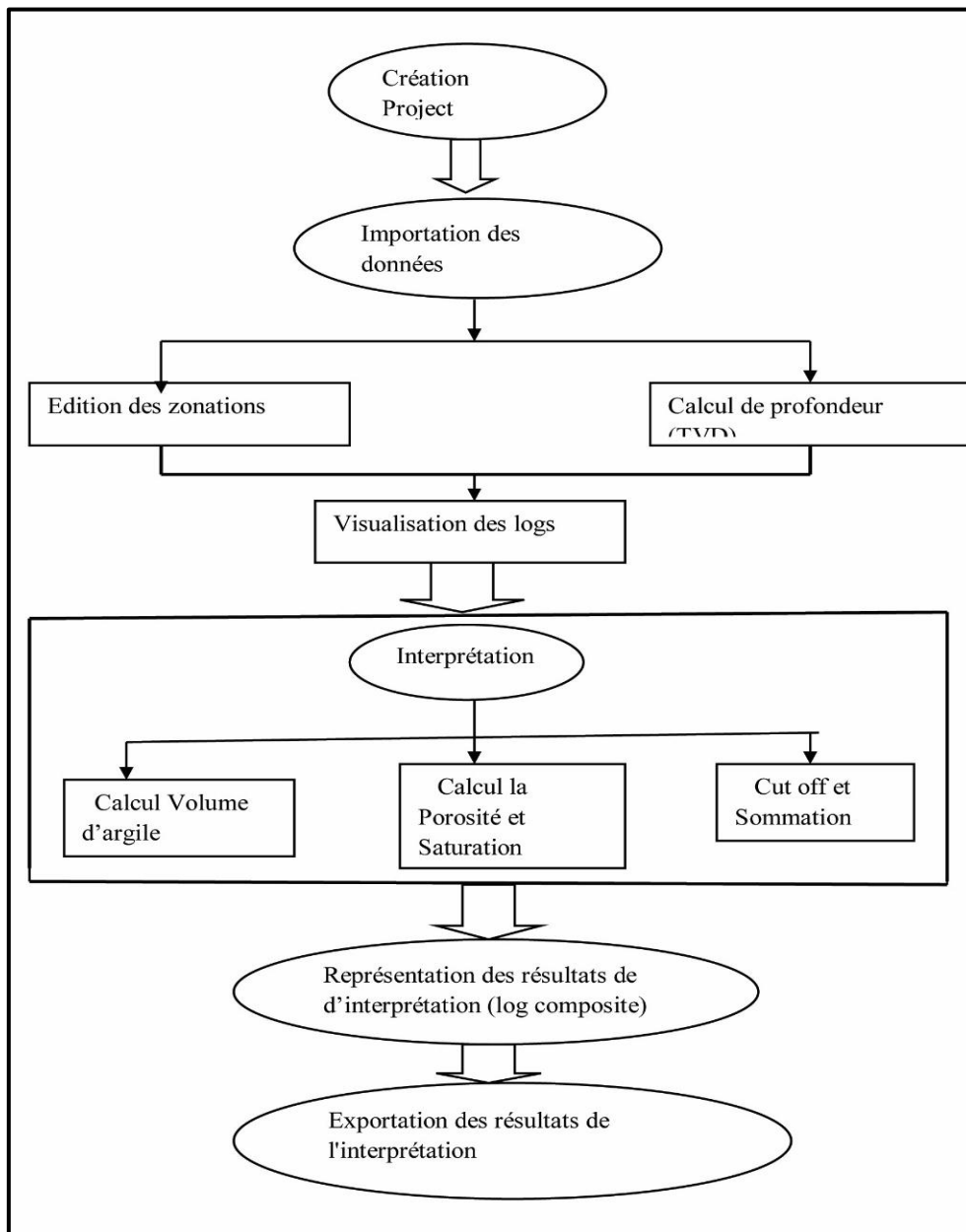


Fig.12:Organigramme d'interprétation des données diagraphiques par le logiciel Techlog.

II. 2. 3. Importation de DATA :

On peut charger plusieurs types de données selon leurs formats tels que LAS, DLIS, LIS, ASCII, CSV et XML

II. 2. 4. Outil de plateforme :

Cet outil comporte deux ensembles de modules qui sont Techdata et Techplot.

A-Techdata : Ses principaux modules sont :

- 1- Editeur de donnée : Feuille de calcul et édition des données.
- 2-Editeur de zone : Découpage du réservoir.
- 3- Outil de rééchantillonnage : Harmoniser le taux d'échantillonnage entre les différents ensembles de données.

B-Techplot :

- 1- Log View : C'est la principale interface pour afficher les données numériques sous forme de courbes appelées "Log". On peut afficher plusieurs logs de différents puits dans la même fenêtre.
- 2- Cross plot : Une fois le log composite est affiché l'utilisation du cross plot est module utile afin de visualiser graphiquement les rapports entre les données, soit en échelle linéaire ou logarithmique selon le choix de l'utilisateur. Ce module fournit non seulement la fonction de régression mais également la possibilité de travailler par zone ceci après le découpage du réservoir, et par la suite il suffit de sélectionner les zones à intérêt afin d'avoir leur cross plot.
- 3- Histogramme : C'est un outil de l'analyse statistique de la distribution d'une variable.
- 4- Multi-puits : Pour aider l'utilisateur à gérer et interpréter plusieurs puits a la fois, TECHLOG dispose du Multi-puits module ce dernier met a sa disposition plusieurs modules qui facilitent la tache de traitement, de corrélation et d'interprétation de ces puits.

II.3. Les résultats et les interprétations

II.3. 1.Le puits AL-55

A partir des résultats des logs diagraphiques qui représente l'évolution des paramètres pétrophysiques au niveau de puits AL-55 (**Fig. 13**), le réservoir dévonien F3 peut être divisé en quatre niveaux.

Le premier niveau correspond l'intervalle de profondeur (2630m à 2641m). Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est égal 8 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui est égal 0, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) varie de 0.27 à 0.28 et la perméabilité (K) varie entre 100 à 250 (md). La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyen varie entre (40 à 42 us/ft).

La réponse de la résistivité est très variable, cette valeur est en relation avec l'existence des fluides. Au 1^{er} niveau la valeur de la résistivité est très élevée qui est égale 2000 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides autres que l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0 dans cet intervalle et peuvent définir un bon réservoir de Hydrocarbures.

Le deuxième niveau correspond l'intervalle de profondeur (2641m à 2647m). Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est variée de 8 à 32 API et un faible volume d'argile (Vsh) qui est égal 0.17, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuses argileuses poreuses et perméables, où est la porosité (\emptyset) variée de 0.25 et 0.28 et la perméabilité varie de 0.1 à 70 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne 40 us/ft

Au 2^{ème} niveau la valeur de la résistivité est relativement élevée qui est variée de 950 à 1900 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides autres que l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0.14 dans cet intervalle et peuvent définir un bon réservoir de Hydrocarbures.

La troisième niveau correspond à l'intervalle de profondeur (2647m à 2662m) Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est égale 8 API et un faible volume d'argile (Vsh) qui est égal 0, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuses poreuses et perméables, où est la porosité (\emptyset) variée de 0.27 à 0.28 et la perméabilité (K) varie entre 100 à 250 (md). La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne varie entre (40 à 41 us/ft).

Au 3^{ème} niveau la valeur de la résistivité est relativement faible qui est variée de 0.1 à 950 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0.8 dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'aquifère.

Le quatrième niveau correspond l'intervalle de profondeur (2662m à 2679m). Ce dernier est caractérisé par une forte réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est variée de 32 à 150 API et un augmenté volume d'argile (Vsh) qui est égal 1, Ce qui indique des formations lithologiques argileuses poreuses et imperméables, où est la porosité (\emptyset) variée de entre 0.25 et 0.28 et la perméabilité entre 0.1 à 80 (md). La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne varie entre (40 à 61 us/ft)

Au 4^{ème} niveau la valeur de la résistivité est relativement faible qui est variée de 0.9 à 950 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides d'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 1 dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'aquifère actif.

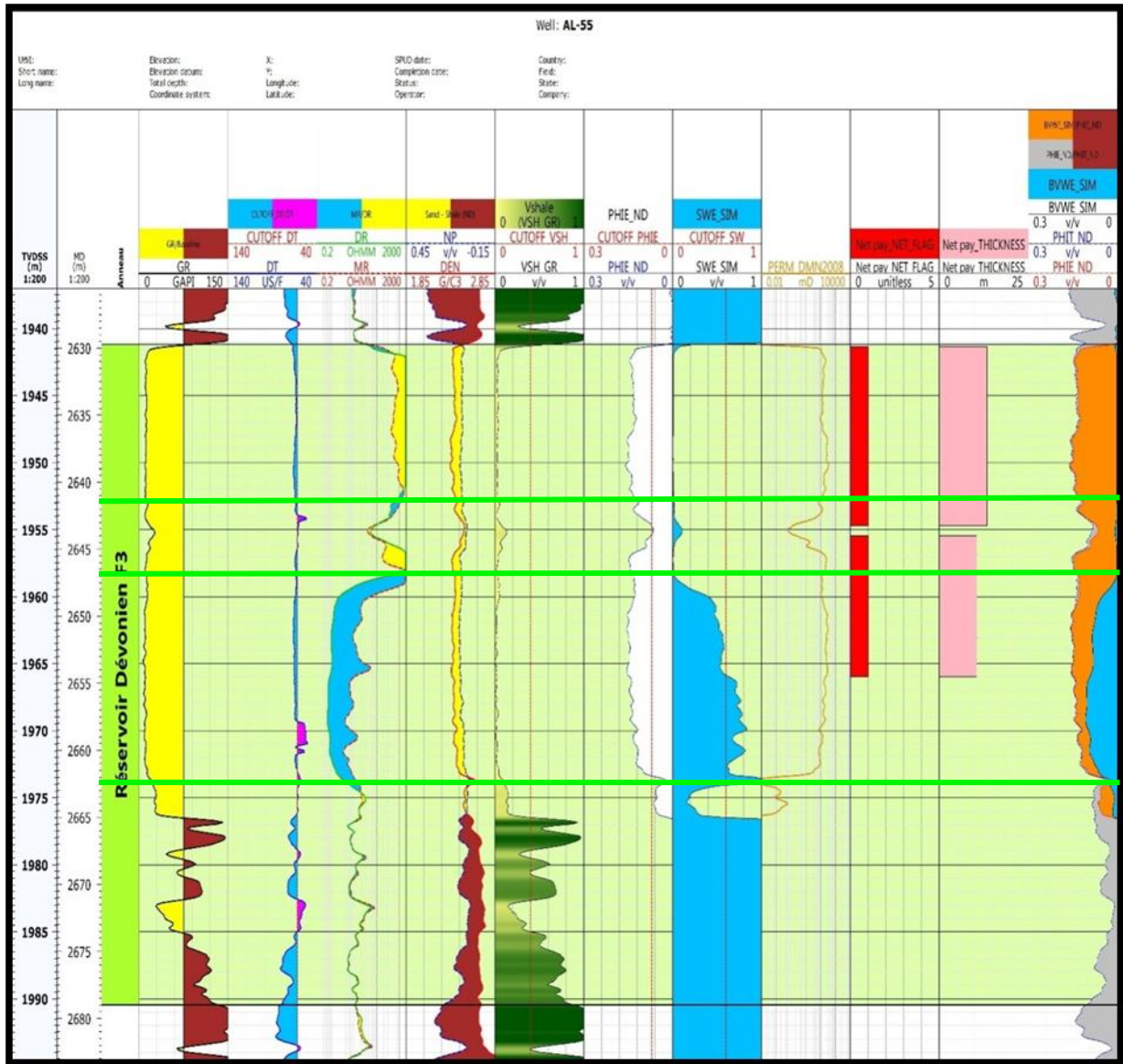


Fig. 13: Log qui montre la réponse diagrapie de réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-55 par le logiciel TECHLOG.

-A partir des logs diagrapies on va observer que le Net thickness égal 38.375m

-A partir de tableau on va observer que le Gross thickness égal 49.276m et le Net réservoir égal 31.375m et le Net pay égale 23.875m.

L'ensemble des caractéristiques pétrophysiques tirés par le TECHLOG du puits AL-55 sont résumés sur le Tableau.7

Tableau. 7: Résumé des résultats de la diagrapie au niveau des puits AL55

Puits	Toit (m)	Mur (m)	GR min (API)	GR max (API)	Vsh (%)	Øm (%)	Sw (%)	Ht (m)	Hu (m)
AL-55	2629.724	2679.000	8	150	-	11.51	-	49.276	23.875

II.3. 2.Le Puits AL-84

A partir des résultats des logs diagraphiques qui représente l'évolution des paramètres pétrophysiques au niveau de puits AL-84 (**Fig. 14**), le réservoir dévonien F3 peut être divisé en quatre niveaux.

Le premier niveau correspond l'intervalle de profondeur (2625m à 2633m), Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est égal 7 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui est égal 0, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) égal 0.27 et la perméabilité (K) varie entre 100 à 250 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 42 us/ft.

Au 1^{eme} niveau la valeur de la résistivité est forte qui est égal 2000 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides défient à l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0 dans cet intervalle et peuvent définir un bonne réservoir d'hydrocarbure.

Le 2^{eme} niveau correspond l'intervalle de profondeur (2633m à 2637), Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est varie de 7 à 44 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui est égal 0.36, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse argileux poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) égal 0.27 et la perméabilité (K) varie entre 100 à 250 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 40 us/ft.

Au 2^{eme} niveau la valeur de la résistivité est forte qui est varie de 750 à 1500 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides d'eau faible actif à cause de la saturation en eau (S_w) = 0.2 dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'hydrocarbure faible actif.

Le 3^{eme} niveau correspond l'intervalle de profondeur (2637m à 2657m), Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est varie de 7 à 14 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui est égal 0, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) égal 0.27 et la perméabilité (K) varie de 100 à 250 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyen varie entre (40 à 42 us/ft).

Au 3^{eme} niveau la valeur de la résistivité est forte qui est égal 2000 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides défient à l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0. Dans cet intervalle et peuvent définir un bonne réservoir d'hydrocarbure.

Le 4^{eme} niveau correspond l'intervalle de profondeur (2657m à 2663m), Ce dernier est caractérisé par une forte réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est varie de 67 à 150API et un augment au volume d'argile (Vsh) qui est égal 1, Ce qui indique des formations

lithologiques argileux poreuses et imperméable, où est la porosité (\emptyset) varie de 0.27 à 0.29 et la perméabilité (K) varie de 0.1 à 80 md. La densité sonore (Δt) de ce niveau est relativement moyen varie entre (40 à 58 us/ft), qu'indique les formations gréseuses poreux (non compactés) passé à l'argile

Au 4^{ème} niveau la valeur de la résistivité est faible qui est variée de 0.1 à 850 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides d'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 1. Dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'aquifère actif

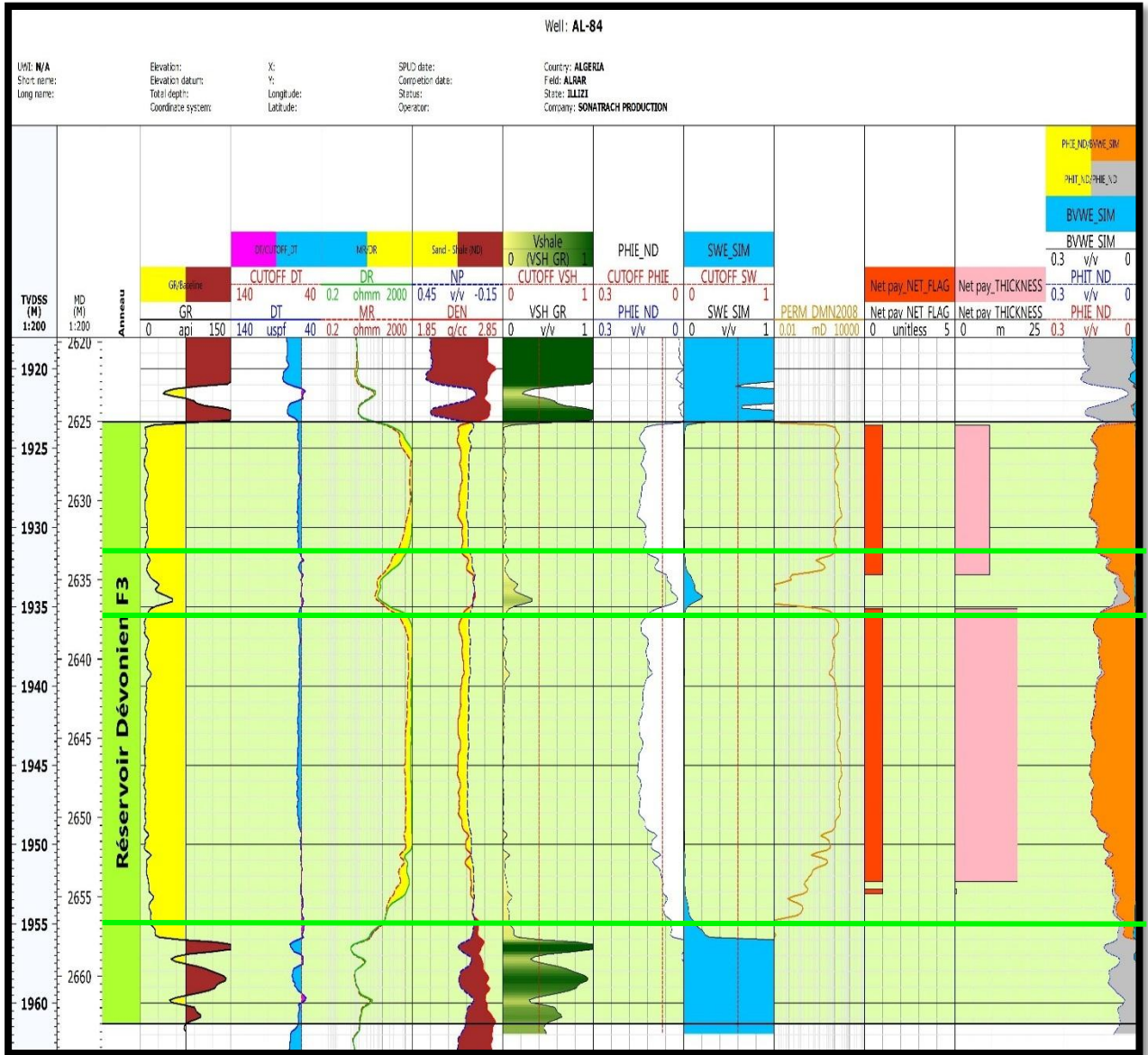


Fig. 14: Log qui montre la réponse diagrapie de réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-84 par le logiciel TECHLOG

-A partir des logs diagraphies on va observer que le Net thickness égal 33.375m

-A partir de tableau on va observer que le Gross thickness égal 37.947m et le Net réservoir égal 26.975m et le Net pay égale 26.975m

L'ensemble des caractéristiques pétrophysiques tirés par le TECHLOG du puits AL-84 sont résumés sur le Tableau.8

Tableau. 8: Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL84

Puits	Toit (m)	Mur (m)	GR min (API)	GR max (API)	Vsh(%)	Øm (%)	Sw (%)	Ht (m)	Hu (m)
AL-84	2625.053	2663.000	7	150	4.10	12.23	4.40	37.947	26.975

II.3. 3. Le Puits AL-85

A partir des résultats des logs diagraphiques qui représente l'évolution des paramètres pétrophysiques au niveau de puits AL-85 (**Fig.15**), le réservoir dévonien F3 peut être divisé en deux niveaux.

Le premier niveau correspond l'intervalle de profondeur (2627m à 2647m), Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) au est varie de 10 à 39 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui varie de 0.1 à 0.19, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (Ø) varie de 0.26 à 0.29 et la perméabilité (K) est varie de 100 à 120 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 40 us/ft, qu'indiquent les formations des grés poreuses

Au 1^{er} niveau la valeur de la résistivité est augment qui est varie de 700 à 1800 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides défèrent à l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) =0.18, dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'hydrocarbure actif

Le 2^{ème} niveau correspond l'intervalle de profondeur (2647m à 2662m), Ce dernier est caractérisé par une augment réponse de valeur du Gamma Ray (GR) au est varie de 39 à 150 API et un augment au volume d'argile (Vsh) qui égal 1 Ce qui indique des formations lithologiques argileux poreuses et imperméable, où est la porosité (Ø) varie de 0.26 à 0.30 et la perméabilité (K) est de 0.01 à 1 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 40 à 59 us/ft, qu'indiquent les formations argileuses denses.

Au 2^{ème} niveau la valeur de la résistivité est faible qui est varie de 0.9 à 90 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides d'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 1, dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'aquifère actif.

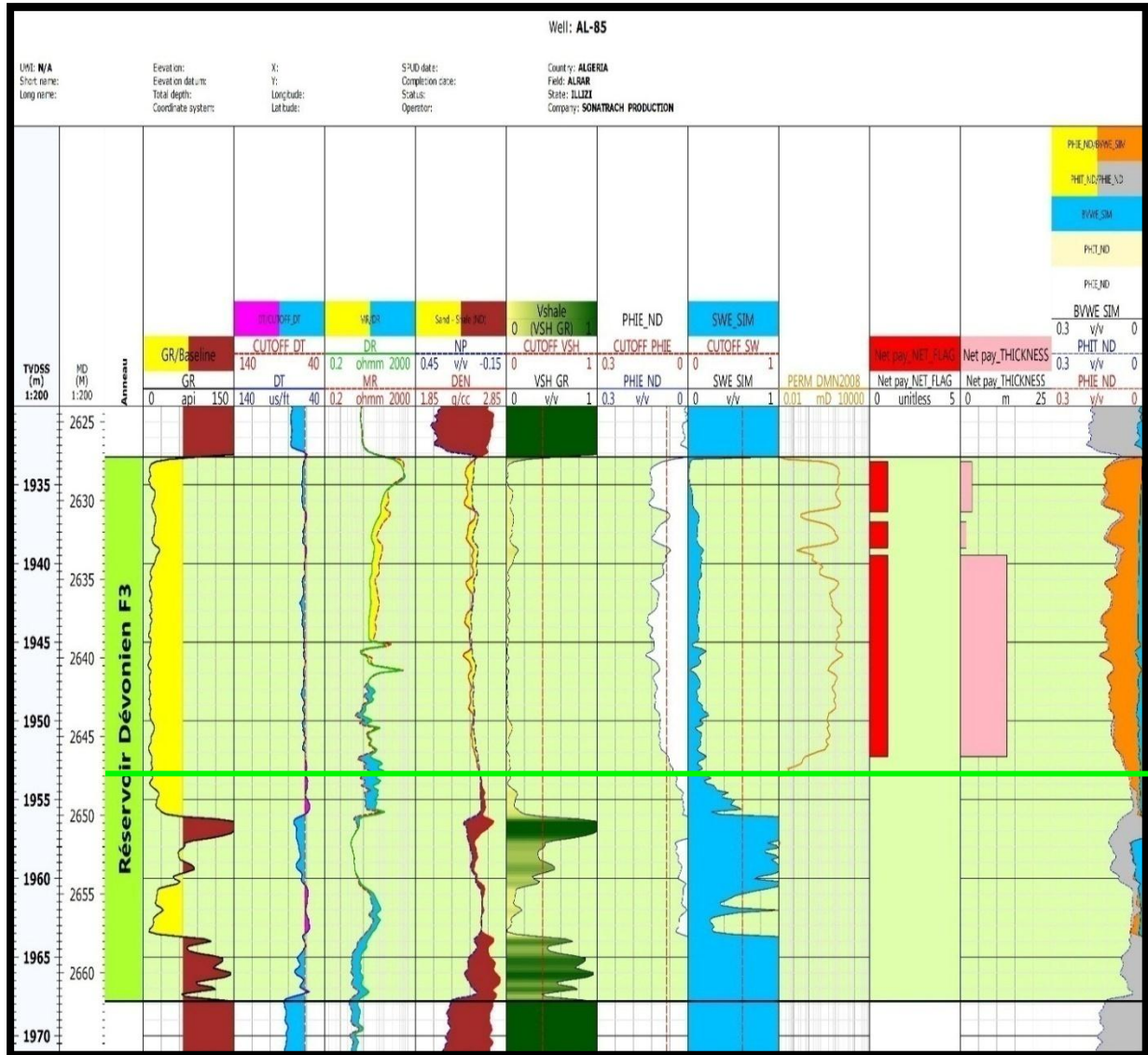


Fig.15:Log qui montre la réponse diagraphie de réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-85 par le logiciel TECHLOG

-A partir des logs diagraphies on va observer que le Net thickness égal 27.889m.

-A partir de tableau on va observer que le Gross thickness égal 34.594m et le Net réservoir égal 17.679m et le Net pay égale 17.679m

L'ensemble des caractéristiques pétrophysiques tirés par le TECHLOG du puits Al-84 sont résumés sur le Tableau9 :

Tableau. 9: Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL85

Puits	Toit (m)	Mur (m)	GR min (API)	GR max (API)	Vsh (%)	Øm (%)	Sw (%)	Ht (m)	Hu (m)
AL-85	2627.222	2661.816	10	150	40	9.96	11.89	34.594	17.679

II.3. 4.Le puits AL-86

A partir des résultats des logs diagraphiques qui représente l'évolution des paramètres pétrophysiques au niveau de puits AL-86 (**Fig.16**), le réservoir dévonien F3 peut être divisé en deux niveaux.

Le premier niveau correspond l'intervalle de profondeur (2642m à 2659m). Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) au est varie de 17 à 34 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui varie de 0.1à 0.19, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) égal 0.24 et la perméabilité (K) égal de 60 à 90 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyen varie entre (40 à 42 us/ft).

Le deuxième niveau du réservoir correspond à l'intervalle de profondeur (2659m à 2668m). Ce dernier est caractérisé par un Gamma Ray (GR) élevé, il varie de 52 à 150 API, ce qu'indique l'augmentation de l'argilosité au ce niveau du réservoir, Son Volume d'argile (Vsh) varie de 0.45 à 1. Ce qui peut être interprété comme des formations géologiques argileux poreuse et imperméables, sa porosité (\emptyset) est de 0.24 et sa perméabilité (K) varie de 0.09 à 80 md. La densité sonique de ce niveau est relativement élevée, qui varie de 40 à 72 us/ft.

La réponse de la résistivité est très variable, ses valeurs sont en relation avec l'existence des fluides. Au niveau du puit Al-85, les valeurs de la résistivité est relativement élevé à l'intervalle de profondeur (2642m à 2645m) et (2655 à 2665m), R_t est varie de 100 à 1900 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides autres que l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0.21 dans cet intervalle et peuvent définir un bonne réservoir de Hydrocarbures.

Les intervalles de profondeur du réservoir correspondant aux profondeurs (2645m à 2655m) et (2665 à 2668) est caractérisés par la valeur de la résistivité très faible que dernier intervalle, où enregistré R_t varie de 0.9 à 1.5 ohm.m, ce qui indique l'existence de l'eau, où Le (S_w) de ces intervalles égal 1, ce qu'indique un réservoir aquifère actif.

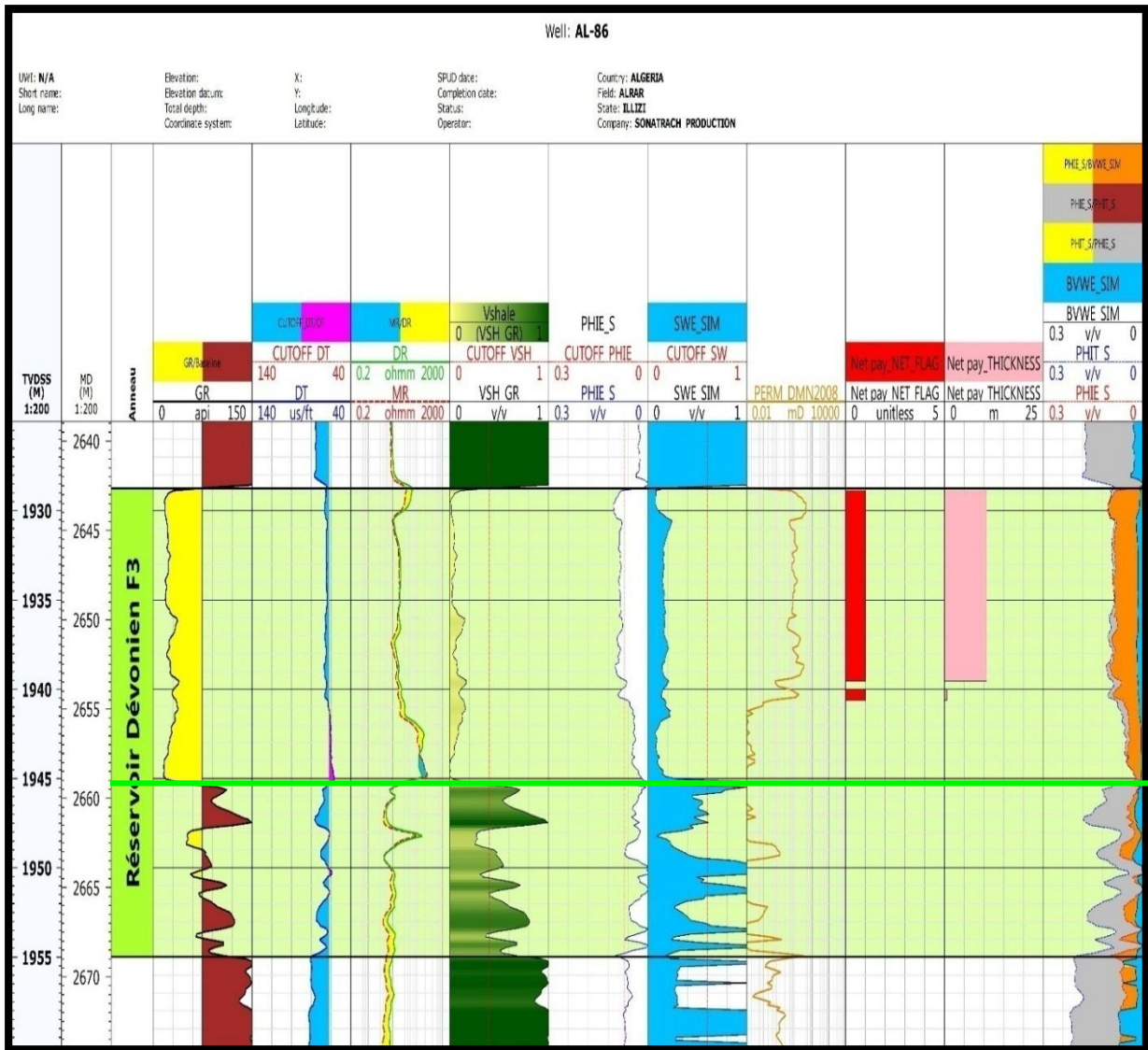


Fig.16: Log qui montre la réponse diagraphie de réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-86 par le logiciel TECHLOG

- A partir de les logs diagraphies on va observer que le Net thickness égal 18.593m.
- A partir de tableau on va observer que le Gross thickness égal 26.225m et le Net réservoir égal 11.278m et le Net pay égale 11.278m

L'ensemble des caractéristiques pétrophysiques tirés par le TECHLOG du puits AL-84 sont résumés sur le Tableau10 :

Tableau. 10: Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL86

Puits	Toit (m)	Mur (m)	GR min	GR max	Vsh (%)	Øm (%)	Sw (%)	Ht (m)	Hu (m)
AL-86	2642.654	2668.879	17	150	6.9	8.16	16.6	26.225	11.278

II. 3. 5. Le Puits AL-87

A partir des résultats des logs diagraphiques qui représente l'évolution des paramètres pétrophysiques au niveau de puits AL-85 (**Fig.17**), le réservoir dévonien F3 peut être divisé en deux niveaux.

Le premier niveau correspond l'intervalle de profondeur (2630m à 2659m), Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est égal 7 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui varie de 0, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) varie de 0.25 à 0.27 et la perméabilité (K) est varie de 100 à 120 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 40 us/ft, qu'indiquent les formations des grés passés à l'alternance

Au 1^{eme} niveau la valeur de la résistivité est moyenne qui est varie de 700 à 1800 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides défèrent à l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0.12, dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'hydrocarbure.

Le 2^{eme} niveau correspond l'intervalle de profondeur (2659m à 2672m), Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est égal 7 à 64 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui varie de 0.36, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse argileuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) varie de 0.25 à 0.27 et la perméabilité (K) égal de 0.01 à 95 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 39 à 56 us/ft, qu'indiquent les formations des grés passés à l'argile (alternance).

Au 2^{eme} niveau la valeur de la résistivité est moyenne qui est varie de 80 à 1100 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides d'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0.18 à 0.38, dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'aquifère.

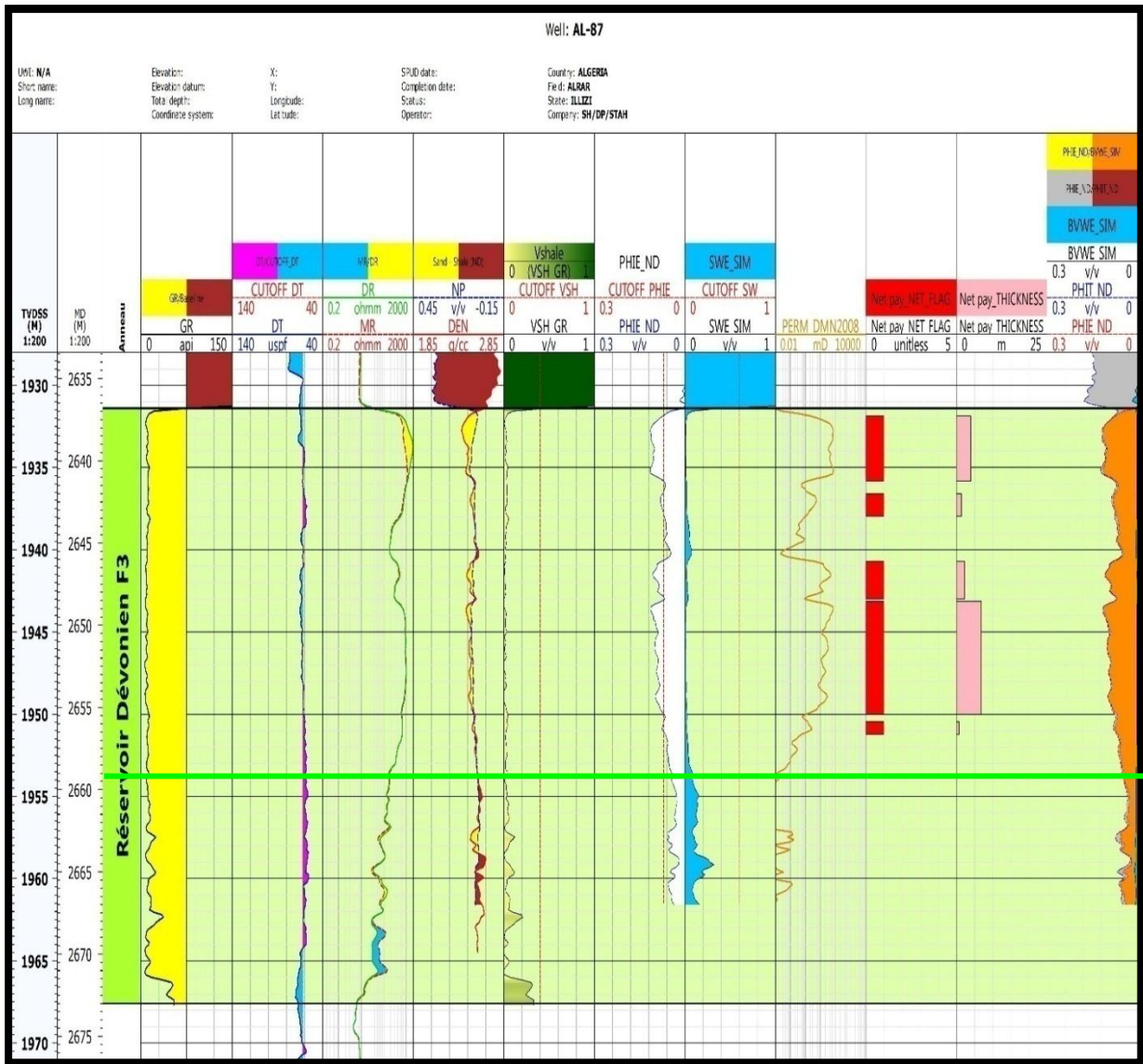


Fig.17: Log qui montre la réponse diagraphie de réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-87 par le logiciel TECHLOG

- A partir de les logs diagraphies on va observer que le Net thickness égal 36.023m
- A partir de tableau on va observer que le Gross thickness égal 26.225m , et le Net réservoir égal 11.278m et le Net pay égale 11.278.

L'ensemble des caractéristiques pétrophysiques tirés par le TECHLOG du puits Al-84 sont résumés sur le **Tableau.11** :

Tableau. 11: Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL87

Puits	Toit (m)	Mur (m)	GR min (API)	GR max (API)	Vsh (%)	Øm (%)	Sw (%)	Ht (m)	Hu (m)
AL-87	2636.800	2673.000	7	150	2.5	8.19	2.8	36.200	15.240

II.3.6. Le puits AL-88

A partir des résultats des logs diagraphiques qui représente l'évolution des paramètres pétrophysiques au niveau de puits AL-88 (Fig.18), le réservoir dévonien F3 peut être divisé en deux niveaux.

Le premier niveau correspond l'intervalle de profondeur (2635m à 2652m), Ce dernier est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est égal 9 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui varie de 0, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) égal 0.27 et la perméabilité (K) égal 100 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 40 us/ft, qu'indiquent les formations des grés poreux

Au 1^{ème} niveau la valeur de la résistivité est élevée qui est varié de 1000 à 2000 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides différent à l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0, dans cet intervalle et peuvent définir un bon réservoir d'hydrocarbure.

Le 2^{ème} niveau correspond l'intervalle de profondeur (2652m à 2656m), Ce dernier est caractérisé par une augment réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est égal 150 API et un augment au volume d'argile (Vsh) qui varie de 1, Ce qui indique des formations lithologiques argileux poreuses et imperméable, où est la porosité (\emptyset) varie de 0.27 à 0.31 et la perméabilité (K) est de 0.01md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement élevée de 58 us/ft, qu'indiquent les formations des argiles.

Au 2^{ème} niveau la valeur de la résistivité est moyenne qui est varié de 0.1 à 850 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides d'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 1, dans cet intervalle et peuvent définir un réservoir d'aquifère actif.

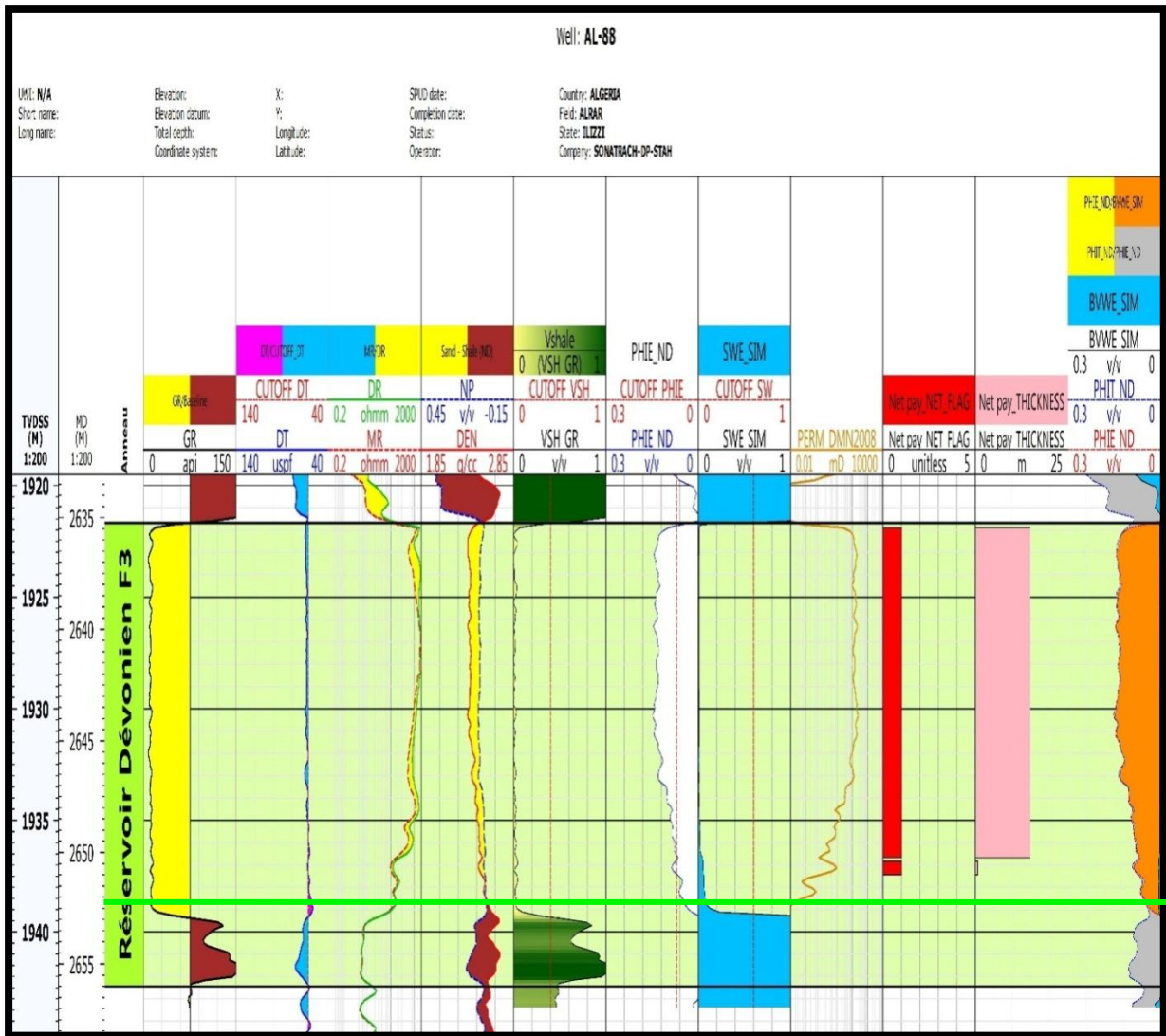


Fig. 18: Log qui montre la réponse diagraphie de réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-88 par le logiciel TECHLOG

- A partir de les logs diagraphies on va observer que le Net thickness égal 17.678m
- A partir de tableau on va observer que le Gross thickness égal 20.770m, et le Net réservoir égal 15.393m et le Net pay égale 15.393m

L'ensemble des caractéristiques pétrophysiques tirés par le TECHLOG du puits Al-84 sont résumés sur le **Tableau.12** :

Tableau. 12: Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits AL88

Puits	Toit (m)	Mur (m)	GR min (API)	GR max (API)	Vsh (%)	Øm (%)	Sw (%)	Ht (m)	Hu (m)
AL-88	2635.230	2656.000	9	150	2.10	11.3	2.01	20.770	15.393

II.3. 7.Le puits AL-89

A partir des résultats des logs diagraphiques qui représente l'évolution des paramètres pétrophysiques au niveau de puits AL-89(**Fig. 19**), le réservoir dévonien F3 peut être est comme un niveau de grés.

Ce dernier correspond l'intervalle de profondeur (2608m à 2643m), qui est caractérisé par une faible réponse de valeur du Gamma Ray (GR) où est varie de 7 à 14 API et un faible au volume d'argile (Vsh) qui varie de 0, Ce qui indique des formations lithologiques gréseuse poreuses et perméable, où est la porosité (\emptyset) varie de 0.25 à 0.27 et la perméabilité (K) égal 150 md. La densité sonique (Δt) de ce niveau est relativement moyenne de 40 à 41 us/ft, qu'indiquent les formations des grés poreux passe à l'alternance.

Au ce niveau la valeur de la résistivité est élevé qui est égal 2000 ohm.m, ce qui indique l'existence des fluides défèrent à l'eau à cause de la saturation en eau (S_w) = 0, dans cet intervalle et peuvent définir un bonne réservoir d'hydrocarbure.

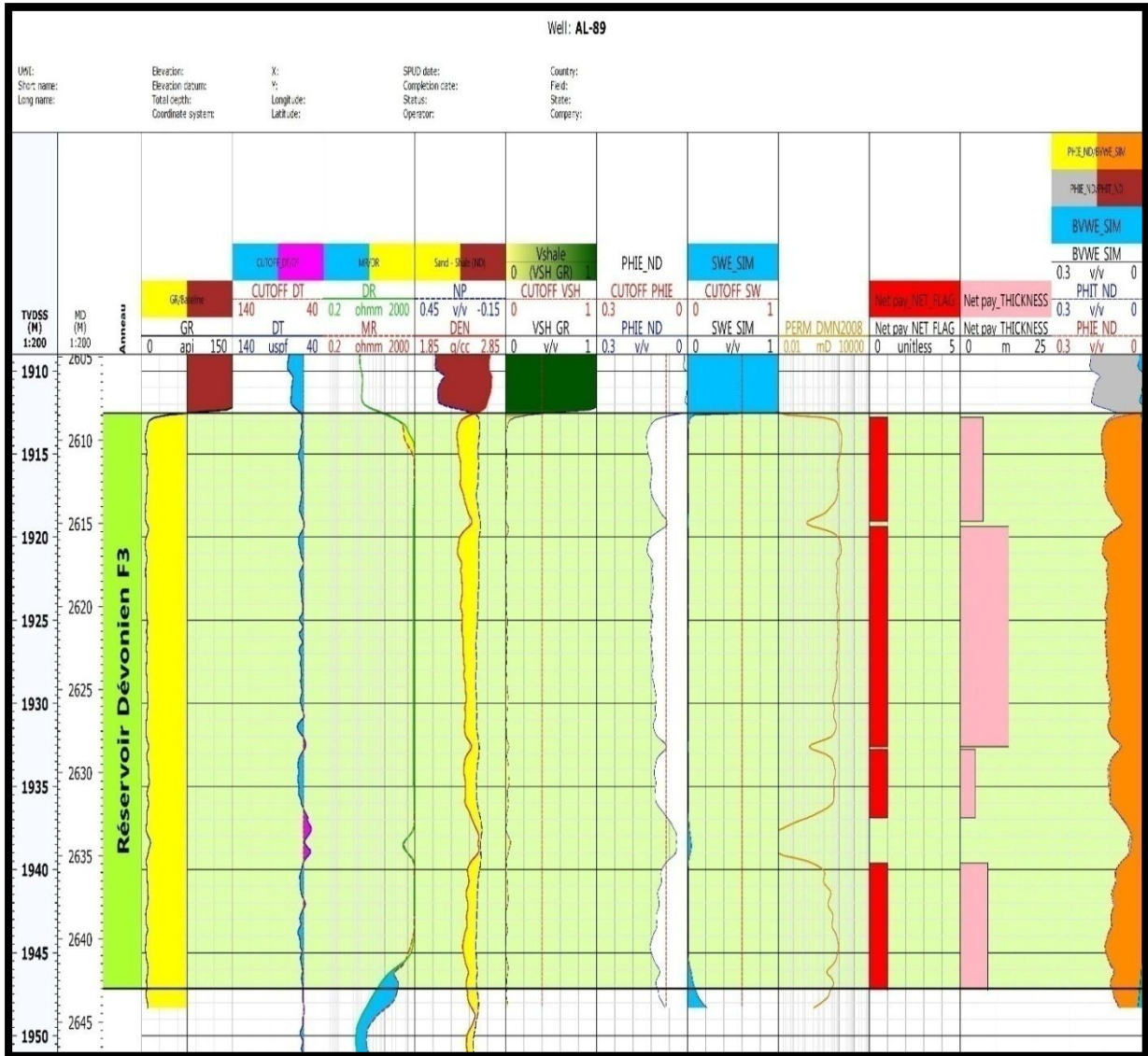


Fig.19: Log qui montre la réponse diagrapie de réservoir Dévonien F3, et représente l'évolution des paramètres pétrophysiques du puits AL-89 par le logiciel TECHLOG

-A partir de les logs diagrapies on va observer que le Net thickness égal 34.00m

-A partir de tableau on va observer que le Gross thickness égal 39.677m, et le Net réservoir égal 25.350m et le Net pay égale 25.250 m.

L'ensemble des caractéristiques pétrophysiques tirés par le TECHLOG du puits Al-84 sont résumés sur le **Tableau.13** :

Tableau. 13: Résumé des résultats de la diagrapie au niveau des puits AL89

Puits	Toit (m)	Mur (m)	GR min (API)	GR max (API)	Vsh (%)	Øm (%)	Sw (%)	Ht (m)	Hu (m)
AL-89	2608.370	2643.000	7	150	1.60	10.9	2.4	39.677	25.250

II.4. Cartographie des paramètres pétrophysiques du réservoir F3 de la région Nord Est d'Alrar

A) Interprétation de la carte en isobathe au toit et mur

la carte en isobathe au toit de réservoir F3 de la région d'étude montre une image structurale correspondre à un monoclinal de direction NNE-SSO . La zone située au Sud Est de la zone d'étude sont caractérisés par des profondeurs faibles 2605 mètres et 2615 mètres. La zone caractérisé par des profondeurs élevé sont localisés au Nord Ouest avec des profondeur allant de 2675et 2685mètres (**Fig. 20**).

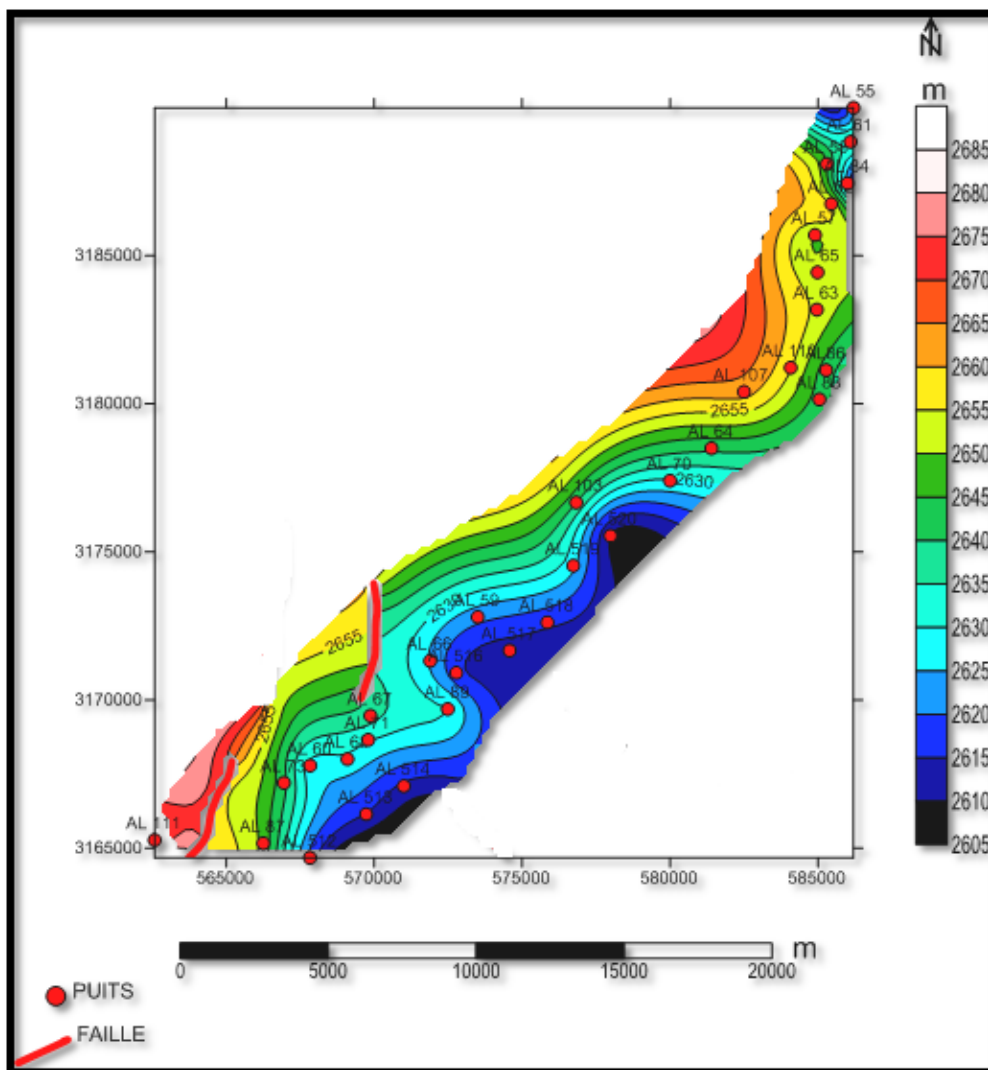


Fig.20:Carte en isobathe au toit du réservoir F3 de la zone Nord Est du champ Alrar.

la carte en isobathe au mur de réservoir F3 de la région d'étude montre une image structurale correspondre à un monoclinal de direction NNE-SSO . La zone située au Sud Est est caractérisés par des profondeurs faibles allant de 2610m à 2625m. La zone la plus profonde est située au nord Est et au Sud Ouest près du puit AL-107 et qui sont caractérisée par des profondeur allant de 2665et 2675mètres.(Fig.21)

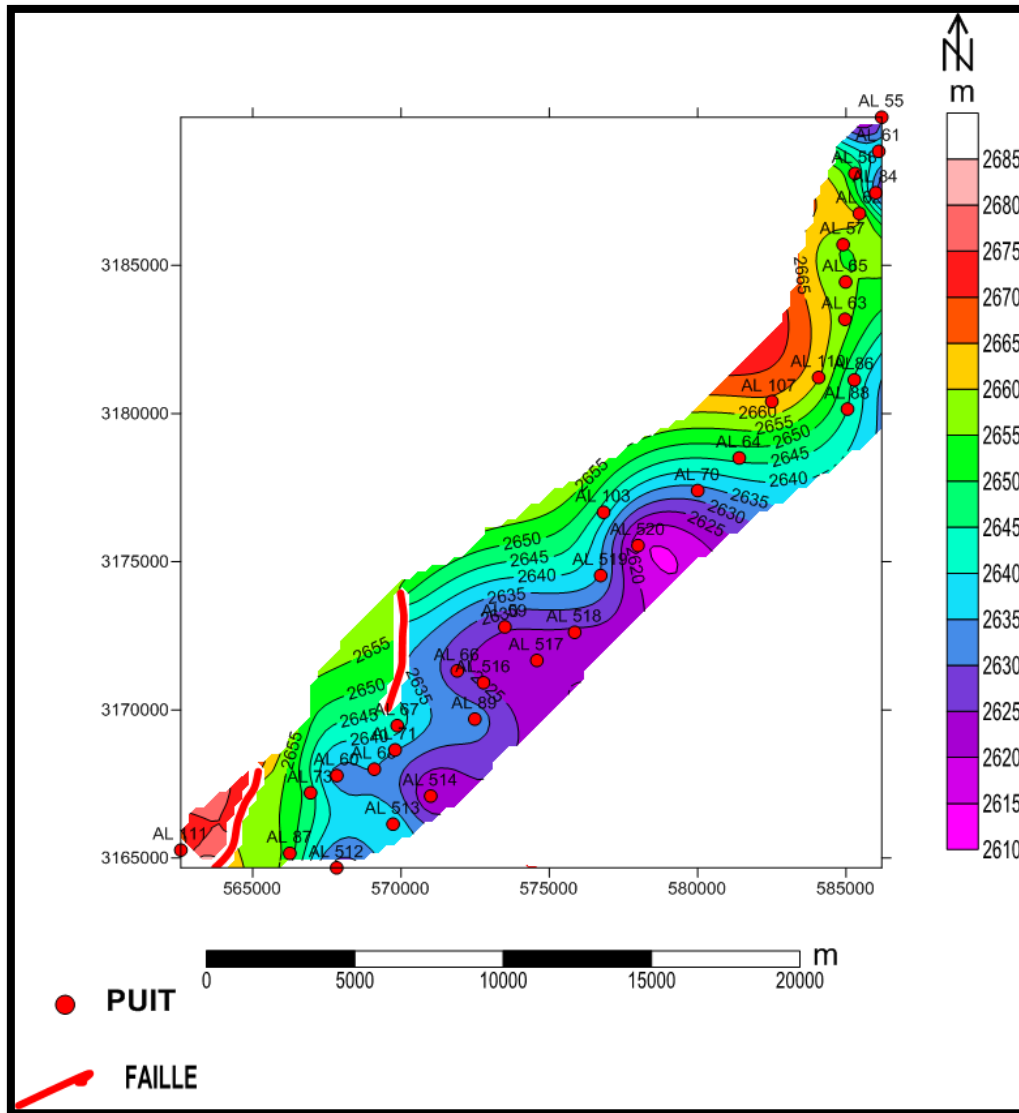


Fig.21:Carte en isobathe au mur du réservoir F3 de la zone Nord Est du champ Alrar.

B) Interprétation de la carte en Isopaques

La carte en isopaques de réservoir F3 de la région d'étude montre que les grandes valeurs d'épaisseurs sont enregistrées dans la partie Sud Ouest (27m) de la carte au niveau du puits AL513. Le centre de la carte est caractérisé par des épaisseurs qui varie autour de (10m) autour des puits AL-59, AL-103, l'épaisseur de réservoir F3 est diminué en allant vers

l'extrémité Nord Est et le Nord-ouest de la structure (la limité d'extension de réservoir F3)
(fig.22)

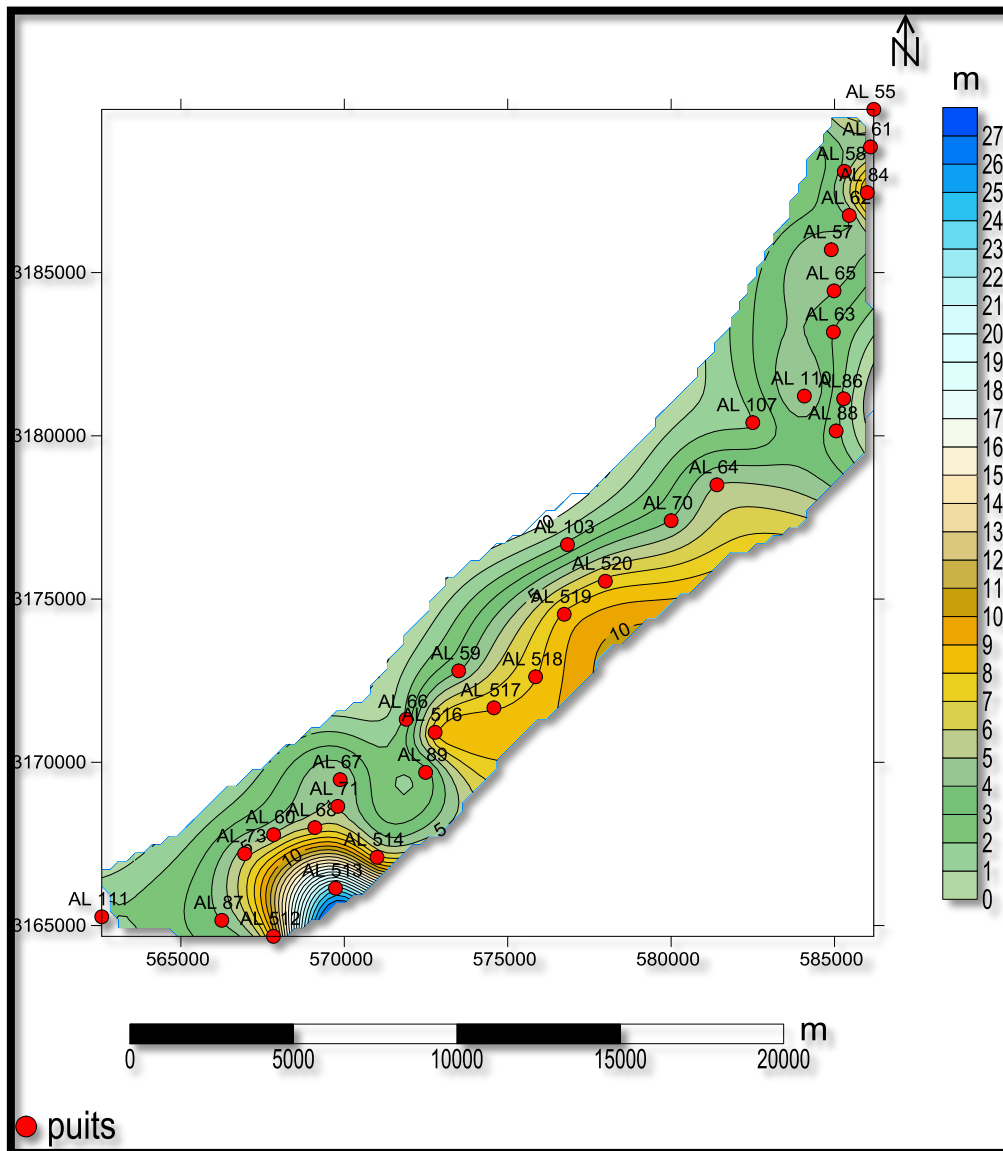


Fig.22 : Carte en isopaques du réservoir F3 de la zone Nord Est du champ Alrar.

C) Interprétation de la carte en Iso-porosité

La carte en iso-porosité de réservoir F3 du champ d'Alrar, illustre une distribution de faibles à bonnes valeurs de la porosité [2% à 16%](Fig.23).

Une distribution irrégulière de la porosité dans le réservoir, marquée par des grandes valeurs dans la partie Nord Est, et des faibles valeurs en allant vers le Sud Ouest de la carte.

Les meilleures valeurs de porosité se localisent autour des puits AL-61, AL-62 et AL-65 et les faibles valeurs se concentrent autours de puits AL-107, AL-86 et AL-87.

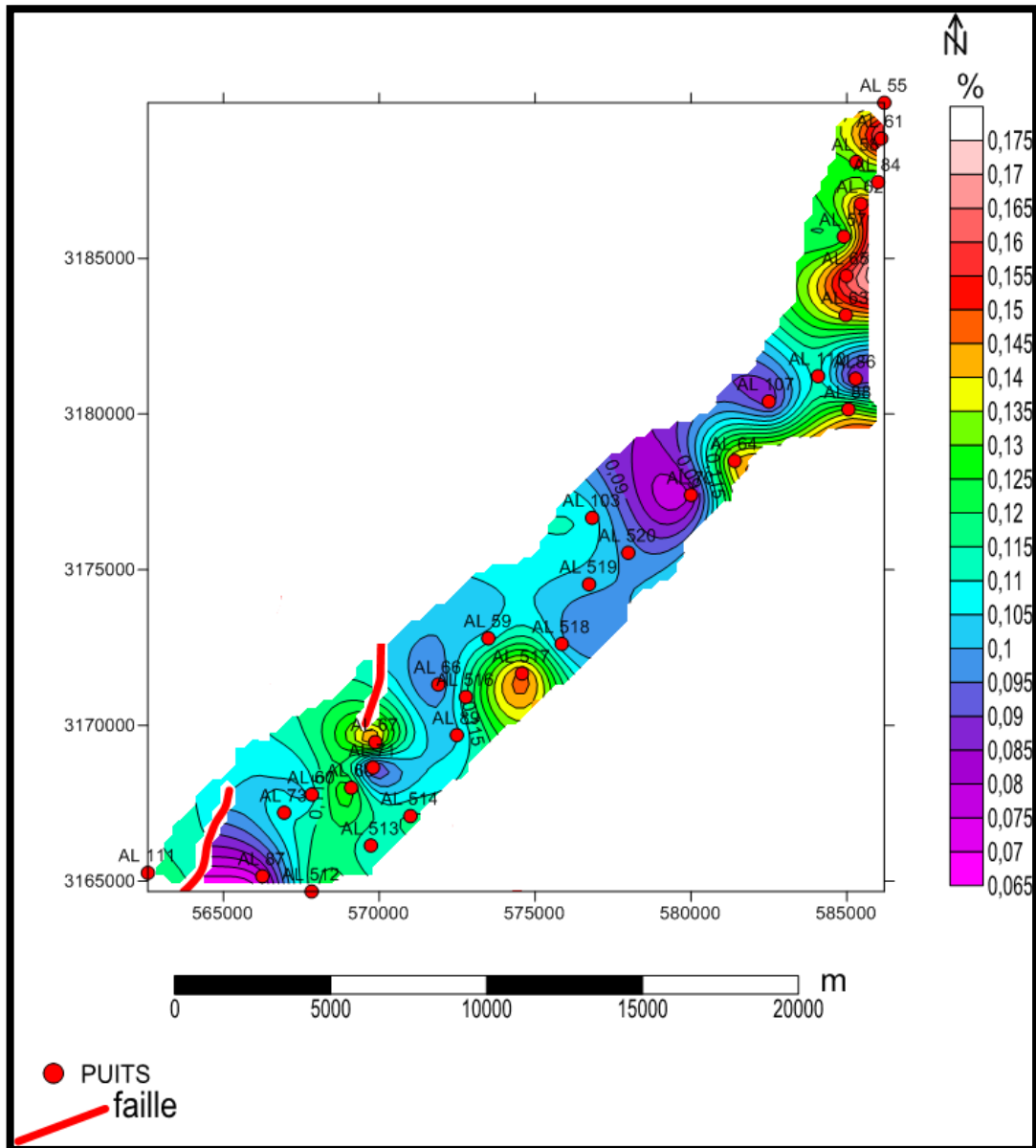


Fig.23: Carte iso-porosité du réservoir dévonien F3 de la zone Nord Est du champ Alrar

D)Interprétation de la carte en Iso-saturation en eau

La carte en iso-saturation en eau de réservoir dévonien F3montre des saturations faibles à excellentes par endroit [0% à 30%], la plus faible saturation est enregistrée dans la partie Nord Est et Sud Ouest de la zone de l'étudier avec des valeurs de 2 à6% autour des puits AL-61,AL-58 et AL-87,Les maximaux des valeurs sont localisés dans la partie Nord du champ avec de valeurs varie entre 27% autour de puits AL-107, ceci indique que cette partie est constituée d'une partie d'aquifère (**Fig.24**).

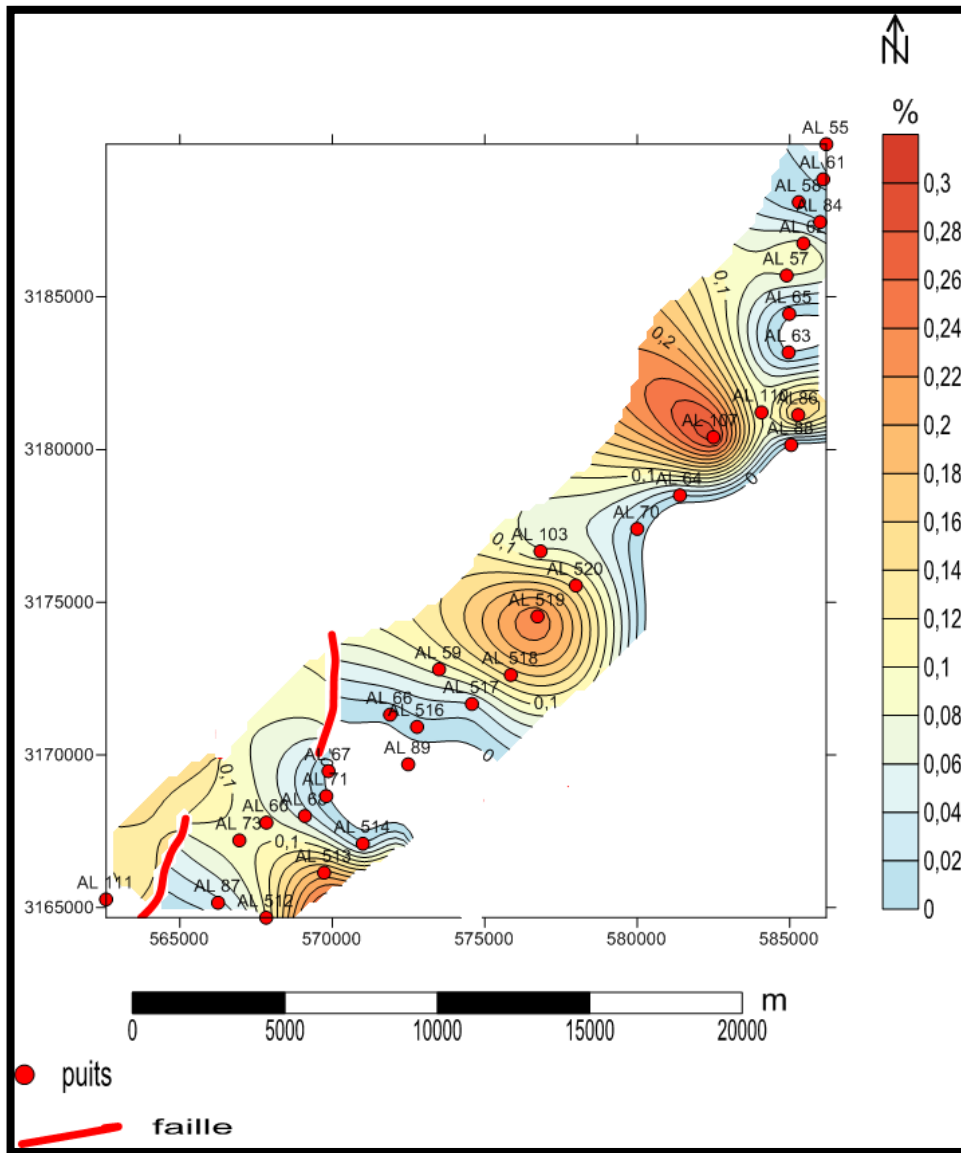


Fig. 24: Carte iso-saturation en eau du réservoir dévonien F3 de la zone Nord Est du champ Alrar

E) Interprétation de la carte en Iso-perméabilité

La carte en iso-perméabilité montre une variation des valeurs de perméabilité sur toute la structure de [0.001md à 350 md] (**Fig.25**)

Des faibles valeurs sont enregistrées au niveau de partie occidentale de la zone de l'étude Ouest de réservoir du champ par apport à l'Est.

Les zones de forte perméabilité sont localisent dans la partie Nord Est autour des puits AL-65, AL-61, les faibles perméabilités sont localisent dans la partie Sud Ouest autour des puits AL-87, AL-513, AL-73

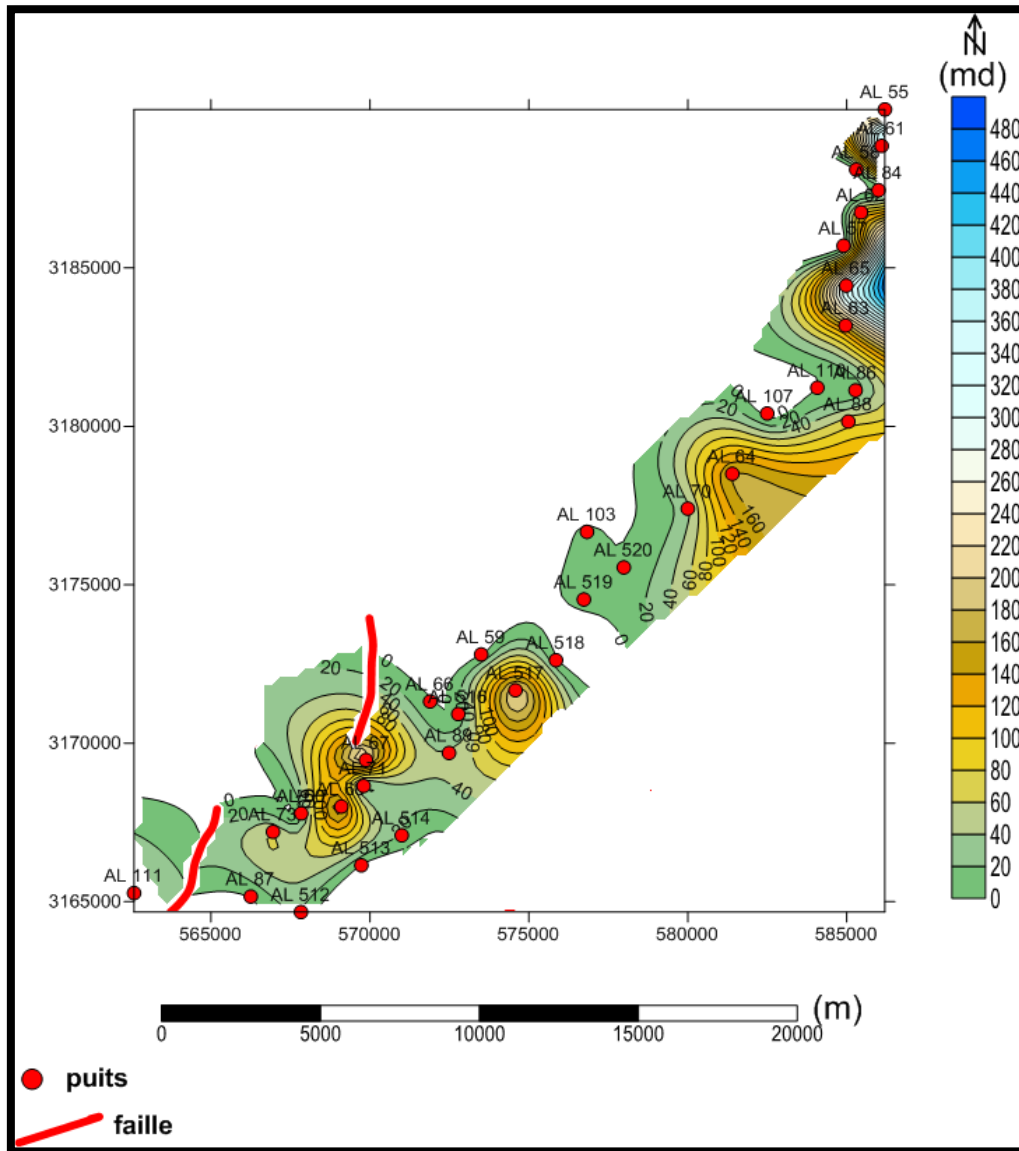


Fig.25:Cartes iso-perméabilité du réservoir dévonien F3 de la zone Nord Est du champ Alrar.

Conclusion

D'après les résultats obtenus par le logiciel TECHLOG (Tableau. 14), on remarque que les puits situés à l'extrême Nord-est de la zone de l'étude (puits AL-55, AL-84, AL-85, AL-86 et AL-88) montrent la diminution d'épaisseurs dans la direction Nord-Sud, ces valeurs varient entre 49.276m à 20.770m), par contre la direction Nord Est-Sud Ouest au niveau des

puits (AL-89 et AL-87) montre l'augmentation d'épaisseurs (de 34.630m à 36.200m). Cela peut être interprété par l'érosion hercynienne des niveaux basales du réservoir. L'augmentation de la porosité qui dépasse 10.9% aux puits (AL55, AL84, AL88 et AL89). Les puits qui représentent les meilleures caractéristiques pétrophysiques au niveau de la zone de l'étude sont (AL-55, AL-88 et AL-89) sont les meilleurs.

Tableau. 14 : Résumé des résultats de la diagraphie au niveau des puits (AL-55, AL-84 ,AL-85 , AL-86 , AL-87 , AL-88 et AL-89).

PUITS	TOIT(m)	MUR(m)	Ht (m)	H _u (m)	V _{sh} (%)	Ø _m (%)	S _w (%)
AL-55	2629.724	2679.00	49.276	23.875	-	11.51	-
AL-84	2625.053	2663.00	37.977	26.975	4.10	12.23	4.40
AL-85	2627.22	2661.81	34.594	17.679	40	9.96	11.89
AL-86	2642.65	2668.87	26.225	11.278	6.9	8.16	16.6
AL-87	2636.80	2673.00	36.200	15.240	2.5	8.19	2.8
AL-88	2635.23	2656.00	20.770	15.393	2.10	11.3	2.01
AL-89	2608.37	2643.00	34.630	31.169	1.60	10.9	2.4

A partir l'interprétation du résultat de la cartographie des paramètres pétrophysiques du secteur de l'étude sont résumé que la structure de la région d'étude corresponde à un monoclinal de direction NNE-SSO, où est le partie NE plus acceptable que le partie SO a partir les bonnes resultats des parametres petrophysiques au dernieres parties.

Chapitre III

Analyse Statistique des paramètres Pétrophysiques à partir des carottes

III. 1. Introduction

L'objectif d'une étude des caractéristiques pétrophysiques est de mettre en évidence l'évolution des paramètres pétrophysiques (Porosité, perméabilité saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile ...), en fonction de la profondeur des Réservoirs étudiés.

L'étude des paramètres pétrophysiques, est réalisée sur la base de l'analyse des carottes et des enregistrements diagraphiques (Gamma Ray, Densité, Résistivité et Sonique) dans les différents puits par logiciel (TECHLOG).

III. 2. L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques

Cette analyse est basée essentiellement sur l'évaluation des porosités et perméabilités a le réservoirs F3 du champ d'ALRAR

Les différentes connaissances et données disponibles (les mesures directes sur carottes et les mesures indirecte par les méthodes de diagraphies) lors de l'étude de ce réservoir (F3) constituent les premiers éléments de la chaîne de l'analyse statistique menant à cette évaluation.

III. 3. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité

Les valeurs de perméabilité et de porosité sont tirées des mesures effectuées sur les échantillons de carotte et l'enregistrement diagraphique.

III. 3. 1. Le puits AL-55

La porosité et la perméabilité de carotte.

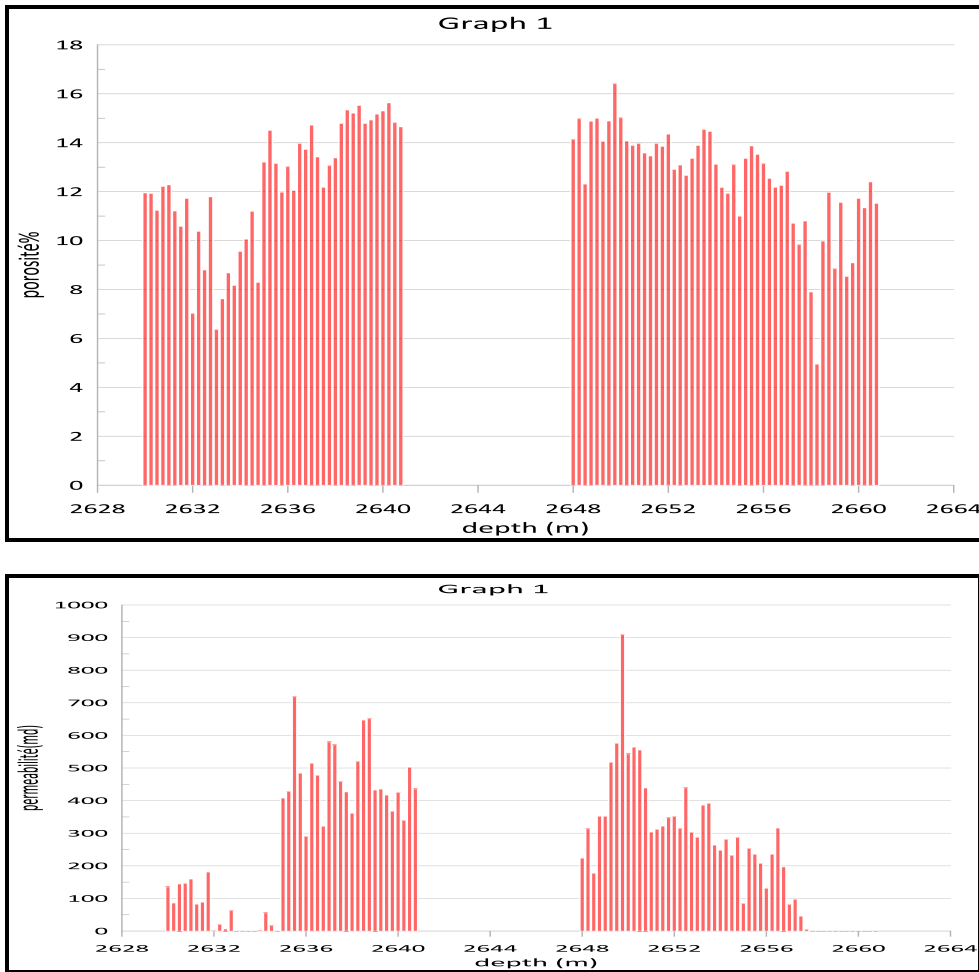


Fig. 26: l'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3)

AL-55

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité (**Fig. 28**) montre une distribution en trois intervalles :

✓ **L'intervalle supérieur (2630 m ; 2640.75m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 12% avec une moyenne de 12,26%.

Les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 300 md avec une moyenne de 71.74md.

✓ **L'intervalle centrale (2640.75 ; 2648m) :**

Manque de mesure des données.

✓ **L'intervalle inférieur (2648 m ; 2664,4m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 12% avec une moyenne de 12,57%.

Les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 300 md avec une moyenne de 40.12 md.

Les valeurs élevées de la porosité et de la perméabilité du réservoir F3 sont localisées dans la partie inférieure (2629.5m ; 2648m) avec porosité moyenne de 12.26% et perméabilité moyenne de 71.74 md (Fig.26)

III. 3. 2. Le puits AL-84

La porosité et la perméabilité :

La porosité et la perméabilité de carotte et l'enregistrement diagraphique.

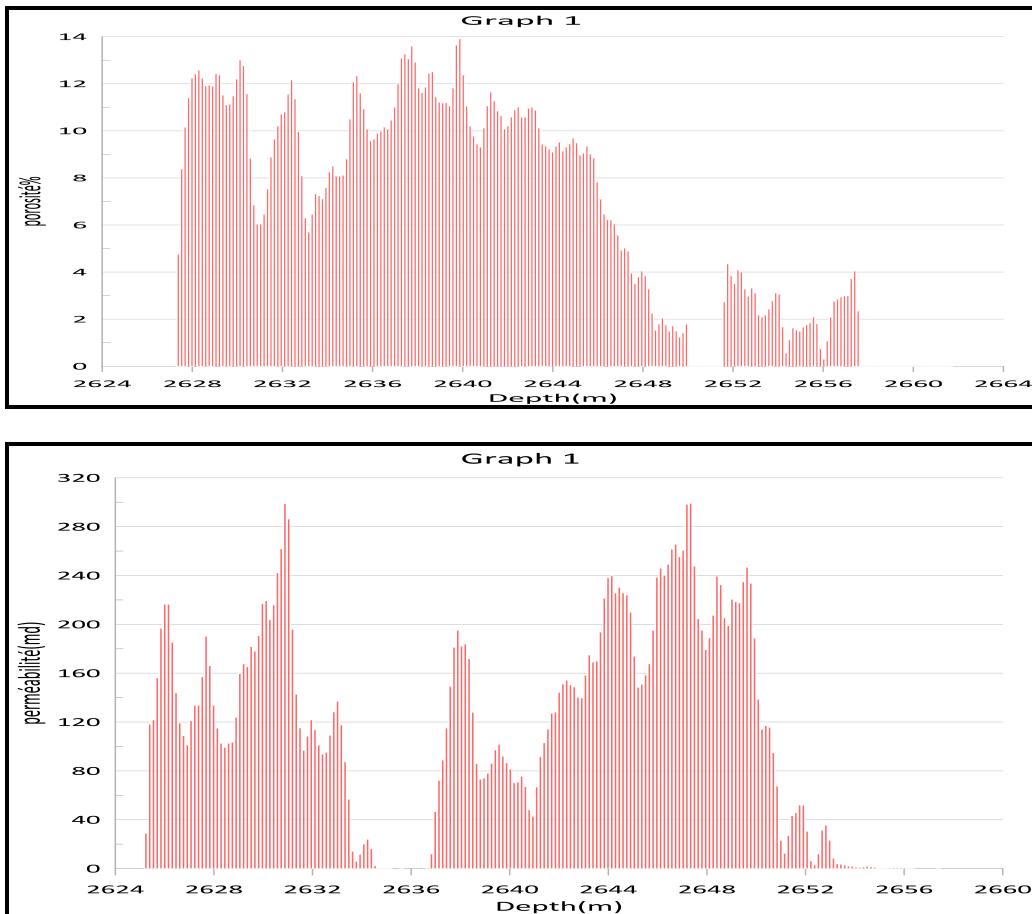


Fig. 27: l'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphie) de réservoir (F3)
AL-84

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité (Fig.27) montre une distribution en 2 intervalles :

✓ **L'intervalle supérieur (2625 m ; 2635m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 9% avec une moyenne de 12,23%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 100md avec une moyenne de 68.36md.

✓ **L'intervalle inférieur (2635m ; 2657,50m) :**

La porosité dans cet intervalle se trouve élevée avec une certaine constance qui oscille autour de 9% avec une moyenne de 8.83%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 150md avec une moyenne de 41.54md.

III. 3. 3. Le puits AL-85

La porosité et la perméabilité

La porosité et la perméabilité de carotte et l'enregistrement diagraphique.

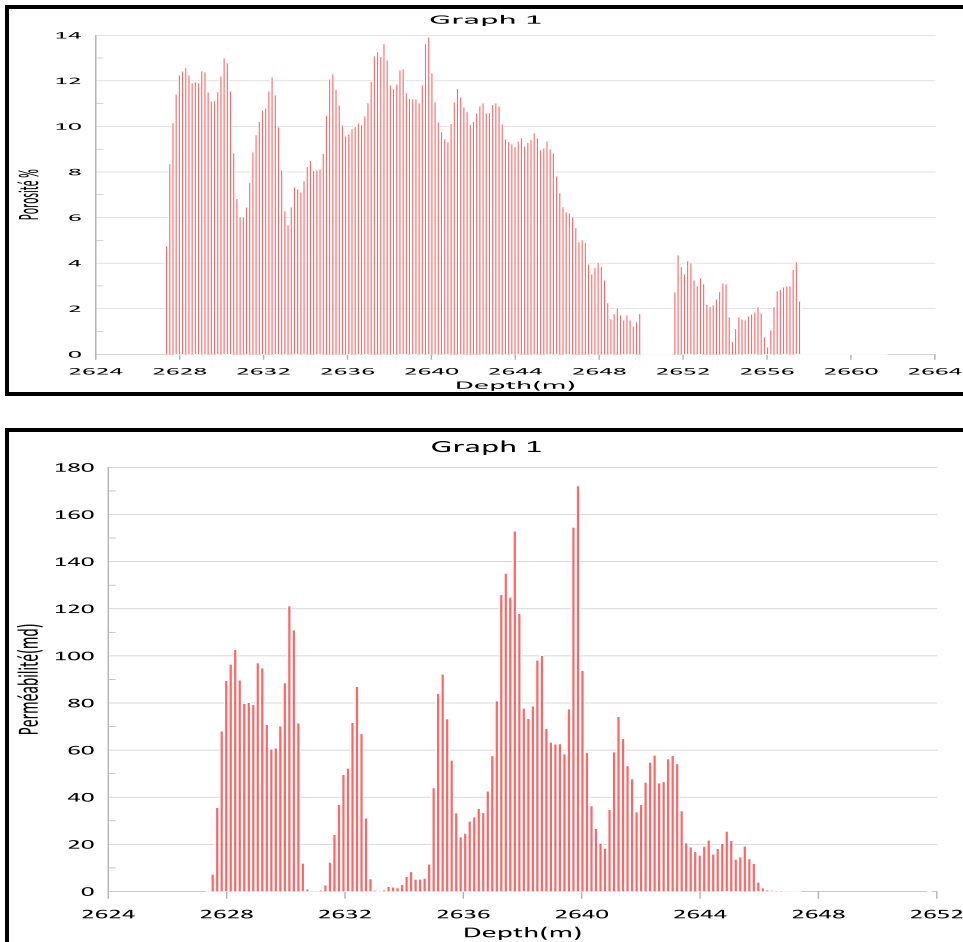


Fig. 28: l'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphique) de réservoir (F3) **AL-85**

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité (**Fig.28**) montre une distribution en 2 intervalles :

✓ **L'intervalle supérieur (2627.2 m ; 2647.3m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 8% avec une moyenne de 9.96%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 50md avec une moyenne de 18.77md.

✓ **L'intervalle inférieur (2627.3m ; 2661.6m) :**

La porosité dans cet intervalle se trouve élevée avec une certaine constance qui oscille autour de 4% avec une moyenne de 1,48%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 0.01md avec une moyenne de 1.5md.

III. 3. 4. Le puits AL-86

La porosité et la perméabilité

La porosité et la perméabilité de carotte et l'enregistrement diagraphique.



Fig.29: l'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphique) de réservoir (F3) **AL-86**

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité (**Fig.29**) montre une distribution en 2 intervalles :

✓ **L'intervalle supérieur (2642.5 m ; 2655.5m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 8.5% avec une moyenne de 8.16%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 9md avec une moyenne de 5md.

✓ **L'intervalle inférieur (2655.5m ; 2669m) :**

La porosité dans cet intervalle se trouve élevée avec une certaine constance qui oscille autour de 5% avec une moyenne de 3,45%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle est presque nulle 0.01md.

III. 3. 5. Le puits AL-87

La porosité et la perméabilité

La porosité et la perméabilité de carotte et l'enregistrement diagraphique.

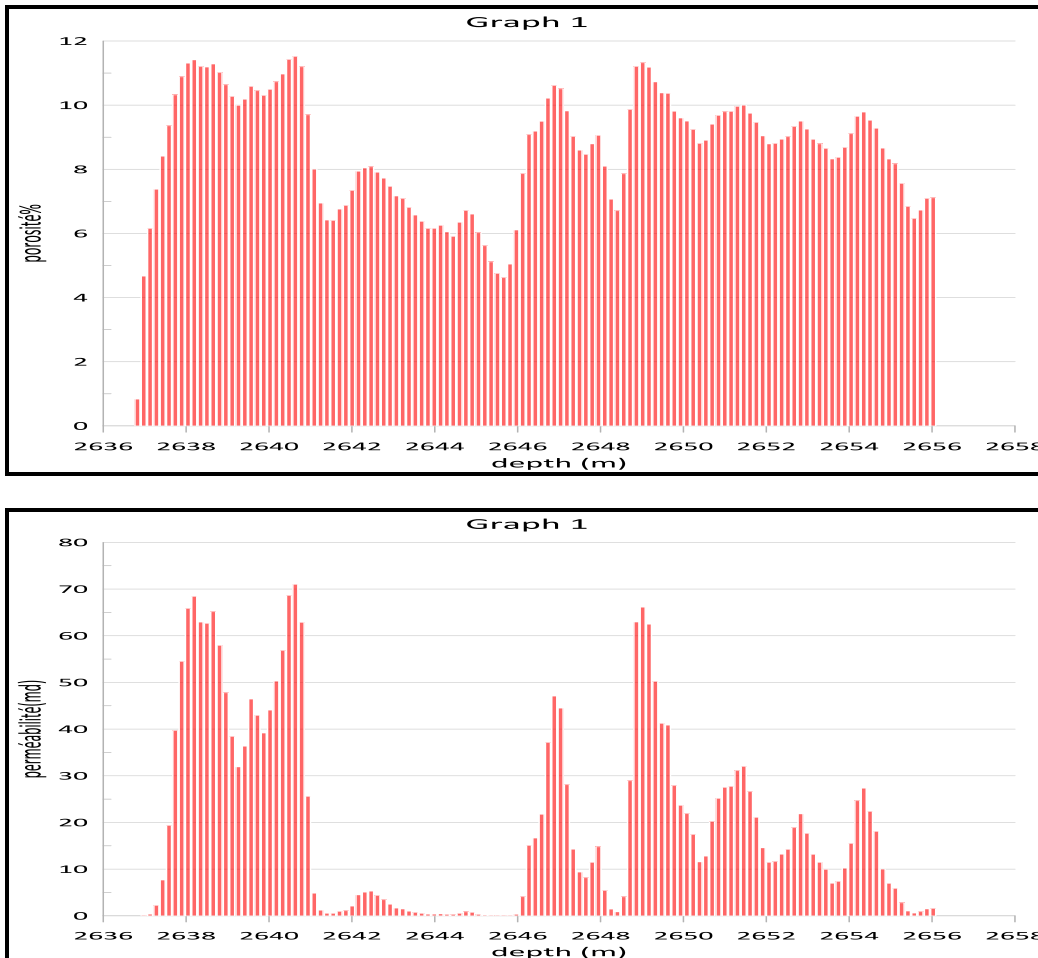


Fig. 30: l'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphique) de réservoir (F3) **AL-87**

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité (**Fig.30**) montre une distribution en 2 intervalles :

✓ **L'intervalle supérieur (2635 m ; 2644m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 11% avec une moyenne de 13.30%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 70md avec une moyenne de 125.89md.

✓ **L'intervalle inférieur (2644m ; 2658m) :**

La porosité dans cet intervalle se trouve élevée avec une certaine constance qui oscille autour de 12% avec une moyenne de 6,80%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle est presque nulle 30md avec de moyenne de 8,44md.

III. 3. 6. Le puits AL-88

La porosité et la perméabilité :

La porosité et la perméabilité de carotte et l'enregistrement diagraphique.



Fig. 31: l'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphique) de réservoir (F3) **AL-88**

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité(**Fig.31**)montre une distribution en 3 intervalles :

✓ **L'intervalle supérieur (2632m ; 2635m) :**

Manque des données

✓ **L'intervalle moyen (2635.5m ; 2645m) :**

La porosité dans cet intervalle se trouve élevée avec une certaine constance qui oscille autour de 14% avec une moyenne de 13,35%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle est 140md avec de moyenne de 129.48md.

✓ **L'intervalle inférieur (2645m ; 2656m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 8% avec une moyenne de 6,20%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 80md avec une moyenne de 5,85md

III. 3. 7. Le puits AL-89 :

La porosité et la perméabilité :

La porosité et la perméabilité de carotte et l'enregistrement diagraphique.

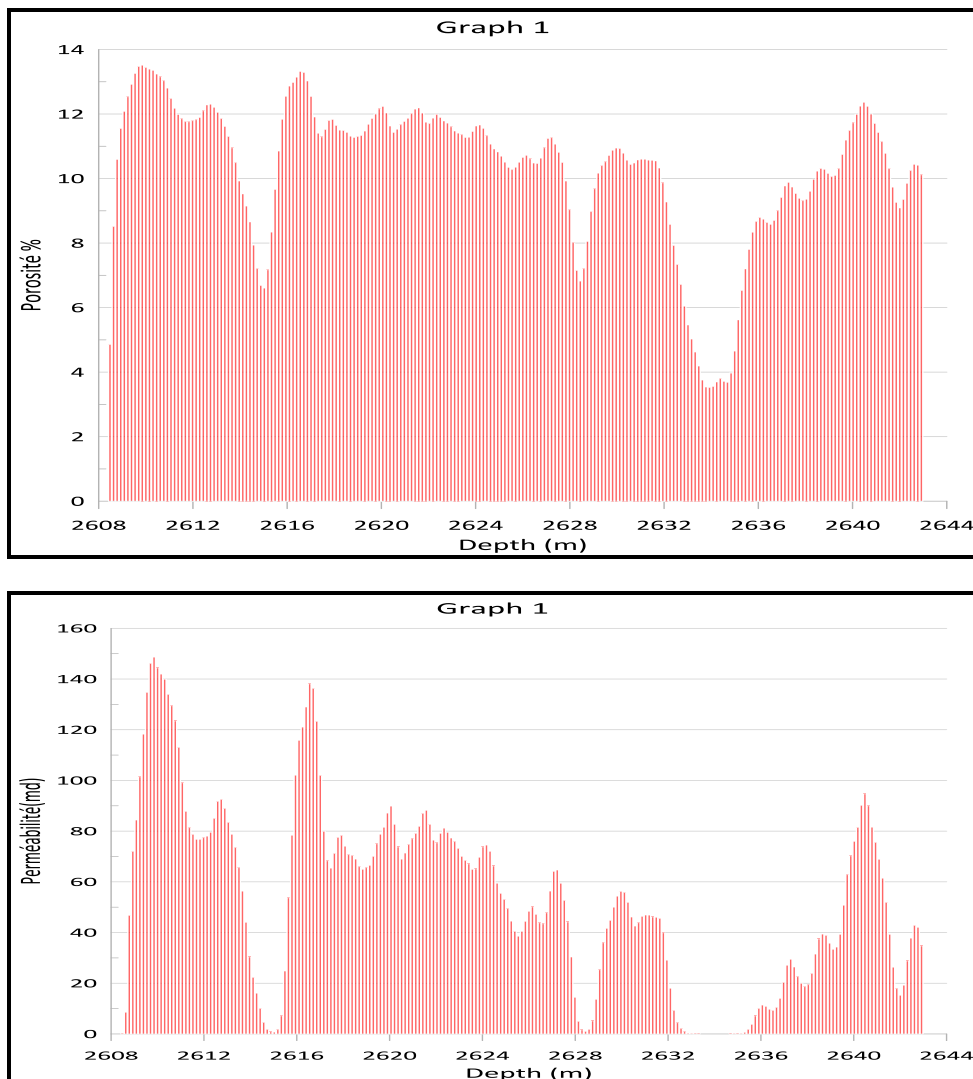


Fig. 32 : l'évolution verticale la porosité et la perméabilité (de diagraphique) de réservoir (F3) **AL-89**

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité (**Fig.32**) montre une distribution en 2 intervalles :

✓ **L'intervalle supérieur (2608 m ; 2633m) :**

La valeur de la porosité dans cet intervalle montre une certaine constance qui oscille autour de 13% avec une moyenne de 10,86%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 150md avec une moyenne de 37,98md.

✓ **L'intervalle inférieur (2633m ; 2644m) :**

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 11% avec une moyenne de 8,65%, et les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 50md avec une moyenne de 12,01md.

III. 4. Description du réservoir Dévonien F3

A partir des données pétrophysiques des carottes. Chacun des puits du réservoir F3 peut être divisé en deux zones bien différenciées (zone poreuse et zone compact).

A la base, il existe une zone qui a été soumise à une quartzification intense et dont les qualités physico-chimiques ont été pratiquement oblitérées. La porosité est en générale de 3 à 5 % et la perméabilité inférieure à 0.1md.

La silicification est très importante et la roche correspond à de vrais grès quartzitiques.

De nombreux flasiers en dents de scie, présentant l'aspect de stylolithes et correspondant sans doute à des phénomènes de dissolution, sont présents dans cette zone.

Par opposition, la partie supérieure formée de grès non silicifiés, constitue un réservoir de très bonne qualité dont la porosité varie de 10 à 15 % avec des perméabilités atteignant parfois 552 md.

III. 5. Interprétation des histogrammes de la porosité et de la perméabilité

La caractérisation des roches réservoirs s'exprime par l'étude de l'évolution des paramètres pétrophysiques telle que la porosité et la perméabilité, et la relation entre ces deux variables, cette étude permettant de résumer l'histoire géologique de dépôt, les conditions de sédimentation, et l'étude diagenétique des roches réservoirs.

III. 5. 1. Le puits AL-55

L’histogramme de la porosité et de la perméabilité, réalisant pour une population de 96 échantillons :

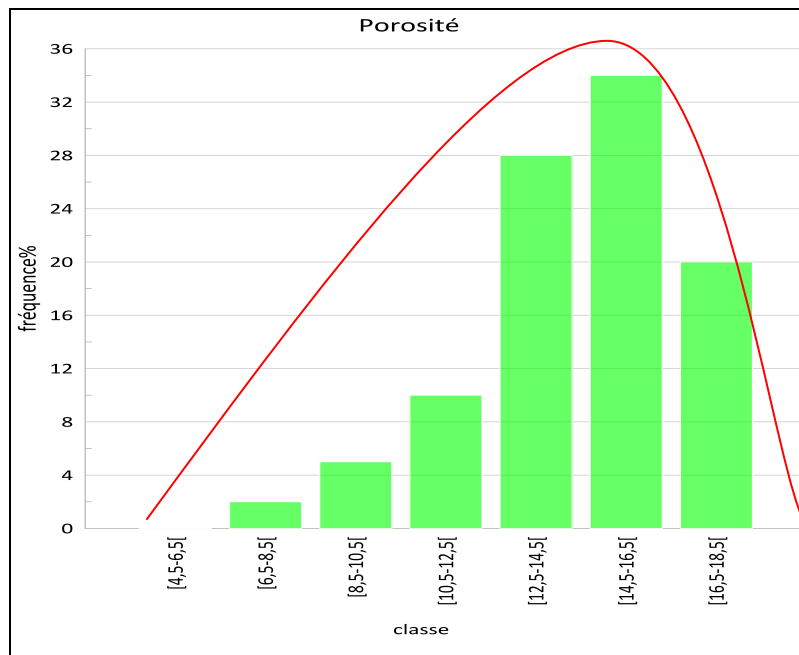


Fig. 33 :L’histogramme de la fréquence relative de la porosité d’un réservoir dévonien F3 du puits AL-55.

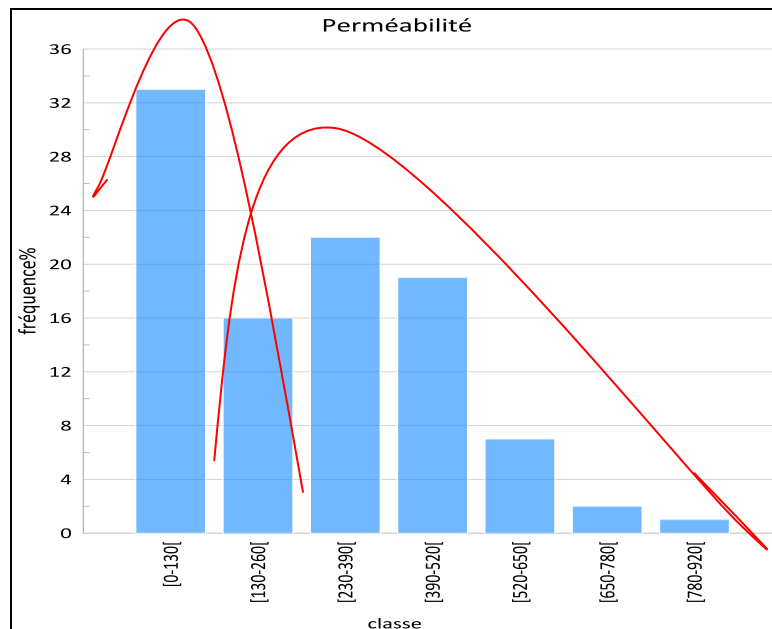


Fig. 34:L’histogramme de la fréquence relative de la perméabilité d’un réservoir dévonien F3 du puits AL55

- Une distribution de histogramme de porosité avec un caractère unimodale, le mode correspond à la classe [14.5-16.5] [% avec une fréquence de 34%, la porosité est primaire. (Fig.33)
- Une distribution de histogramme de perméabilité avec un caractère bimodal, le premier mode correspond à la classe [0-130] [Md avec une fréquence de 33%, et le deuxième correspondant à la classe [230-390] [Md avec une fréquence de 22%, il y'a deux type de perméabilité : matricielle et secondaire. (Fig.34)

III. 5. 2. Le puits AL-84

L'histogramme de la porosité et de la perméabilité, réalisant pour une population de 249 échantillons :

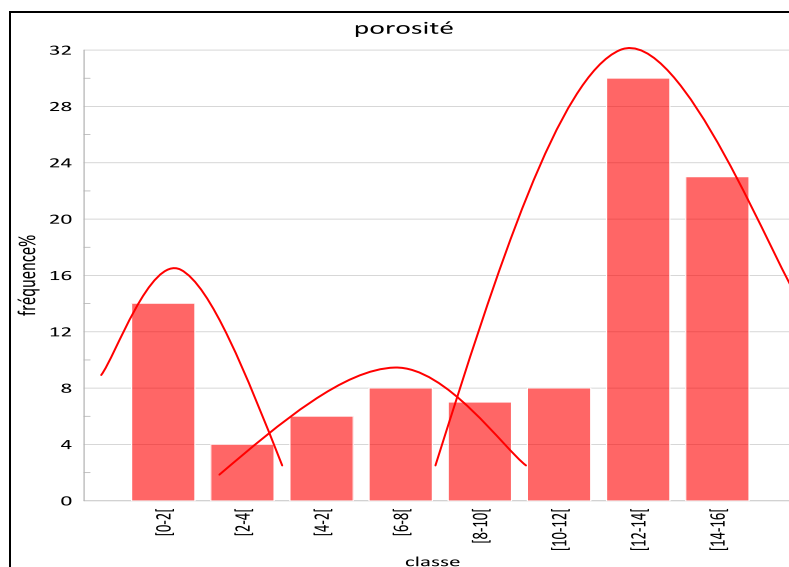


Fig.35: L'histogramme de la fréquence relative de la porosité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-84

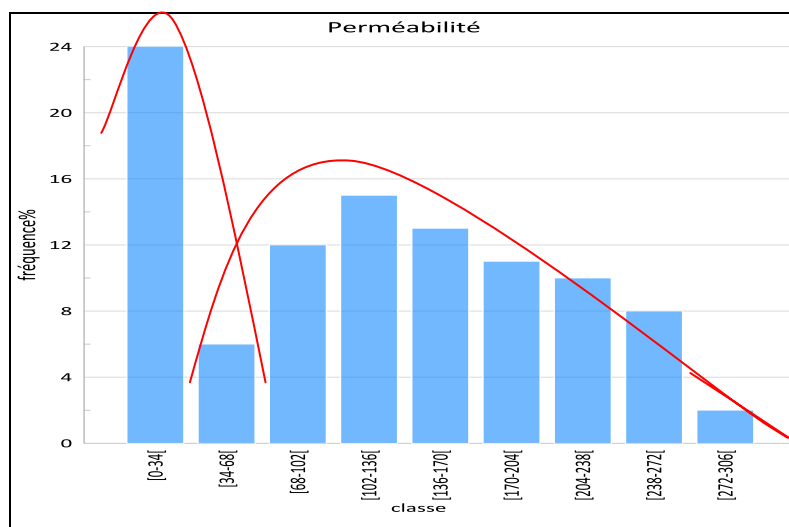


Fig. 36: L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-84

- Une distribution d'histogramme de porosité avec un caractère polymodal, le premier mode correspond à la classe [0-2[% avec une fréquence de 15%, et le deuxième mode correspondant à la classe [6-8[% avec une fréquence de 8%, le troisième mode correspondant la classe [12-14 [% avec fréquence de 29% ,il y'a trois types de porosité : primaire et matricielle et secondaire (Fig.35)
- la distribution d'histogramme de la perméabilité, avec un caractère bimodale, le premier mode correspond à la classe [0-34[Md avec une fréquence de 24%,et le deuxième mode correspondant à la classe [120-136[Md avec une fréquence de 14%, il y'a deux types de perméabilité est matriciel et secondaire. (Fig.36)

III. 5. 3. Puits AL-85

L'histogramme de la porosité et de la perméabilité, réalisant pour une population de 224 échantillons :

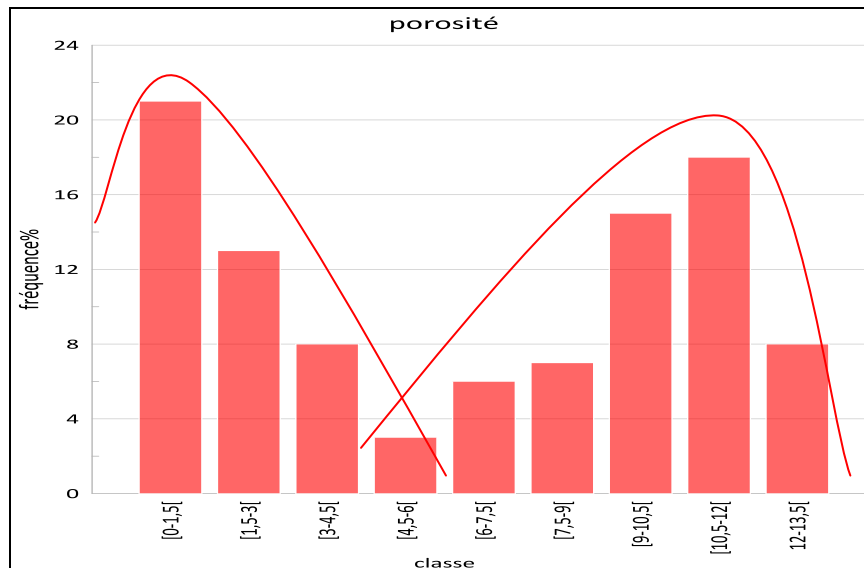


Fig. 37: L'histogramme de la fréquence relative de la porosité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-85

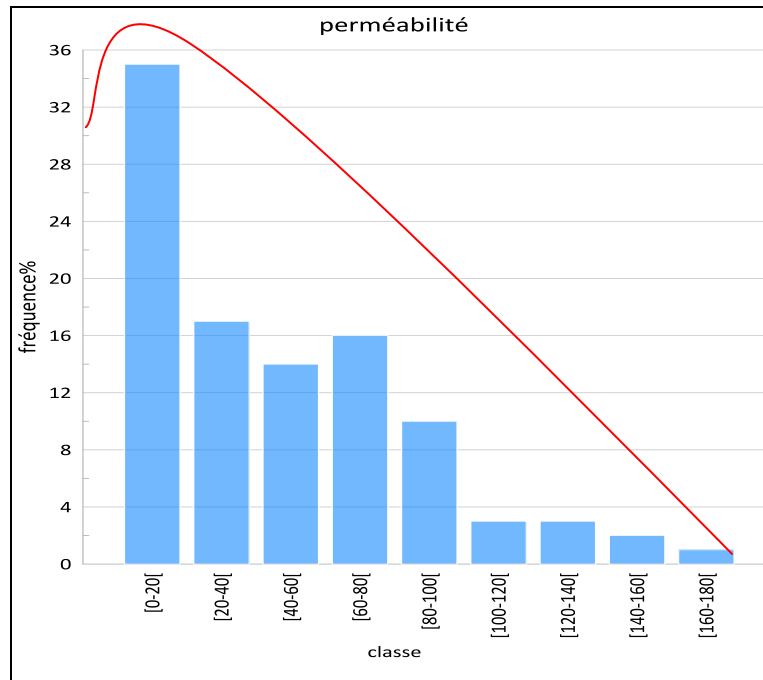


Fig.38: L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-85

- Une distribution d'histogramme de porosité avec un caractère bimodal, le premier mode correspond à la classe [0-1,5[% avec une fréquence de 21%, et le deuxième correspondant à la classe [10.5-12[% avec une fréquence de 17%, il y'a deux types de porosité : matricielle et secondait (**Fig.37**)
- Une distribution d'histogramme de perméabilité avec un caractère unimodale, asymétrique gauche, le mode correspond à la classe [0-20[Md avec une fréquence de 35%, la perméabilité est primaire (**Fig.38**)

III. 5. 4. Puits AL-86

L'histogramme de la porosité et de la perméabilité, réalisant pour une population de 172 échantillons

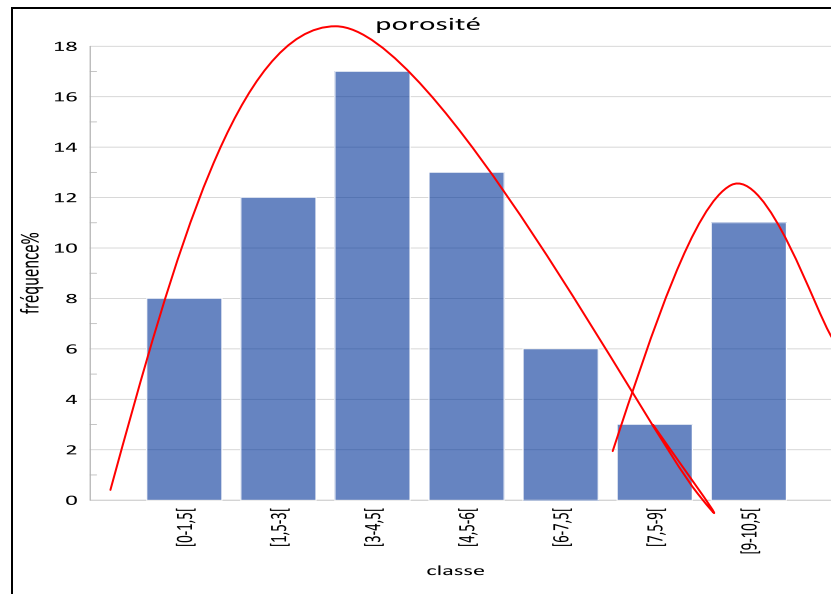


Fig. 39: L'histogramme de la fréquence relative de la porosité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-86

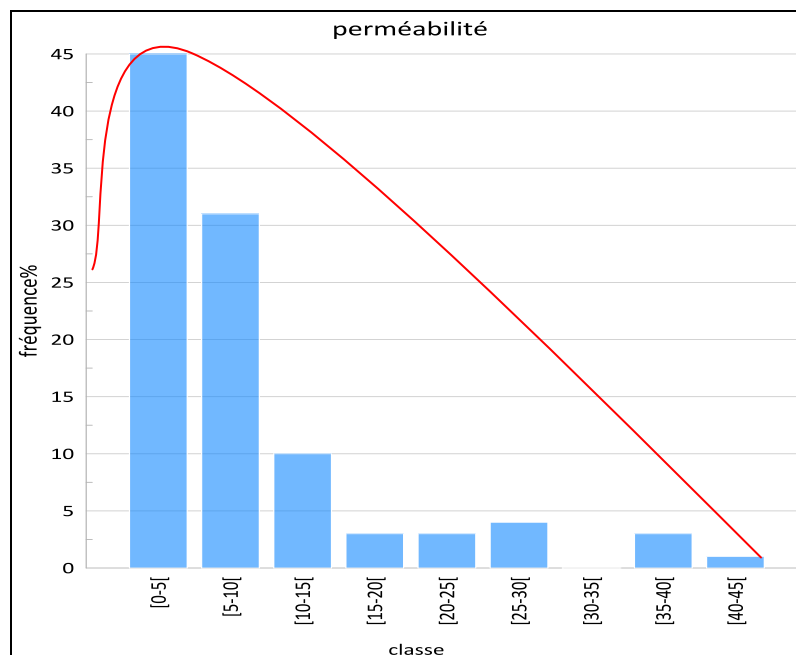


Fig. 40: L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-86

- Une distribution de histogramme de porosité avec un caractère bimodal, le premier mode correspond à la classe **[3-4,5[**% avec une fréquence de **17%**, et le deuxième

correspondant à la classe **[9-10.5]%** avec une fréquence de **12%**, il y'a deux types de porosité :matricielle et secondaire(**Fig.39**)

- Une distribution de histogramme de perméabilité avec un caractère Unimodale, le mode correspond à la classe **[0-5]Md** avec une fréquence de **45%**, la perméabilité est primaire (**Fig.40**)

III. 5.5. Puits AL-87

L'histogramme de la porosité et de la perméabilité, réalisant pour une population de 238 échantillons :

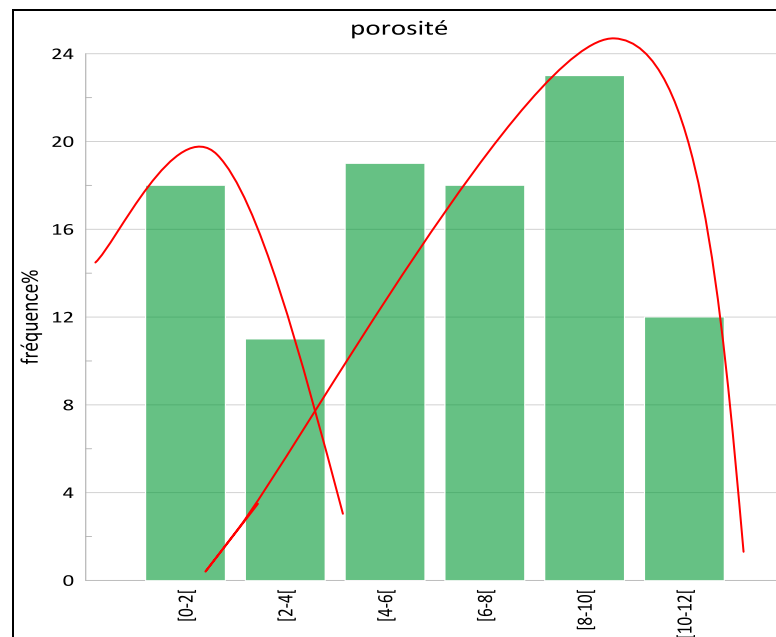


Fig. 41: L'histogramme de la fréquence relative de la porosité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-87

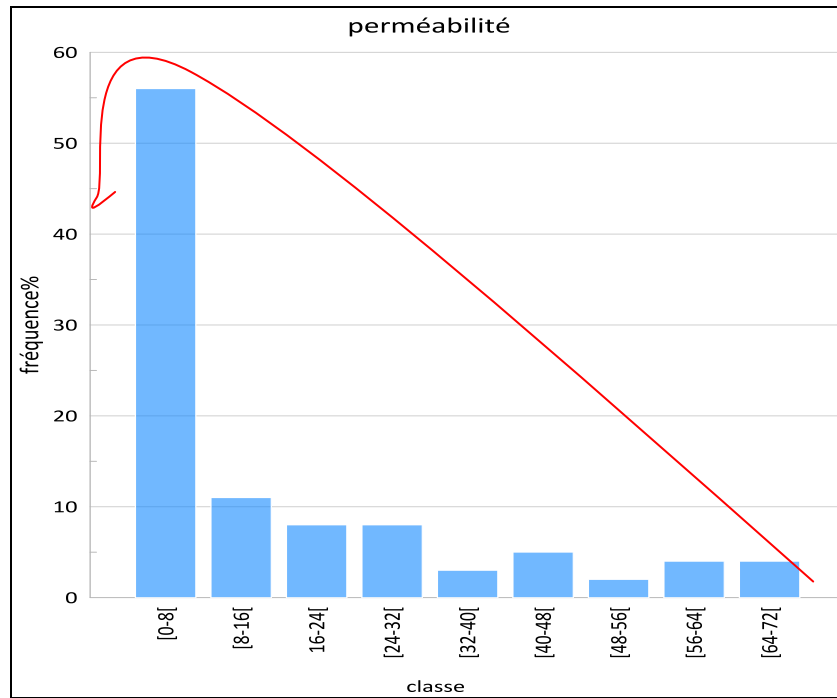


Fig. 42 : L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-87

- Une distribution d'histogramme de porosité avec un caractère bimodal, le premier mode correspond à la classe [0-2 [% avec une fréquence de 17%, et le deuxième correspond à la classe [8-10[% avec une fréquence de 22%. Il y'a deux types de porosité : matricielle et secondaire (**Fig.41**)
- La distribution de l'histogramme de perméabilité avec un caractère unimodal, asymétrique gauche, le mode correspond à la classe [0-8[Md avec une fréquence de 55%, la perméabilité est primaire (**Fig.42**)

III. 5. 6. Puits AL-88

L'histogramme de la porosité et de la perméabilité, réalisant pour une population de 136 échantillons :

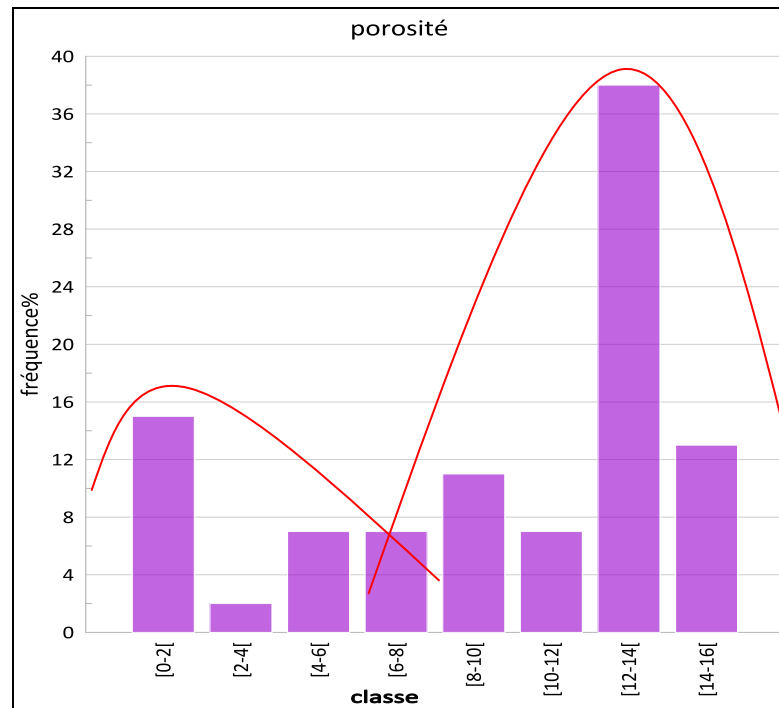


Fig. 43: L'histogramme de la fréquence relative de la porosité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-88

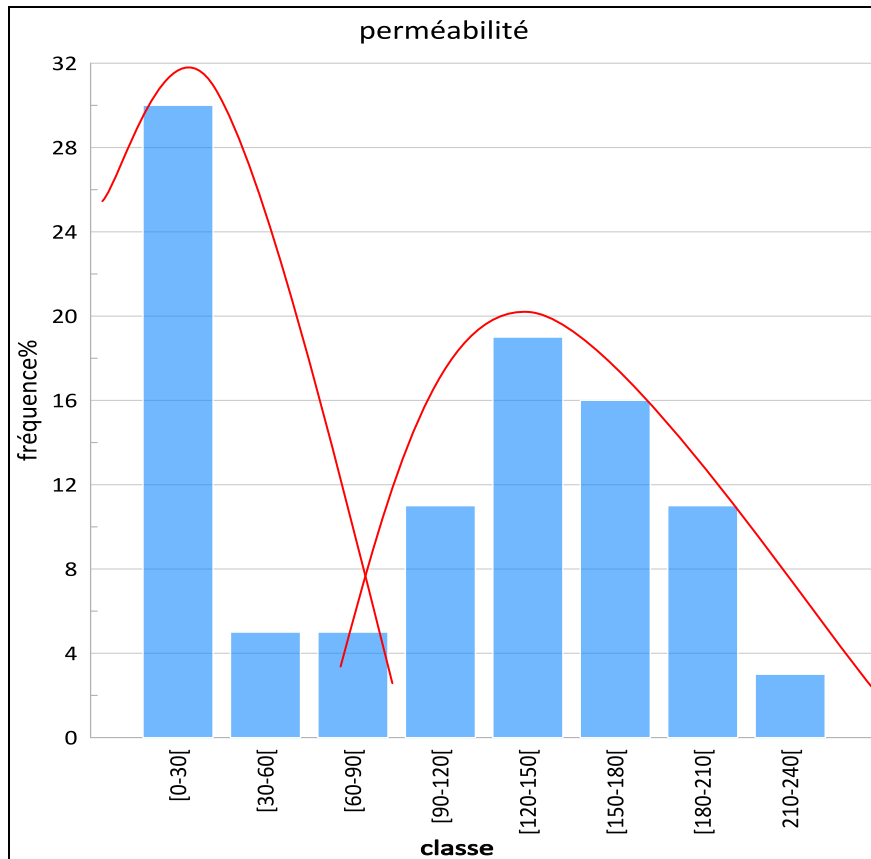


Fig. 44: L'histogramme de la fréquence relative de la perméabilité d'un réservoir dévonien F3 du puits AL-88

- Une distribution de histogramme de porosité avec un caractère bimodal, le premier mode correspond à la classe [0-2[% avec une fréquence de 15%, et le deuxième correspondant à la classe [12-14[% avec une fréquence de 38%, il y'a deux types de porosité : matricielle et secondaire (Fig.43)
- Une distribution de histogramme de perméabilité avec un caractère bimodal, le premier mode correspond à la classe [0-30[Md avec une fréquence de 29%, et le deuxième correspond à la classe [120-150[Md avec une fréquence de 19% il y'a deux types de perméabilité : matricielle et secondaire (Fig.44)

III. 5. 7. Puits AL-89

L’histogramme de la porosité et de la perméabilité, réalisant pour une population de 226 échantillons :

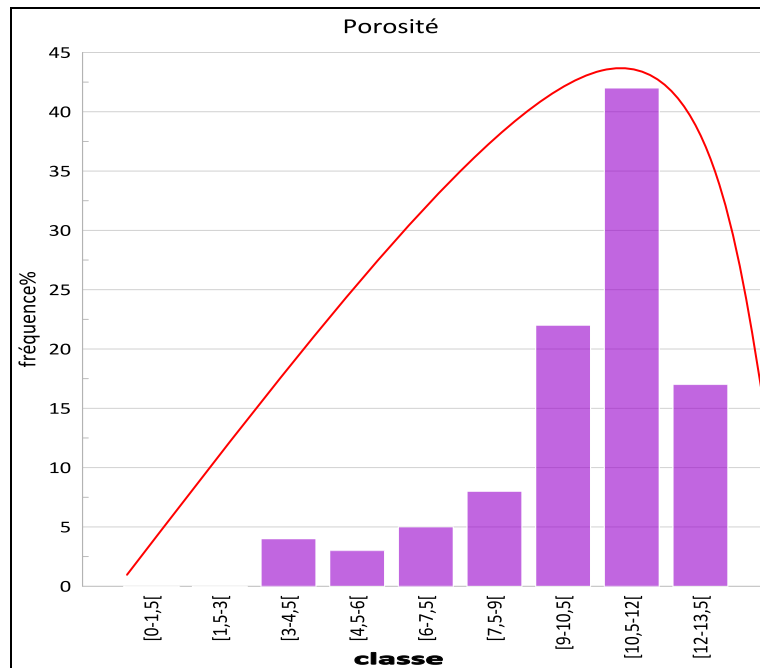


Fig.45: L’histogramme de la fréquence relative de la porosité d’un réservoir dévonien F3 du puits AL-89

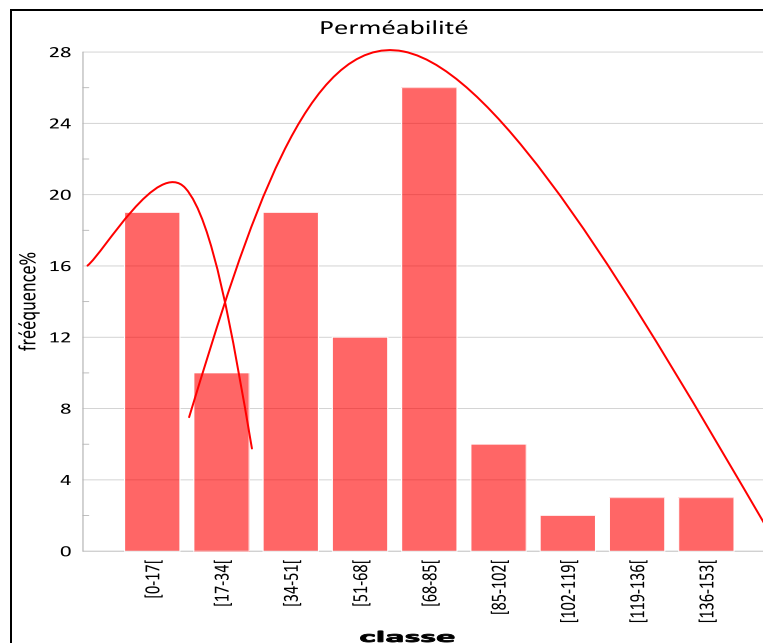


Fig. 46: L’histogramme de la fréquence relative de la perméabilité d’un réservoir dévonien F3 du puits AL-89

- Une distribution de histogramme de porosité avec un caractère unimodale, le mode correspond à la classe [10.5-12[% avec une fréquence de 42%, la porosité est primaire (Fig.45)
- Une distribution de histogramme de perméabilité avec un caractère bimodal, le premier mode correspond à la classe [0-17[Md avec une fréquence de 19%, et le deuxième correspond à la classe [68-85[Md avec une fréquence de 26% il y'a deux types de perméabilité : matricielle et secondaire (Fig.46)

III. 6. Interprétation des nuages des points

Une relation entre la perméabilité en fonction de la porosité au niveau de puits AL-55, AL-84, AL-85, AL-86, AL-87, AL-88 et AL-89. En effet un nuage de point de ces deux paramètres donne approximativement une droite avec même pente dans tous les puits, qui suivent le même niveau réservoir de F3.

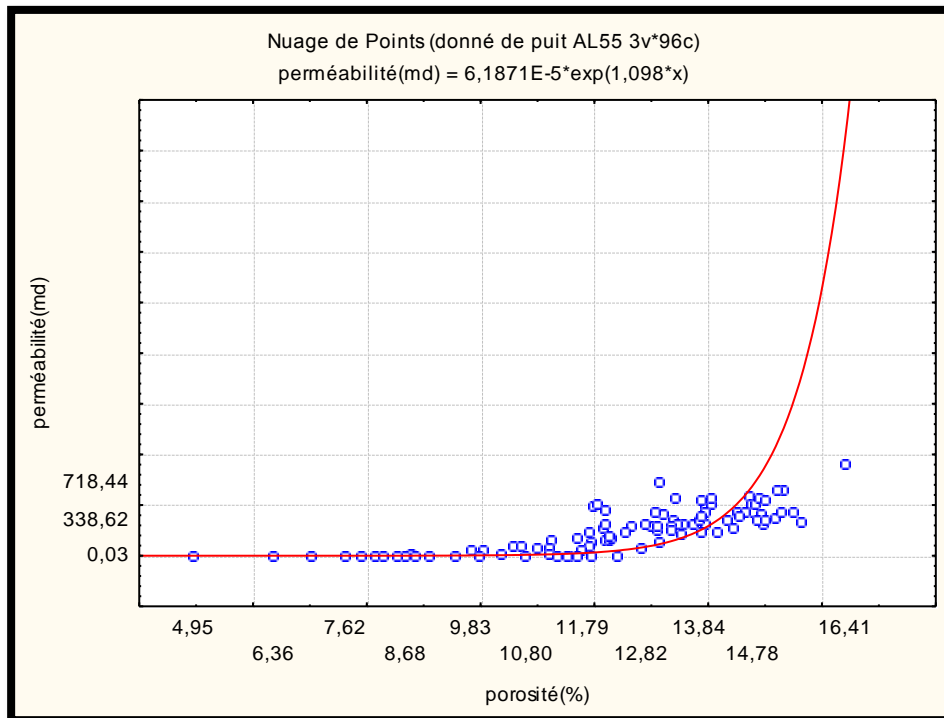


Fig. 47: nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-55

Cette figure représente le nuage de point au niveau de puits AL-55 qui on traite par la méthode exponentiel et donner le résultat suivent: perméabilité (md) = $6.1871E-5 * \exp(1.098 * x)$ (fig. 47) X : porosité.

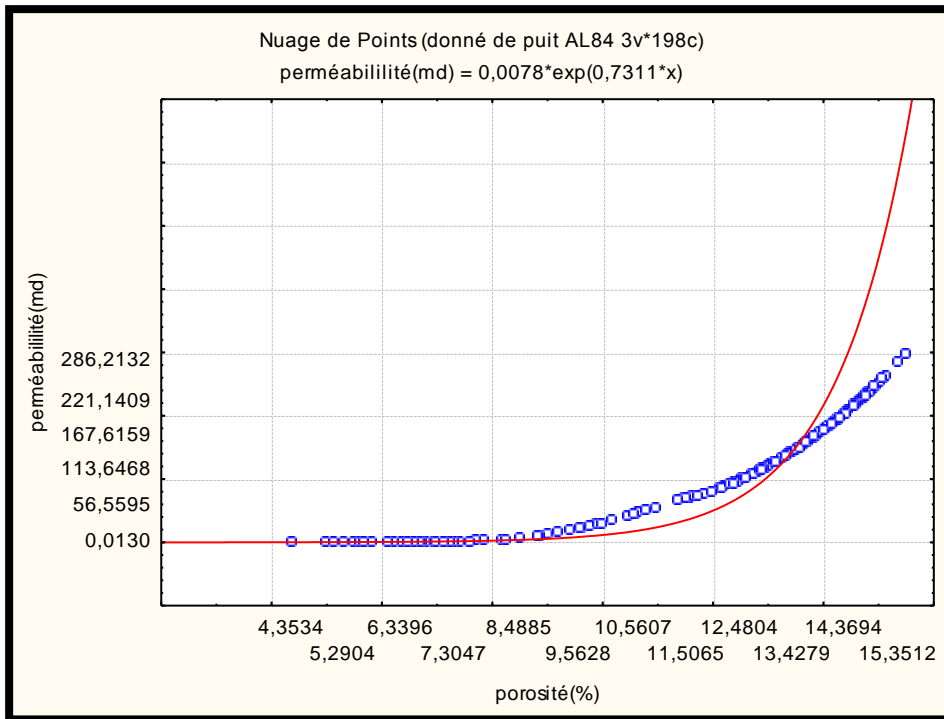


Fig. 48:nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-84.

Cette figure représente le nuage de point au niveau de puits AL-84 qui on traite par la méthode exponentiel et donner le résultat suivant: perméabilité (md) =0.0078*exp (0.7311*x) (**Fig.48**), X : porosité.

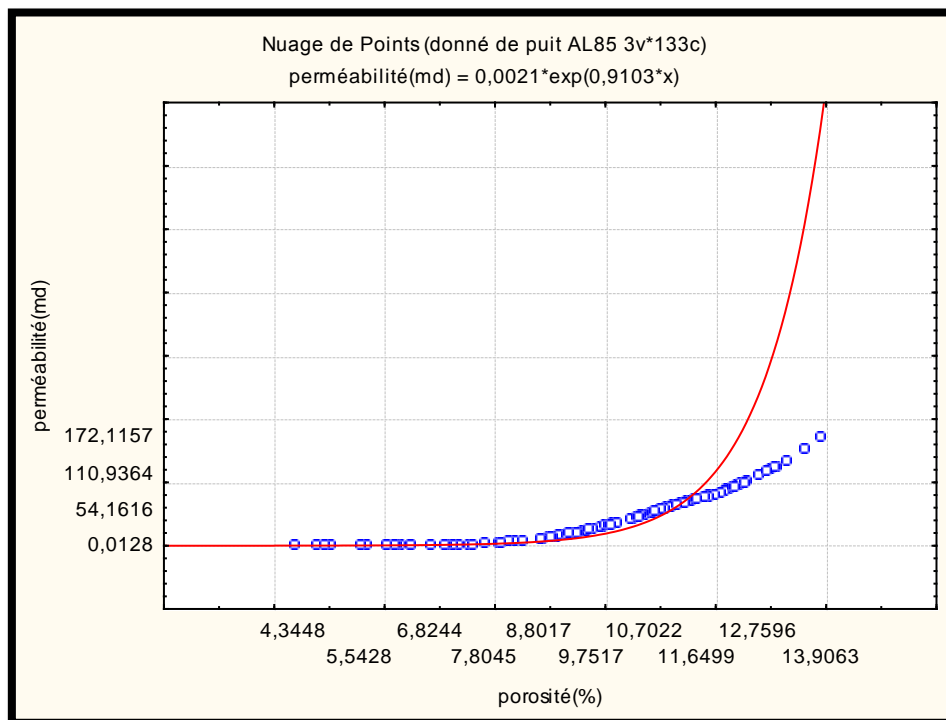


Fig. 49:nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-85

Cette figure représente le nuage de point au niveau de puits AL-85 qui on traite par la méthode exponentiel et donner le résultat suivant: perméabilité (md) = $0.0021 \cdot \exp(0.9103 \cdot x)$ (Fig.49)

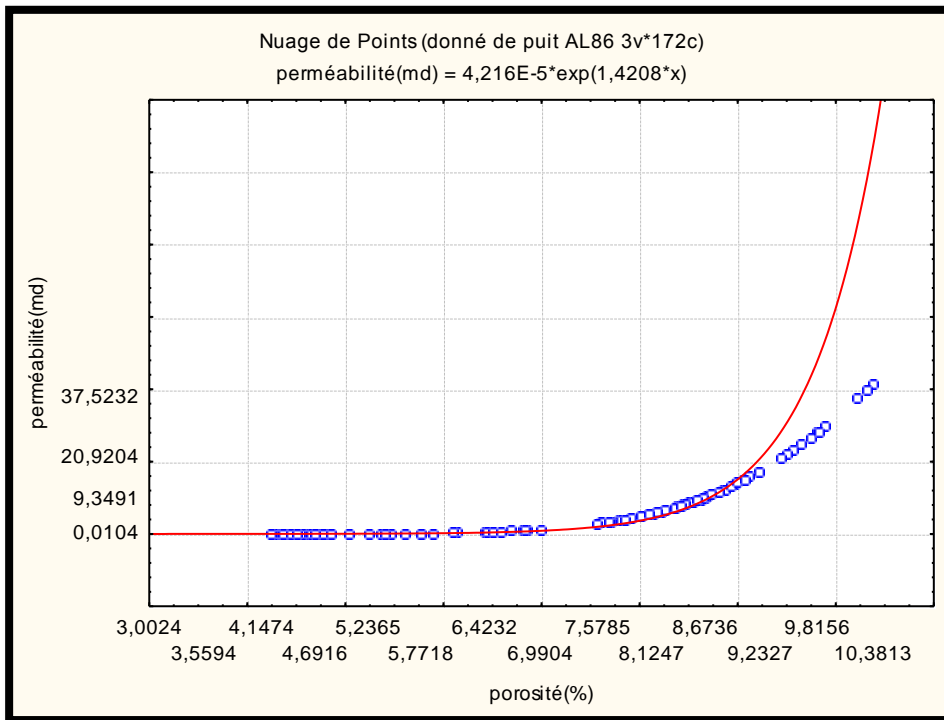


Fig. 50: nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-86

Cette figure représente le nuage de point au niveau de puits AL-86 qui on traite par la méthode exponentiel et donner le résultat suivant: perméabilité (md) = $4.216 E-5 \cdot \exp(1.4208 \cdot x)$ (Fig.50)

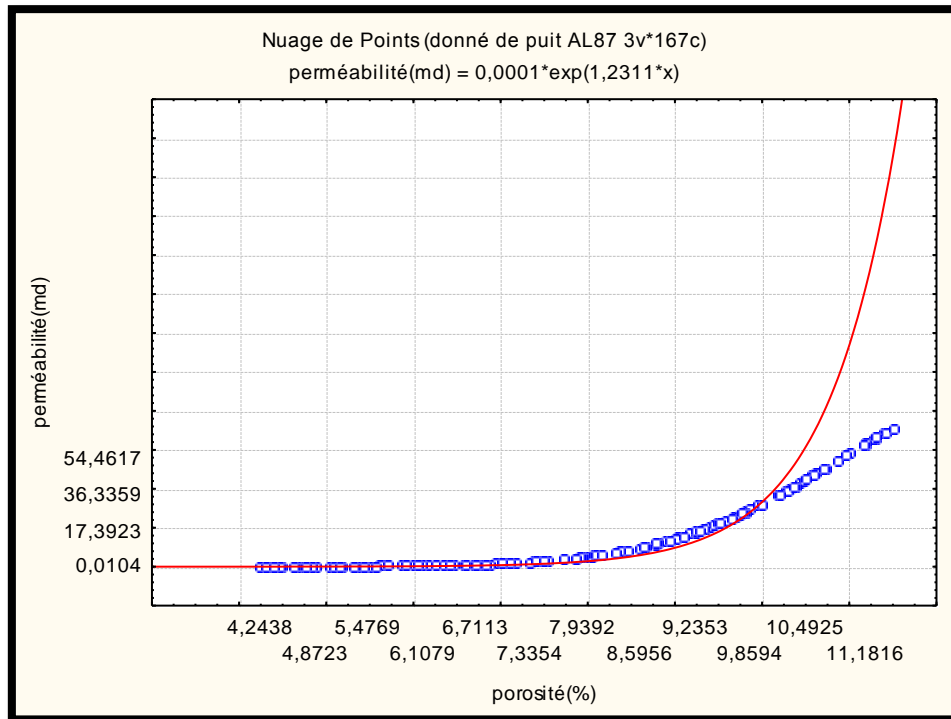


Fig. 51: nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-87

Cette figure représente le nuage de point au niveau de puits AL-87 qui on traite par la méthode exponentiel et donner le résultat suivant: perméabilité (md) = 0.0001*exp (1.2311*x) (Fig.51)

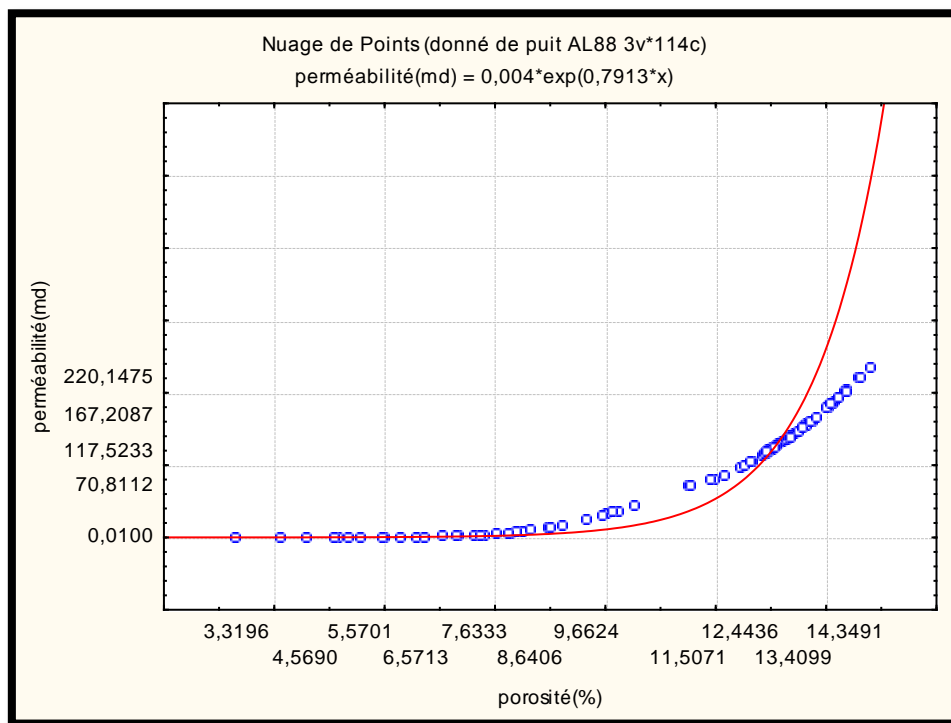


Fig. 52: nuage de points porosité en fonction perméabilité AL-88

Cette figure représente le nuage de point au niveau de puits AL-84 qui on traite par la méthode exponentiel et donner le résultat suivant: perméabilité (md) = 0.004*exp (0.7913*x) (Fig.52)

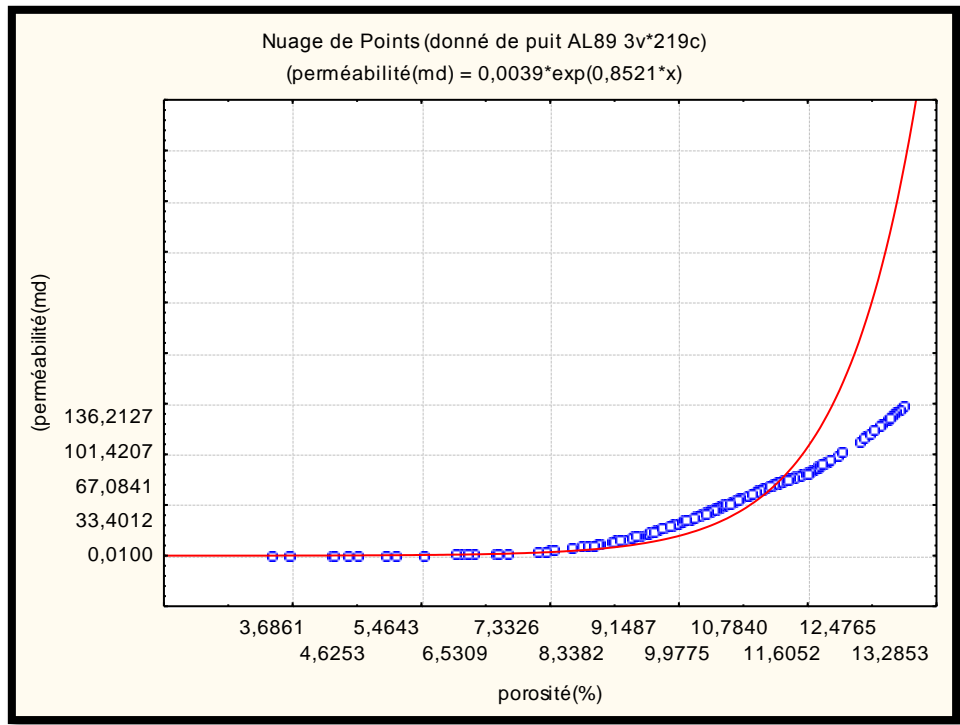


Fig. 53: nuage de points porosité en fonction de la perméabilité AL-89

Cette figure représente le nuage de point au niveau de puits AL-84 qui on traite par la méthode exponentiel et donner le résultat suivant: perméabilité (md) = 0.0039*exp (0.8521*x) (Fig. 53)

Conclusion

On observe dans les différents histogrammes de la perméabilité et de la porosité, on constate, qu'ils présentent une distribution bimodale asymétrique remarquable dans la plupart des puits de la zone d'étude, dans réservoir F3. Cette distribution prouvée implique une distribution relativement hétérogène

En rapprochant les différents nuages de points entre la perméabilité et la porosité, on découvre, l'existence d'une contribution entre ces deux paramètres interprète par la relation suivante :

A la fin et Pour une évolution de la porosité, la perméabilité augmente, ceci peut être expliqué par la subsistance d'un réseau de fissure au niveau de réservoirs F3.



CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Ce travail basé sur l'étude des paramètres pétrophysiques de réservoir dévonien F3 de la zone d'étude permet une meilleure exploitation des gisements d'hydrocarbures.

Les analyses pétrophysiques et les interprétations diagraphiques du réservoir F3 d'Alrar par l'utilisation de logiciel TECHLOG à permet d'arrivé aux résultats suivants

Le réservoir F3 est caractérisé par une hétérogénéité. Cette dernières se résume de la manière suivante :

La partie supérieure du réservoir F3 présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques et elle constitue la zone utile, la partie inférieure est caractérisée par de mauvaises propriétés pétrophysiques (zone compacte et cimentée), a partir l'analyse statistique des données pétrophysiques de ce réservoir qui nous a permis de cette hétérogénéité. Les histogrammes de la porosité verticale montre une distribution bimodale, ce qui nous a permis de confirmer sur le plan géologique l'hétérogénéité verticale de la lithologie du gisement. Les histogrammes de la perméabilité verticale montre une distribution variable bimodale et polymodale ce qui est probablement dû à l'hétérogénéité de la lithologie du gisement. Les résultats de l'analyse pétrophysiques (histogrammes, nuage de points et courbes de corrélations), confirment ceux de l'étude sédimentologique à savoir que les grés hétérométriques correspondent à la partie utile du réservoir F3.

Cette compartimentation permet alors de réduire le champ d'étude du réservoir en fonction de l'évaluation des propriétés pétrophysiques et de leur variabilité. Cela a permis également, la définition de régions à propriétés pétrophysiques élevée au sein d'un réservoir ainsi que la détermination et la localisation optimale des futurs forages.

Références bibliographiques

- Aiouna, A., 1975.** Synthèse bibliographique de bassin d'illizi (District II). Rapport Sonatrach. p28
- ALIEVE, M et al, 1971.** Structures and estimation of oil and gas in the Sahara Algeria p 256.
- BEICIP-SONATRACH., 1975.** Etude structurale et cartographique. Bassin – d'illizi-Môled'ElBiod: Rap. Int. Sonatrach-Exploration. Ref. N°. A 1812.
- BENNACER ADEL, 2018.** Etude des paramètres e réservoir Dévonien F3, champ Alrar (Anneau d'huile).
- BEUF, S., BIJU-DUVAL, B., DECHARPAL, O., ROGNON, D., GARIEL, O., & BENNACEF, A. (1971).** Les grès de Paléozoïque inférieur au Sahara (sédimentation et discontinuité évolution structurale d'un Craton). Publ.: C.F.P. Coll. « sciences et technique du pétrole » N° : 18
- BOUDJEMA, A., 1987.** Evolution structurale du bassin pétrolier « triasique » du Sahara.
- CHAUCHE, A., 1992.** Genèse et mise en place des hydrocarbures dans les bassins de l'Erg oriental (Sahara Algérien) thèse de doctorat 3ème cycle université de Bordeaux III.
- CHAUCHE, 1995.** Généralistes sur le bassin d'illizi essai de synthèse bibliographique. Sonatrach division exploration.
- CHAOUCHI, R., MALLA, M., & KECHOU, F. (s.d.).** Sedimentological evolution of Givetian-Eifelian (F3) sand bar of the West Alrar field, Illizi Basin, Algeria. National Institute for Hydrocarbons and Chemistry, Boumerdès, Algeria : Division Exploration, Sonatrach, Algiers, Algeria. (1998).
- ECHIKH, K., 1971.** Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie : Inst. Nat. Hydrocarbures. Soc. Nat. ed. Alger.
- F, Sommer, 1979.** « Étude sédimentologique de la région Stah Illizi », Total, Algérie, 1979.
- PERRODON, A., 1985.** Histoire des grandes découvertes pétrolières (1985).
- Sadaoui, M, Bougerra, A, Kecri, A, :** caractérisation géochimique et évolution géothermique des roches mères des silurien et dévonien de la partie centrale du bassin d'illizi. Plate forme saharienne. Algérie, laboratoire Ressource Minérales et Energétiques. Boumerdès.(2001).
- SKENDER, M, S et ARAB, M. 1996.** Synthèse géochimique sur le basin d'illizi. Rapport inédit. Sonatrach Exploration.29p. Hassi Messaoud.
- ZAZOUN, 2007,** La région du Fadnoun, Tassili N'Ajjer, Algérie : Géométrie d'un réseau de fracturation a ? .6^{ème} Séminaire de Géologie Pétrolière Sonatrach CRD.

Résumé :

Le champ pétrolier d'Alrar est classé parmi le plus grand gisement d'hydrocarbures en Algérie. Ce dernier est constitué de plusieurs réservoirs (F6, F5, F4, F3 et F2) appartenant aux dépôts du Silurien et Dévonien. La zone d'étude située au Nord Est de ce champ est caractérisée par des accumulations d'hydrocarbures sous forme d'anneaux d'huile remplissant le réservoir de dévonien F3. Ces anneaux d'huile (10m) compris entre le gas-cap et l'aquifère faiblement actif, de profondeur moyen 2650 m qui est situé dans la formation argilo-gréseuse. Ce réservoir est caractérisé par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétrophysiques entraînant la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre, cette hétérogénéité peut être divisé en une partie supérieure a bonnes caractéristiques pétrophysiques et qui constitue un réservoir util et une partie inférieure a faibles propriétés pétrophysiques (zone compacte et cimentée).La corrélation diagaphique en utilisant le logiciel TECHLOG du réservoir de la zone de l'étude a permet de suivre l'extension spatiale de ce réservoir et qui fait apparaitre un réservoir gréseux au sommet pauvre en argile et un développement argileux se produisant à la base du réservoir. L'étude statistique des paramètres pétrophysiques à permet confirmation de la relation entre la perméabilité et la porosité du la composante lithologique du réservoir et de finir deux porosités une matricielle liée à une phase primaire diagenétique et une autre secondaire qui peut être liée à des phénomènes de cimentation qui est liée à la lithologie (présence d'argile).

Mot clé. Réservoir dévonien F3. Alrar. Illizi. Paramètres pétrophysiques. Diagraphie. Statistique

المخلص

يعد حقل الرار البترولي من بين أكبر المكامن البترولية في الجزائر. هذا الأخير يتكون من عدة خزانات (F2, F3, F4, F5, F6) تنتمي إلى رواسب من حقبة Silurian وDévoniens. تتميز منطقة الدراسة في الشمال الشرقي من هذا الحقل بتجمع البترولي في شكل حلقات زيتية تملأ خزان ديفونيان F3. هذه الحلقات من الزيت (10 أمتار) محصورة بين التشكيلات الطينورملية وطبقة مياه جوفية ضعيفة النشاط ، بعمق متوسط 2650 متر والذي يقع في تكوين الحجر الرملي الطيني. يتميز هذا الخزان بتغير كبير في الخصائص البتروفزيائية التي تؤدي إلى تباين الإنتاج من منطقة إلى أخرى ومن بئر إلى آخر ، ويمكن تقسيم هذا عدم التجانس إلى جزء علوي يتميز بخصائص الخصائص البتروفزيائية الجيدة والتي تشكل خزناً مفيداً وجزءاً منخفضاً بخصائص بترو فزيائية ضعيفة (منطقة مضغوطة ومدعومة) ، وقد أتاحت منحنيات الدياغرافي باستخدام برنامج تكولوج لخزان منطقة الدراسة من إتباع الامتداد المكاني للخزان. والذي يكشف عن خزان من الحجر الرملي في الجزء العلوي فقير من الطين وتطور في الطين يحدث في قاعدة الخزان. تسمح الدراسة الإحصائية للمعطيات البتروفزيائية بتأكيد العلاقة بين النفاذية ومسامية المكون الليثولوجي للخزان وإنهاء مسامية مصفوفة مرتبطة بمرحلة تشخيص أولية وثانوية أخرى يمكن ربطها بالأسمت المرتبط بالليثولوجيا (وجود الطين).

كلمات مفتاحية: خزان ديفونيان F3. الرار. إليزي. الخصائص البتروفزيائية. دياغرافي. إحصاء..

Abstract

Alrar's oil field is ranked among the largest hydrocarbon deposits in Algeria. The latter consists of several reservoirs (F6, F5, F4, F3 and F2) belonging to Silurian and Devonian deposits. The study area north-East of this field is characterized by hydrocarbon accumulations in the form of oil rings filling the Devonian F3 reservoir. These rings of oil (10m) between the gas-cap and the low-active aquifer, of average depth 2650 m which is located in the clay-sandstone formation. This reservoir is characterized by a heterogeneity that results in extreme variations in petrophysical properties resulting in the variation of production from one zone to another and from one well to another, this heterogeneity can be divided into an upper part with good petrophysical characteristics and which constitutes a useful reservoir and a lower part with low petrophysical properties (compacted and cemented zone). The logging correlation using the TECHLOG software of the reservoir of the study area has made it possible to follow the spatial extension of this reservoir and which makes appear a sandy reservoir at the low clay top and a development clayey occurring at the base of the reservoir. The statistical study of the petrophysical parameters at allows confirmation of the relationship between permeability and porosity of the lithological component of the reservoir and to finish two porosities a matrix related to a diagenetic primary phase and another secondary that may be related to cementing phenomena that is related to lithology (presence of clay).

Keyword. Devonian Reservoir F3. Alrar. Illizi. Petrophysical Parameters. Logging. Statistics.