

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option :

Géologie pétrolière

THEME

**Etude géologique, sédimentologique et
pétrophysique de réservoir Emsien du bassin
de l'Ahnet**

Soutenu publiquement par :

M^{elle}.GHIAT Abla

M^{elle}. SEDRATI Nourhane

Devant le jury :

Président	Mr .SATOUH Adel	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur	Pr. HACINI Massaoud	Pr. Univ. Ouargla
Co-promoteur	M^{elle}. MABROUKI Nacira	M. A. B Univ. Ouargla
Examineur	Mr. KADRI Mohammed Mehdi	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016



Dédicace:

Avec joie je veux dédier ce modeste travail

*A mes chers parents **GHIAT Mostapha ET BOURAS Nouara**, mes chers frères ET mes sœurs pour leurs soutiens durant toutes ces années d'étude.*

A toute la famille GHIAT

A tout mes Amis d'enfance ET mes collègues d'université

Siham, Amira, Louiza, Halima

Sara, Jaouar, Souad, Aicha, Hayet

Ismahane, Dounia, Fatiha,

Oussama,

Bilal, Mahmoud, Gamoula

À Nourhane

Enfin, à tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près pendant les moments difficiles

Dans ma vie ou Durant mes études

Abla



Dédicace

*Je remercie mon dieu et dédie par tout modeste ce travaille à
mes précieux parents qui assister moi moralement et au long mon
étude.*

À mes frères : Mostafa et Al hadj Ali

À mes sœurs : Aziza, Rayane et Safa

Aussi je dédie ce travaille à ma binôme Ahla

À mes oncles et mes tantes et mes cousins

À tout les familles : SEDRAÏ, khalfawi, Sadiki, Laroki

Et Djaddi

À mon fiancé Djaddi Mohamad

À tout mes enseignants et les ingénieurs de Sonatrach

À tout mes amis et mes camarades



Nourhane

REMERCIEMENTS

*A la fin de ce travail, nous portons à remercier le Bon **Dieu** qui nous a donné la capacité, les efforts et la volonté d'aller jusqu'au bout pour donner le maximum d'après nous.*

Nous adressons tout d'abord nos remerciements les plus sincères, au Pr, HACINI Messaoud qui a accepté d'être le promoteur de ce projet. Sa grande connaissance dans le domaine, ainsi que son expérience, ont joué un rôle important dans la conception de ce travail.

Nos remerciements s'adressent également au groupe de Sonatrach : M^{elle} Linda, Mr El Dine, Mr Younes et d'autre personnes pour leur soutien durant notre stage et qui ont contribué grandement à l'élaboration de ce travail.

On n'oubliera pas les enseignants/enseignantes internes : Me HAMMEDE, Mr BOURAGAA, Mr Chellat et externes : Mr HAMDIDOUCHE Rachid-université de Beb el Zouar – et l'enseignant égyptien Ahmed Kodsh pour leurs idées et ses précieux conseils à fin de réaliser ce modeste travail

On remercie tous les membres du jury Mr. SATOUH Adel et Mr. KADRI Mehdi, aussi M^{eiie} MEBROUKI Nacira pour avoir bien voulu donner de leur temps pour lire ce travail et faire partie des examinateurs.

Pour toutes les personnes qui nous ont aidées de près ou de loin



Merci

Sommaire

Liste de figure.....	
Liste de tableaux	
Liste des abréviations.....	
Introduction générale.....	01
Méthodologie et matériels utilisés	02
Chapitre I : Généralités	04
I la plateforme	04
I.1 Géologie de la plateforme saharienne	04
I.2 Histoire sédimentaire de la plate-forme saharienne	04
I.3 Les réservoirs paléozoïques de la plate forme saharienne	05
II présentation générale du bassin de l’Ahnet.....	06
II.2 situation géologique du bassin.....	06
II.3 aspect structural du bassin.....	07
II.4 système de faille.....	09
II.5 Évolution paléo-structural du bassin.....	10
II.6 La stratigraphie.....	13
II.7 L’histoire de génération des hydrocarbures.....	17
Chapitre II : le système pétrolier de l’Ahnet	19
III.1 Les roches mère.....	19
III.2 La migration et structuration	19
III.3 Roches réservoirs	20
III.4 Les roches couvertures.....	21
III.5 Pièges et fermetures.....	22
Chapitre III : Etude géologique et sédimentologique de l’Emsien	24
III. I Cadre local.....	24
III. I.1 La présentation des régions d’étude	24
III. I.2 L’Emsien dans la subsurface	25
III. I.3 L’Emsien dans les affleurements	26
III. II Extension et variation d’épaisseur de réservoir Emsien.....	32
III. III l’aspect sédimentologique du réservoir.....	36

III .1	Les caractéristiques générales de L'Emsien.....	36
III. 2	La description de l'Emsien dans la subsurface.....	36
III. 3	La description lithologique de l'Emsien au niveau de la surface	42
III. 4	Synthèse corrélatrice surface -subsurface	47
III. 5	Les différents faciès d'après la description lithologique dans la subsurface (carotte) et dans la surface (affleurement) et leurs milieux de dépôt.....	52
III. IV	les propriétés pétrophysiques et l'effet diagenétique.....	55
	Conclusion générale	74

Liste des figures

N° Figure	Titre	Page
1	Les données analytiques utilisées dans l'étude sédimentologique	3
2	carte géologique paléozoïque de la plateforme Nord-africaine, montrant la localisation et le Contexte géologique du bassin de l'Ahnet	7
3	les principaux domaines structuraux du bassin de l'Ahnet	9
4	Carte schématique illustrant les principaux systèmes de failles qui affectent le bassin de l'Ahnet et la région du Bled El Mass (d'après Sonatrach 2009).	10
5	section W-E montrant l'état structural actuel du bassin de l'Ahnet (Document Schlumberger 2011)	11
6	schéma montrant les différentes phases d'évolution du bassin de l'Ahnet (Schlumberger 2011 modifiée)	13
7	Colonne stratigraphique type- Bassin de l'Ahnet – (SONATRACH)	16
8	les niveaux réservoirs du Dévonien inférieur du bassin de l'Ahnet	22
9	schéma conceptuel sur le système pétrolier dans le bassin de l'Ahnet, concerne le Cas d'étude (le réservoir Emsien)	23
10	Carte de localisation des régions d'étude (Document BP /SONATRACH)	24
11	Carte de position des principaux puits.	25
12	coupe montrant les deux segments composants le réservoir Emsien D55	26
13	carte géologique de l'anticlinal d'Aoulef et photo satellitaire	28
14	Coupe géologique faite dans l'anticlinal d'Aoulef selon une direction NE-SO, Montre l'emplacement du dévonien inférieur (Emsien)	29
15	localisation de l'anticlinal de Mekerrhane nord, avec une photo satellitaire, et une carte géologique (document Sonatrach (2015))	30
16	Corrélation litho stratigraphique entre les puits d'In Salah (document Sonatrach (2014))	32
17	Histogramme représente les variations (nord-sud) d'épaisseur de D55 dans le bassin d'Ahnet	33
18	L'histogramme représente les variations (nord-sud) de l'épaisseur totale du	34
19	Carte en isopache de réservoir Emsien (épaisseur totale)	34

20	carte en isopache de réservoir Emsien D55 dans le bassin de L'Ahnet (sud-nord)	35
21	carte montre la localisation de Djebel Thara par rapport à l'In Salah (Document Sonatrach 2011)	40
22	Photo satellitaire montre le découpage de dévonien inférieure (coupe 1) Et la position des formations Emsiennes	43
23	Schéma représentant la succession lithologique de la formation Emsiennes (argilo-gréseux-carbonatée) dans la coupe d'Aoulef	44
24	Schéma représente la succession lithologique dans la formation argilo-gréseux-micro conglomératique d'âge Emsien	45
25	Photo montre l'affleurement de l'Emsien (unité D55), (BP et SONATRACH 1996)	46
26	Photo d'extraclastes (galet d'argile de Grande taille) dans les grès de D55	46
27	Photo montre les traces de bios-clastes dans les grès de D55	46
28	lame mince de Grès à Brachiopodes (Emsien) dans la région de Mekerrhane	47
29	Schéma corrélatif entre les successions lithologiques de l'Emsien dans la surface et la subsurface	51
30	schema recapitulatif, conceptuel des différents milieux de sédimentation du réservoir Emsien dans les régions	53
31	Graphe de variation porosité en fonction De la profondeur(m) du puits IS3-BIS	58
32	Graphe de variation de perméabilité en fonction De profondeur de puits IS3-BIS	59
33	log pétrographique de puits IS3BIS	59
34	Graphe de variation de perméabilité de puits ISS1	61
35	Graphe de variation de porosité de puits ISS1	61
36	log pétrographique de puits ISS1	62
37	Graphe de variation de perméabilité de puits IS2	63
38	Graphe de variation de porosité de puits IS2	64
39	Log pétrographique de puits IS2	64
40	graphe de variation de porosité de puit IS5	65
41	Graphe de variation de perméabilité de puits IS5	66
42	log pétrographique de puits IS5	66

Liste des tableaux

N° Tableau	Titre	Page
1	les réservoirs de bassin de l'Ahnet.	21
2	Les différentes figures/structures sédimentaires au niveau de Djebel Thara	42
3	Les différentes caractéristiques, sédimentologique et paléontologiques du réservoir Emsien au niveau de la surface et de subsurface.	48
4	le différentes caractéristiques (pétrographiques, pétrophysiques) du réservoir Emsien (D55).	68
5	L'ensemble des phénomènes affectant le réservoir Emsien (D55) par ordre chronologique	72

Liste des sigles et des abréviations

❖ Les sigles

- Ø(%) : porosité
- K (mD) : perméabilité

❖ Les abréviations

- BP : British petroleum
- CaCo3 : calcite
- CRD : centre recherche et de développement
- DP : division production
- DTD : division technologie et développement
- FA : facies argileux
- FG : facies gréseux
- FC : facies de calcaire
- FM : facies micro conglomératique
- HCS : Hummocky cross stratification
- SCS : Swaley Cross Stratification
- MA : Milliard Année
- mD : Milli darcy
- SiO2 : Quartz
- ST : surface transgressive
- Sh : SONATRACH

➤ Les termes en anglais

- **Flasers bedding:** stratification madrée
- **Wavy bedding:** stratification ondulée
- **Coarsening-up sequences:** sequences granocroissantes
- **Foreshore:** plage
- **Shoreface:** intertidal
- **Backshore:** arrière-plage
- **Offshore:** Marin profond
- **Offshore-Transition:** zone de transition
- **Cross-bedding:** stratification entrecroisée
- **Planar cross stratification:** stratification plane entrecroisée
- **Trough cross stratification:** stratification entrecroisée en auge
- **Swaley Cross Stratification :** structures d'emboîtement
- **Hummocky cross stratification:** stratification oblique en mamelon

Introduction générale

L'individualisation de la plate forme saharienne montre trois provinces pétrolières, on distingue d'Est vers l'Ouest comme suit : province orientale, centrale, occidentale. Cette dernière renferme un ensemble de bassins sédimentaires qui ont été le siège d'une sédimentation homogène et sont soumis à une faible subsidence (au Cambrien jusqu'au Dévonien inférieur). A partir du Dévonien moyen, ces bassins devient bien individualisés et séparés par des hauts-fonds, dont les plus importants : le bassin de Reggane, de Tindouf, de Timimoune et le bassin d'Ahnet, ce dernier contribue avec un grand intérêt dans l'économie pétrolière du pays et considéré parmi les bassins les plus promoteurs en gaz sec.

Le bassin de l'Ahnet présente des caractéristiques structurales et sédimentologiques très complexes ; en effet, la série sédimentaire paléozoïque quasiment complète, est constituée essentiellement d'argiles, de grès et de calcaires, qui reposent en discordance sur un socle de nature volcano-sédimentaire d'âge précambrien-éocambrien, fortement structuré par les effets de l'orogénèse panafricaine.

Selon la potentialité importante de ce bassin en hydrocarbures, des efforts d'exploration et des projets de développement ont été préparés intensément par les experts géologues, les groupes de recherche de Sonatrach ou d'autres sociétés étrangères en se basant sur les études de réservoir.

Les réservoirs de dévoniens inférieurs se présentent une grande importance dans la production gazière, sont généralement dominants dans tous les champs de ce bassin.

La présente étude concerne le réservoir Emsien (Dévonien inférieur) de la structure d'In Salah située dans la partie centrale du bassin de l'Ahnet, de la région d'Aoulef et de Mekerrhane nord.

Ce mémoire est articulé sur les chapitres suivants:

- chapitre I : généralités sur le bassin de l'Ahnet
- chapitre II : système pétrolier du bassin
- chapitre III : étude géologique, sédimentologique et pétrophysique de réservoir Emsien.

Problématique

Le réservoir Emsien parmi les réservoirs de dévonien inférieur ciblés dans la production gazière dans le bassin de l'Ahnet, il contribue avec un pourcentage important dans les réserves en hydrocarbures dans le champ d'In Salah. Selon un découpage lithologique, ce réservoir montre que sa partie supérieure (unité D55) renferme un faciès gréseux caractérisé par d'excellentes propriétés pétrophysiques et une grande extension à l'échelle du bassin. La variation importante d'épaisseur et son changement de faciès conditionnant la production et provoquent ainsi une hétérogénéité de réservoir. En revanche créer une difficulté de cerner les niveaux de réservoir les plus utiles.

L'objectif de cette étude est de faire une étude géologique, sédimentologique des faciès Emsien en particulier le D55 qui représente le principal réservoir et de corréliser avec les formations Emsiennes en affleurement. Afin de reconstituer les milieux de dépôt responsable à la mise en place de ces faciès et comprendre les causes de dégradation des qualités réservoir, la variation latérale et verticale d'épaisseur qui peut refléter aussi l'effet tectonique et le degré de subsidence, puis on va suivre par l'analyse des propriétés pétrophysiques et ses variations associées avec les caractéristiques pétrographiques de réservoir afin de constater l'effet diagenétique et le degré d'enfouissement sur la potentialité de réservoir Emsien dans le champ et à l'échelle du bassin.

Méthodologie et matériels utilisés

Pour atteindre l'objectif tracé de cette étude, plusieurs phases ont été réalisées.

- Collecte des données
- Observation et description des carottes
- Réalisation des coupes géologiques sur terrain

➤ La démarche d'étude

Analyser l'aspect sédimentologique de réservoir : cette étude faite suite d'une description lithologique réalisée sur carottes (subsurface) et à l'affleurement pour bien connaître le faciès, ses différentes caractéristiques (figures et structures sédimentaires, les faunes associées à ce genre de faciès) et d'expliquer les conditions de la mise en place des sédiments.

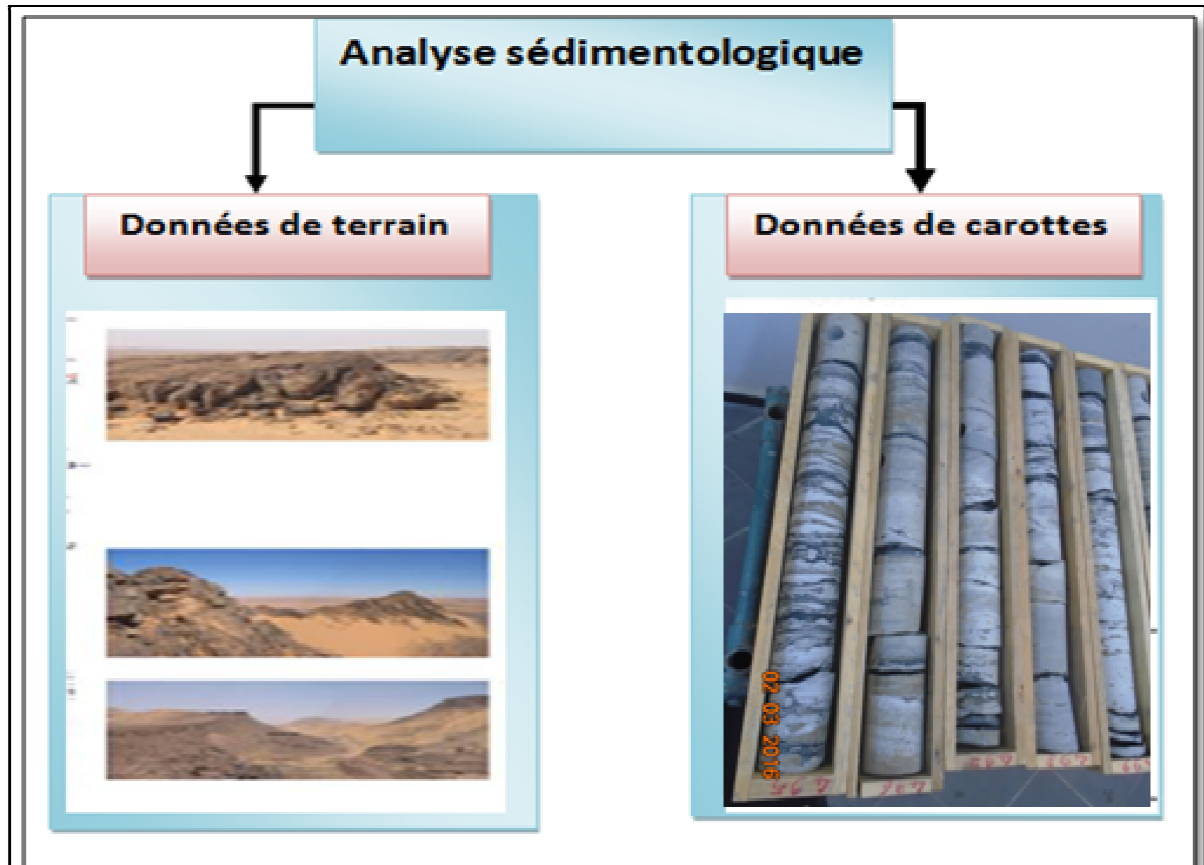


Fig. 1 : Les données analytiques utilisées dans l'étude sédimentologique

Analyser les propriétés pétrophysiques et ses variations en corrélation avec l'aspect pétrographique de réservoir : cela en se basant sur les interprétations des lames minces et des logs pétrographiques afin d'extraire l'influence de la diagenèse sur l'amélioration et la réduction de qualités réservoir aussi déduire les causes d'hétérogénéité de réservoir Emsien.

- **les logiciels utilisés :** durant la réalisation de ce travail, on a utilisé deux logiciels
- Illustrateur : afin de dessiner la coupe géologique relevé au terrain (la structure d'Aoulef)
 - Surfer : pour faire les cartes de variation d'épaisseur Emsien d'une région à l'autre dans le bassin de l'Ahnet.

Introduction

La région d'étude fait partie de la plate forme saharienne, qui est constituée par plusieurs bassins dont les principaux sont : Bassin d'Illizi, Bassin de Berkine, Bassin de l'Oued Mya, bassin de Mouydir, Bassin de Reggane, Bassin de Tindouf, Bassin de Timimoun et Bassin de l'Ahnet. Dans ce chapitre on va présenter la géologie régionale de la plate forme saharienne ainsi que la situation du bassin de l'Ahnet, la géologie locale et la tectonique de ce dernier.

I. la plateforme saharienne**I. 1. Géologie de la plateforme saharienne**

La plate-forme saharienne, située au Sud de la flexure sud-atlasique, elle regroupe tous les Bassins sahariens algériens, marocains, libyens et mauritaniens qui font partie d'un très vaste ensemble qui est l'Afrique du Nord. Elle constitue un domaine cratonique qui comprend en Algérie la dorsale Réguibat et le bouclier Touareg (Massif de l'Ahggar). Elle montre un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire globalement tabulaire, sauf aux abords immédiats des grandes failles panafricaines réactivées, elle a été structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins répartis en trois provinces pétrolières: la province triasique, la province orientale et la province occidentale .cette dernière où se trouve notre région d'Eude (bassin de l'Ahnet).

I. 2.Histoire sédimentaire de la plate-forme saharienne

La couverture de la plate forme saharienne est formée de terrains allant du Protérozoïque supérieur-terminal (Infracambrien) jusqu'au Méso - Cénozoïque. Ces terrains sont séparés par des discordances angulaires et/ou stratigraphiques. Le complexe volcano-sédimentaire compris entre le socle et les dépôts cambriens est généralement attribué à l'Infracambrien. Son épaisseur est très variable elle est d'autant plus importante sur les compartiments relativement récents du socle (environ 4 000 m dans le bassin de l'Ahnet), et faible à inexistant sur les compartiments les plus anciens (Précambrien à Hassi Messaoud). Dans la partie orientale de la plate-forme saharienne, le Paléozoïque qui repose directement sur le socle cristallin par l'intermédiaire de la surface de discordance infratassilienne est constitué de bas en haut : le cambrien, l'ordovicien, le silurien, le dévonien, le carbonifère et Les séries post-Paléozoïques.(MADANI.R, 2008).

I. 3. Les réservoirs paléozoïques de la plate forme saharienne

Le Paléozoïque comprend pour l'essentiel des réservoirs bien développés et régulièrement distribués dans tous les bassins de la Plate-forme Saharienne. Il constitue une partie importante des réserves du Sahara algérien. Même le Carbonifère, est un prospect important à la lumière des résultats acquis dans les bassins de Ghadamès et de Timimoune. Dont les principaux réservoirs attribuent a cette ère sont : le cambrien avec sa production principale vient des lithozones Ra et R2 et dans une moindre mesure R3, l'ordovicien qui produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fissuration. D'une façon générale, l'Ordovicien présente des porosités moyennes de 5 à 10%. le silurien présentant dans sa partie supérieure des zones à potentiel réservoir où les épaisseurs souvent importantes (350 m) en font un bon objectif pétrolier, Mais seulement le dévonien inférieur (Emsien) qui fait notre objectif d'étude.

I. 4. Le réservoir dévonien dans la plate forme saharienne

Dans les bassins de Timimoune, d'Ahnet, de Reggane et de Ghadamès, le Dévonien est épais. En revanche, sur une grande partie de la province triasique et certaines structures, comme la dorsale Amguid-El Biod-Hassi Messaoud, il est totalement érodé. En général, le Dévonien est producteur partout où il existe. Les niveaux réservoirs sont présents dans trois ensembles stratigraphiques. Dans le bassin d'Illizi, un ensemble inférieur comprenant le Lochkovien et le Praguien représente la partie sommitale du F6 (unité stratigraphique de dévonien inférieur). Cette séquence de base est constituée de dépôts régressifs marins à fluviatiles. Les niveaux réservoirs sont des grès moyens à grossiers avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Un ensemble moyen d'âge Emsien à tendance Transgressive, marqué par la prédominance de faciès marins marginaux ou de plate forme La répartition des porosités et des épaisseurs montre de meilleurs réservoirs dans le F6 que dans les niveaux F5 et F4 (des unités stratigraphiques de dévonien inférieur, se superposent sur le F6). En effet, le F6 est caractérisé par des porosités dépassant 20% alors que les réservoirs F5 et F4 présentent des valeurs moyennes comprises entre 6 et 12%. Par ailleurs, le F6 couvre l'essentiel de la Plate-forme Saharienne alors que le F5 et F4 sont limités à ses parties méridionales et septentrionales. L'ensemble supérieur constitue le réservoir F2 (unité stratigraphique de dévonien supérieure), d'âge Strunien, Fammenien à la base et Tournaisien au sommet. Il s'agit d'un faciès régressif, argilo-gréseux, constitué d'alternances de grès fins, de siltstones, d'argiles et de bancs carbonatés, parfois oolithiques. L'abondance des minéraux argileux et la diagénèse,

relativement secondaire, réduisent son potentiel et en font un réservoir hétérogène. Seules les séquences struniennes basales et sommitales ont de bonnes caractéristiques pétrophysiques (porosité moyenne à faible) avec, dans la région d'Issaouane, des perméabilités maximales de l'ordre de 1000 md. Ce réservoir est producteur dans le bassin d'Illizi et la cuvette de Sbaa. (WEC, 2007)

II. Présentation générale du bassin de l'Ahnet

II. 1. La situation géographique

Géographiquement, la dépression d'Ahnet appartient à la province pétrogazéifère du Sahara Occidental(Fig.1). , s'étendant sur une superficie de 75.000 Km², elle se trouve à environ 1200Km d'Alger et à 700Km de Hassi Messaoud. (CHAHARNA. A. K, 2012)

Cette dépression se situe entre :

- 00° 30' – 03° 05' : Longitude Est.
- 25° 00' – 28° 00' : Latitude Nord.

II. 2. Situation géologique du bassin

Le bassin de l'Ahnet est une dépression paléozoïque, située au Nord-ouest du massif du Hoggar, et considérée comme l'une des provinces gazières les plus prolifique du Sahara algérien. Le bassin est limité par les hauts fonds structuraux qui l'entourent (fig. 1); au Nord, le plateau de Tidikelt, constitué de terrains rapportés au Mésozoïque, le sépare du bassin de Timimoune, à l'Est, l'axe Idjerane-Arak le sépare du Mouydir. Le bassin est limité vers l'Ouest par l'axe Bled El Mass-Azzel-Matti, qui l'individualise du bassin de Reggane. Cette zone orientée globalement N-S, représente l'extension méridionale du sillon de l'Ougarta et constitue l'amorce du plateau de Tanezrouft. (KRACHA. N ,2011).

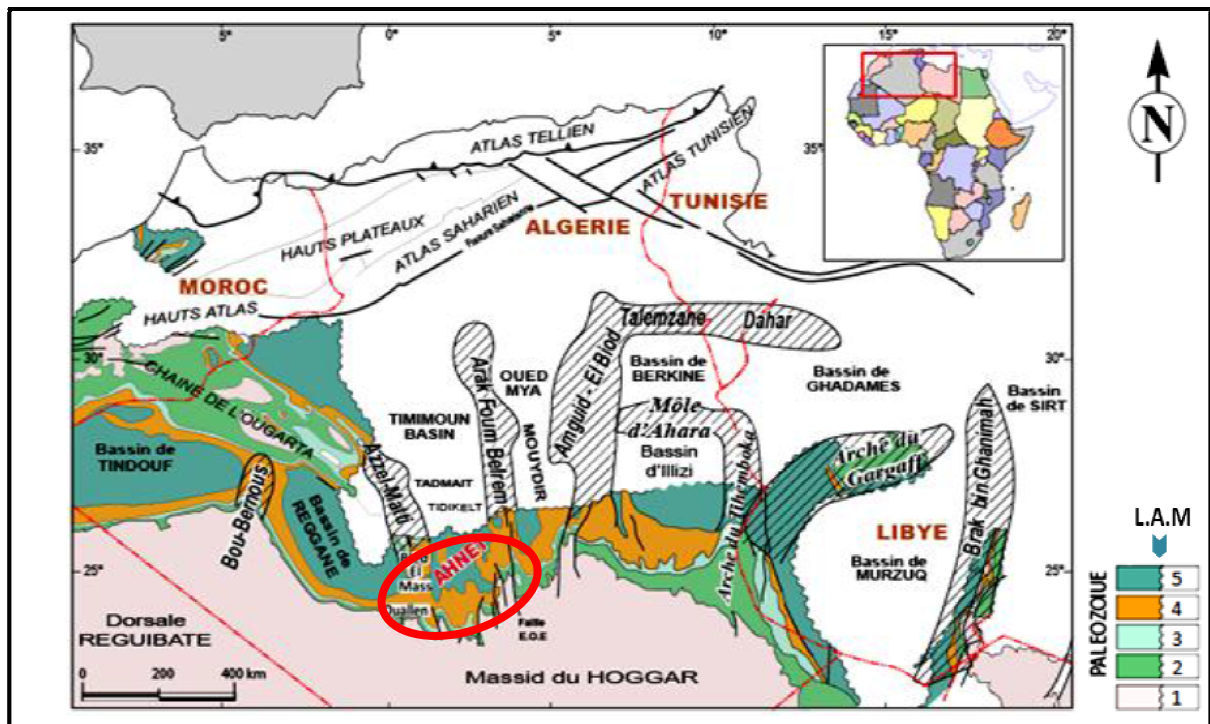


Fig.1: carte géologique de paléozoïque de la plateforme Nord-africaine, montrant la localisation et le Contexte géologique du bassin de l’Ahnet. (1) Soubassement, (2) Cambro-ordovicien, (3) Silurien,(4) Dévonien, (5) Carbonifère, (L.A.M) Limite des affleurements mésozoïques (Nihed 2011).

II. 3. L’aspect structural du bassin

Le schéma morpho structural actuel de l’Ahnet montre l’individualisation de trois domaines bien distincts (l’Ahnet occidental, central et oriental), séparés par des couloirs d’accidents profonds, d’orientation N-S à NW-SE (**fig.2**). Ces domaines structuraux se sont déplacés au cours de la tectogenèse hercynienne, soit vers le Nord ou vers le sud, suivant un mécanisme d’extrusion latérale, entraînant la couverture paléozoïque dans leurs mouvements. L’intensité de la structuration est remarquable dans les domaines Est et ouest qui ont été également soumis à une plus forte érosion par rapport au domaine central. Des variations locales d’épaisseurs et de faciès peuvent aussi être observées à l’approche des zones de failles, et seraient probablement à relier au tectonique syn. Sédimentaire. Les trois compartiments résultants de la déformation du socle sont représentés comme suivant :

II. 3. a. L’Ahnet oriental : zone structurellement haute séparant le bassin de l’Ahnet de Mouydir, limité à l’Est par le môle d’Idjerrane-Mzab, sa limite Ouest est marquée par

l'accident subméridien Fougaret-Ezzoua-Foum Belrem passant par Zini et Gour Boukhreiss, il se caractérise par :

- ✓ Un nombre de structure relativement faible.
- ✓ Des failles moins nombreuses, mais une grande extension.
- ✓ Une érosion moins intense et plus régulière, elle n'atteint le socle qu'exceptionnellement.

II. 3. b. L'Ahnet central : fortement structuré et les épaisseurs des sédiments sont plus importantes. C'est un domaine qui présente des caractères structuraux très hétérogènes, il correspond au niveau du socle à un ensemble extrêmement mobile, caractérisé par la présence d'anciens décrochements, entraînant une juxtaposition des roches très différentes sur le plan lithologique. C'est probablement dans cette hétérogénéité du socle qu'il faut chercher l'origine de la sinuosité des accidents et les différentes orientations des plis.

II. 3. a. L'Ahnet occidental : zone étroite de forme allongée (subméridienne) et structurellement haute séparant le bassin de l'Ahnet du bassin de Reggane, limité à l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti et le prolongement de Bled El Mass, à l'Est par l'accident subméridien d'Adrar Morrat-Sebkhet El Mellah, au Nord-Ouest par la cuvette de Sbâa et au Nord par le bassin de Timimoune. Cette zone est caractérisée par une déformation intense au niveau de la couverture paléozoïque en relation avec sa localisation au niveau du socle très complexe, se situe à la limite de compartiments rigides et de compartiments mobiles.

II. 3. d. Synthèse structurale

Le bassin d'Ahnet est un « Méga graben » à l'échelle de la plate-forme saharienne, ses limites sont assurées par des failles majeures réactivées durant toute l'histoire évolutive de la plate-forme saharienne. Ainsi la structuration actuelle du bassin d'Ahnet résulte de la superposition des effets de ces différentes phases qui ont modifié tout au long du Mésozoïque et du Cénozoïque.

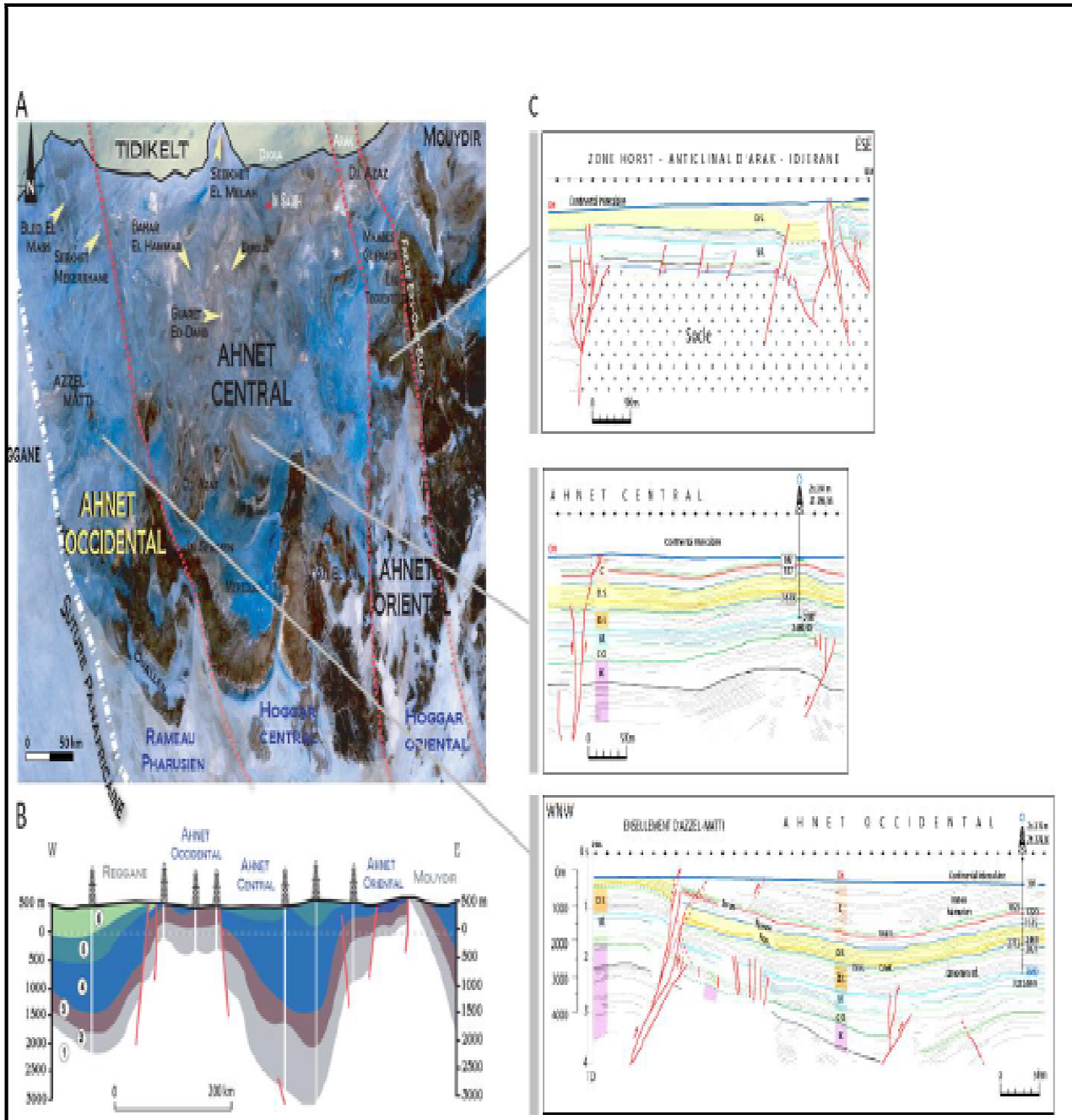


Fig. 2: les principaux domaines structuraux du bassin de l’Ahnet montrés dans une image satellitaires (A) ,sur une coupe régionale E-W (B) avec les différents profils sismiques de chaque domaine (C) (Nihed 2011).

II. 4. Système de faille

Les failles constituent un élément extrêmement important dans la configuration structurale de l’Ahnet (fig.3). Elles montrent deux directions principales ; N-S à NNW-SSE et NE-SW, et jouent essentiellement en composante inverse. Ces failles sont particulièrement développées

dans les zones bordières du bassin, où leur longueur peut atteindre 200 km, et leurs rejets horizontaux dépassent 1000 m. Leur caractère discontinu et leurs traces souvent sinueuses et arquées, rappellent celles des zones de faiblesse protérozoïques. (KRACHA. N ,2011).

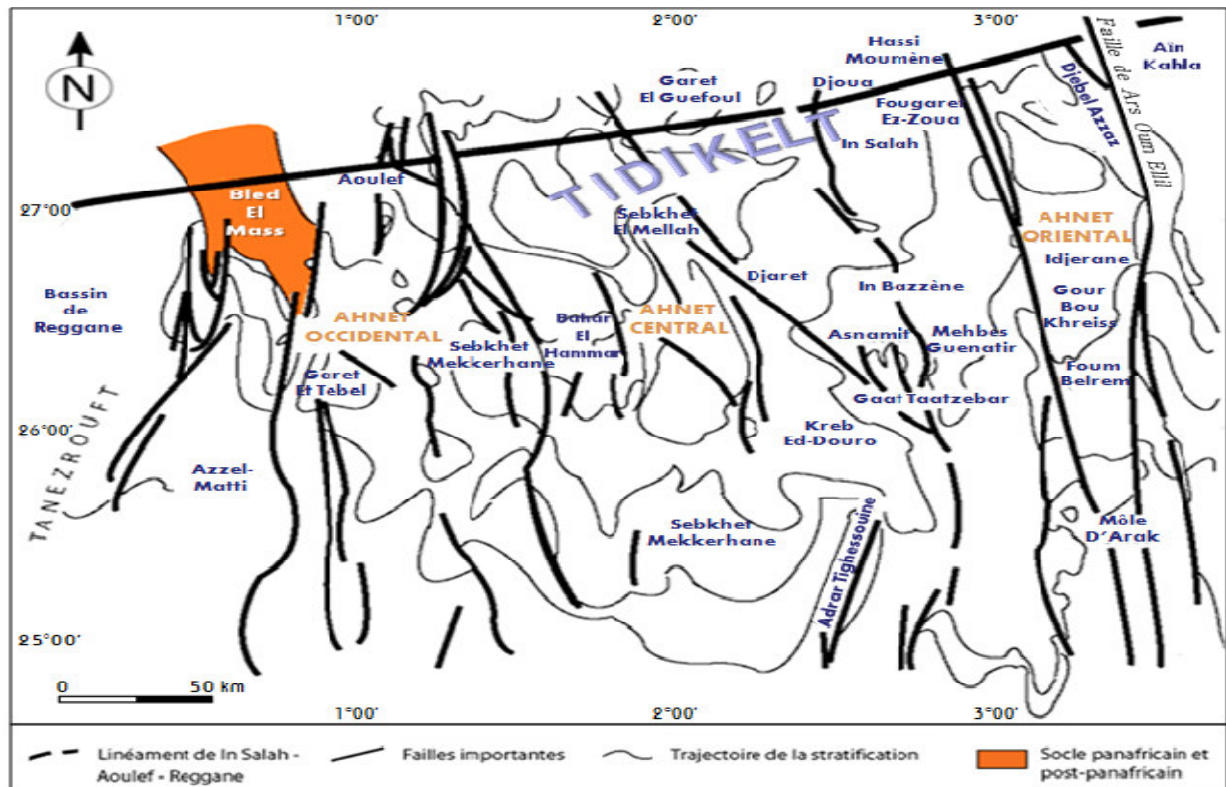


Fig. 3 : Carte schématique illustrant les principaux systèmes de failles qui affectent le bassin de l'Ahnet (d'après Sonatrach 2009).

II. 5. L'évolution paléo-structural du bassin

Afin de comprendre l'évolution structurale du bassin de l'Ahnet, des travaux bien faits sont destinés pour cet objectif, une section W-E a été sélectionnée qui permet de reconstituer le scénario de la formation du schéma structural actuel de bassin (fig.4). (Schlumberger, 2011)

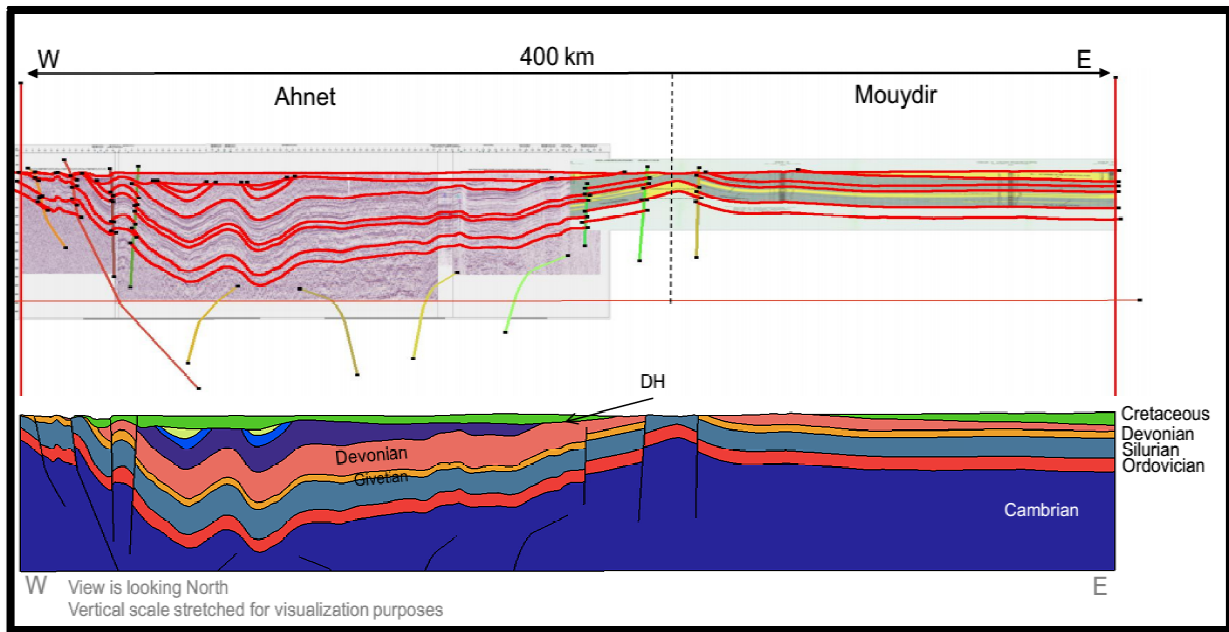
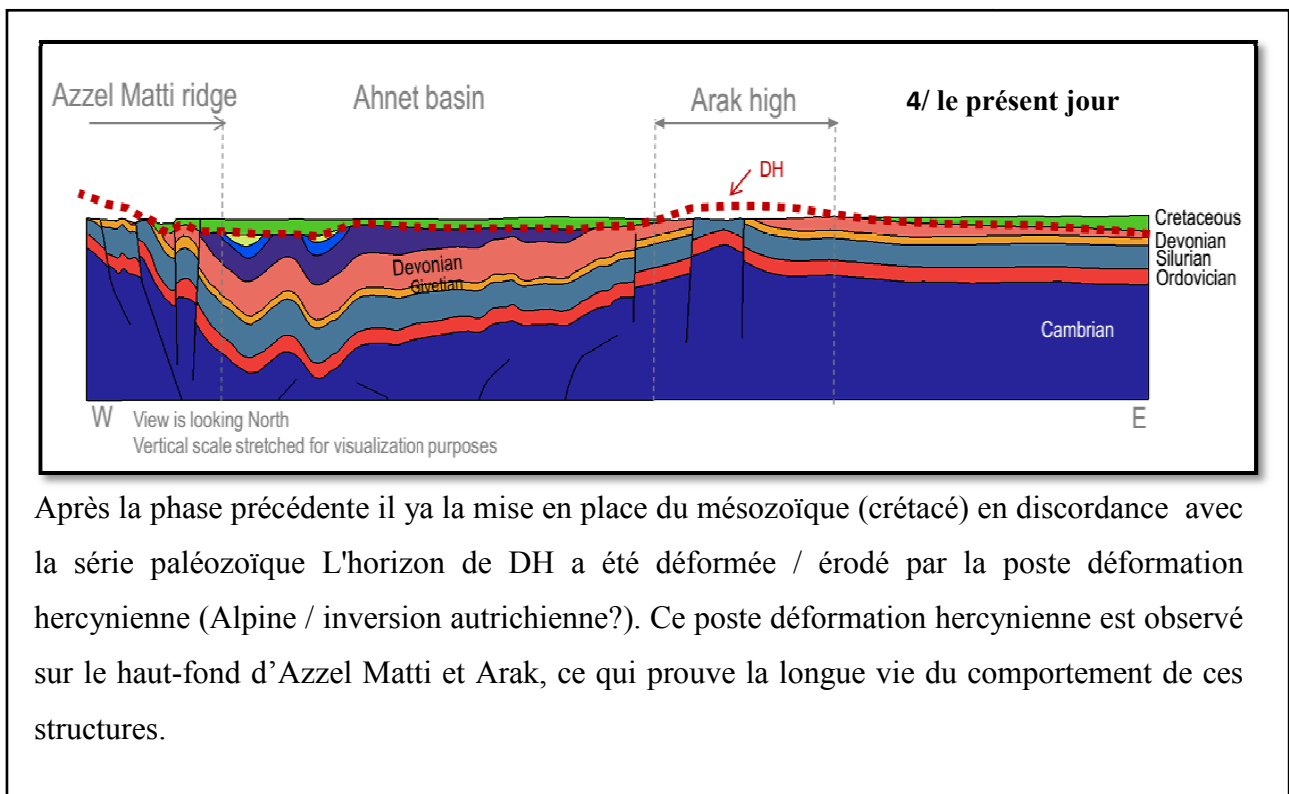
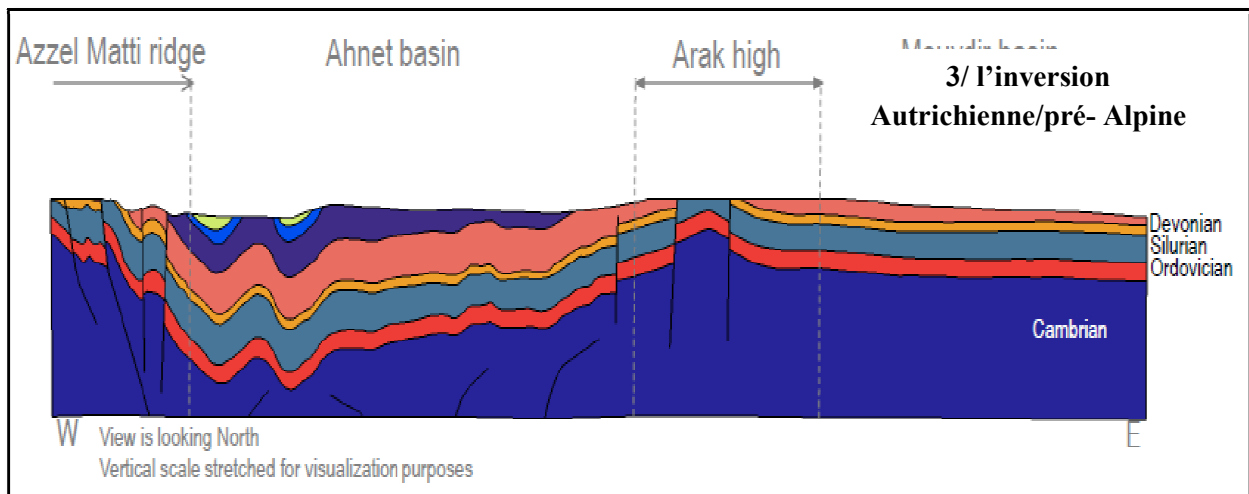


Fig. 4: section W-E montrant l'état structural actuel du bassin de l'Ahnet (Document Schlumberger, 2011)

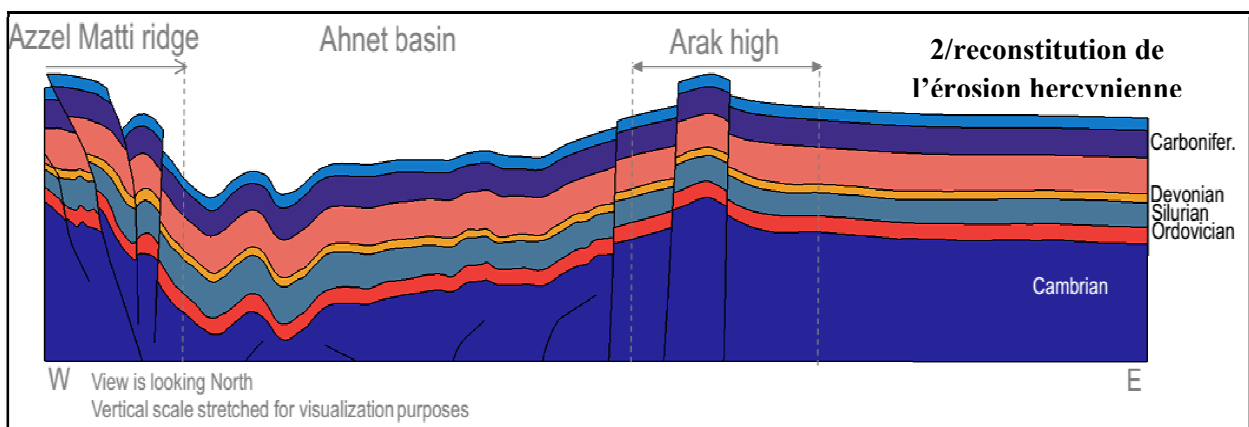
Le schéma ci-dessus (**fig.4**) a connu plusieurs phases évolutives durant sa genèse, ces différentes phases sont bien présentées dans la figure ci-dessous (**fig.5**)



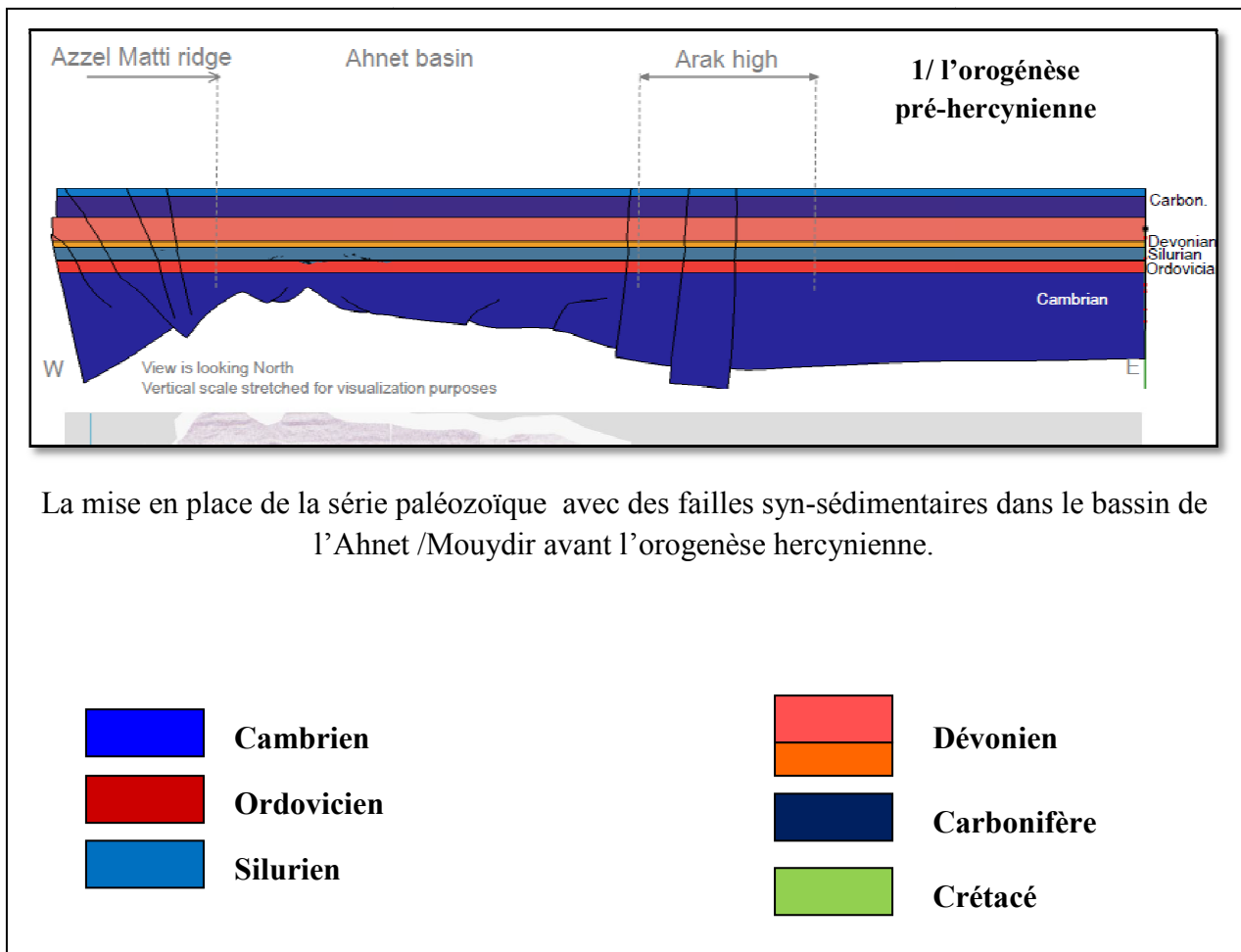
Après la phase précédente il ya la mise en place du mésozoïque (crétacé) en discordance avec la série paléozoïque L'horizon de DH a été déformée / érodé par la poste déformation hercynienne (Alpine / inversion autrichienne?). Ce poste déformation hercynienne est observé sur le haut-fond d'Azzel Matti et Arak, ce qui prouve la longue vie du comportement de ces structures.



Le schéma ci-dessus indique une déformation rétablie affectée la DH due de l'inversion post-hercynienne à partir de cette étape de temps, les couches de Silurien jusqu'aux couches du carbonifères sont érodées (a cause de l'orogénèse hercynienne)



Ce schéma montre que Le maximum de l'érosion est enregistré sur Azzel Matti et le mole d'arak Arak (due à l'orogénèse hercynienne). Ces deux zones ont une subsurface qui a un soulèvement vertical important, le plus probablement associé à déplacement horizontal, tandis que la partie intérieure a été doucement pliée avec un soulèvement vertical limité et alors que la partie occidentale du bassin Mouydir a été globalement soulevé avec une petite déformation interne



La mise en place de la série paléozoïque avec des failles syn-sédimentaires dans le bassin de l’Ahnet /Mouydir avant l’orogénèse hercynienne.



Fig. 5 : schéma montrant les différentes phases d’évolution du bassin de l’Ahnet (Schlumberger ,2011)

II. 6. La stratigraphie

Dans le bassin de l’Ahnet la sédimentation est essentiellement d’âge Paléozoïque et affleure surtout au Sud, le Mésozoïque est discordant sur la couverture paléozoïque et apparaît au Nord où les dépôts du paléozoïque disparaissent sous les dépôts du Crétacé inférieur (continental intercalaire). Le tout repose sur un substratum Précambrien.

Le substratum d’âge Précambrien apparaît en deux rares endroits sous forme de fenêtres et pourrait être de même nature que celui des Eglab, il comprend le socle et la partie sommitale infracambrienne (série pourprée).Le socle est formé par les séries métamorphiques panafricaines des terrains du Hoggar occidental recoupées par des intrusions volcaniques .Une série intermédiaire ou série pourprée de l’Ahnet a été décrite par Ait Kaci (1984) et Fabre (1986) comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara .

La série paléozoïque est assez complète allant du Cambrien au Carbonifère. Elle est discordante sur le socle, Elle est caractérisée par deux discordances majeurs, infratassilienne et hercynienne. D'après le rapport du BEICIP (1972),

➤ **Le Cambro-ordovicien** : a été subdivisé en trois formations :

- la formation des Ajjer (Unités II, III-1, III-2).

- la formation d'In Tahouite (Unité III-3).

- la formation de Tamdjert (Unité IV).

Après les dépôts post glaciaires, continentaux et péri marins, à la fin de l'Ordovicien, les mouvements éloignant l'Afrique du pôle sud entraînent la fonte de la calotte glaciaire du Sahara central provoquant une transgression majeure qui a engendré le dépôt des argiles hautement radioactives (hot shales) de 70-80 m d'épaisseur dans le bassin de l'Ahnet.

➤ **Le Dévonien** : est subdivisé en trois sous-systèmes :

1. Le Dévonien inférieur : est subdivisé en trois parties à la base de critères purement lithologiques

a) Le Gédinnien: Il correspond à des alternances de niveaux gréseux et argileux. Sa limite inférieure est attribuée à la discordance dite calédonienne de la fin du silurien. L'apparition du faciès grés-quartzitique sur une discontinuité brutale correspond à sa limite supérieure.

b) Le Siégénien : présente des dépôts fluviatiles à la base, indiquant le maximum de régression du Dévonien inférieur, et des faciès de transgression au sommet. Sa limite supérieure correspond au banc repère de toute la plateforme saharienne qui est la muraille de chine (Définie à Bechar à Ouargla et à l'Ougarta).

c) L'Emsien : Il est caractérisé par une série d'argiles silteuses noires et de grés, riche en brachiopodes. Sa limite supérieure est difficile à cerner dans certains endroits, comme à Foum Belrem où le Couvinien n'existe pas et les grés du Givetien reposent en discordance sur les grés de l'Emsien.

2. Le Dévonien moyen : Caractérisé par une transgression marine, donne naissance à des dépôts argileux avec des passées légèrement carbonatées au Couvinien, et des dépôts de calcaires bioclastiques au Givetien.

3. Le Dévonien supérieur

a) **Le Frasnien**: est essentiellement argileux avec quelques niveaux calcaires bioclastiques caractérisant un milieu marin.

b) **Le Fammenien**: est une formation argileuse avec fine passée de calcaires et de grès.

c) **Le Strunien**: est une formation argilo-gréseuse, à argilo-micacée où les grés sont généralement très fins déposés en milieu marin peu profond.

➤ **Le Carbonifère** : est largement érodé et il n'est présent que dans la partie centrale du bassin.

Les séries mésozoïques sont peu répandues dans le bassin de l'Ahnet, elles sont représentées par des dépôts continentaux intercalaires ou de roches tertiaires plus jeunes, qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques. (LOUMI, K, ASSES, A1, BOUSSAD, A., KANTI, A. et SAADALLAH, N).

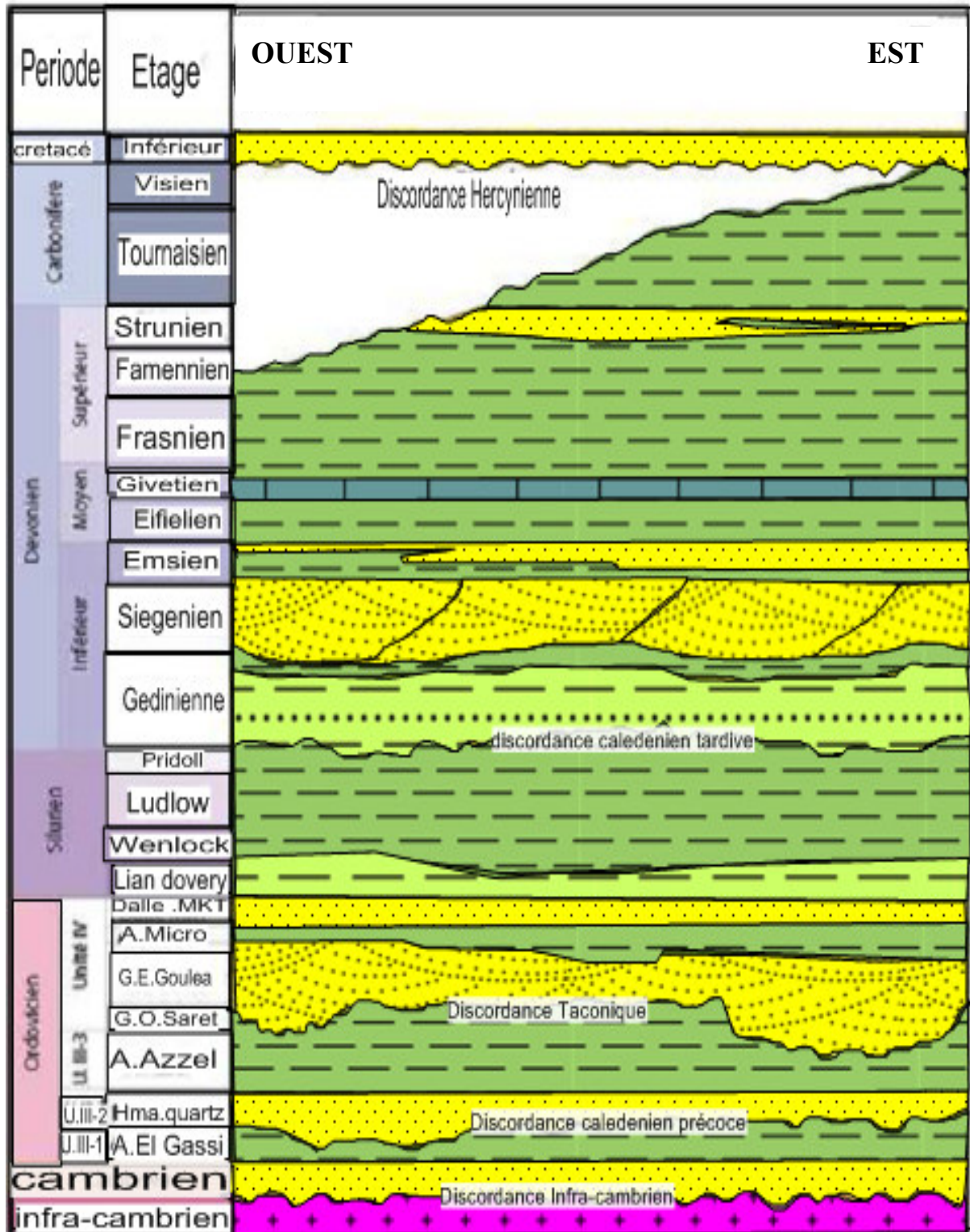


Fig. 6: Colonne stratigraphique type de Bassin de l’Ahnet
(LOUMIS. KH et ASSES. A, 2011)

II. 7. L'Histoire de génération des hydrocarbures : devant le nombre très important des travaux et études réalisés, et les cas d'interprétation qui diffèrent, une étude de synthèse géochimique a été entreprise par la compagnie Sonatrach (Arab et al. 2008), visant à rassembler et à réinterpréter toutes les données et analyses géochimiques disponibles. Le scénario maintenu pour l'histoire de génération des hydrocarbures dans la région est le suivant :

II. 7. A. Fin Dévonien-début Carbonifère

Au cours de cette période, le bassin a atteint des températures élevées à des profondeurs Modérées, les plus grandes températures ayant été atteintes dans les parties profondes du bassin. Le Silurien aurait épuisé son potentiel pétrolier et le Frasnien serait en phase à gaz. Seuls le Dévonien terminal et le Carbonifère au sommet des structures paraissent favorables à L'expulsion de l'huile. Il est fort probable que la nature des hydrocarbures serait différente selon les domaines du bassin, en fonction des gradients thermiques et des zones de subsidence Variables, car l'Ahnet est morcelé en de nombreux panneaux à l'évolution contrastée. Dès lors, on devait rencontrer à la fin du Carbonifère des réservoirs dans lesquels pouvaient coexister huile et gaz, mais également huile seule ou gaz seul.

II. 7. B. Fin Carbonifère-Permien

Le soulèvement et l'importante érosion (1200-2700m) qui caractérisent cette période, entraînent une phase de refroidissement, et l'arrêt de la génération des hydrocarbures. L'absence des séries carbonifères supérieures, permiennes, triasiques et jurassiques inférieures, caractérise toute la coupe sédimentologique de l'Ahnet. Le Jurassique moyen et le Crétacé semblent être préservés sur de faibles épaisseurs. Cette distribution de sédiments, nécessite un hiatus persistant jusqu'au Crétacé pour la majeure partie du bassin. Dans certaines régions de l'Ahnet, ce hiatus persiste jusqu'à l'actuel.

II. 7. C. Fin Trias-début Jurassique

L'événement thermique majeur qui se situe à 200 Ma, n'aurait exercé aucune influence sur les roches mères principales du bassin, étant donné que l'essentiel de la maturation s'est réalisé durant l'enfouissement carbonifère (mauvais calage entre les valeurs de températures et les vitrinites, surtout au niveau des sections carbonifère et celles du Dévonien supérieur). Seules les roches mères secondaires, telles que le Fammenien, le Strunien et le Carbonifère, peuvent

Avoir un effet sensible de la maturation, probablement au niveau des flancs, où elles étaient moins matures durant l'enfouissement pré-hercynien...

II. 7. D. Fin Jurassique-Début Crétacé

Le bassin a fait l'objet d'un léger et court refroidissement, accompagné d'une subsidence modérée. Cette phase n'a cependant entraîné aucune maturation ou génération des hydrocarbures.

II.7. E. Synthèse

Il ressort de cette synthèse, que le bassin de l'Ahnet présente des indices de différenciation régionale dans son évolution structurale et thermique. Cependant, la délimitation des zones d'accumulation d'hydrocarbures, nécessite une implantation de puits d'exploration rapprochés, afin de fournir des données plus détaillées pour des simulations thermiques et géochimiques plus crédibles. (KRACHA. N, 2011).

Introduction

Au Sahara algérien les premiers gisements de gaz ont été découverts dans le bassin de l’Ahnet précisément dans les structures situées dans la partie centrale du bassin en 1954 à DJOUA et BERGA. On se contentera d’énumérer et de décrire brièvement les différentes roches mères ainsi que les différents réservoirs de cette région.

II. 1. Les roches mères

Les études géochimiques réalisées par les différents organismes dans ce bassin montré que toutes les formations Argileuses depuis le cambro-ordovicien jusqu’au carbonifère peuvent être considérées comme des roches sources (mères) où les hydrocarbures gazeux peuvent être accumulés dont les principales sont :

- Les argiles à graptolites noires et radioactives, de Silurien.
- La série argilo-carbonatée du Givetien-Frasnien.

II. 2. La migration et structuration

L’étude de la maturité de la matière organique des roches mères du Silurien dans le bassin de l’Ahnet a permis de montrer que la majeure partie du Gaz a été générée durant la période – 350MA à –200MA qui correspond à la fin du Dévonien Supérieur - fin Carbonifère et s’est poursuivi durant le soulèvement Hercynien.

Ce soulèvement a permis aux pièges hercyniens de libérer les hydrocarbures pour une redistribution ou une dismigration. Ces multiples migrations ont soumis le Gaz (méthane) à une dissolution à l’intérieur des pores. La solubilité du méthane est étroitement liée à la salinité des fluides au niveau des pores.

Par conséquent, la probabilité de découvrir une accumulation économique de gaz généré depuis 200MA est d’autant plus élevée que la salinité du fluide présent au niveau des pores.

La solubilité du gaz dans l’eau salée fera que le gaz ancien soit en proportion plus élevée que le gaz plus ou moins récemment généré. Par conséquent, la qualité de données ne permet pas de dresser un modèle de migration à partir de données géochimiques.

Le gaz découvert au niveau du bassin de l’Ahnet est un gaz sec avec une prédominance de méthane de 90 à 99%. Ce gaz se trouve entre 200 et 1900m, sauf au Sud du bassin de l’Ahnet

(TH-201 et TH-101 ainsi qu'à MG-101) où le gaz est de composition différente, puisque ces structures se situent structuralement plus haut.

Les mécanismes de migration sont très complexes et dépendent de plusieurs paramètres liés à la géodynamique du bassin. D'après les différentes études (BEICIP.1979) qui ont conclu à une importante variation d'épaisseur en croissance des bordures vers le centre du bassin, d'où le caractère subsidant de l'Ahnet central par rapport à la bordure Est et Ouest. En effet, en ne tenant compte que du déplacement des fluides sous l'effet des pressions différentielles, on peut imaginer leur déplacement des zones les plus subsidances vers les bordures. (MADANI, R, 2008)

II. 3. Roches réservoirs

Les roches réservoirs sont celles du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien et Dévonien supérieur-Carbonifères inférieur

A. Pour le réservoir Ordovicien : on rencontre deux niveaux, l'Unité IV (grès d'El Goléa) et l'Unité III-2 (Quartzites de Hamra). Les qualités pétrophysiques primaires de ces réservoirs sont médiocres, cependant, l'Ahnet est une entité très tectonisée, ce qui contribue à l'amélioration des qualités pétrophysiques secondaires. Ces réservoirs produisant généralement par fracturation.

B. le Dévonien inférieur, trois niveaux réservoirs sont reconnus :

L'Emsien : est représenté par des grès grossiers et même conglomératiques, déposés dans un environnement estuarien. Ce réservoir est d'extension limitée. Les grès utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25 mètres et la porosité est de l'ordre de 20 %. Les facteurs clés, pour ce réservoir, sont liés aux vallées incisées et au degré d'enfouissement des sédiments, Il est caractérisé par des dépôts marins littoraux, à influence tidales.

Le Siégénien : Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluviatile avec des influences marines. Ces grès sont fins à moyens et fortement quartzitiques. La distribution des qualités réservoirs est très peu documentée, la porosité pouvant varier de 1 à 20 %. Les qualités réservoirs sont contrôlées par le rapport silice/chlorite.

Le Gédinnien : Le faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes se présentant sous forme de bancs de grès métriques alternés avec des argiles. L’épaisseur des grès utiles varie de 10 à 65 m. Les grès sont constitués de grains fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argilo-siliceux. Les porosités varient de 10 à 15 %. L’environnement de dépôt et la relation chlorite/silice sont les facteurs principaux qui contrôlent les qualités des réservoirs.

Tab 01 : les réservoirs de bassin de l’Ahnet.

Le réservoir		L'épaisseur utile	La porosité	La perméabilité
L'ordovicien	Les grès d'El Goléa	/	5 à 14 %	/
	Les quartzites de Hamra		3 à 8 %	
Dévonien	Gédinnien	10 à 65 m	10 à 15 %	/
	Siégénien	/	1 à 20 %	/
	Emsien	25m	20 %	

II. 4. Les roches couvertures

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien. Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur.

Le mode de répartition des pressions potentiométriques de ce réservoir indique une discontinuité des réservoirs et l'absence d'une circulation importante des fluides. Les pressions potentiométriques diminuent à partir de la dépression de Gourara vers celle de l'Ahnet. (DAOUB. A, 2009).

Série	étages	BP/SH ,1993	colonne lithostratigraphique
Dévonien	Strunien	D70	
	fammenien		
	Frasnien	D65	
	Givetien - eifelien	D60	
	Emsien	D60.1 (D55)	
		D50	
	Siégénien	D40	
	Gédinnien	D30	
		D20	
		D10	

Fig. 8: les niveaux réservoirs du Dévonien inférieur du bassin de l’Ahnet.

II. 5. Pièges et fermetures

Dans tout le bassin d’Ahnet, seuls les pièges structuraux sont connus à ce jour par les interprétations sismiques et structurales (MADANI. R, 2008).

Les données disponibles ont permis de délimiter une série de structures (anticlinaux) généralement sous forme de trends le long des failles régionales d’orientation subméridiennes. Deux types de fermetures interviennent dans ce piégeage

- Fermeture structurale anticlinale.

-Fermeture contre failles.

Concernant le réservoir de notre étude, on a montré dans le schéma conceptuel (la figure ci-dessous), la roche mère et couverture de ce réservoir

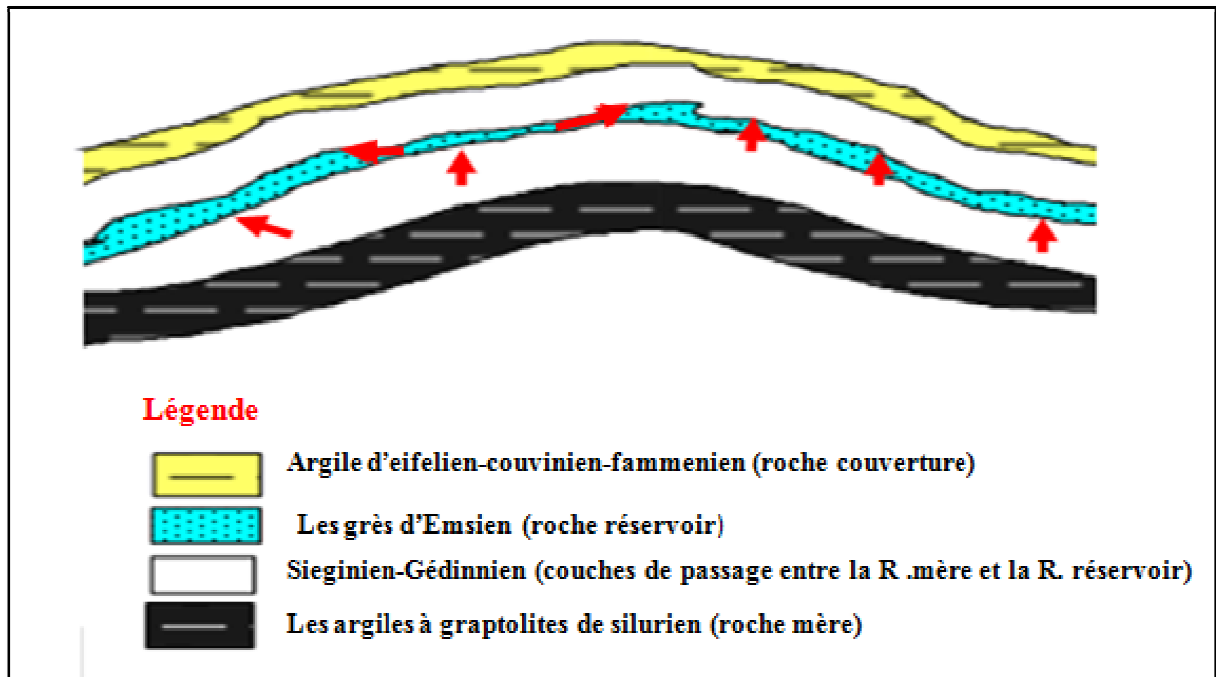


Fig.9 : schéma conceptuel sur le système pétrolier dans le bassin de l'Ahnet, concerne le Cas d'étude (le réservoir Emsien), dont les flèches indiquent une migration probable.

III. I. cadre locale.

III.1. La présentation des régions d'étude

À la lumière de cette étude on va sélectionner quelques régions qui sont : La région d'in Salah qui représente l'étude de réservoir au niveau de subsurface, la région d'Aoulef et de Mekerrhane, ces deux dernières sont complémentaires à la précédente, en relevant les caractéristiques de réservoir au niveau d'affleurements de ces régions.

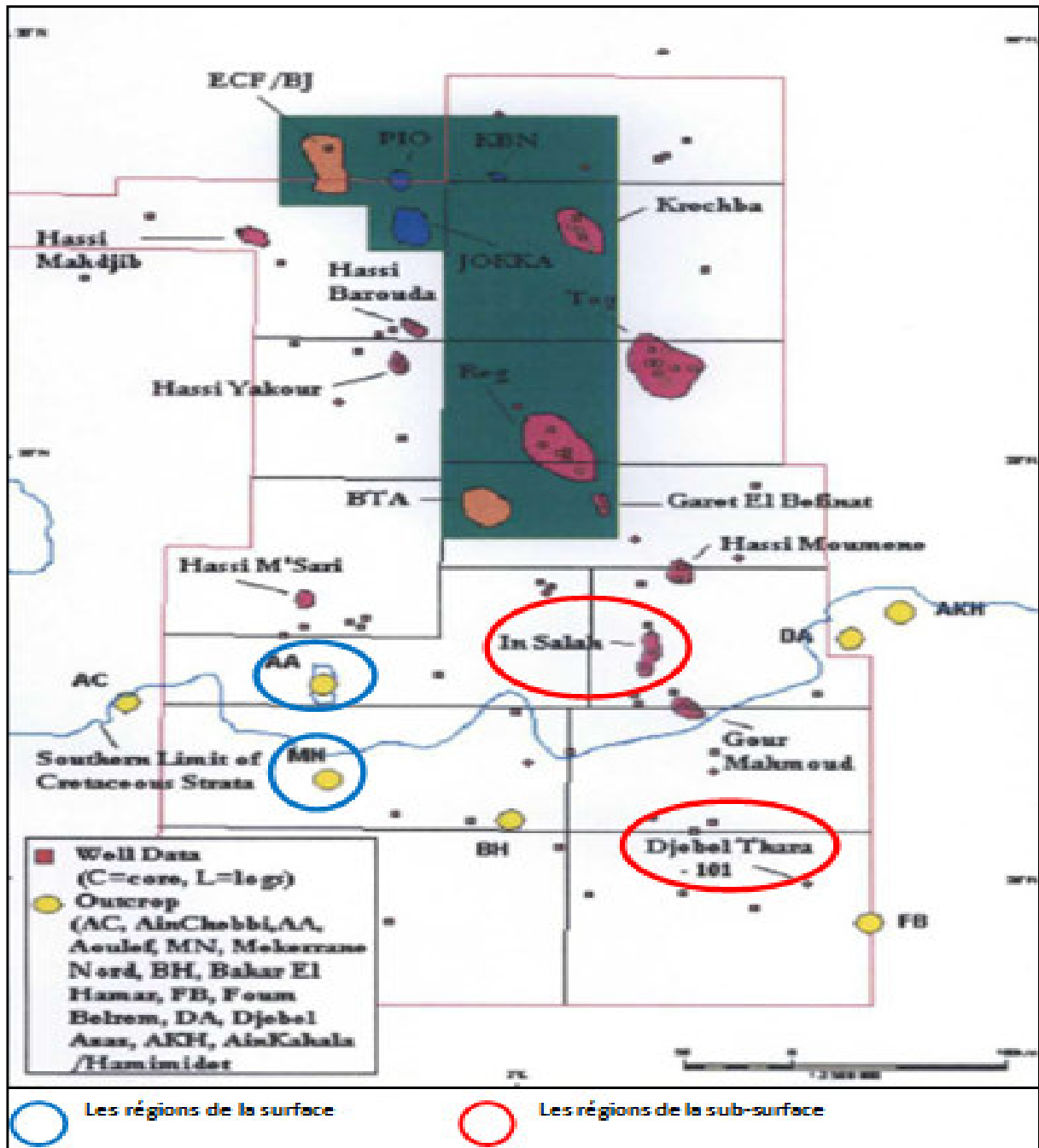


Fig. 10 : Carte de localisation des régions d'étude (Document Sonatrach/BP 1996)

III. 2. L'Emsien dans la subsurface

➤ La structure d'In Salah

Le champ d'In Salah fait l'objectif principal de la présente étude, il se présente comme une structure anticlinale de direction subméridienne (fig. 10 et fig. 11), Son flanc Ouest est affecté par une faille inverse de même direction (subméridienne), c'est une structure allongée avec une longueur de près de 35km et une largeur de l'ordre de 6km. La structure d'In Salah est définie par huit puits répartis du Nord au Sud : IS3 bis, IS2, IS1, IS6, IS4, IS7, IS5, et ISS1 dont les principaux qui font l'objectif d'étude, sont représentés dans la figure suivante

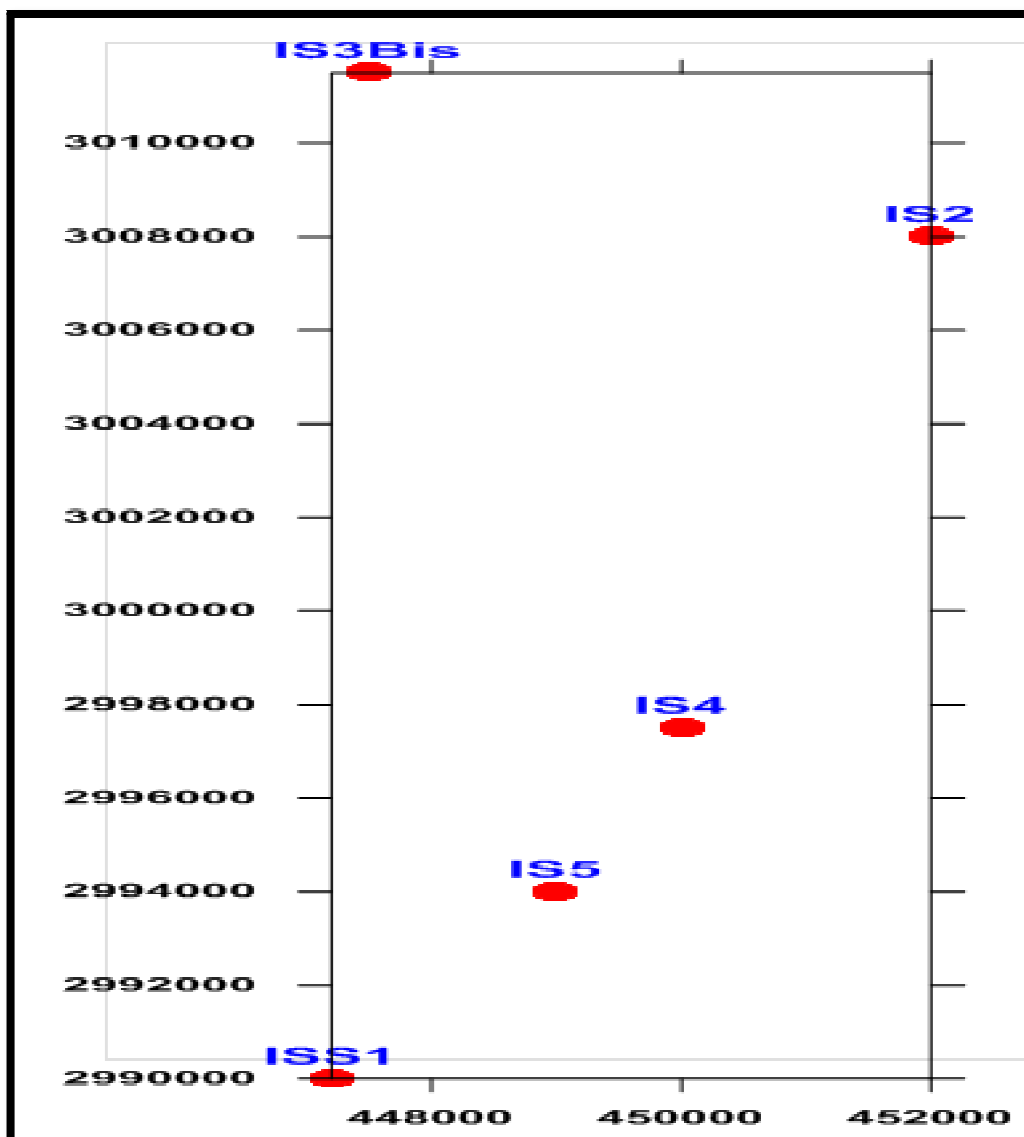


Fig. 11: Carte de position des principaux puits.

➤ **Aspect pétrolier de l'anticlinal d'In Salah :**

Selon le découpage lithologique de réservoir Emsien (D50 –D55) Dans le champ d'in Salah, Le D55 (facies gréseux marque le top Emsien) contribue principalement dans la production gazière totale du bassin de l'Ahnet et cela dû aux excellentes caractéristiques pétrophysiques liées à la pétrographie et la diagenèse de la pile sédimentaire. Les résultats des essais de puits à l'échelle du champ d'In Salah, ont montrés que le D55 est subdivisé en deux segments, nord et sud (fig. 11)

Les deux segments sont séparés dans la partie centrale de la structure par un amincissement jusqu'à disparition des grès utiles du D55, cela lie à une barrière de perméabilité (la dominance de facies argileux), qui a été détectée par des puits situant dans la partie centrale de la structure

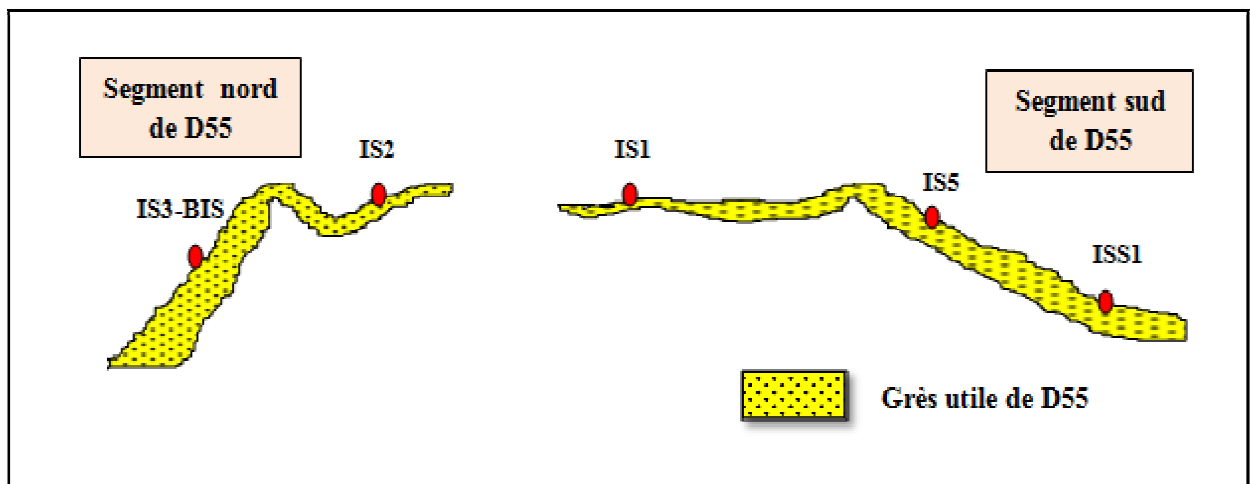


Fig.12:schéma montre l'amincissement et les deux segments composants le réservoir Emsien D55.

III. 3. L'Emsien dans les affleurements

Concernant l'étude de l'affleurement deux régions ont été sélectionnées : Aoulef el Arab et Mekerrhane nord.

1. La région d'Aoulef el Arab.

a. La situation géographique.

La ville d'Aoulef, située à 250km Sud- Est d'Adrar, fait partie du Tidikelt occidental d'une altitude moyenne de 300 m, et limitée par :

- Au Sud, par la Sebkhha de Mekerrhane

-A l'Est par le Tidikelt oriental (In Salah)

-A l'Ouest par la ville de Reggane, Bled El –Mass et la dépression du Touat.

- au nord par le plateau de Tidikelt.

b. L'aspect structural d'Aoulef :

Dans cette partie les affleurements du socle précambrien à Éocambrien sont, recouverts en discordance par la série paléozoïque allant du Cambrien au Dévonien supérieur. L'élément le plus important caractérisant cette région est l'anticlinal d'Aoulef, à cœur de socle et de direction subméridienne. (BEN ABDLKRIM.M et OUAFIANE.Z, 2011)

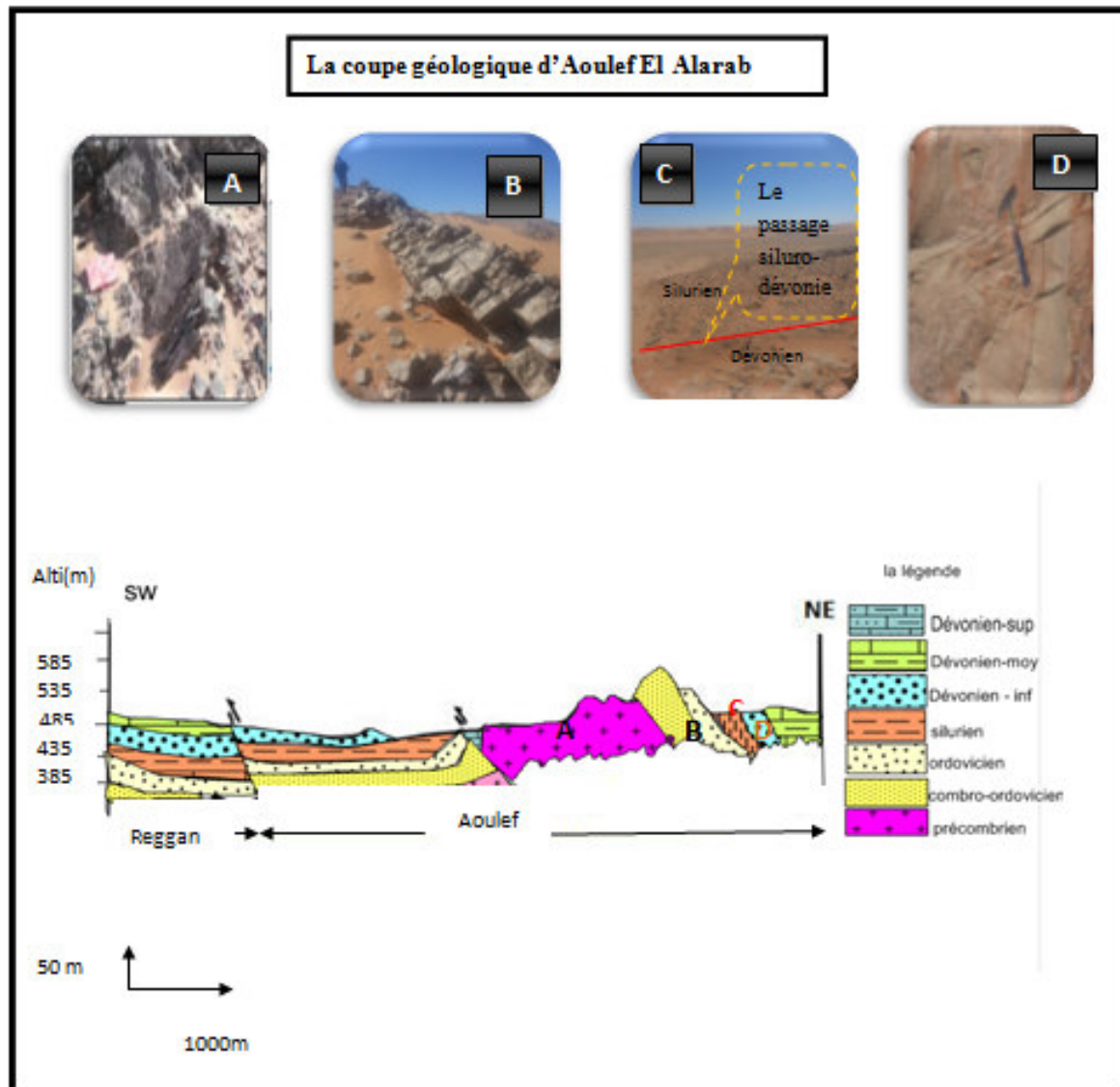


Fig. 14: Coupe géologique faite dans l'anticlinal d'Aoulef selon une direction NE-SO, Montre l'emplacement du dévonien inférieur (Emsien)

C. La description de la coupe géologique

La coupe ci-dessus possède une orientation SO-NE (fig.12) est divisée en deux secteurs, le premier marque la bordure ouest du bassin de l'Ahnet (Aoulef El Alarab), le deuxième marque la bordure Nord-est de Reggane. Elle est formée de SO vers le NE par Les formations affleurantes allant du précambrien au Dévonien supérieur, le cœur de l'anticlinal est représenté par des arkoses et des grès conglomératiques non métamorphiques précambriens à Eo-Cambriens, probablement équivalents des « séries intermédiaires » et/ou de la « série pourprée » du Hoggar occidental proche

Cette coupe montre la présence des failles inverses qui sont sans doute à l'origine du redressement des formations de l'Ordovicien, les argiles à graptolites de silurien ainsi que le passage de siluro-dévonien, les grès mouchetés fissurés de l'Emsien (Dévonien inférieure), la dalle de calcaire de Dévonien moyenne et de Dévonien supérieur.

2. La région de Mekerrhane Nord

L'anticlinal de Mekerrhane nord, parmi les anticlinaux les plus méridionaux dans les affleurements occidentaux qui ont été examinés par le groupe BP/Sonatrach en novembre 1996. cet anticlinal se trouve à 205Km ouest Fougues Berlem).

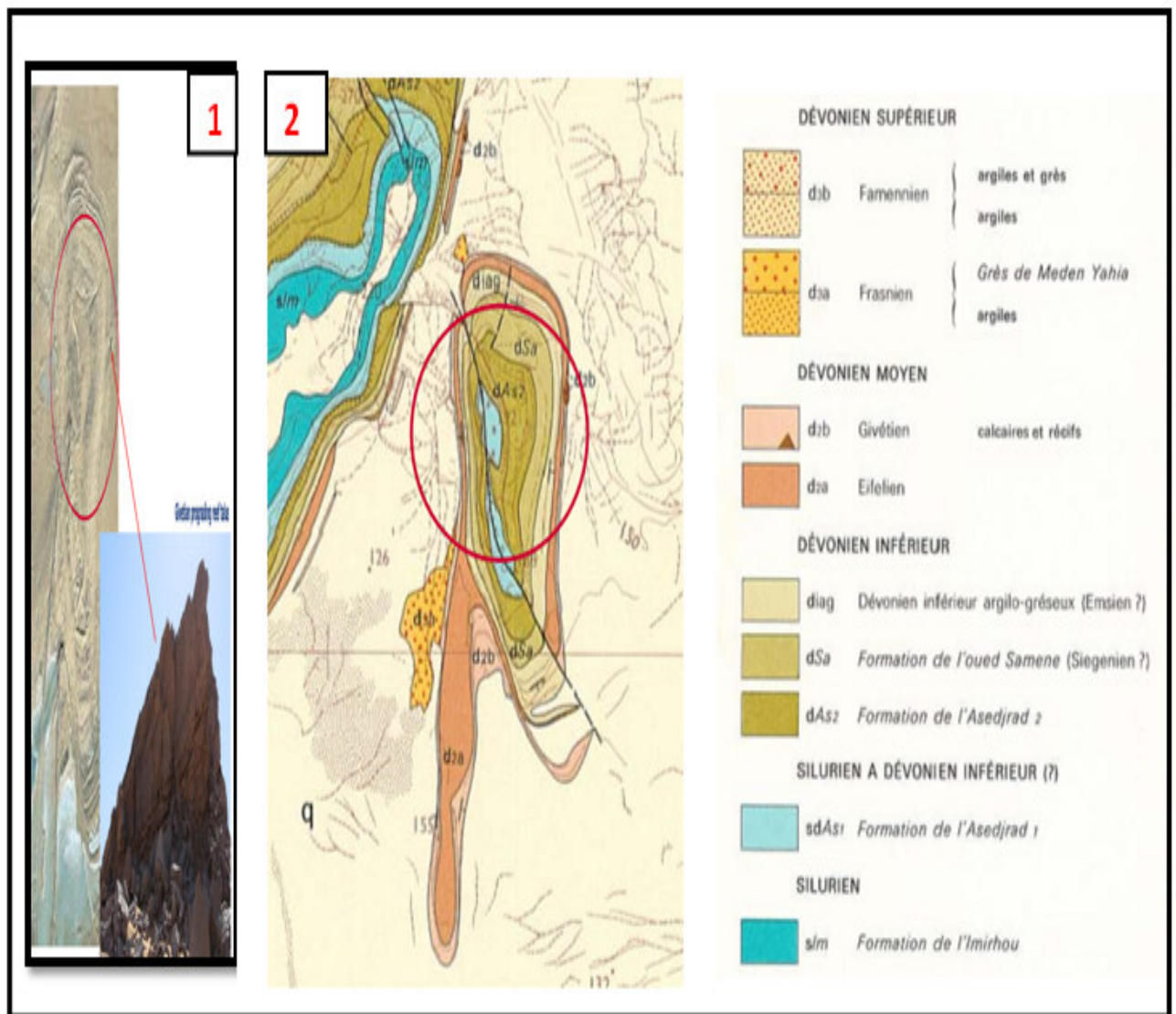


Fig. 15: localisation de l'anticlinal de Mekerrhane nord, (1) : photo satellitaire, (2) : carte géologique (document Sonatrach, 2015).

- **Description de la zone**

Les reliefs topographiques dans cette région (Mekerrhane Nord) sont considérablement faibles que dans la ceinture orientale des affleurements, la topographie et généralement l'abondance du vent qui transporte le sable aident à créer aux affleurements des qualités moyennes parfois mauvaises (des intervalles argileuses se persistent).par contre, cette région se présente généralement des meilleures qualités que celles dans d'autres régions orientales telle que « ouzdaf ». (Sonatrach/BP, 1996).

III. II. Extension et variation d'épaisseur de réservoir Emsien

- Le changement d'épaisseur au niveau d'in Salah :

D'après la corrélation litho stratigraphique représentée dans la figure ci-dessous, l'épaisseur totale du réservoir Emsien a atteint les 58 m, dans l'extrême nord de la structure où l'épaisseur de D55 a atteint sa valeur maximale.

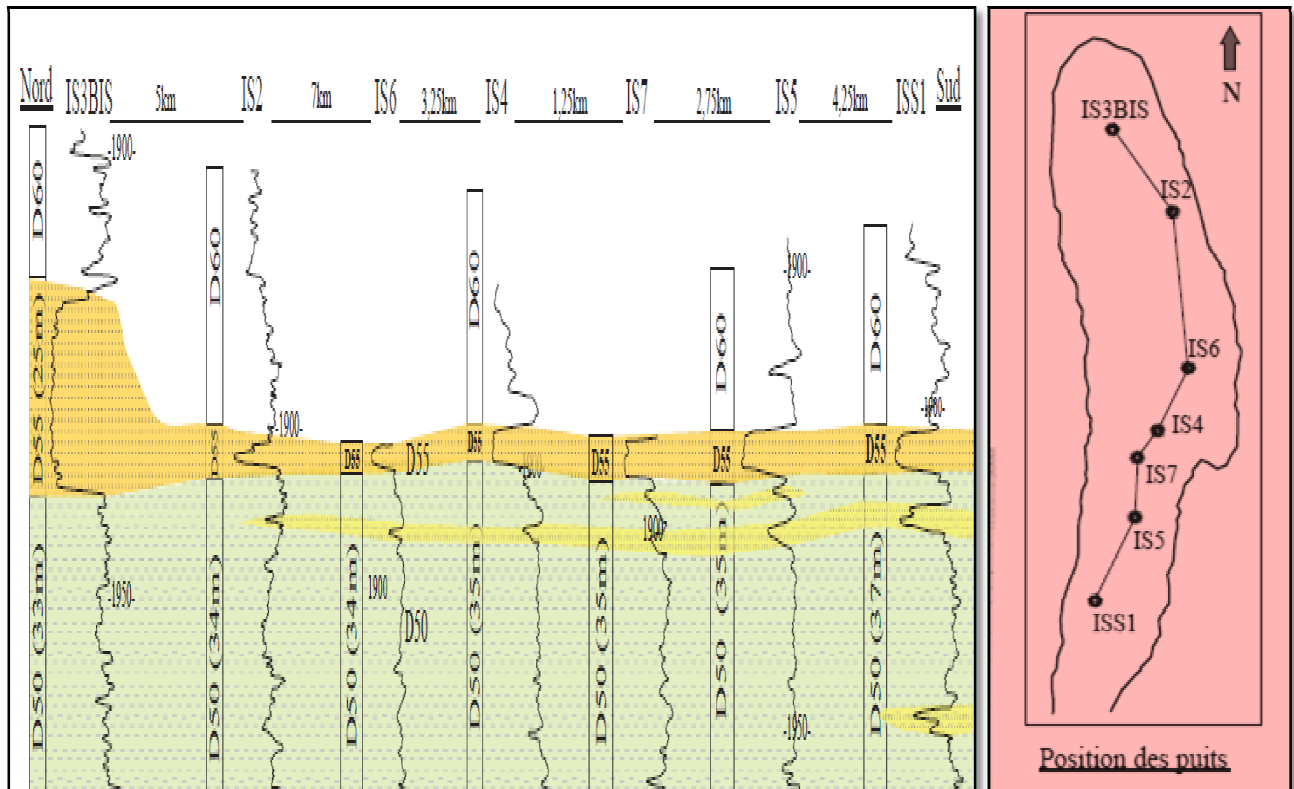


Fig.16 : Corrélation litho stratigraphique entre les puits d'In Salah (document Sonatrach ,2014)

- Le changement d'épaisseur totale du réservoir Emsien et en particulier le réservoir D55 à l'échelle du bassin:

Dans le bassin de l'Ahnet, L'épaisseur des réservoirs Emsien est caractérisée par un degré de variation important.

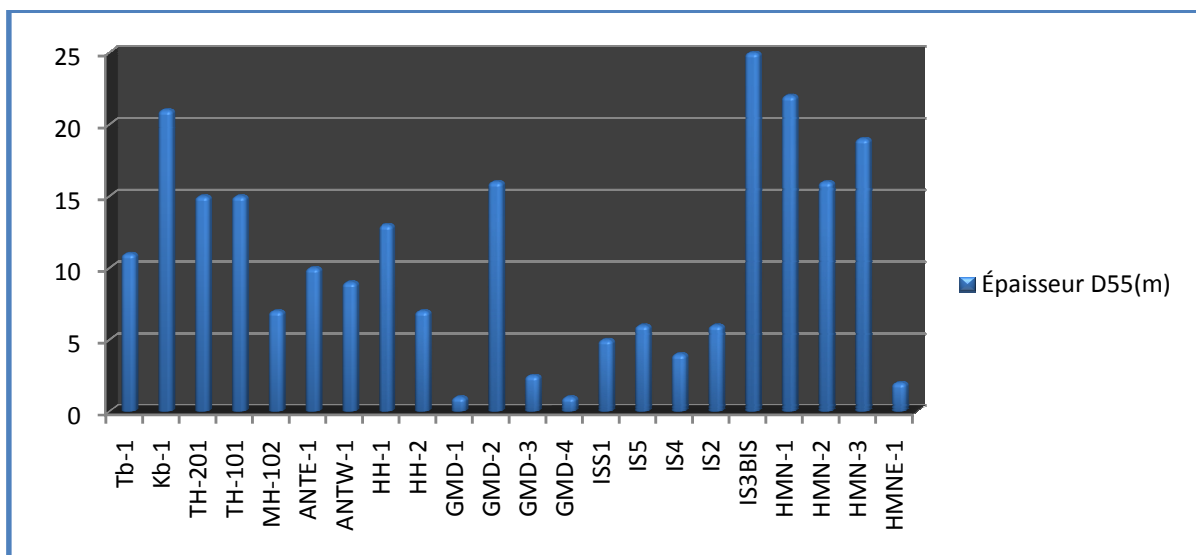
Pour estimer cette variation on a choisi des régions successives du sud vers le nord du bassin qui sont : Tibaradine 1(Tb-1) -Krebb El Douro 1(kd-1)-djebel el Thara (TH-101)-Djebel Mouahdrine 102(MH-102)-Anasmit 1(ANTE-1/ANTW-1)-In Bazzene (djba-1/BZ-1/BZ-

2/BZN-1) -Hassi Hassine (HH-1/HH-2)-Gour Mahmoud (GMD-1/GMD-2/GMD-3/GMD-4)-
In Salah (ISS1/IS5/IS4/IS2/S3BIS)-Hassi Moumene (HMN-1/HMN-2/HMN-3/HMNE-1)

Les variations d'épaisseurs sont bien montrées dans les histogrammes (fig.17), (Fig.18) et modélisées dans les cartes (fig.19) et (fig. 20) Cités au-dessous :

L'histogramme d'épaisseur totale de l'Emsien : montre que l'épaisseur totale de l'Emsien a une faible variation, se reste presque constante du nord vers le sud du bassin (entre 36m et 54m) sauf dans l'extrême sud l'épaisseur atteint les 90m (TB-1)

L'histogramme d'épaisseur de D55 : montre que le maximum d'épaisseur de D55 est enregistré dans la partie nord du bassin avec une épaisseur atteint les 25m(IS3bis) puis dans la partie sud avec une épaisseur atteint les 21m (kd-1) et un minimum d'épaisseur a été enregistré dans la partie centrale du bassin avec une valeur de 1m (GMD-1/GMD-4)



**Fig.17: Histogramme représente les variations (nord-sud) d'épaisseur de D55 dans
Le bassin d'Ahnet.**

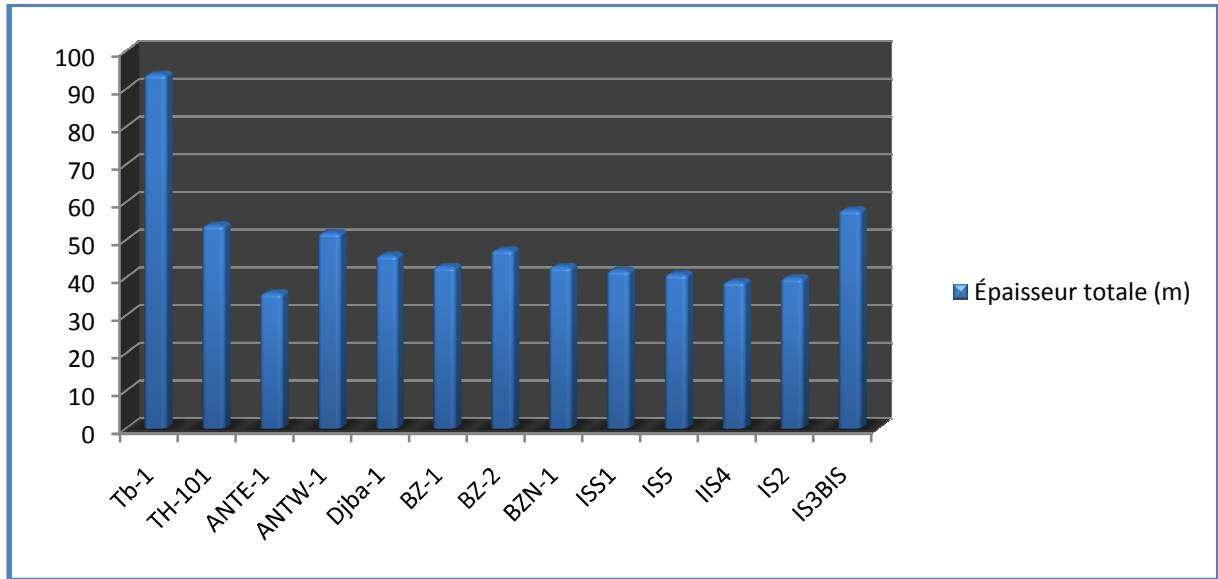


Fig. 18 : L'histogramme représente les variations (nord-sud) de l'épaisseur totale du Réservoir Emsien dans le bassin d'Ahnet

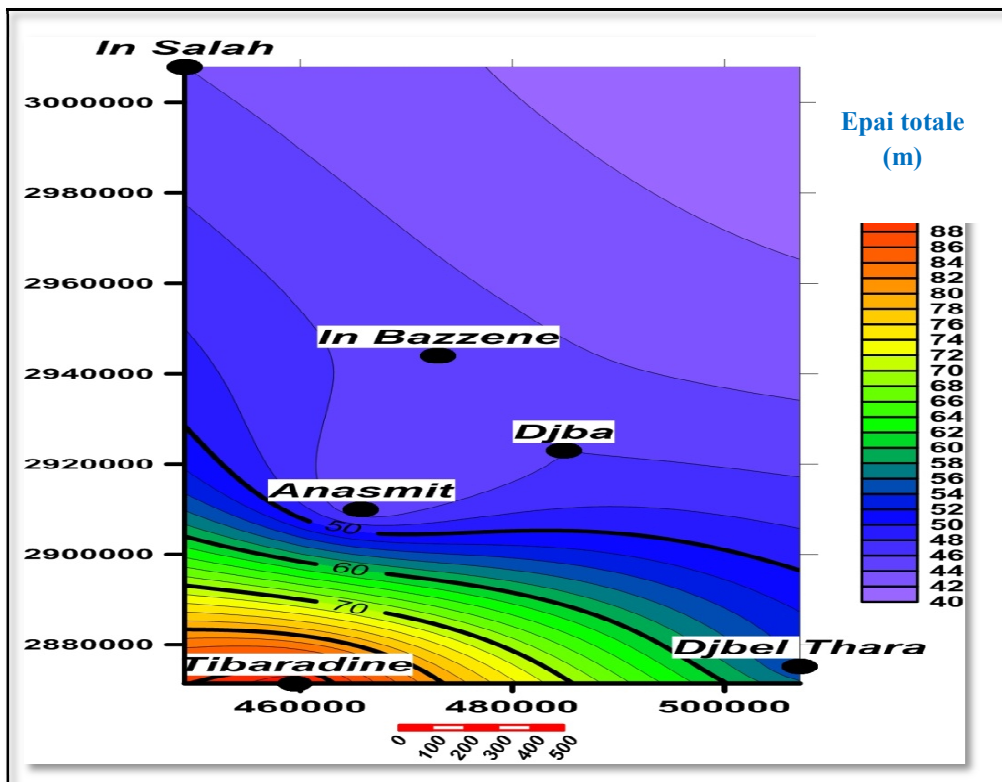


Fig. 19 : Carte en isopache de réservoir Emsien (épaisseur totale)

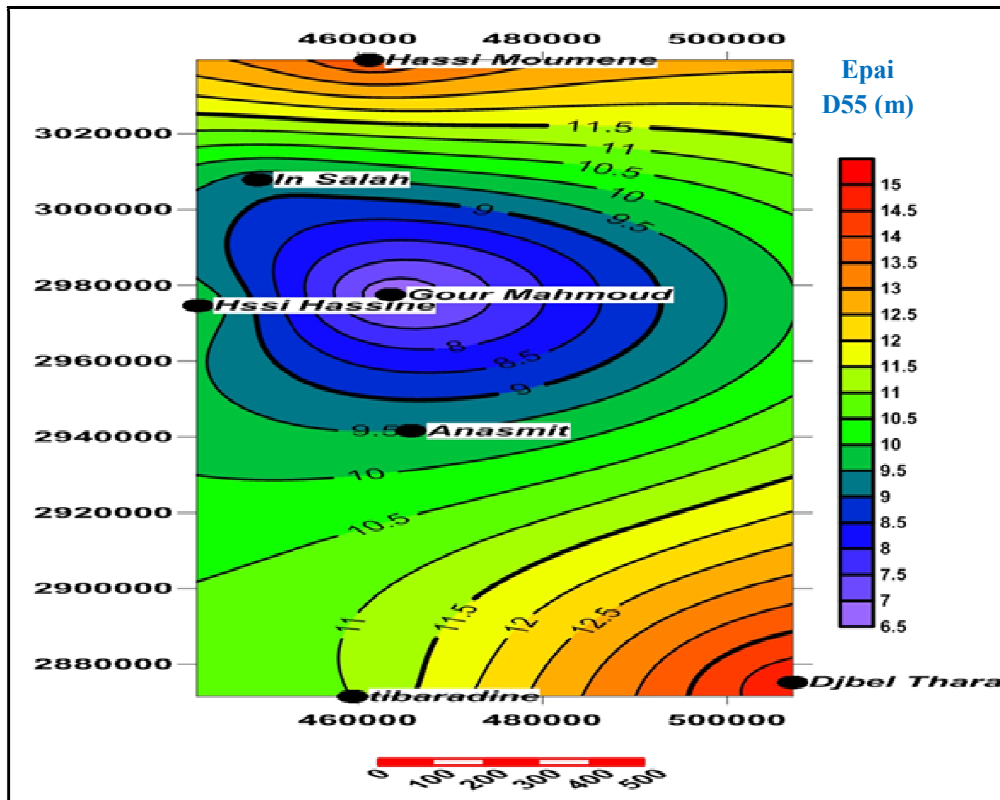


Fig. 20 : carte en isopache de réservoir Emsien D55 dans le bassin de L'Ahnet (sud-nord)

Remarque : Ces variations d'épaisseurs sont étroitement liées aux modèles sédimentaires et à des phénomènes de discordance comme étant la cause des réductions affectant le sommet de l'Emsien. Aussi l'effet de la tectonique peut expliquer ce changement d'épaisseur.

III. III. L'aspect sédimentologique du réservoir

Introduction

Dans la présente étude, la description du réservoir Emsien(D50-D55) s'est effectuée en basant sur les caractéristiques lithologiques qu'ont été tirées à partir des carottes récoltées au niveau des puits d'in Salah(IS3BIS-IS2-IS4-IS5-ISS1), cette description s'intéresse à la nature lithologique, la granulométrie, la couleur du faciès (chromo-faciès), l'épaisseur des bancs, les figures sédimentaires, la présence d'éléments particuliers (fossiles et traces biogéniques) ainsi que les phénomènes d'ordre chimique (ferruginisation, pyritisation), en concentrant sur l'étude de D55. En vue de déterminer les différents environnements sédimentaires et de reconstituer les conditions de la mise en place des sédiments.

La description du réservoir sera corrélée avec une autre description faite au niveau de la surface où affleure l'Emsien(dans l'anticlinal d'Aoulef qui se trouve à l'ouest d'in Salah et l'anticlinal de Mekerrhane, qui se trouve au sud-est d'Aoulef) afin de confirmer les caractéristiques du faciès observé dans la subsurface et de constater comment ce faciès a été évolué au cours de son enfouissement et peut le rôle d'un réservoir c.à.d. conclure l'effet du milieu de sédimentation et diagenétique sur le développement et la formation de réservoir et ses spécifiques caractères .

III. 1. Les caractéristiques générales de L'Emsien

Ces formations débutent généralement par des argiles silteuses surmontées et alternées par des bancs de grès moyens à grossiers à extension variable. L'abondance des faunes marines rencontrées dans cette série nous montre un caractère marin très net. La base et le top de cette série de l'Emsien sont marqués par une surface transgressive (ST). Une séquence argileuse a été déposée à travers toute la région et se termine généralement par un niveau gréseux au sommet. (CHAHARNA. A. K, 2012)

III. 2. La description de l'Emsien dans la subsurface :

La description dans la subsurface se fait principalement au niveau des puits (champ In Salah) à partir d'une analyse de carottes et des interprétations diagraphiques (voir l'Annexe I), puis une description complémentaire faite sur les carottes de la région-djebel el Thara(TH-2) – plus au sud de bassin pour voir et mieux comprendre la répartition latérale des faciès Emsien en se basant sur les critères sédimentaires régnants dans les faciès et le type d'hydrodynamique qui a conduit à leurs dépôt.

III.2. A. La région d'In Salah

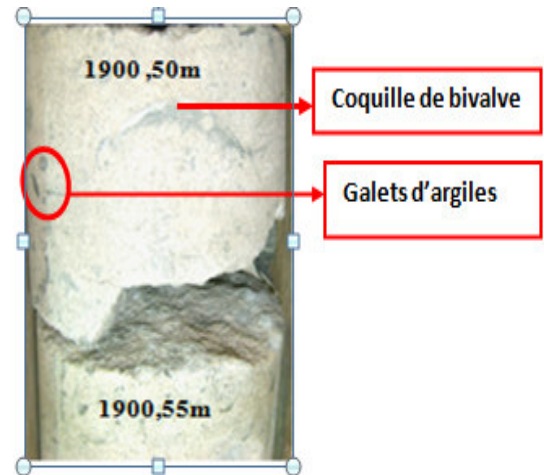
Les observations faites sur les carottes au niveau de la carothèque centrale de Hassi-Messaoud s'appartiennent aux plusieurs puits qu'ont été consultés :

✚ PuitsIS2 :

L'intervalle (1906-1940m) : Argile noire à gris foncée, indurée, silteuses et micacée avec passées de grès blanc à gris Sombre, de grains fins à moyens (D50)

✓ **L'intervalle (1900-1906m) :** grès blanchâtre(D55) à grains très fin et à ciment calcaire parfois siliceux. Dans ce niveau gréseux des remarques principales ont été enregistrées.(DTD. CRD ,2012).

- ✓ Présence de coquilles de bivalves
- ✓ Présence de Galets d'argiles et de pyrite



✚ IS3-BIS :

L'intervalle (1939-1972m) : Il est composé d'argiles silteuses, micacées, noirâtre. Cette assise argileuse représente (D50)

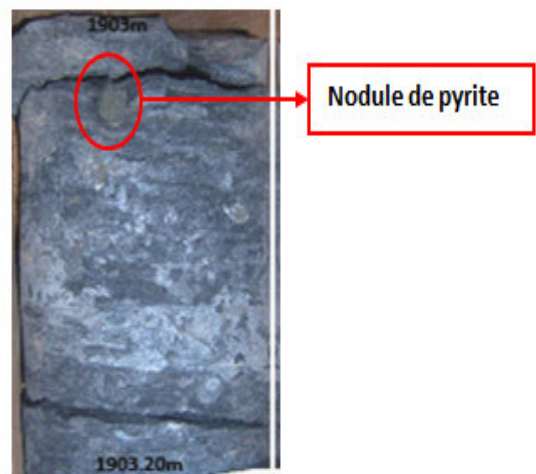
L'intervalle (1914-1939m) : représente l'unité D55, ce sont des grès à grains blancs parfois foncé, moyen à grossier, parfois à éléments conglomératiques. Les remarques importantes qui ont été enregistrées sont les suivantes (DTD .CRD, 2012).

- ✓ Les Stratifications obliques et horizontales à la base du banc (ne sont pas claires dans les carottes)
- ✓ La bioturbation intense (terriers fréquents)
- ✓ La présence des fossiles ? Et des débris de fossiles (brachiopode ?)
- ✓ Les stratifications confuses.
- ✓ l'existence de stratification madrée (Flasers bedding).

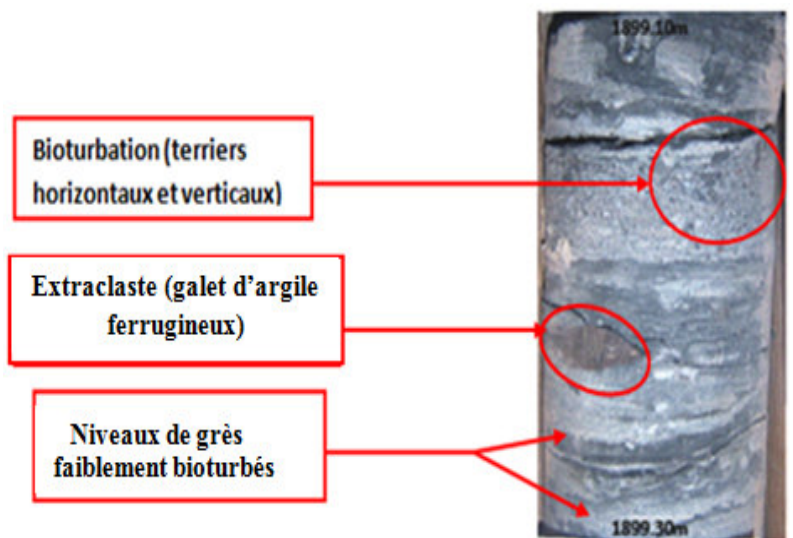


✚ Puits IS4 :

L'intervalle (1901-1935m) : C'est un complexe argilo-gréseux dominé par les argiles, constitué d'argile noire Indurée silteuses à galets de pyrite et de Passées de grès très fin, cet intervalle représente la base de l'Emsien (D50).

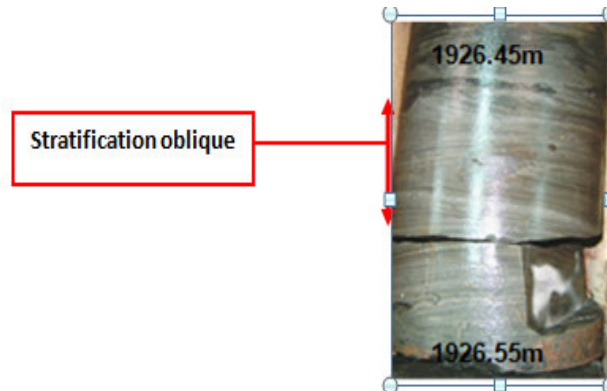


L'intervalle (1895-1901m) : C'est un grès gris à passées d'argiles noires silteuses bioturbées (terriers horizontaux et verticaux). Deux niveaux de grès gris à gris blanc, à grains moyens à grossiers, faiblement bioturbés ont été observé dans la moitié inférieure de la carotte, cet intervalle représente Le top de l'Emsien.

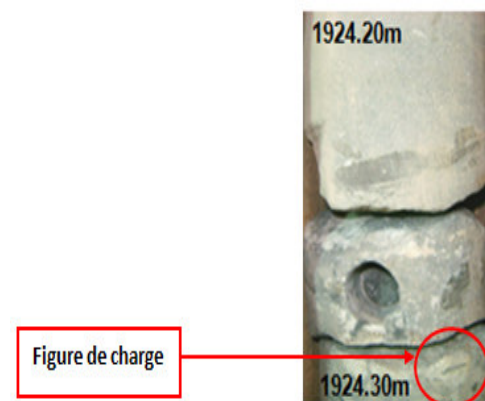


✚ Puits IS5 :

L'intervalle (1925-1959m) : Généralement est une argile silteuses micacée noirâtre, ce faciès représente le D50 .La partie supérieure de cet intervalle est un grès massif (métrique) à grains très fins à fins, et parfois à laminassions oblique.

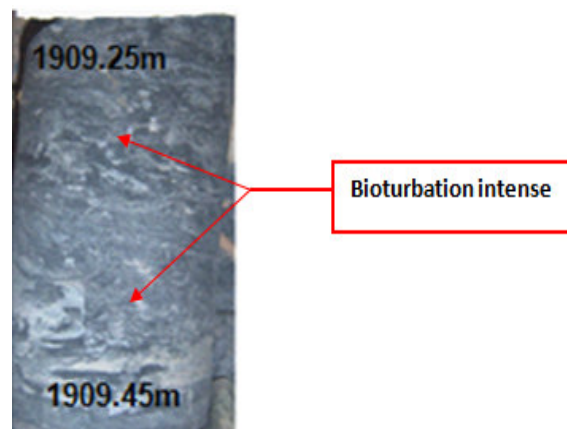


L'intervalle (1918-1925m) : Cet intervalle qui forme le toit de l'Emsien (D55) est partiellement carotté) il s'agit d'un grès fin à moyen grisâtre à noirâtre en barres métriques, avec des figures de charges, moyennement bioturbé.

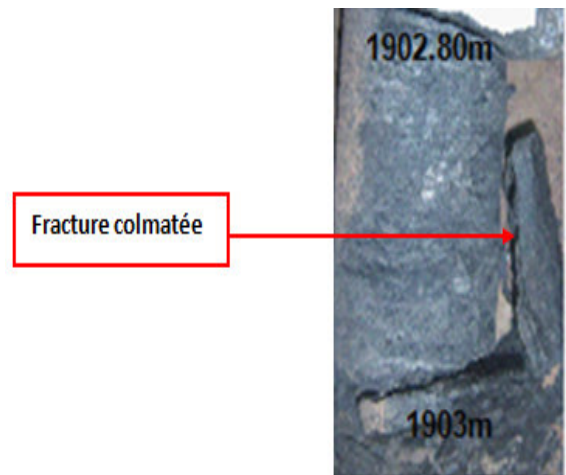


✚ Puits ISS1 :

L'intervalle (1907-1944m) : Argile noire à passée de grès gris-blanc, débitant en feuillet, fortement bioturbées horizontalement et verticalement, micacée. Représente la base Emsiennes (D50).



L'intervalle (1902-1907m) : Cet intervalle qui indique le sommet de l'Emsien est composé à la base par une alternance argilo-grès-silteuses, une fracture colmatée a été remarquée dans ces niveaux gréseux. (DTD. CRD, 2012).



III.2. B. La description lithologique de L'Emsien Au niveau de djebel Thara (subsurface):

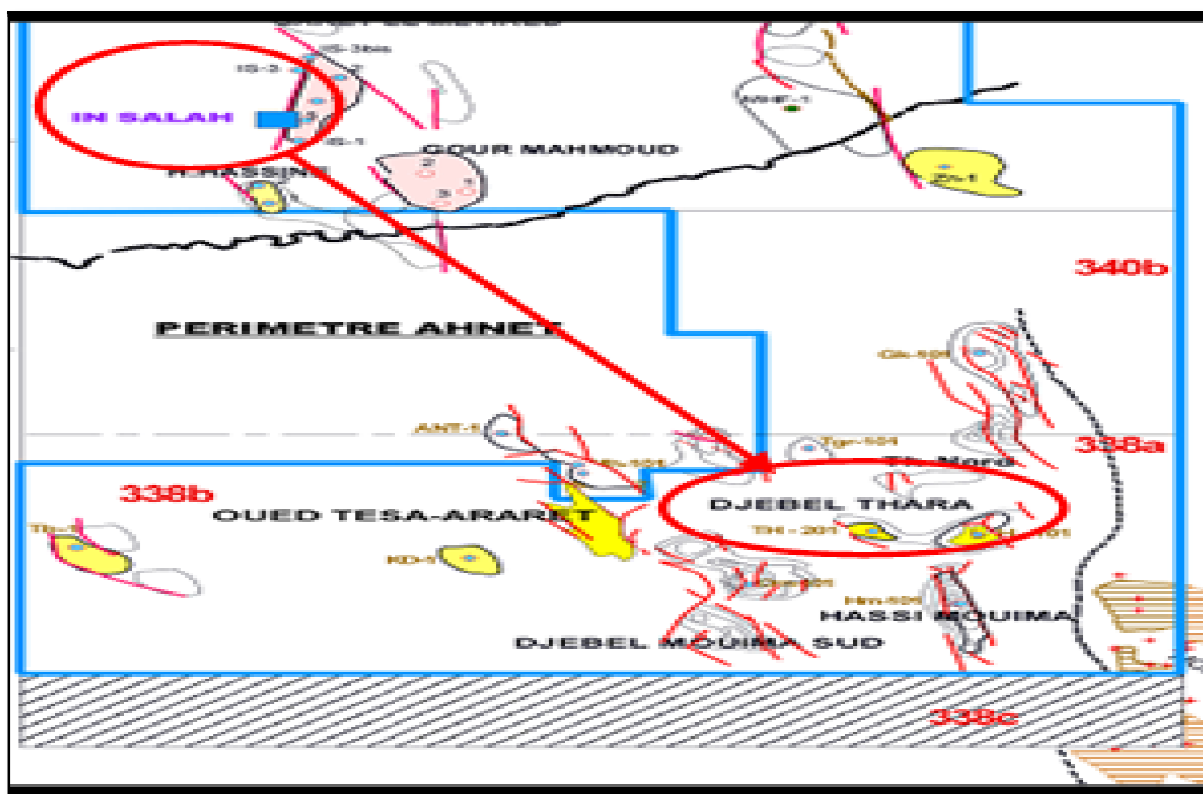










Fig. 21 : carte montre la localisation de Djebel Thara par rapport à l'In Salah (Document Sonatrach 2011)

La description dans cette région a été faite sur les carottes de puits TH-2 (ANNEXE III) dont l'Emsien est carotté avec un intervalle d'environ 9 m (495-504 m), cet intervalle a été divisé en trois parties, du bas vers le haut sont les suivants :

- **L'intervalle (504-500m : ép.4m) :** grès gris à gris blanc, fin à moyen, à des passées silteuses (faciès hétérolithique), avec un ciment carbonaté. Tend vers le sommet à un grès grossier, conglomératique, on a enregistré la présence de :
 - ✓ Bioturbation intense,
 - ✓ Des débris de Brachiopodes
 - ✓ Les lenticulaires, les stratifications madrées (Flasers bedding), et les figures de charges
- **L'intervalle (500-496m.ép :4m) :** renferme les mêmes critères de l'intervalle précédent avec : Des grès blancs grossiers ferrugineux, la présence des extraclastes, des cristaux de pyrite et des nodules argileux
- **L'intervalle (496-495m .ép.1m) :** Grès gris à blanc conglomératique a la base, se tend vers un grès gris à gris blanc fin à moyen au sommet de la carotte, avec une bioturbation et une présence d'Intraclaste.

Tab 02 : Les différentes figures/structures sédimentaires au niveau de Djebel Thara

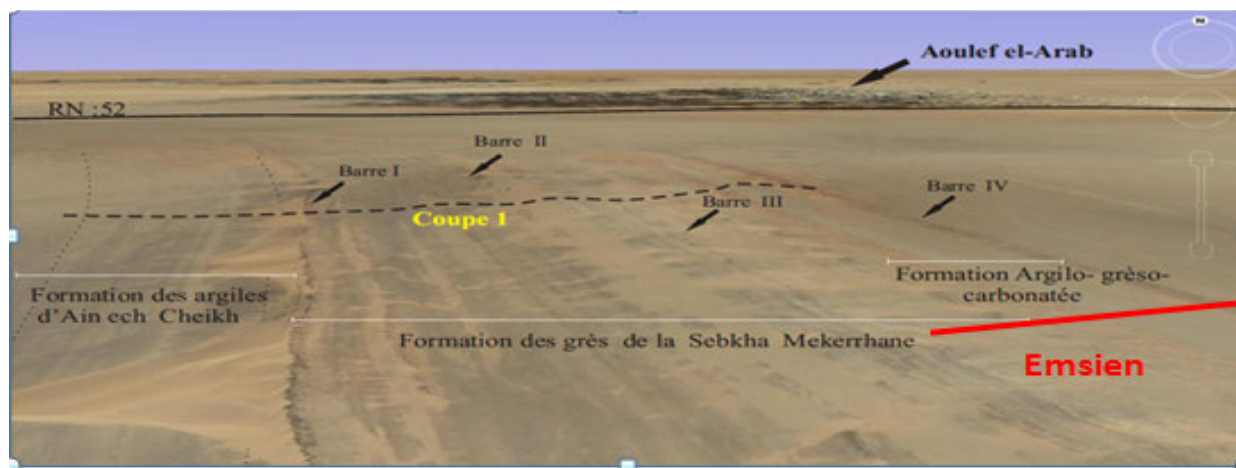
			
Stratification ondulée	Figure de charge	Bioturbation intense	Nodule d'argile et extraclastes
			
Débris de brachiopodes	Des lenticulaires	Stratification madrée (Flasers bedding)	Intraclaste

Remarque : les caractéristiques de l'Emsien enregistrées dans la région de Djebel Thara sont similaires à celles d'In Salah sauf (les lenticulaires) d'ordre centimétrique, les Intraclaste, la stratification ondulée (Wavy bedding) qui sont présentes seulement dans la région de Djebel Thara, cela revient probablement à la faible profondeur de cette dernière et sa position par rapport au rivage ou ne peuvent pas être détectées au niveau d'In Salah.

III. 3. La description lithologique de l'Emsien au niveau de surface

Pour faire cette étude on a sélectionné deux régions importantes renfermant les affleurements de dévonien inférieur (Emsien) sont les suivantes : la région d'Aoulef qui montre l'objectif principal et la région de Mekerrhane nord qui fait un objectif secondaire

III.3. 1. La région d'Aoulef : Le découpage lithostratigraphique du Dévonien inférieur comprend trois formations, selon la subdivision de la carte géologique de l'Algérie (Aoulef el-Arab), 1/200 000, réalisée par la SONATRACH et le BEICIP, 1971-1972. on cite selon les nomenclatures de Legrand trois formations distinguées sont : La formation des argiles d'Ain Ech-cheikh, la formation des grès de la Sebkhha Mekerrhane et la formation Argilo-grèso-carbonatée. Cette dernière peut être argilo-grèso-micro conglomératique représentant l'âge Emsien.



**Fig.22 : Photo satellitaire montre le découpage de dévotionne inférieure (coupe 1)
Et la position des formations Emsiennes.**

III. 3. 1. a. La formation argilo-grèso-carbonatée (111m)

Elle débute par une combe d'argile 100m d'épaisseur. Cette combe renferme un niveau de grès argileux, en plaquettes, de couleur grisâtre, à stratifications horizontales, et grains fins et moyens, riche en Bivalves et Brachiopodes. Puis les argiles se suivent jusqu'à un banc de grès en plaquettes en lentilles, 3.5m d'épaisseur, de couleur brunâtre, à traces de bioturbations et des Bivalves.

Les argiles sont présentes encore jusqu'à la barre IV. Cette barre est matérialisée par une alternance de grès à stratifications horizontales et d'argiles (5m). Cette alternance est surmontée par un banc de grès quartzitique, de couleur grisâtre, ensuite une alternance de grès rouges riches en Brachiopodes, bivalves, de tentaculaires et de sol rouge (paléosol) et des passées de calcaire gréseux, puis un banc de grès grossier termine cette formation. **(BEN ABDLKRIM.M et OUAFIANE. Z, 2011)**

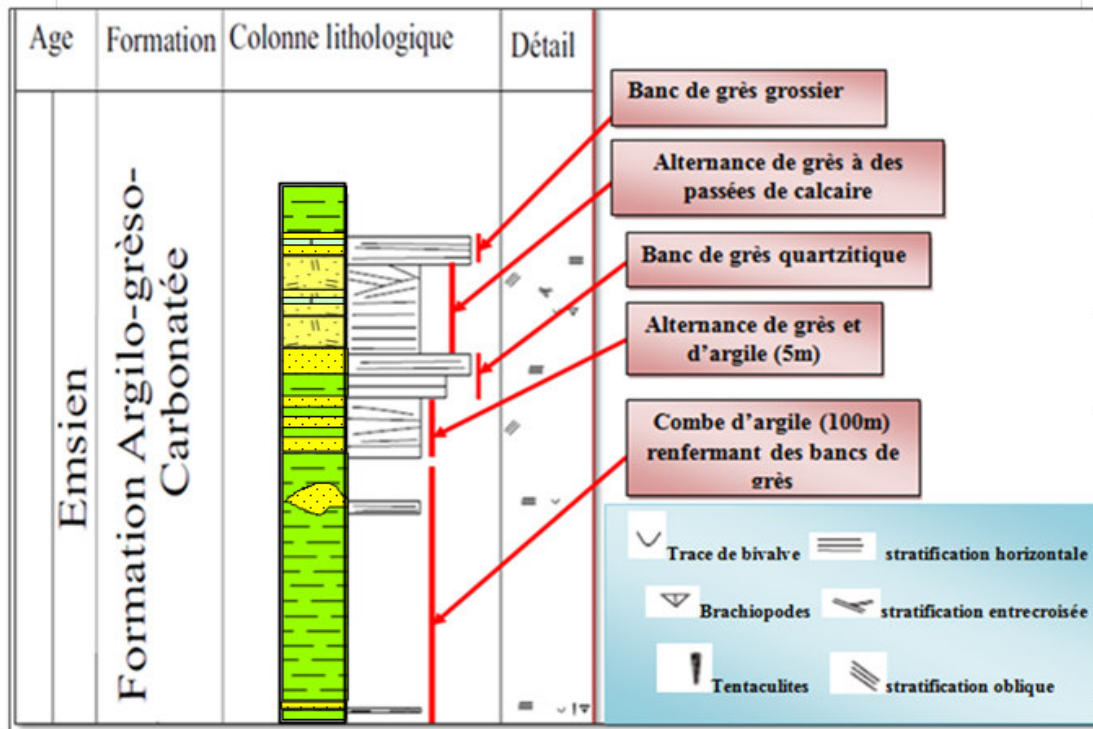


Fig.23 : Schéma représentant la succession lithologique de la formation Emsiennes (argilo-gréseux-carbonatée) dans la coupe d'Aoulef.

III. 3. 1. b. **La Formation argilo-gréo- micro conglomératique** : cette formation est composée de deux barres puissantes :

- **La barre V (20m)**: Cette barre est matérialisée par l'alternance de calcaire –argileux, de grès et de microconglomérat. Les calcaires se présentent sous forme de bancs décimétriques, de couleur rougeâtre, à bivalves et à brachiopodes, les grès s'organisent en bancs en plaquettes de couleur noirâtre à grisâtre, alors que les microconglomérats sont d'épaisseur centimétrique, de couleur rougeâtre présentant des grains de différentes tailles et différentes natures.
- **La barre VI (40m)** : Elle débute par une combe d'argile de 20m d'épaisseur. Cette combe renferme un niveau de grès en plaquettes, de couleur grisâtre, à litages horizontaux, vers le sommet on assiste à un banc de microconglomérat ferrugineux d'environ 80cm d'épaisseur, constitué de grains grossiers à moyens, de couleur rougeâtre

Et présente un granoclassement positif et une multitude de structures sédimentaires telles que des litages horizontaux, des HCS et ils sont riches en fragments de bivalves, et de brachiopodes ainsi que des trilobites, sous le niveau des microconglomérats se trouve un

banc de grès en plaquettes à quelques bivalves, d'épaisseur 20cm, de couleur rougeâtre. (SLAMA .A, 2014)

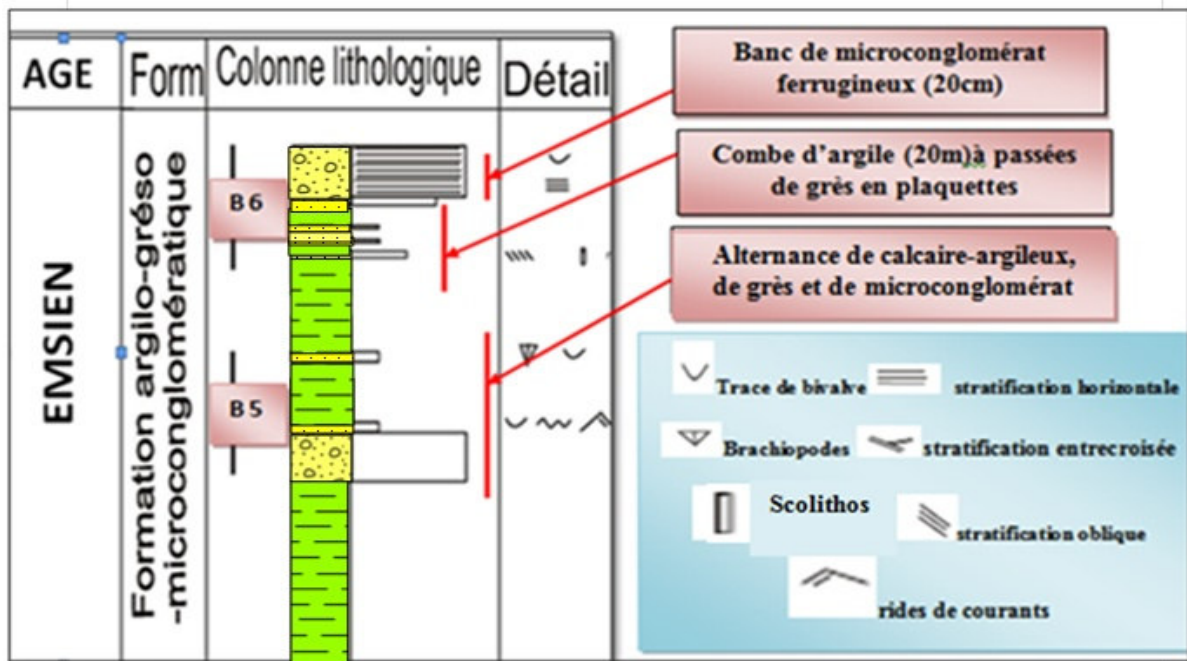


Fig.24 : Schéma représente la succession lithologique dans la formation argilo-gréseux-micro conglomératique d'âge Emsien.

III. 3. 2. La description lithologique de l'Emsien dans le Mekerrhane nord

Dans l'affleurement de Mekerrhane nord (se trouve à 205Km ouest Foug Berlem) l'Emsien a été examiné par le groupe BP/Sonatrach en novembre 1996 .la description a été faite selon un découpage lithologique (D1-D53-D55), on a ciblé cette région afin d'analyser l'unité D55 qui est le principal réservoir de l'Emsien.

- **L'Emsien (D53-D55) :** C'est une séquence composée par certaines séquences granocroissantes formées par des grès fins à moyens généralement à des laminassions obliques en mamelons .Ces grès renferment des débris de brachiopodes, crinoïdes et de tentaculaires, les lits gréseux au sein de ces séquences sont marqués par un aspect lenticulaire d'ordre métrique, avec ? Bases érosives et sommets plats, ces séquences montrent dans ses parties supérieures une intercalation de calcaire crinoïde d'environ

(6m), vers le haut cette séquence est recouverte par un lit de grès épais (1,5m) à base de grains très grossiers à stratification entrecroisée en auge, ce lit contient des débris bioclastiques (brachiopodes, trilobite, crinoïde, tentaculaires,) avec d'autres fragments de fossiles ?Et montre la présence des extraclastes arrondis (galet argileux) de grande taille aussi des terriers qui marque la présence d'une bioturbation.(SONATRACH et BP,1996)

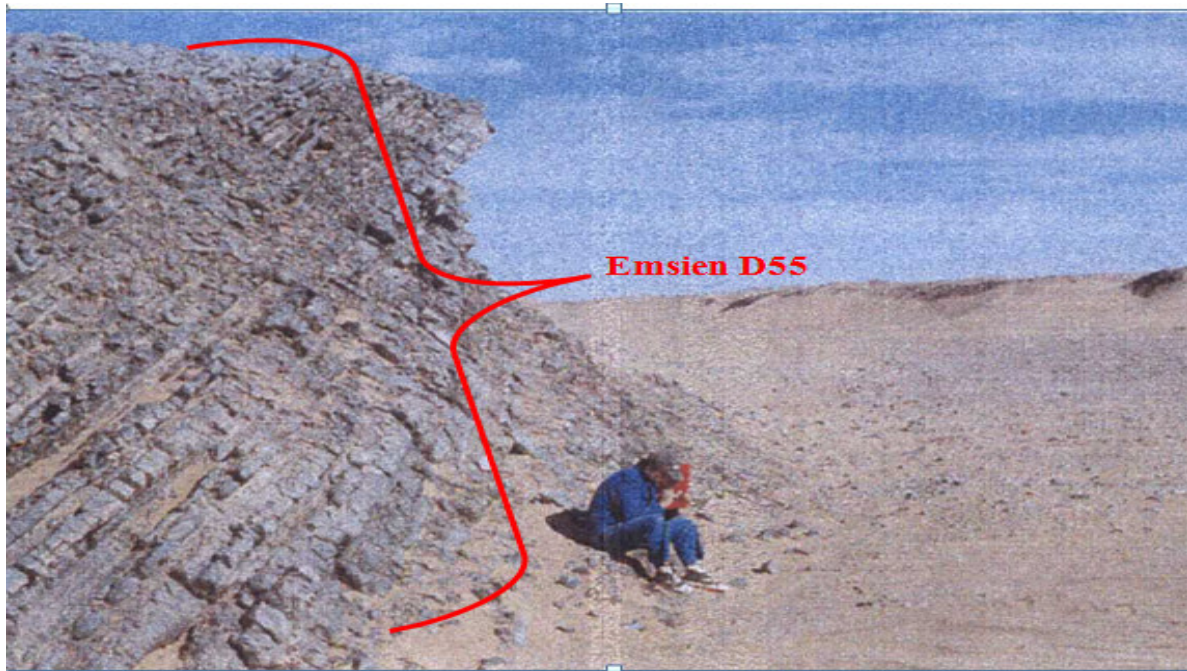


Fig. 25 : Photo montre l'affleurement de l'Emsien (unité D55) (BP et SONATRACH 1996)

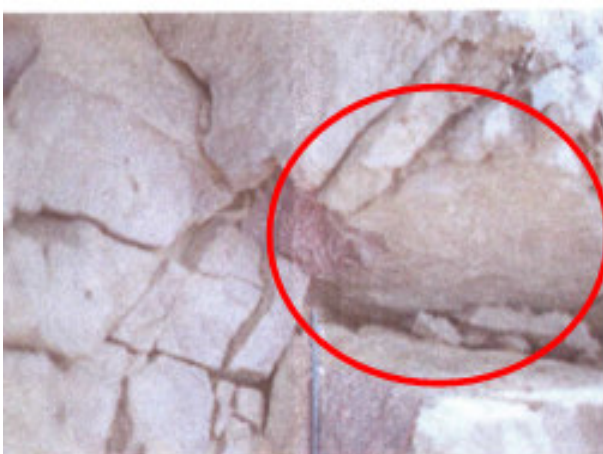


Fig.26 : Photo d'extraclastes (galet d'argile de Grande taille) dans les grès de D55



Fig. 27 : Photo montre les traces de biosclastes dans les grès de D55



**Fig. 28 : lame mince de Grès à Brachiopodes (Emsien) dans la région de Mekerrhane
(MEZLAH.H, 2006)**

L'Emsien (D51-D53) : cette succession est caractérisée par des corps gréseux moins persistants plus mince à grains généralement fins avec une abondance d'argile.

Note : Une analyse microscopique a été faite au niveau des grès Emsien de Mekerrhane, la figure ci-dessous (lame mince) représente un grès fin à ciment carbonaté, Le contact des grès est souvent droit. Grès anguleux à Traces de bioclastes, essentiellement des Brachiopodes souvent ferrugineuses.

III. 4. Synthèse corrélatrice surface –subsurface : toute la description faite au dessus sera résumée dans le tableau ci-dessous en vue de généraliser les principales caractéristiques de notre réservoir et de citer les différences et les similitudes dans les deux niveaux (subsurface et l'affleurement).

Tab 03 : tableau récapitulatif des différentes caractéristiques, sédimentologique et paléontologiques du réservoir Emsien au niveau de la surface et de subsurface.

Réservoir Emsien				
		Surface (affleurement)	subsurface	
		Aoulef el Arab	Le Mekerrhane nord	In Salah
La succession lithologique		<p>1-argilo-gréseux carbonaté (111m) : Débute par une assise argileuse à la base d'ordre métrique (100m) à passées des bancs gréseux d'ordre décimétrique à métrique suivi par des barres gréseuses à passées d'argile ,puis par un autre banc de grès .ce dernier surmonté par une alternance de grès et de calcaire qui se termine aussi par un banc de grès grossiers</p> <p>2-argilo-grèso-micro conglomératique : débute par une alternance de calcaire-argileux décimétrique et banc de conglomérat d'ordre centimétrique suivi par une combe d'argile de 20m avec des passées gréseuses surmontées par un banc de microconglomérat ferrugineux (80cm) avec un granoclassement positive</p>	<p>Représentée par une combe argileuse (?m) surmontée par certaines séquences granocroissantes renfermant des lits en lentilles d'ordre métrique (50m) suivi par une intercalation de calcaire d'ordre métrique surmontée par un lit épais de grès (1,5m)</p>	<p>Débute Argile d'ordre métrique (dépasse les 30m) avec passées de grès suivi par des bancs gréseux d'ordre métrique (maximum 25m) à des passées argileuses parfois à des éléments micro conglomératique</p>
Les structures et les figures sédimentaires		<ul style="list-style-type: none"> - Stratification horizontale - Laminassions oblique - Stratification oblique en mamelon - La bioturbation (en trace) 	<ul style="list-style-type: none"> - Lamination oblique - Bioturbation (en trace) - La présence des extraclastes 	<ul style="list-style-type: none"> - Bioturbation intense - Stratification oblique et horizontales - Stratification confuse - La stratification madrée (Flasers bedding) - La présence d'extraclastes, des nodules de pyrite
Contenu fossilifère		<ul style="list-style-type: none"> - Les bivalves et brachiopodes avec fréquence - Les fragments de bivalves et brachiopodes - Les trilobites 	<ul style="list-style-type: none"> - Débris de brachiopodes - Trilobites - Les crinoïdes - Tentaculaires 	<ul style="list-style-type: none"> - Coquille de bivalve - Débris de brachiopodes

Discussion du tableau

D'après le tableau ci-dessus on constate que l'architecture de la succession Emsien sur le plan lithologique, sédimentologique et paléontologique en subsurface est conforme aux observations de terrain dans quelques niveaux et elle est différente aux autres niveaux. Avec une géométrie complexe de l'unité D55 qui est difficile à cerner dans l'affleurement, cela liée à ses variations importantes de faciès et d'épaisseurs. Pour cela on va citer un ensemble d'observations sont les suivantes :

- Les combes argileuses se trouvent dans la partie basale de l'Emsien soit dans la subsurface ou dans la surface avec une épaisseur importante enregistrée au niveau de cette dernière, cela due d'une immense transgression marine, la faible épaisseur marqué au niveau d'In Salah liée à la subsidence, les variations des niveaux marins ou à un changement latéral de faciès.
- Les niveaux gréseux se présentent sous différents géométries et aspects, dans la subsurface un banc d'ordre métrique se termine la séquence par contre dans l'affleurement, des bancs d'ordre centimétrique à métrique se superposent dans des niveaux différents par rapport à ceux dans la subsurface cela due ? probablement d'une érosion affectant le toit Emsien, comme il peut prouver un changement latéral de faciès
- des niveaux carbonatés marqués seulement dans la surface et ne sont pas détectés nettement dans la subsurface ce la due probablement ? D'une dissolution de ces niveaux au cours de l'enfouissement et la subsidence ou d'une érosion de ces intervalles carbonatés dans la région d'In Salah, ainsi, cette absence de carbonates peut expliquer le changement latéral de faciès
- les microconglomérats sont marqués aussi dans l'affleurement (Aoulef) couvrant généralement les niveaux argileux, sont rares dans la subsurface, seulement des éléments conglomératiques ont été enregistrés dans le Puits IS3-BIS, cela peut indiquer la faible profondeur et la diminution des niveaux marin pendant le dépôt de ce faciès dans la région d'Aoulef
- les structures et les figures sédimentaires observées sur terrain sont conformes à celles de sub surface sauf quelques-uns esquine sont pas détectées clairement telle que : les stratifications madrées
- le contenu fossilifère est le même pour les deux niveaux sauf quelques uns: Trilobites, Les crinoïdes, Tentaculaires qui sont bien observés seulement dans l'affleurement, cela lié

au manque d'analyse de carottes ou à l'origine de ces fossiles qui peuvent être dus d'autres formations surtout d'âge silurien qui représente leurs principal siège notamment la structure est considérée comme des anticlinaux érodés.

D'après l'analyse de la succession lithologique du réservoir Emsien on a pu proposer ce schéma corrélatif entre la subsurface et la surface :

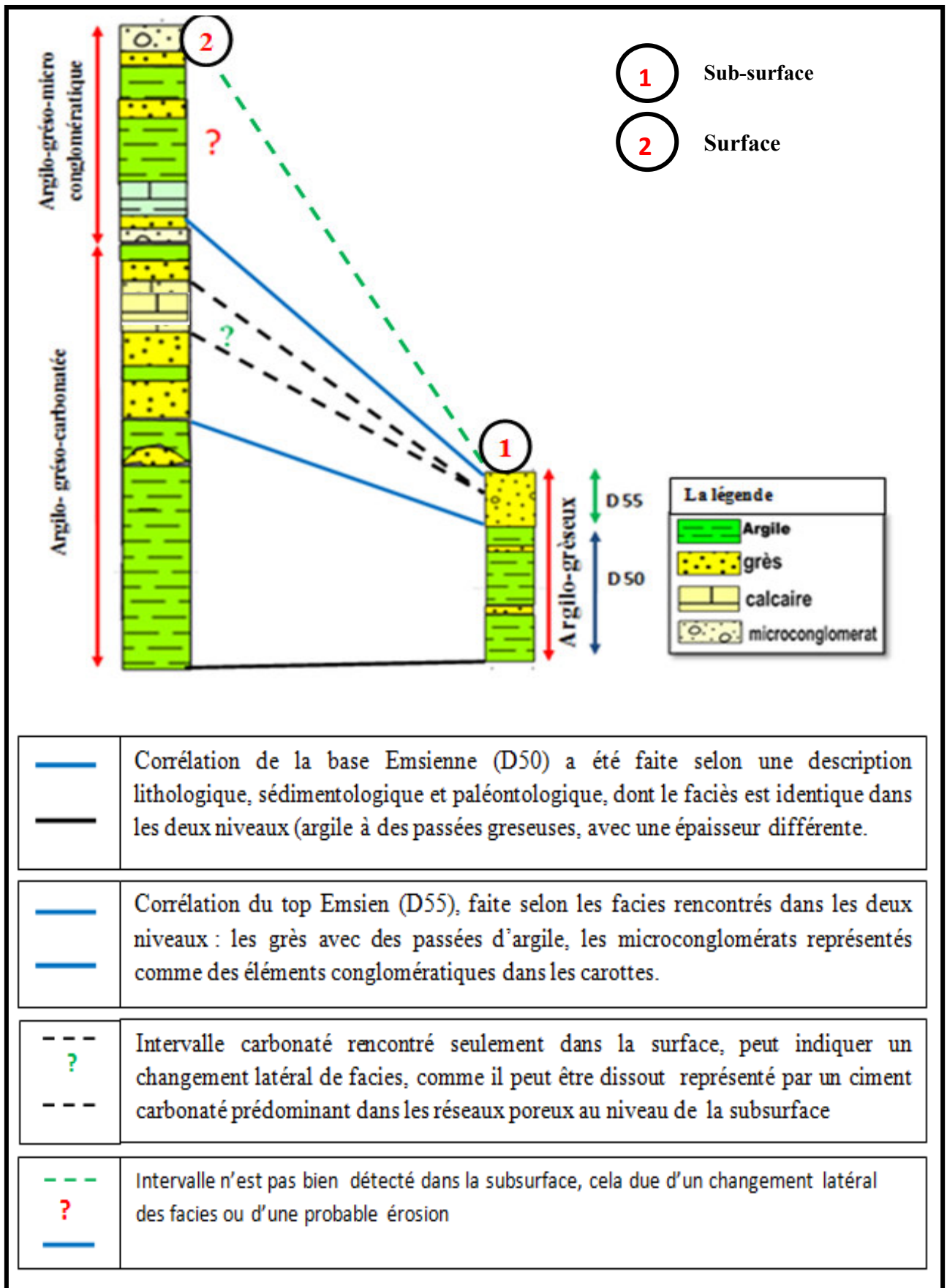


fig.29 : schéma corrélatif entre la surface et la subsurface de réservoir Emsien

III. 5. Les différents faciès d'après la description lithologique dans la subsurface (carotte) et dans la surface (affleurement) et leurs milieux de dépôt**• Facies Argileux (FA)**

La mise en place de ce faciès s'effectue par décantation d'un matériel détritique fin en suspension lors des phases à hydrodynamisme calme ou pendant les périodes du haut niveau marin où le milieu est profond (offshore).

• Facies Gréseux (FG)

Ces grès sont trouvés sous différents aspects, se distinguent selon les figures et les structures sédimentaires qui l'englobent dont les principaux sous-faciès tirés d'après la description précédente (In Salah –Aoulef –Mekerrhane) sont les suivants :

- Les grès à stratification horizontale
- Les grès à stratification entrecroisée (cross-bedding)
- Les grès massifs
- Les grès en plaquettes
- Les grès à laminations obliques en mamelons (HCS)

• Facies de Calcaire (FC)

Les Calcaires bioclastiques : Ce sous faciès correspond à un milieu de dépôt plus ou moins agité interrompu de temps en temps par des décharges détritiques

• Facies de Microconglomérat (FM)

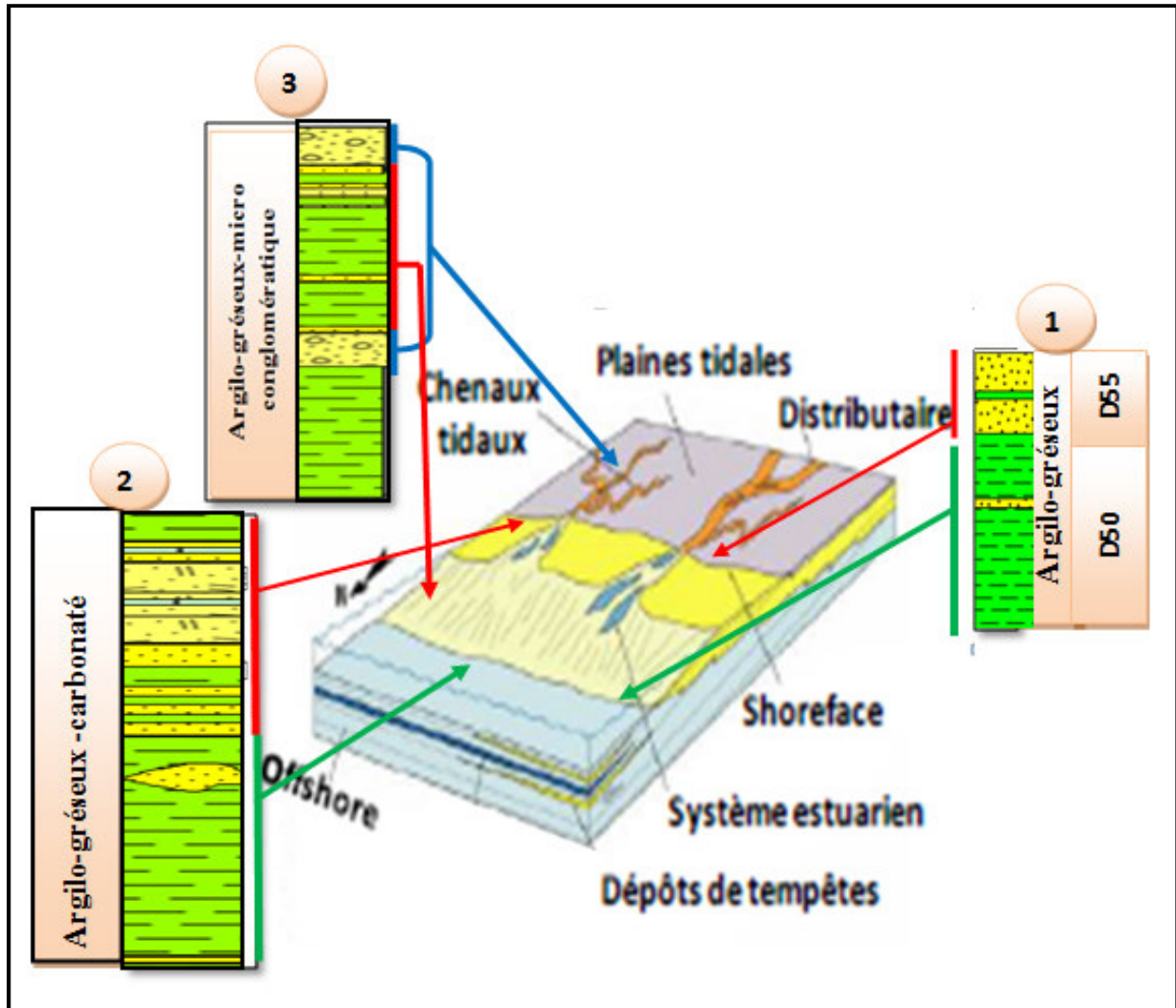


Fig.30 : schéma récapitulatif, conceptuel des différents milieux de sédimentation du réservoir Emsien dans les régions d'étude (1) :In Salah et (2),(3) :Aoulef El-Arab (formation argilo-gréseux –carbonatée),(formation argilo-gréseux-microconglomératique).

Conclusion :

Les systèmes de dépôt du Dévonien inférieur incluent des environnements fluviaux, de plaines côtières et marins peu profonds. Le passage progressif des faciès fluviaux aux faciès marins est en fait mal connu, non seulement dans l'Ahnet mais dans tous les sous bassins de la province occidentale. L'Age Emsien est souvent attribué aux premiers faciès marins ouverts recouvrant les unités fluviales du Gédinnien-Siégnien,

-l'Emsien est matérialisé par plusieurs facies : argile, grès, calcaire, microconglomérat, ce réservoir se diffère en ces facies en termes d'extension, de géométrie d'une région à l'autre (In Salah, Aoulef), cela nous a empêché de bien suivre le découpage lithologique surtout au niveau d'affleurement qui renferme des facies ne sont pas détectés dans la subsurface

-La description lithologique, sédimentologique, paléontologique et l'interprétation en terme hydrodynamique des faciès rencontrés, nous ont aidé de comprendre les différents environnements de dépôts responsables de la mise en place des facies Emsien, aussi l'influence de différents facteurs auto-cycliques (tectono-sédimentaires) sur le développement de ces derniers.

-la reconstitution paléogéographique permet de déduire que l'origine des apports sédimentaires (les niveaux importants de sable et de microconglomérat) est lie au démantèlement et destruction post-orogénique du massif du Hoggar à l'aide des courants fluviaux à direction sud-est vers nord-ouest.

-durant l'Emsien plusieurs environnements étaient développés qui nous ont permis d'avoir différents types de facies et ses spécifiques caractères cela traduit la forte hétérogénéité de l'Emsien en qualités réservoir

-la description des facies gréseux montre des caractéristiques compétentes pour le réservoir Emsien notamment les niveaux carbonatés qui contribué ultérieurement à créer des propriétés réservoir non négligeables par leurs dissolution (porosité secondaire) ou par leur fissuration (perméabilité importante).

III. IV. Les propriétés pétrophysique et l'effet diagenitique

Introduction :

Un réservoir est une roche présentant un certains pourcentage d'espaces non minéralisés remplis en général par des fluides divers (eau, huile,gaz) . Cette vacuité est appelée porosité est exprimée en %. Dans un sens économique, elle doit s'accompagner d'un réseau de conduits permettant la mise en mouvement des fluides et leur éventuelle extraction. Ce réseau détermine la perméabilité exprimée en millidarcy. En effet la porosité initiale liée au niveau d'énergie (porosité originelle) très important , Au cours de l' enfouissement elle peut diminuer considérablement par cimentation et compaction . La perméabilité dépend du degré de communication d'où l'importance du diamètre des entrées de pores, de leur connexion verticale et horizontale et de la fissuration qui peut créer un réseau totalement indépendant du réseau poreux initial . On observe donc une grande hétérogénéité dans la qualité des pores et des caractères pétrophysiques qu'on peut les observer sous différentes échelles.(Document Sonatrach,2011)

- Ultramicroscopique (connexions, micropores)
- Microscopique (pores, microfissures)
- Macroscopiques (pores, vacuoles,fissures)
- Mégascopique (réseau à l'échelle du gisement)

Dans un bassin , la recherche des zones les plus favorables à la présence d'un réservoir de bonne qualité nécessite de connaître son évolution latérale et verticale. Il est indispensable de connaître l'origine de la porosité c'est-à-dire la porogénèse . Il est également utile de connaître les causes de l'obturation des pores ou poronécrose c'est-à-dire de constater l'effet diagenitique sur le développement des paramètres pétrophysiques en relation avec l'aspect pétrographique au sein du réservoir.

Dans la zone d'étude In salah basée sur cinq puits appartiennent à cet anticlinal dont : **IS3-BIS –IS2-IS5-ISS1** successifs du nord vers le sud, sont les principaux ,le réservoir emsien et en particulier (D55) est caractérisé par sa forte hétérogénéité en paramètres pétrophysiques .cette hétérogénéité est liée à des causes multiples parmi lesquelles, on cite l'aspect pétrographique et l'effet diagenitique.

pour comprendre l'impact de ces dernières sur les qualités de réservoir et l'évolution des paramètres pétrophysiques on a précédé à l'étude suivante regroupée en deux parties :

-la première partie : l'analyse pétrophysique

-la deuxième partie : la corrélation entre les propriétés pétrophysiques-petrographiques et l'effet diagenétique. Cela en suivant les étapes suivantes :

- Représenter les différents paramètres pétrophysiques (porosité/perméabilité) sous forme d'histogrammes et des graphes (ANNEXEII) , puis discuter leur répartition verticalement et latéralement
- analyser les graphes des paramètres pétrophysiques (porosité/perméabilité) ainsi que cibler les variations importantes de ces paramètres en fonction de la profondeur (les points A-B-C-D)
- analyser les lames minces et les logs petrographiques dans les intervalles correspondants et disponibles aux ces différents points
- enfin constater l'origine de variation de ces paramètres.

IV. 1. L'analyse pétrophysique du réservoir Emsien (D55)

Partie 1 : l'analyse pétrophysique du réservoir Emsien (D55) du champ d'In Salah

Pour connaître qu'un réservoir est de bonne qualité et d'être productif, il faut déterminer ses différents paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, l'épaisseur utile). Dans la présente étude on va estimer les potentialités des niveaux gréseux du réservoir Emsien, en particulier le réservoir D55 en se basant sur les résultats d'analyses des échantillons (Plug) effectuées au sein du laboratoire, dont l'ensemble des puits sélectionnés pour faire cette étude et selon la disponibilité des données sont : **IS3BIS- IS2-IS5-ISS1** (voir **Annexe II**)

- **Puits IS3BIS :** se trouve dans l'extrême nord du champ, l'épaisseur de réservoir D55 égale 25m.

D'après les résultats des analyses pétrophysiques représentés dans les histogrammes (1) et (2) (Annexe d'histogrammes) on remarque que le réservoir du D55 représente une distribution généralement uniforme des paramètres pétrophysiques dans les niveaux de grès utiles avec une porosité maximale d'ordre 17,8% et moyenne d'ordre 12% et une perméabilité maximale d'ordre 395mD et moyenne d'ordre 113 mD ,ces paramètres se concentrent fortement dans la partie sommitale du réservoir que la partie basale ,on constate aussi que ces grès ont des caractéristiques quantitatives et qualitatives peuvent constituer un bon réservoir.

- **Puits IS2** : se trouve approximativement dans la partie centrale du champ avec une épaisseur de D55 égale 6 m.

D'après les résultats des analyses pétrophysiques représentés dans les histogrammes (3) et (4), on remarque que le réservoir de D55 au niveau de ce puits a des paramètres pétrophysiques très faibles de sorte que la porosité maximale est inférieure à 6% et une perméabilité maximale ne dépasse pas 9mD. ces valeurs montrent que ce niveau de réservoir n'est pas utile et a des mauvaises propriétés pétrophysiques.

- **Puits IS5** : se trouve dans la partie sud du champ avec une épaisseur totale de D55 égale 6m

Selon Les résultats des analyses pétrophysiques représentés dans les graphes(5) et (6) on trouve que les meilleurs paramètres pétrophysiques se concentrent dans la partie supérieure du réservoir avec une porosité maximale d'ordre 16% et une perméabilité maximale d'ordre 46 mD, ces résultats indiquent que ce niveau de grès est moyennement utile.

- **puits ISS1** : se trouve dans l'extrême sud du champ avec une épaisseur totale de D55 égale 5m

Les résultats des analyses pétrophysiques montrés dans les histogrammes(7) et (8) indiquent une meilleure concentration des paramètres pétrophysiques dans la partie sommitale du réservoir D55 avec une porosité maximale d'environ 14,7 % et une perméabilité maximale d'ordre 227mD, alors ces niveaux gréseux s'avèrent utiles.

Synthèse :

Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir D55 dans le champ d'in Salah se diffèrent d'un puits à l'autre, les meilleures de ces caractéristiques sont enregistrées dans l'extrême nord du champ au niveau de puits IS3BIS, puis dans l'extrême sud au niveau du puits ISS1 et dans le sud (puits IS5) avec une légère concentration en ces caractéristiques qui se distribuent généralement dans les parties supérieures du réservoir, par contre dans la partie nord (le puits IS2) les paramètres pétrophysiques sont médiocres. ces différents résultats expriment la structure anticlinale du champ en général qui représente un amincissement d'épaisseur dans la partie centrale et la géométrie des corps gréseux, aussi l'influence de la sédimentation et la nature du ciment (argileux , carbonaté) .

Partie2 : la corrélation entre les propriétés petrophysiques-petrographiques et l'effet diagenétique

A. les propriétés petrophysique-petrographiques.

1. puits IS3 BIS :

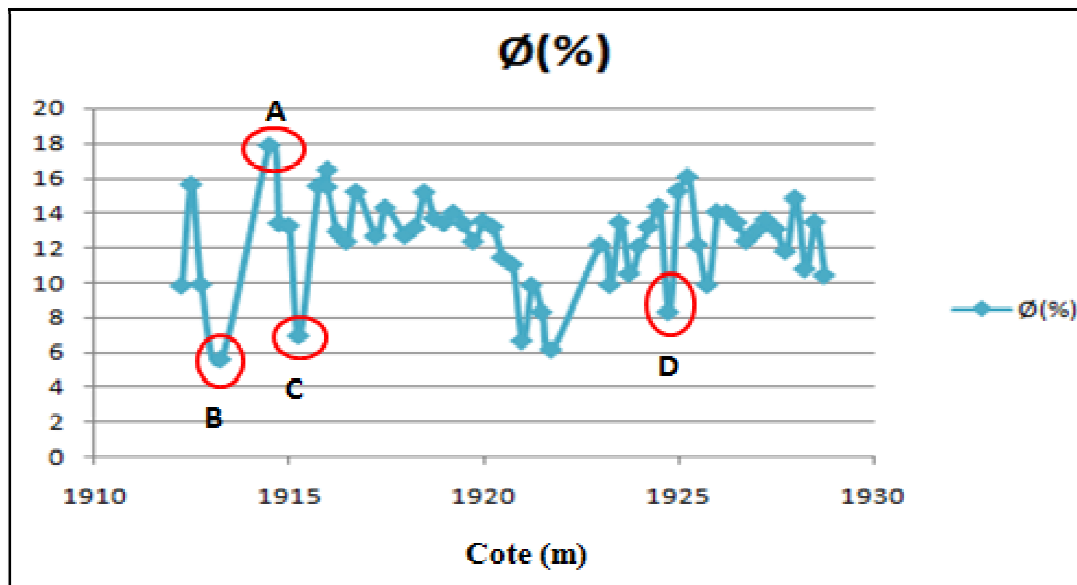


Fig. 31 : Graphe de variation de porosité en fonction de la profondeur(m) de puits IS3-BIS.

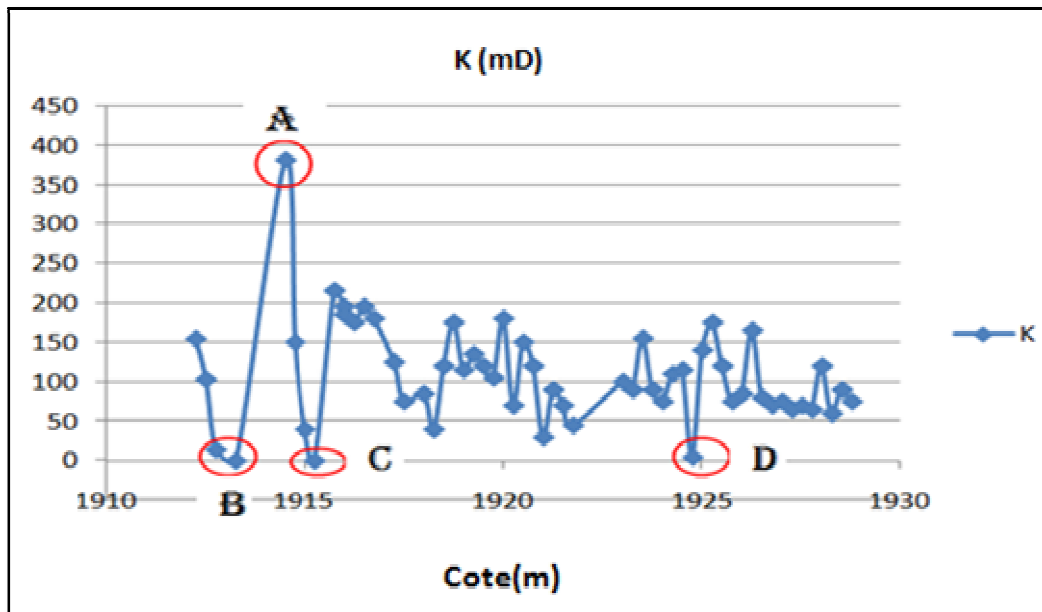


Fig. 32 : Graphe de variation de perméabilité en fonction de profondeur de puits IS3-BIS.

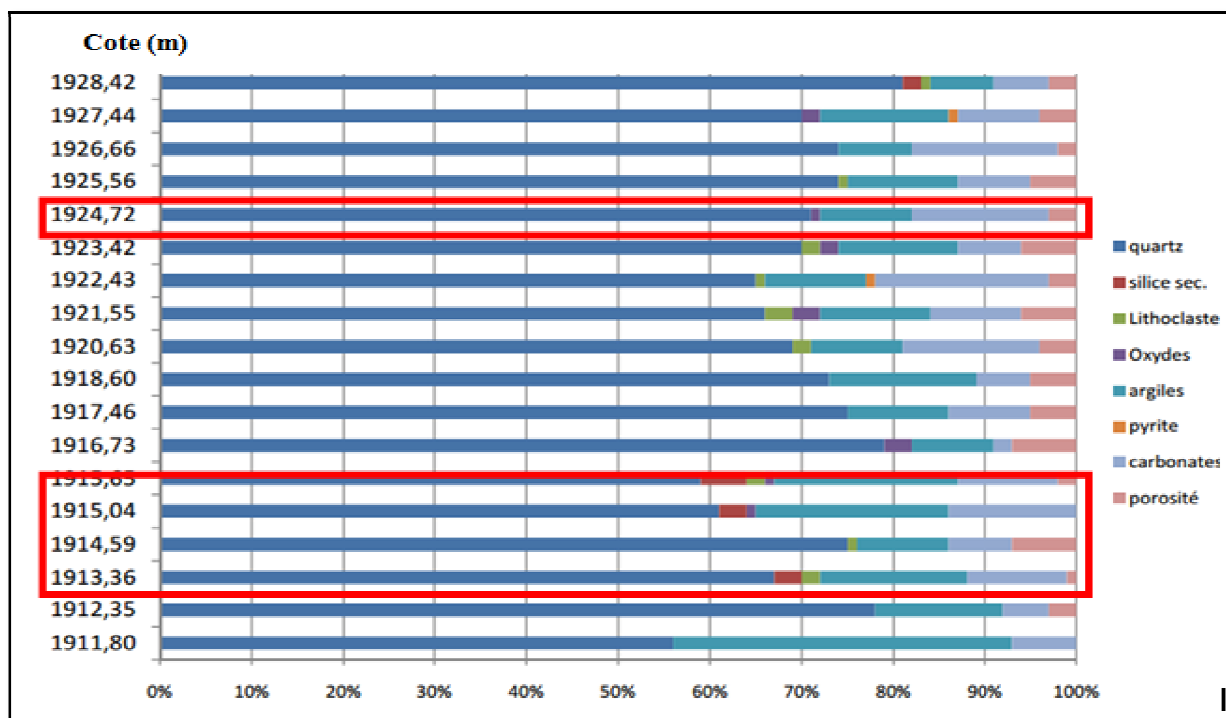
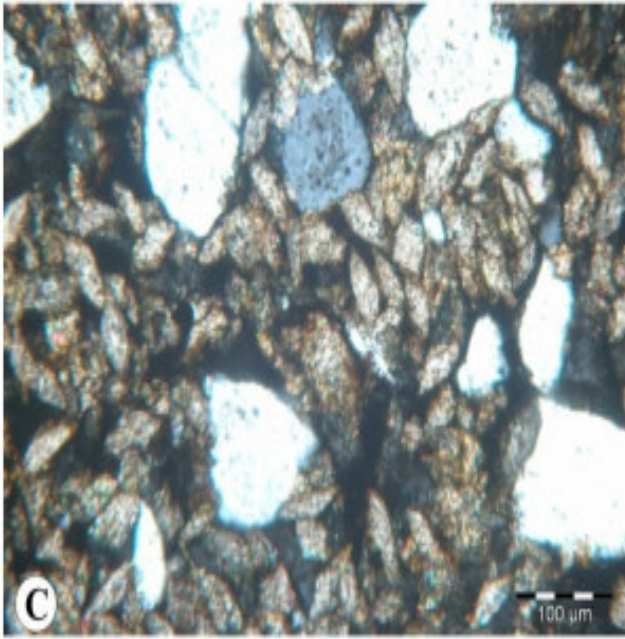
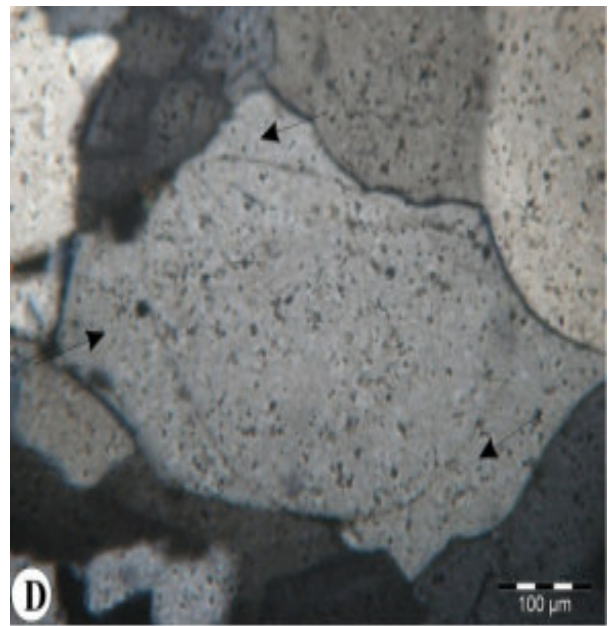


Fig. 33 : log pétrographique de puits IS3BIS.



IS3-BIS :1915,04m LP .Formation de dolomite dans un ciment Argileux



IS3-BIS :1913,36 m LP, développement de silice secondaire autour du grain original (flèches).

🚧 La discussion du graphe

- **Au niveau du point (A) :** on enregistre une forte augmentation de porosité (18%) et de perméabilité (390m). d'après le log pétrographique (1914,59m) cette augmentation est due d'une diminution en taux d'argiles et des carbonates (dissolution)
- **Au niveau du point (B) :** une porosité très faible a été enregistrée et une perméabilité très faible à nulle .d'après le log et la lame mince (1913,36m) cette diminution due d'une dissolution au niveau des contacts des grains de quartz sous l'effet de la pression qui permet la précipitation de la silice libérée dans les vides (cimentation siliceuse), aussi d'une augmentation du taux de carbonates.
- **Au niveau du point (C) ;** d'après le log et la lame mince (1915,04m) la faible porosité et la perméabilité nulle expliquées par l'augmentation du taux en carbonates (dolomite) et la dissolution au niveau des grains de quartz (nouvelle cimentation siliceuse) aussi l'abondance du ciment argileux.

- Au niveau du point(D) : la faible porosité et la mauvaise perméabilité (1924,72m) est expliquée par le développement du ciment carbonaté et l'abondance des minéraux argileux.

2-le puits ISS 1 :

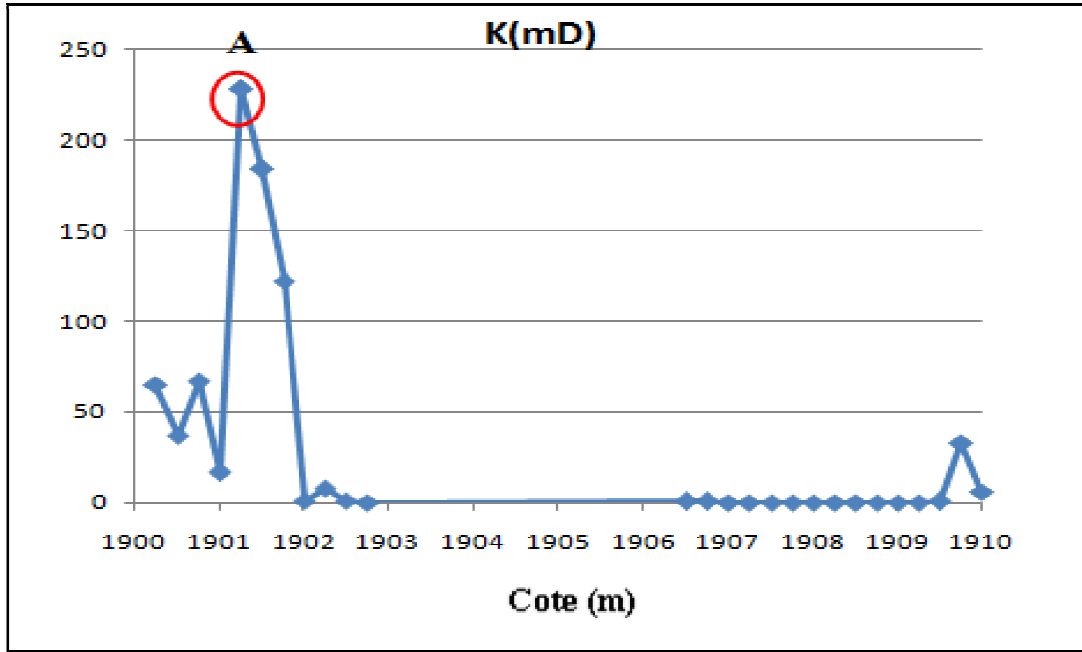


Fig. 34 : Graphe de variation de perméabilité de puits ISS1

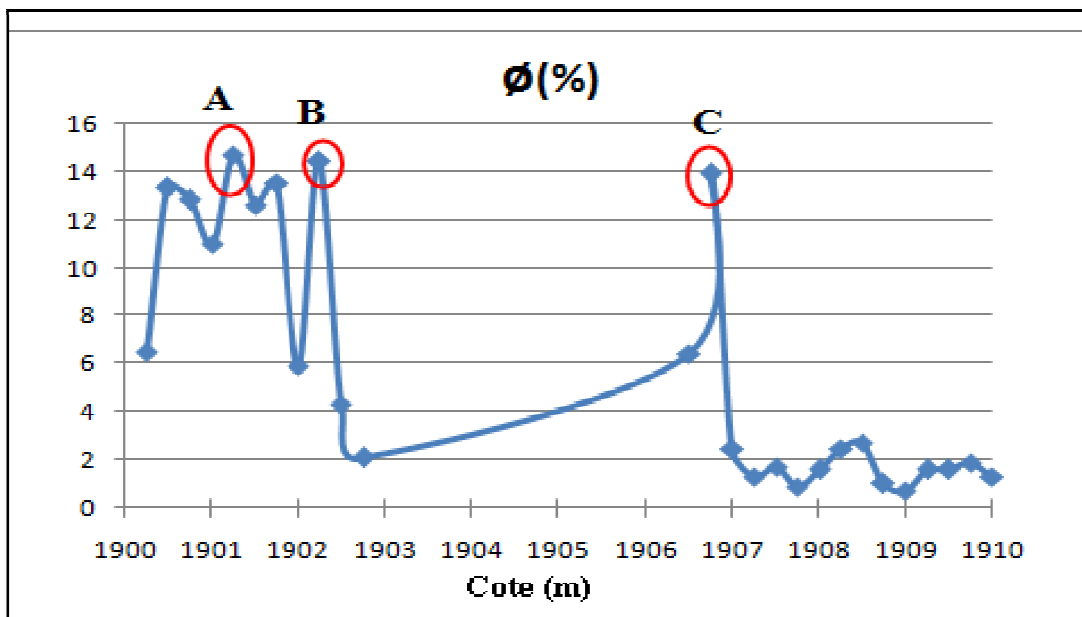


Fig. 35: Graphe de variation de porosité de puits ISS1

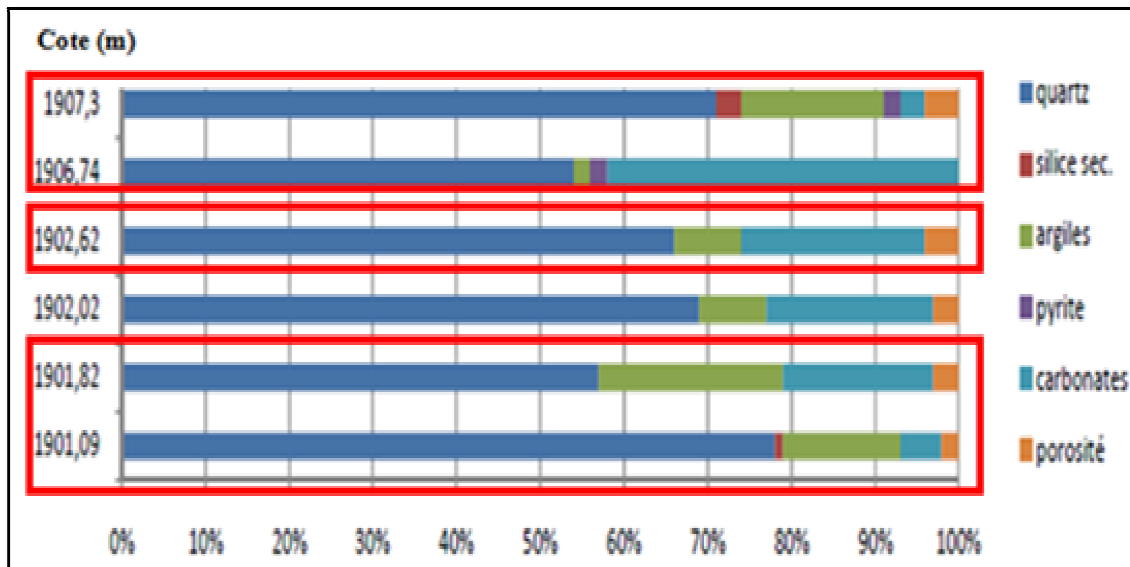
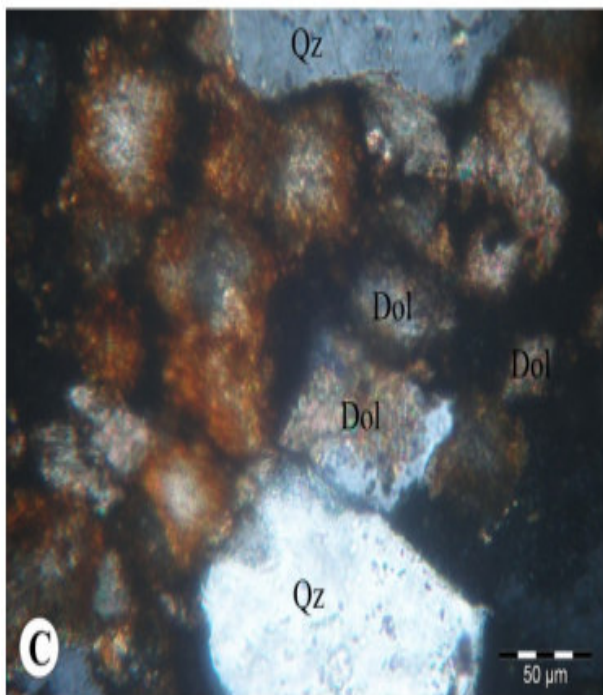
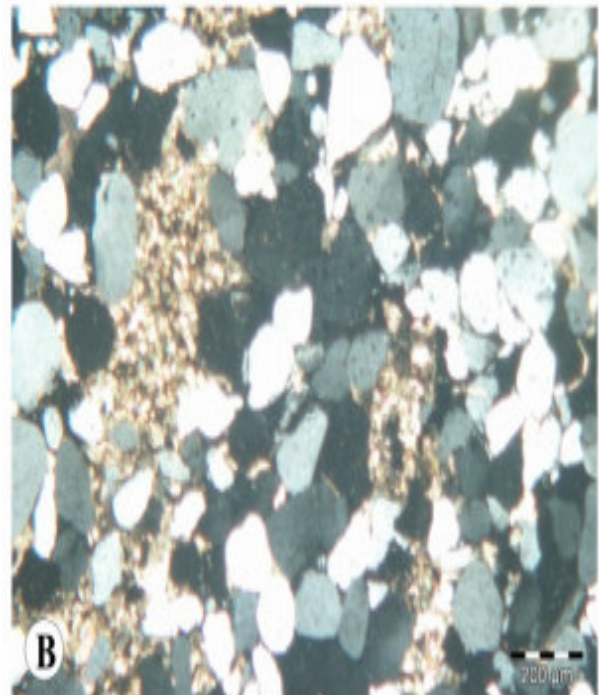


Fig. 36:log pétrographique de puits ISS1.



ISS1 : 1902 ,62m. LP. Développement de dolomite dans un ciment Argileux



ISS1 : 1901,09 m LP_: Grès à grains sub arrondis et ciment carbonaté dolomitique.

✚ La discussion du graphe

Les analyses pétrophysique et pétrographiques du puits ISS1 montre une distribution verticale différente des paramètres étudiés :

Dans la partie sommitale les paramètres pétrophysique sont bonnes et dans la partie basale sont moyennes à médiocres. Les points indiqués sur les courbes de porosité et perméabilité (A-B-C) représentent des valeurs attirant l'attention :

- **Le point (A) :** représente les valeurs maximales de porosité et de perméabilité qui se trouvent dans la partie sommitale. d'après les observations pétrographiques (logs) et les lames minces (au-dessus), l'augmentation de la porosité peut expliquer la présence des facteurs suivant : les grains sub-arrondis observés (porosité intergranulaire), le taux d'argile s'augmente et la présence de la silice secondaire, par contre l'élévation de la perméabilité peut être due d'une fissuration de carbonates dans cet intervalle. puis une diminution de cette perméabilité enregistrée dans les intervalles inférieures peut expliquer par l'abondance des carbonates (le taux des carbonates s'augmentent du haut vers le bas)
- **Le point (B) :** une porosité importante due d'un développement de dolomie (lame mince-c-)
- **Le point (C) :** représente une bonne valeur de porosité qui indique la diminution en taux des carbonates (dissolution) (log-1907,3m) et l'augmentation des argiles.

3-Le puits IS2 :

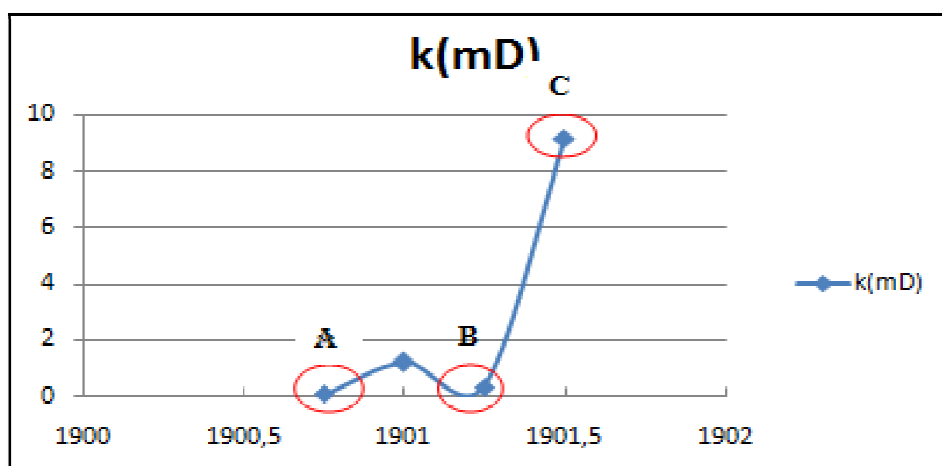


Fig.37 : Graphe de variation de perméabilité de puits IS2.

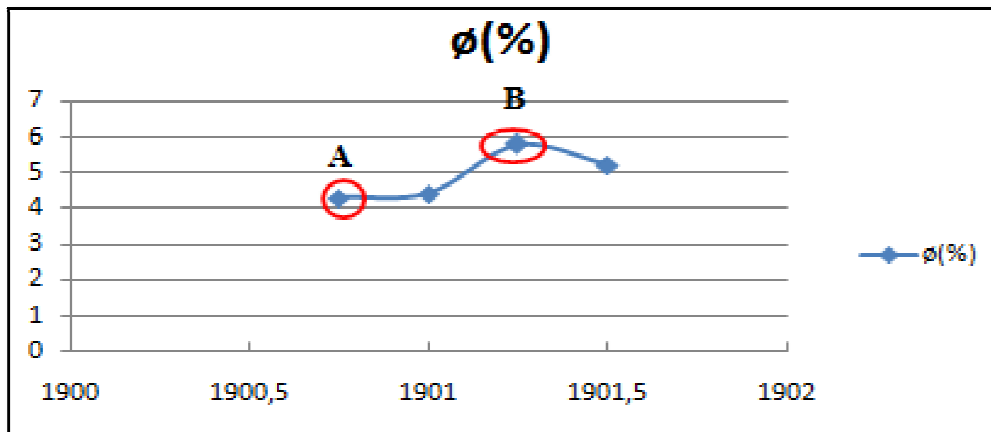


Fig.38 : Graphe de variation de porosité de puits IS2

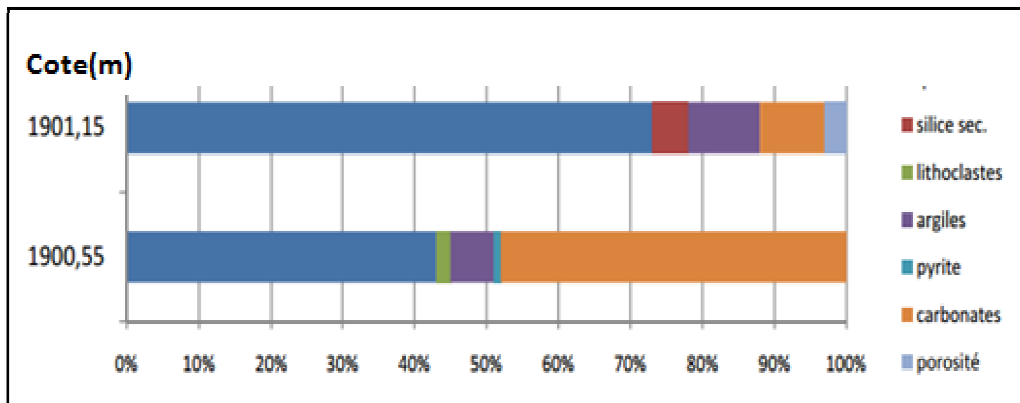
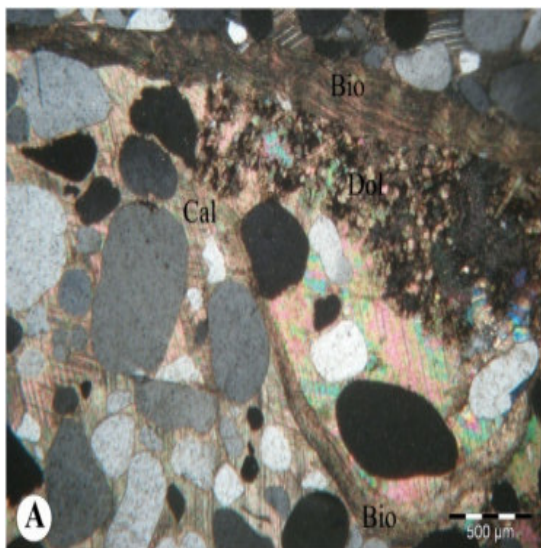
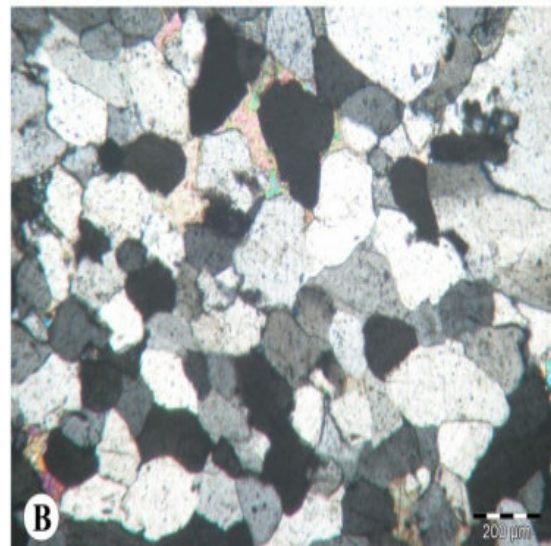


Fig.39 : Log pétrographique de puits IS2.



IS2 : 1900 ,55. LP . Grès à ciment carbonatée dolomitique contenant des bioclaste.



IS2 : 1901,15m.LP. Grès à grains de contact doroit de ciment carbonaté peu abondant .

✚ La discussion des graphes:

Les analyses petrophysiques et petrographique effectuées au niveau du puit IS2 montrent que le reservoir est de mauvaise qualité de sorte que la porosité ne dépasse pas les 6% et la perméabilité ne dépasse pas les 9mD.

D'après les graphes (fig .37) , (fig.38) les lames minces (A ,B,D),et le log petrographique qui se trouvent au-dessus

- **Le point (A) :** represente une permeabilité nulle avec une faible porosité due d'une probable dissolution (1900,75m) , aussi d'un ciment carbonaté dolomitique (lame mince - A-)
- **Le point (B) :** represente la valeur maximale du porosité due d'un degré elevé de dissolution (les carbonates deviennent peu abondantes)et de la presence d'une silice secondaire la permeabilité nulle peut expliquer le developpement des grains de quartz (quartzite) ?
- **Le point(C) :** represente une porosité moins importante que la precedente avec une permeabilité maximale ,cette derniere peut etre à l'origine d'une fissuration affectant cet intervalle.

4. le puits IS5

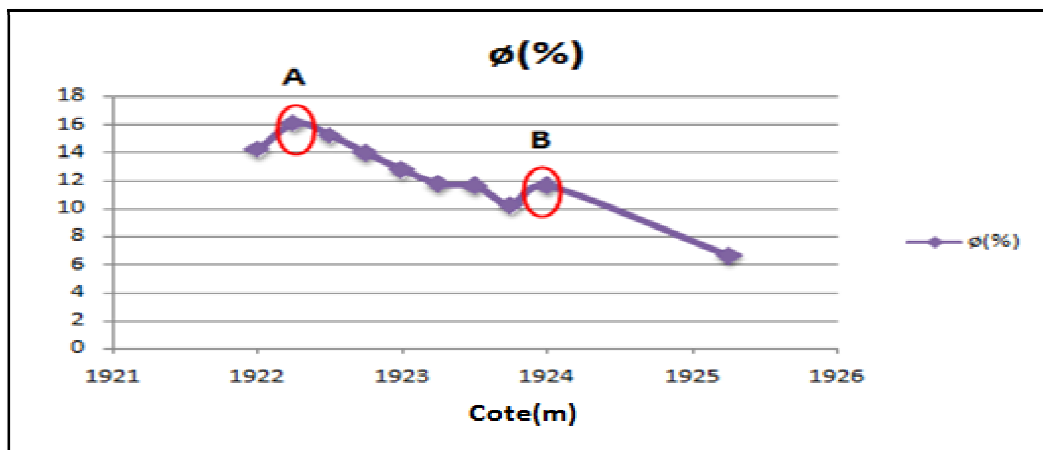


Fig.40 : :graphe de variation de porosité de puit IS5 .

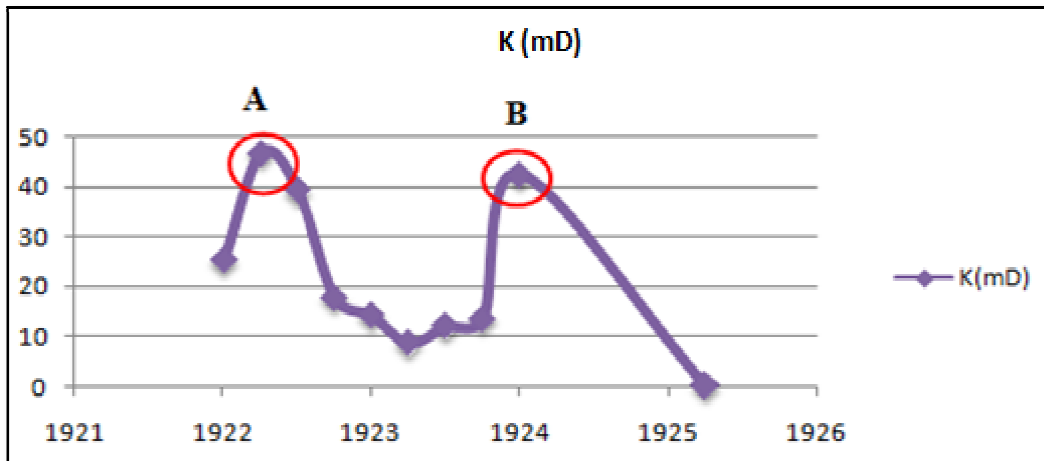


Fig.41 : Graphe de variation de perméabilité de puits IS5

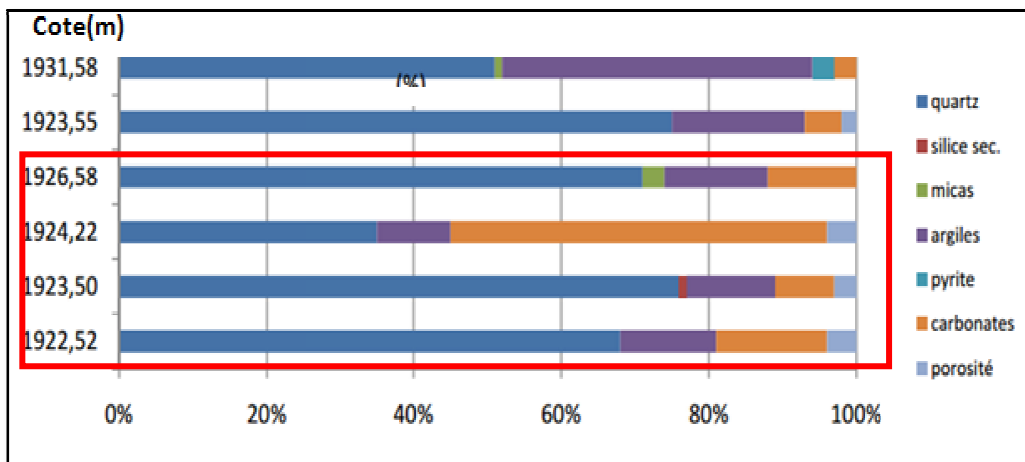
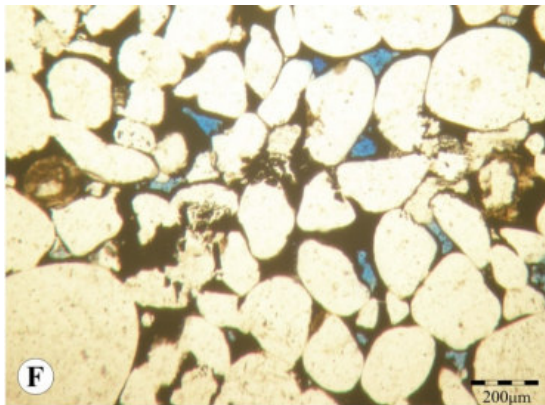
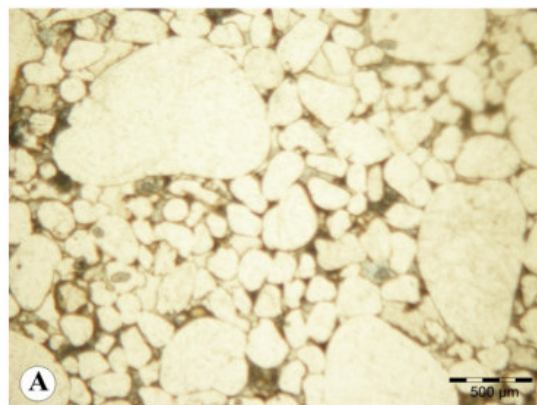


Fig. 42 : log pétrographique de puits IS5.



IS5 : 1922 ,52m. LN Porosité inter granulaire derrière la chlorite Qui tapisse les grains de quartz (couleur sombre).



IS5 : 1922 ,52m .LN. Grès à grains mal classé.

 **La discussion des graphes :**

Le point (A) : représente le maximum de perméabilité (48mD) et de porosité (16%) ces dernières sont d'origine inter granulaire (lame mince -F-).

Le point (B) : représente une perméabilité avec une porosité un peu faible que les précédentes cela probablement due d'une fissuration au niveau des carbonates, en référant au log pétrographique on va remarquer l'augmentation en taux des carbonates dans l'intervalle (1923,50m-1924,22m) ou d'une dissolution au niveau des contacts des grains de quartz, aussi le taux faible de la silice secondaire dans cet intervalle peut ajouter un caractère important.

B-Aspect pétrographique : d'après les observations de lames minces et une confirmation avec les analyses qu'ont été faite (étude pétrographique CRD 2012) et pour bien comprendre l'influence de l'aspect pétrographique sur les propriétés pétrophysiques, ensembles des caractéristiques de réservoir Emsien D55 ont été résumés dans le tableau ci-dessous.

Tab 04 : Tableau Récapitulatif de différentes caractéristiques (pétrographiques, pétrophysiques) du réservoir Emsien (D55).

Puits	Épaisseur de réservoir D55(m)	Taille des grains	Classement Des grains	Morphoscopie Des grains	ciment	Porosité (%)	L'origine De porosité
IS3-BIS	25	Moyens parfois fins	Moyen à mal classé	Arrondis à sub-sphérique	Argilo-carbonaté	7	Intergranulaire/ de dissolution
IS2	6	Moyens à fins	Mal classé	Sub-arrondis à sub-anguleux	Carbonaté secondairement argileux	0-3	De dissolution/ de fissuration
ISS5	6	Moyens rarement fins	Moyen à mal classé	Sub-anguleux à sub-arrondis	Argileux / carbonaté	0-4	Intergranulaire /de dissolution
ISS1	5	Moyens à fin	Moyen parfois mal classé	Sub-arrondi à arrondis	Ciment carbonaté (dolomite) parfois argileux	0-4	Intergranulaire /de fissuration

✚ La discussion du tableau :

D'après les caractéristiques résumées dans le tableau ci-dessus on constate que :

Au niveau du puits IS3BIS : l'épaisseur importante du réservoir, la granulométrie moyenne, le classement et notamment la morphoscopie des grains (arrondis à sub-sphérique), peuvent constituer un milieu poreux suffisant d'être un bon réservoir.

Au niveau du puits IS2 : l'épaisseur réduite, le mauvais classement et la présence des grains sub-anguleux avec l'abondance du ciment carbonaté, tous ces facteurs ont diminués les qualités primaires de réservoir (la porosité intergranulaire), on note seulement une faible porosité de dissolution ou de fissuration.

Au niveau du puits IS5 : l'épaisseur devient un peu importante, la granulométrie moyenne et l'existence des grains sub-arrondis, ces facteurs peuvent former un milieu poreux (porosité intergranulaire), aussi le ciment carbonaté peut donner une potentialité ultérieure par sa dissolution

Au niveau du puits ISS1 : l'épaisseur devient un peu faible, mais la granulométrie moyenne, le classement moyen et la bonne morphoscopie (arrondie à sub-arrondie) forment un milieu poreux représente la porosité intergranulaire (primaire), le ciment carbonaté fournit un aspect compact qui contribue à la création d'une porosité secondaire par fissuration.

C. L'effet diagenétique

C. 1. Les différents phénomènes souvent observés dans les échantillons étudiés du réservoir Emsien D55 sont :

C.1. a. La Silicification et la compaction : Les différentes observations des lames minces et logs pétrographiques des échantillons étudiés ont montrés la faible présence du ciment siliceux représenté par la silice secondaire. L'origine de cette silice est traduit par la circulation des eaux riches en SiO₂ son origine due probablement à la transformation des argiles ou de la dissolution de micas et de feldspaths. (AMATA. A, 2015)

C. 1. b. La transformation des argiles : Les argiles sont présentes dans la plupart d'échantillons étudiés représentés généralement par la chlorite.

C.1. C. La précipitation des carbonates : le ciment carbonaté est abondant avec un pourcentage compétent .il est présent sous forme de dolomite. Ces carbonates peuvent provenir de la circulation d'eaux riches en CaCo₃ sous des pressions et des températures élevées et à la dissolution de débris de bioclastes.

C.1. D. La dissolution des grains et des ciments : le phénomène de dissolution ne s'observe pas avec un taux important en voyant le manque du faciès gréseux en qualités réservoirs.

Aussi le développement du ciment argileux (le chlorite frangeant) qui freine l'abondance de ce phénomène qui peut créer un volume poreux important.

C. 2. L'influence de la diagenèse sur la détérioration des paramètres pétrophysique :

C. 2. a. Le ciment argileux :

La plupart des argiles jouent un rôle de rétention sur les fluides, car elles réagissent à l'eau et gonflent, diminuant ainsi considérablement le volume des vides et donc elles affectent la perméabilité. Le ciment argileux dans les niveaux étudiés constitue une partie non négligeable du ciment total du réservoir Emsien. On constate que la diminution de la porosité est en fonction de l'augmentation du pourcentage d'argile.

C. 2. b. Pression – dissolution :

Avec l'enfouissement, les sédiments sont soumis à la compaction sous des pressions suffisantes qui provoquent une dissolution au niveau des contacts des grains de quartz,; la silice ainsi libérée par pression dissolution au contact des grains précipite dans les vides autour des grains non soumis à la compaction, formant ainsi une cimentation siliceuse entraînant une diminution directe du volume des vides (porosité) et par conséquent la perméabilité.

C. 2. c. La cimentation :

La cimentation primaire ou secondaire provoque une diminution du volume poreux, cette cimentation est la conséquence de la sursaturation des fluides interstitiels de certains éléments qui précipitent ainsi selon leurs produits de solubilité ,comme le cas du ciment siliceux qui peut également précipiter durant la phase précoce de diagenèse, formant ainsi des auréoles de nourrissage autour des grains de quartz. Comme il peut également, précipiter à un stade de diagenèse tardive occupant la porosité secondaire de dissolution. Cette cimentation a un mauvais rôle sur les paramètres pétrophysiques, du fait qu'elle diminue la porosité et la perméabilité.

D. l'influence de la diagenèse sur l'amélioration des paramètres pétrophysique :

D. 1. La dissolution

La dissolution affecte d'une façon positive les propriétés réservoirs lors de la variation des conditions spécifiques à la précipitation d'une phase minérale donnée , La dissolution des

carbonates est très importante, elle affecte le ciment de calcite, de dolomite, La dissolution des grains du quartz peut également contribuer en partie à l'augmentation de la porosité secondaire. Cette dissolution crée une porosité secondaire meilleure que la précédente et améliore ainsi les propriétés réservoirs

D. 2. La silice secondaire

La silice secondaire de nourrissage précoce, supporte la charge qui s'exerce sur le réservoir, la porosité ainsi préservée est occupée par un ciment carbonaté ou autre, et sa dissolution ultérieure crée une meilleure porosité que la précédente (primaire)

D. 3. Le chlorite

La chlorite, se présente en tapissage de pore ou frange autour des grains , La chlorite tapissante préserve la porosité en freinant la formation ou l'excroissance de quartz, mais doit être suffisamment peu épaisse pour n'avoir pas obstrué l'espace poreux.

D. 4. La transformation de la calcite

La transformation de la calcite en dolomite améliore la porosité intercrystaline, et cela est interprété par les systèmes cristallins différents des deux phases minérales

E. Chronologie des évènements diagénétiques :

Les observations pétrographiques montrent que la diagenèse des « grés » dans la région d'in Salah est complexe et polyphasée, les différents évènements diagénétiques concernant les réservoirs Emsien (D55) sont résumés par ordre chronologique dans le tableau ci-dessous :

Tab.05 : L'ensemble des phénomènes affectant le réservoir Emsien (D55) par ordre Chronologique

L'âge et stades diagenétiques		Les phénomènes physico-chimiques et diagenétiques	L'impact sur la qualité de réservoir
Paléozoïque	Eogénèse	La mise en dépôt des sédiments, les grains détritiques se sont cimentés par des argiles de type chlorite et montmorillonite développées généralement dans l'espace intergranulaire	Remplissage des pores
		le début de l'enfouissement des grains avec le phénomène de compaction qui a provoqué une rare pression-dissolution au contact des grains de quartz	Améliorer la porosité
		Le développement du ciment siliceux primaire	Colmater la porosité
	Mesogénèse Compaction	L'augmentation de l'enfouissement et de la température ainsi que l'enrichissement en SiO ₂ des eaux interstitielles, permet la précipitation d'une silice secondaire de nourrissage et intergranulaire	Colmater les pores
		plus tardivement une augmentation dans les conditions suivantes (température, pression, PH) s'est enregistrée, conduisant à un phénomène de très faible de dissolution des grains et des ciments siliceux	Créer une porosité secondaire
		Dans les mêmes conditions thermodynamiques et en présence d'eaux riches en CaCO ₃ , les carbonates se sont aussi précipités.	Détruire la porosité secondaire
Surrection hercynienne			
Mésozoïque	Télogénèse	La circulation des eaux riches en Mg qui vont permettre la transformation de la calcite en dolomite	Créer une porosité secondaire
		Plus tardivement, une illitisation de la montmorillonite s'est produite suite à des réactions chimiques, qui fournit un milieu acide permet la dissolution partielle des carbonates.	Améliorer ultérieurement de la porosité
		La mise en place des hydrocarbures et Le développement de la pyrite	

Conclusion :

L'anticlinal d'in Salah renferme un réservoir Emsien qui peut participer dans l'exploitation du gaz, ce réservoir est composé par deux unités lithologiques la première est argileuse plus épaisse, forme la base du réservoir (D50) surmontée par une deuxième unité gréseuse (D55)

moins épaisse. Cette dernière constitue le principal réservoir Emsien car il représente des qualités efficaces qui leur donnent une grande importance que l'autre.

Le D55 c'est réservoir gréseux avec des fines passées argileuses, déposé dans un milieu marin peu profond, son épaisseur varie à l'échelle du champ et s'augmente brusquement dans la partie extrême de la structure où les meilleurs paramètres pétrophysiques se sont enregistrés, l'hétérogénéité de ces caractéristiques pétrophysique, est fortement liée aux conditions de dépôts du Dévonien inférieur qui influent sur ses qualités réservoirs. Cette influence se produit directement sur la porosité primaire et ses modifications par le biais de transformations diagénétiques.

L'analyse des propriétés pétrophysiques et pétrographiques a ajouté une idée qui peut nous confirmer le découpage lithologique de l'Emsien cela en expliquant la mauvaise qualité de réservoir (D55) dans sa partie inférieure par les intercalations des niveaux carbonatés qui s'observent seulement dans les affleurements.

D'après les interprétations pétrographiques et les phénomènes diagénétiques ayant affectés les grès Emsien On constate que parmi les critères qui développent les caractères du réservoir, on peut citer :

- La granulométrie moyenne à grossière, la morphoscopie arrondie à sub-arrondie
- Le chlorite frangeant qui aurait joué un rôle non négligeable dans la préservation de la porosité primaire.
- La diagénèse qui aurait favorisé la dissolution : de carbonates, des oolithes chloriteuses et des feldspaths.

et enfin la microfissuration dans les niveaux compacts (ciment siliceux...).

A l'inverse de ces critères favorables, il existe d'autres ayant joué un rôle néfaste et dont les

Principaux sont les suivants :

La granulométrie fine et la morphoscopie anguleuse.

- La Silicification tardive, Le ciment carbonaté et argileux.

Conclusion Générale

La structuration présente du bassin est liée étroitement aux mouvements du socle sous-jacent, elle est moins intense dans le domaine central que les deux domaines externes de bassin où affleurent en majeure partie les séries de dévonien inférieure qui sont essentiellement liées à la phase de déformation/érosion hercynienne

La couverture sédimentaire de bassin de l'Ahnet renferme plusieurs niveaux réservoir dont le dévonien inférieur (Emsien) est considéré comme un objectif dans la plupart des gisements

Selon un découpage lithologique basé sur les diagraphies, les données de carottes et les observations analytiques d'affleurements, le réservoir Emsien se décompose en deux unités lithologiques principales sont : D50 et D55, la première se représente comme une épaisse masse argileuse à passé de silts, micacée, avec une bioturbation intense à quelques niveaux gréseux massif et la deuxième, représentée comme des grès fins à moyens d'aspect massif, à stratifications obliques, entrecroisées, madrées et il comporte une bioturbation poly typique horizontale et verticale.

L'Emsien est caractérisé par des épaisseurs et des extensions très variables difficiles à cerner, dont l'épaisseur de D55 se varie généralement entre 0 et 5m et peut atteindre les 25m comme le cas dans la région d'étude (champ d'In Salah) qui a marqué cette valeur au niveau de puit IS3-BIS (l'extrême nord de la structure), ces variations liées essentiellement à la charge sédimentaire, l'effet tectonique et les phénomènes de discordance comme étant la cause des réductions affectant le sommet de l'Emsien. Ainsi les calcaires du Dévonien moyen (Givetien) qui peuvent reposer directement sur les grès Emsien dans quelques endroits.

L'analyse sédimentologique et lithostratigraphique corrélative entre la subsurface (In Salah) et la surface (les affleurements d'Aoulef et de Mekerrhane) a montrée l'hétérogénéité et le changement latéral des faciès de réservoir Emsien. Notant que la base argileuse de D55 reste en existence dans les deux niveaux avec des épaisseurs différentes, mais les grès de D55 se présentent une grande hétérogénéité marquée dans la séquence d'affleurements par l'apparition des calcaires soit en banc, soit en intercalations dans sa base et des niveaux micro conglomératiques dans le sommet.

Grace à la description corrélative de différents faciès dans la subsurface et l'affleurement de ce réservoir, une confirmation peut être effectuée sur l'environnement de dépôts de l'ensemble des faciès Emsien avec :

L'intervalle argileux D50 s'est déposé dans un milieu marin d'offshore supérieur (zone de transition) pour les argiles, et de Shoreface (avant-plage) pour les grès.

L'intervalle D55 s'est déposé dans un milieu marin peu profond et du (Shoreface) supérieur au foreshore (plage ou Estran), attesté par les figures sédimentaires et biogéniques qui indiquent un milieu marin agité, bien oxygéné et d'apport sédimentaire important.

L'analyse des propriétés pétrophysiques et pétrographiques a montré que les qualités de ce réservoir sont contrôlées par les conditions de dépôt de l'Emsien et le biais de transformations diagnostiqués dont ces qualités s'améliorent ultérieurement par la dissolution partielle des carbonates.

Recommandations

Une étude sédimentologique détaillée s'avère indispensable pour mieux suivre latéralement les changements des facies et de bien expliquer l'apparition des bancs carbonatés au niveau de la surface selon le découpage lithologique de l'Emsien, alors de bien caractériser la géométrie de réservoir D55.

Sur le plan potentialités, l'extrême nord et sud de la structure d'In Salah nécessite une implantation de nouveaux puits d'exploration rapprochés et/ou autour les puits déjà implantés (IS3-BIS et ISS1), afin de fournir des données plus détaillées et de mieux caractériser la production du réservoir .

Référence Bibliographique

AMATA. A. (2015). Caractérisation et Géomodilisation du réservoir paléozoïque Dévonien du champ de Tigantour, région d'In Salah. Mém Mag, Univ Kasdi Merbah Ouargla. P 67-68.

BIJU-DUVAL B. (1999). Géologie sédimentaire, Bassins, Environnement des dépôts et formation du pétrole. Edi. Technip, France.

BEN ABDLKRIM.M et OUAFIANE.Z. (2011). Etude lithostratigraphique et environnements de dépôt du Dévonien inférieure de l'axe AOULEF-AKABLI (bassin de l'Ahnet occidental, plate forme saharienne, Algérie). Mém d'Ing, Univ d'Oran Belgaïd.

BENMARIEM.R et SELMAN.K. (2013-2014). Caractérisation lithologique et environnementale du réservoir de dévonien inferieur dans la structure de Djebel Mouima Sud -Tidikelt - In Salah. Mém de Lice, Univ Kasdi Merbah Ouargla.

CHAHARNA. A. K. (2012). L'évaluation des perspectives en hydrocarbures des réservoirs du Dévonien inférieur dans le permis de recherche « In Bazzene » (Dépression d'Ahnet).Mém de Mas, univ M'Hamed bougara -boumerdès-.

DAOUB. A. (2009). Cours de Géologie régionale

DTD .CRD. (2012). Étude sédimentologique, pétrographique et biostratigraphique du Dévonien (Emsien) D55 du bassin de l'Ahnet (Rapport interne).

Document Sonatrach. (2014).Etude sédimentologique de l'Emsien dans le bassin de l'Ahnet.

Document Sonatrach. (2011). Shale Gas Regional Study - Ahnet Basin geological /structural analysis

KRACHA. N. (2011). Relation entre sédimentologie, fracturation naturelle et diagenèses d'un réservoir à faible perméabilité application aux réservoirs de l'ordovicien bassin de l'Ahnet, Sahara central, Algérie. C'est une Thèse de Doctorat, univ de Lille.

KHODJA. A et CHIKH.B.(2010). Etude Sédimentologique, Pétrographique, Diagénétiques, et Modélisation géologique en 3D d'une partie du champ de Hassi Messaoud (Zone 13). Mém Ing, Univ Houari Boumediene.

LOUMI, K, ASSES, A1, BOUSSAD, A., KANTI, A. et SAADALLAH, N. Analyse de réseaux de fracture du complexe de Terchoumine (Ahnet centrale- Algérie) et potentiel pétrolier.

MADANI.R. (2008). Etude géologique et caractérisation des paramètres pétrophysiques de réservoir Emsien de la région de TIDIKELT sud (BLOC338) bassin de l’Ahnet. Plate forme saharienne .Mém d’Ingénieur d’État. Mohamed bougara de boumerdès.

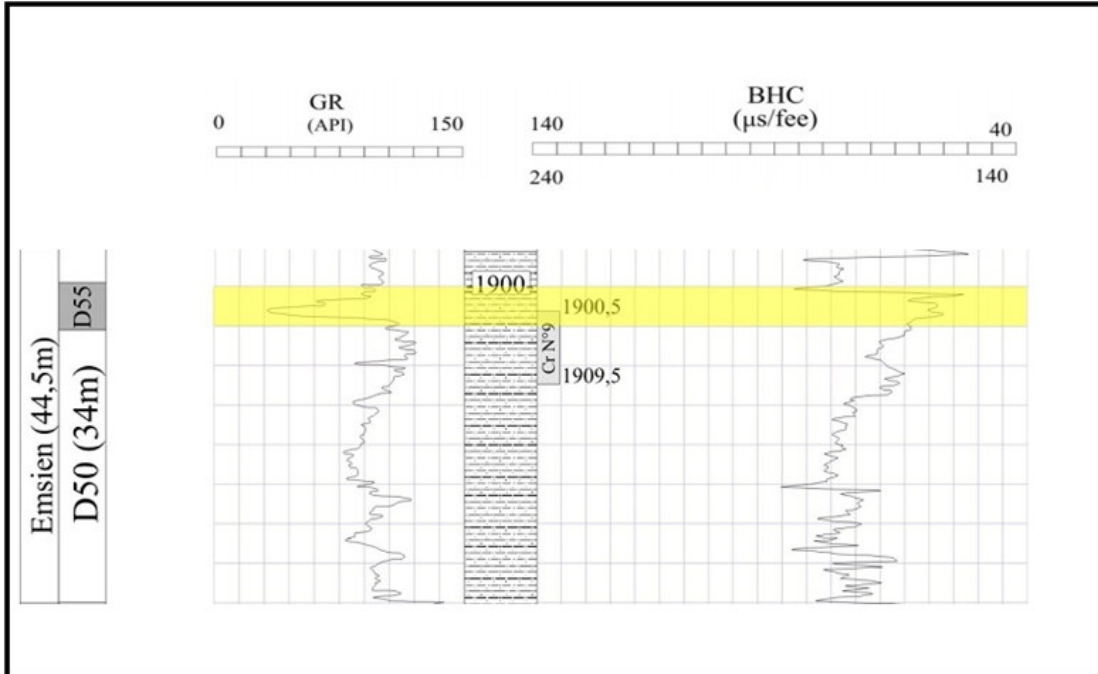
Schlumberger. (2011). Shale gas regional study-Ahnet basin geological/ structural analysis.

Schlumberger/BP. Ahnet basin West-est. correlation (Algeria District3).

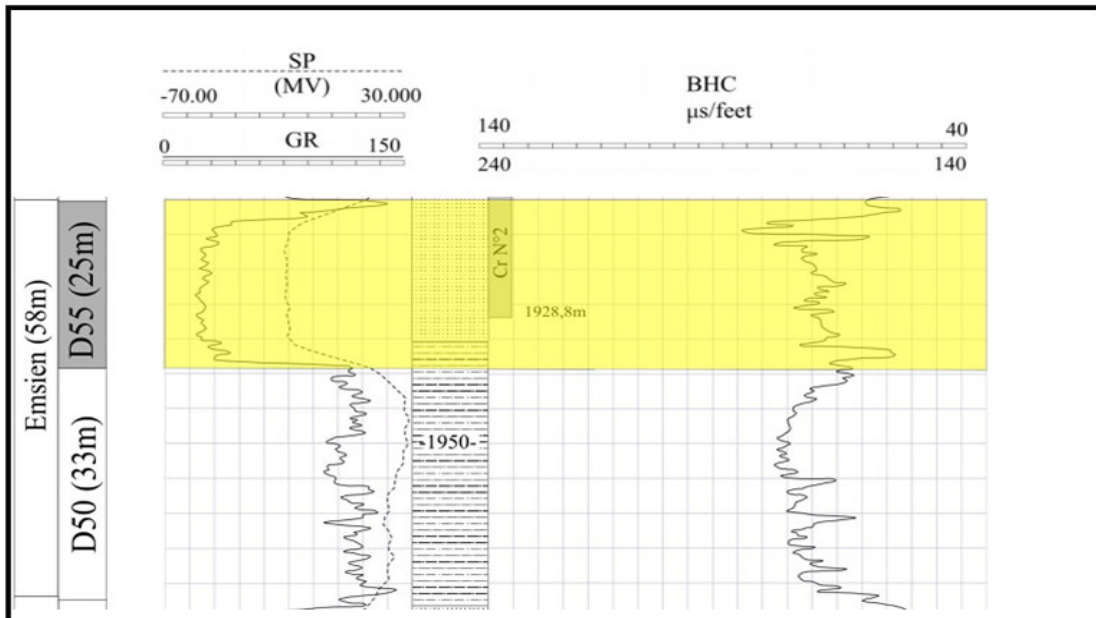
SLAMA. A. (2014). Les dépôts argilo-grès-micro conglomératique Emsiens dans la région d’Aoulef EL Arab (Bassin de l’Ahnet, Sahara central Algérien), Mém d’Ingénieur d’État, Univ Kasdi Merbah Ouargla.

ANNEXE I

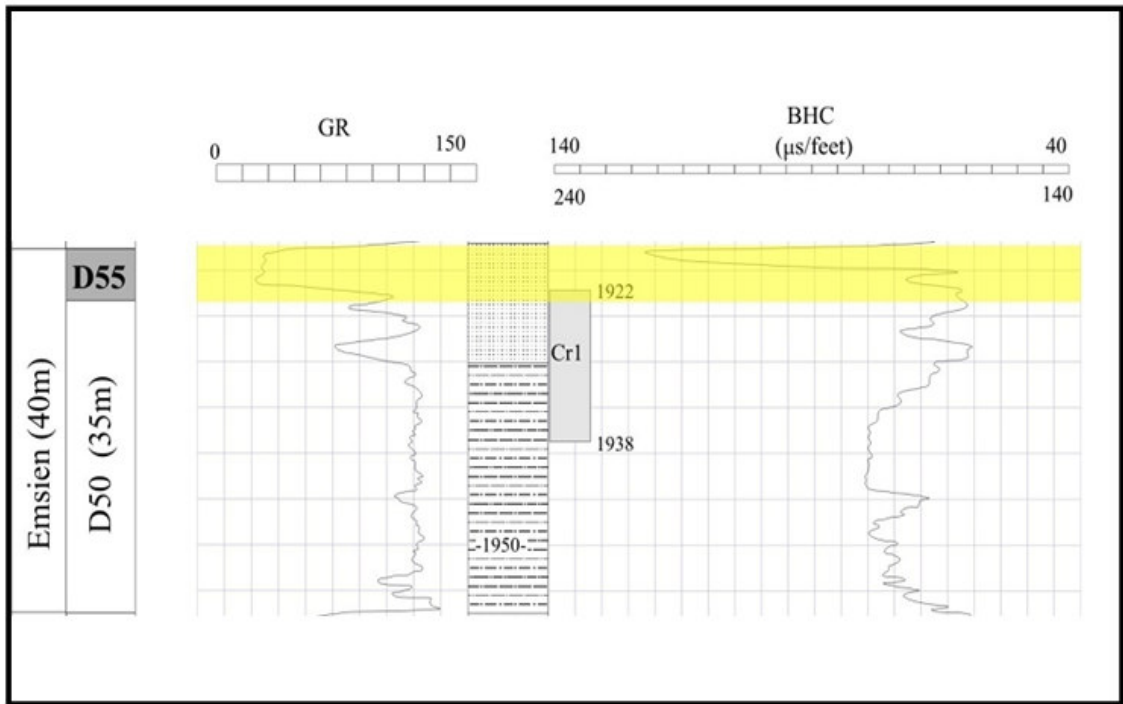
LES LOGS DIAGRAPHIQUES



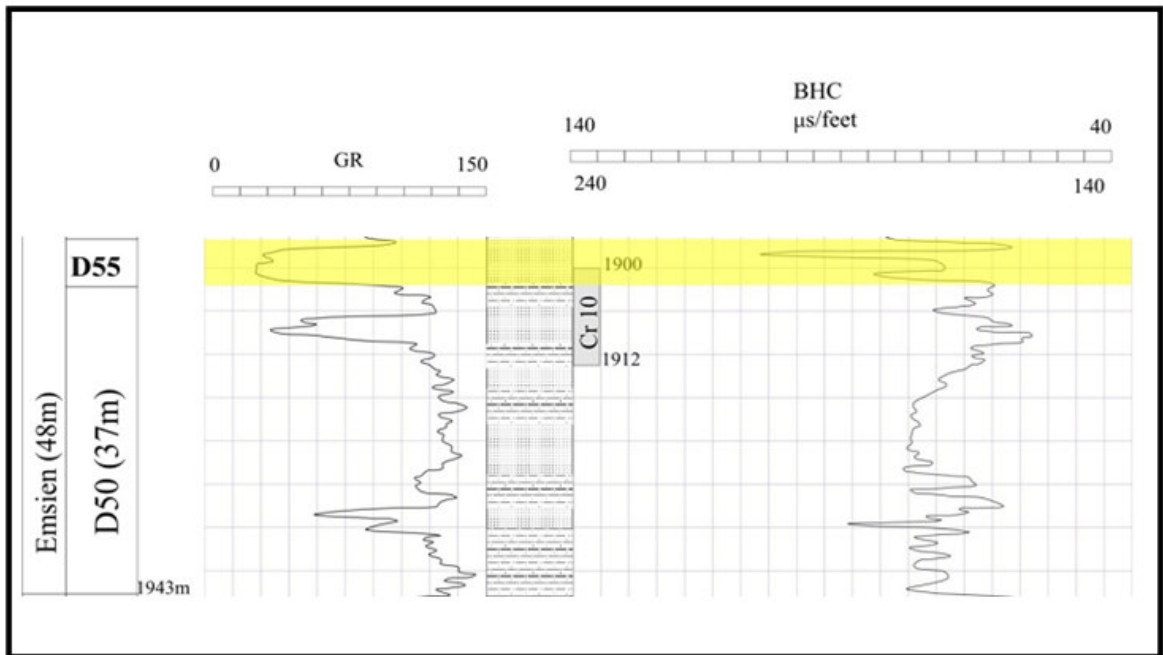
1. Log de puit IS2



2. Log de puit IS3bis.



3. Log de puit IS5

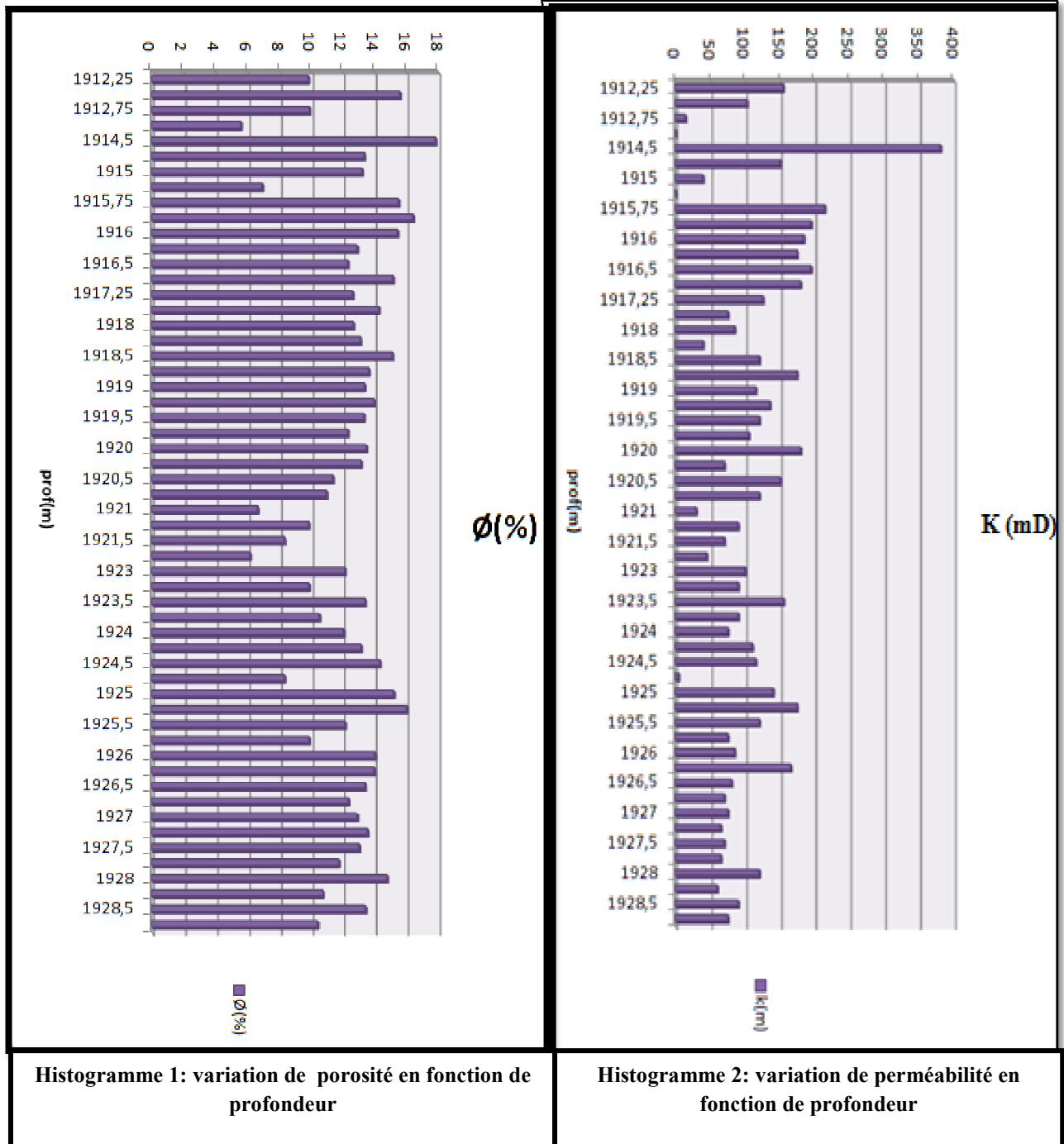


4. Log de puit ISS1

ANNEXE II

LES HISTOGRAMMES

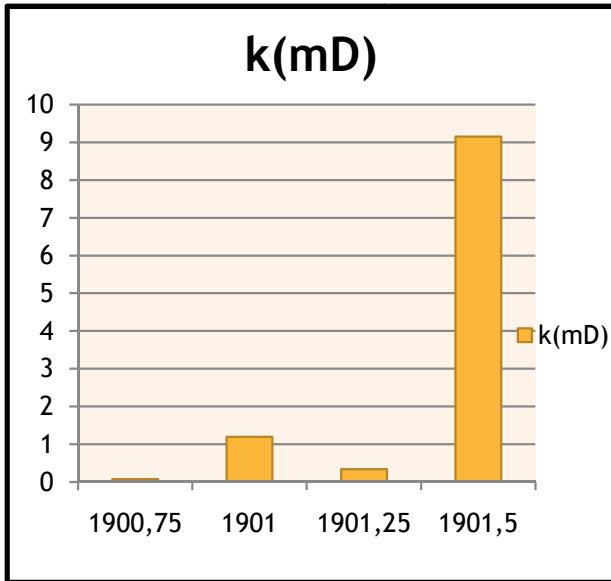
Puit IS3-BIS



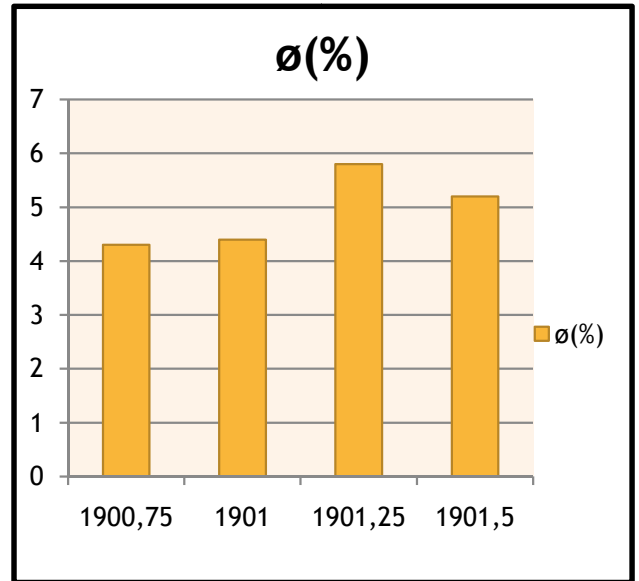
Histogramme 1: variation de porosité en fonction de profondeur

Histogramme 2: variation de perméabilité en fonction de profondeur

Puit IS2

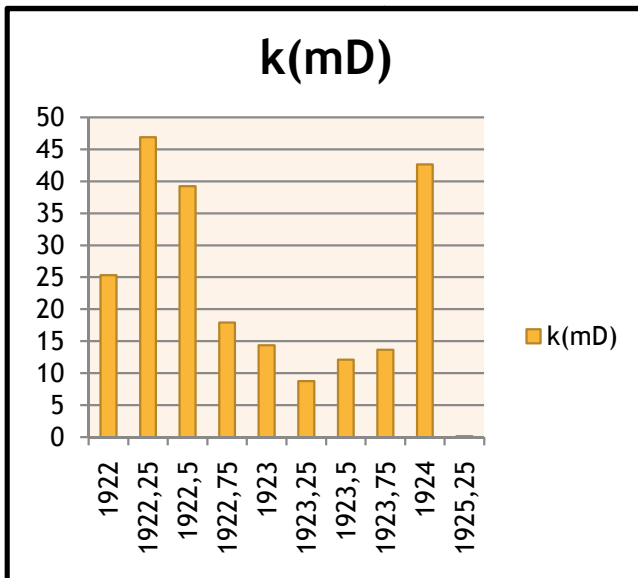


Histogramme 3 : variation de perméabilité en fonction de profondeur

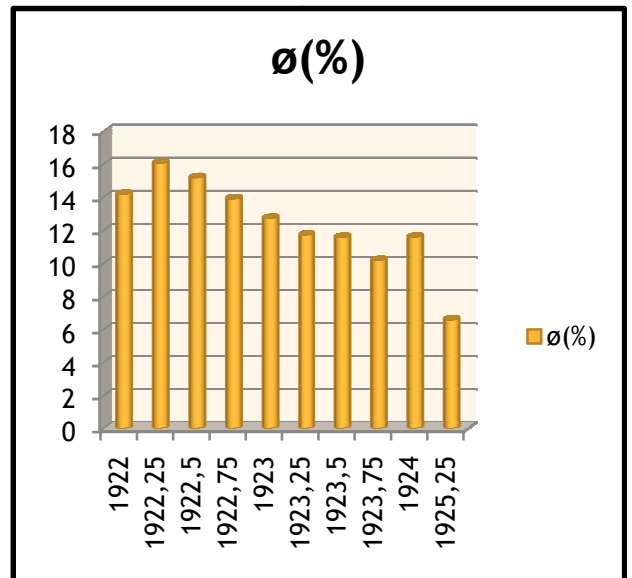


Histogramme 4 : variation de porosité en fonction de profondeur

Puit IS5

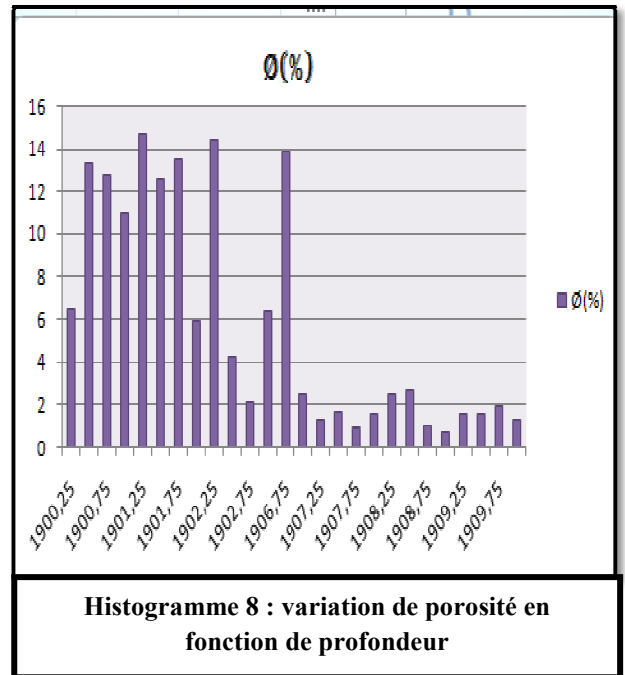
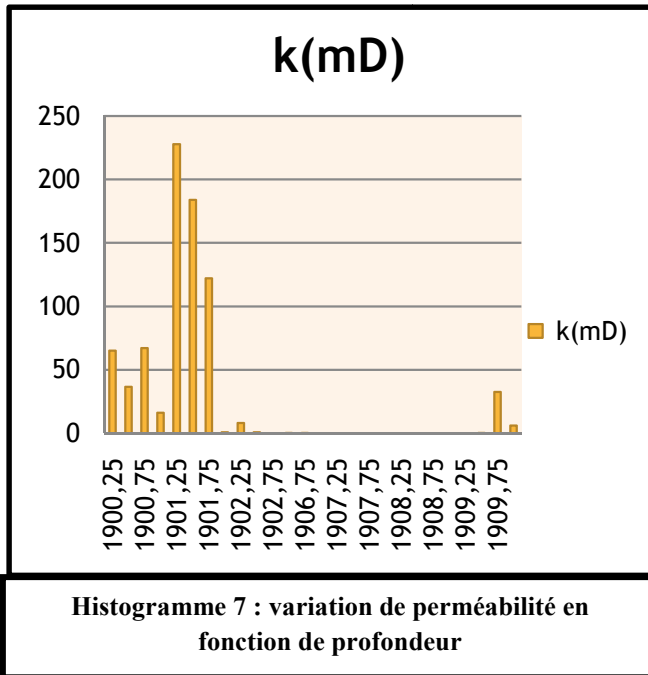


Histogramme 5 : variation de perméabilité en fonction de profondeur



Histogramme 6 : variation de porosité en fonction de profondeur

Puit ISS1



ANNEXE III
LES CARROTÉS



Fig.1 : les carottes de l'intervalle 504-500m



Fig. 2 : les carottes de l'intervalle 500-496m



Fig. 3 : Les carottes (496-495m)

Résumé

Le réservoir Emsien fait partie des réservoirs de dévonien inférieur, participant dans la production gazière à l'échelle du bassin de l'Ahnet. L'étude des caractéristiques, géologiques, sédimentologiques et pétrophysiques s'avère indispensable pour le futur développement des champs pétro-gazifères de l'Ahnet. Dans ce contexte une étude géologique, une analyse sédimentologique et caractérisation pétrophysique de ce réservoir ont été effectués sur les carottes de la formation Emsienne au centre du bassin et les affleurements de l'Emsien au niveau des bordures occidentales dans la région d'Aoulef et de Mekerrhane Nord.

Les résultats obtenus montrent que la série de l'Emsien renferme plusieurs faciès : argile, grès, calcaire et des microconglomérats. En revanche le faciès de l'Emsien montre une hétérogénéité latérale et verticale dans le bassin; variation d'épaisseur, variation de la lithologie, et de la succession des couches, dont les niveaux gréseux de ce réservoir représentent des meilleures qualités réservoirs, notamment dans les parties supérieures, souvent contrôlées par l'effet diagenétique et la présence de ciment argileux et carbonaté.

Mots clés : affleurement, formation, carotte, champ, faciès, réservoir, ciment

Abstract

The Emsian reservoir is part of lower Devonian reservoirs, participating in gas production across Ahnet basin. The study, geological, petrophysical and sedimentological is essential for the future development of petro-gas field of Ahnet. In this context a geological survey, a sedimentological analysis and petrophysical characterization of the reservoir were concerned on analysis the cores of formation Emsian in the basin center and outcrops of Emsian at the western boundaries in the region of Aoulef and Mekerrhane North.

The results of study show that the series of Emsian contains several facies: clay, sandstone, limestone and micro conglomerates. However facies Emsian shows a lateral and vertical heterogeneity in the basin; thickness variation, changes in the lithology, and the succession of layers, the sandstone reservoirs Emsian represent the best qualities, especially in the upper parts, which are controlled by the diagenetic effect and the clay and carbonate cement.

Key words: Outcrop, formation, Core, field, facies, reservoir, cement.

ملخص

خزان Emsien هو جزء من الخزانات الديفوني السفلي مشارك في إنتاج الغاز في حوض Ahnet. الدراسة الجيولوجية والصخرية والرسوبية هي أساسية وضرورية لمستقبل التنمية والتطور في مجال البتر وغازية في Ahnet ، في هذه المذكرة مسح جيولوجي، أجري بتحليل رسوبية وخصائص بتر و فيزيائية لهذا الخزان (Emsien) والتي تتم بالشكل الجزري الذي يتم على مستوى طبقات Emsien التي تتواجد في عمق البئر وكذلك Emsien في الجبال والمرتفعات في الحواف الجنوبية لمنطقة أولف ومكران الشمالية.

وأظهرت النتائج أن سلسلة Emsien تتكون من عدة سحن: سحنة الطين وسحنة الحجر الرملي وسحنة الحجر الجيري وسحنة الكتل المترابطة. وكما أنها أيضا تظهر عدم التجانس الأفقي والجانبى بحيث تتغير في سمك الطبقات، وفي الخصائص الصخرية كما تمثل مكامن الصخور الرملية Emsien أفضل الصفات، وخاصة في الأجزاء العلوية، التي تسيطر عليها تأثير التحولات الصخرية وجود الطين والاسمنت الكربوني.