Sciences & Technologie D - N°43, Juin (2016). pp.27-40

CONTROLE DES CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DES RESERVOIR CARBONATES : CAS DU CONIACIEN – SANTONIEN (SUD EST CONSTANTINOIS)

[a]CHERIET MANEL, [b]BENZAGOUTA MED SAID.

[a]Département des Sciences Géologiques, Université des Frères Mentouri Constantine 1. Algérie
[b] Universite Larbi Ben M hidi OEB Algeria

Reçu le 21/01/2015– Accepté le 22/06/2016

Résumé

Les bassins du Sud-Est Constantinois se présentent comme un domaine à potentialités pétrolières très importantes et très prometteuses pour l'exploration pétrolière. La présente investigation s'est portée sur les réservoirs carbonates du Crétacé supérieur et plus particulièrement le Coniacien- Santonien (Sud – Est Constantinois). Lithologiquement ce niveau réservoir est décrit comme étant constitué de marnes et de calcaire avec des passées de calcaires argileux bioclastiques. Du point de vue sédimentaire, il s'agit de formations qui appartiennent a un environnement de type plateforme.

La caractérisation de ces niveaux réservoirs, sur la base principale des enregistrements diagraphiques et des résultats de forages, a révélé une évolution des propriétés pétrophysiques relativement faibles. Il s'agit de valeurs de perméabilités ne dépassant pas les 50 md avec une porosité dont son maximum est de 10%. Proportionnellement, ce réservoir peut même être classe dans le type tight ou la porosité et la perméabilité sont faibles.

La fracturation est présente, mais sa contribution dans l'amélioration de la qualité du réservoir reste insignifiante.

L'effet diagénetique a révélé,à travers l'analyse par SEM-Edax, que la compaction l'emporte sur la dissolution et que cette dernière reste très limitée. Une approche corrélative entre différents puits a permis de déduire que l'extension des niveaux réservoirs en perspective reste hétérogène, avec des facies relativement éphémères.

Mots clés: *Coniacien-Santonien, Sud-Est Constantinois, Caractéristiques pétrophysiques, Diagénèse, Corrélations, Potentiel Pétrolier*

Abstract

Investigation on oil reservoirs is up to several approaches under different aspects. oil reservoir is dependent on several approaches in different aspects. Distinct settings may be considered for the qualitative and quantitative reservoir evaluation. Control on potential reservoir accumulation is related to permeability and porosity, in addition to diagenetic and petrographic effects. In the case study, the considered reservoir is dealing with Cretaceous Carbonate series of ConiacianSantonian age located in the South East of Constantine area (Sud-Est Constontinois). From exploration and evaluation point of view, the oil potential, in the cited area levels, remains almost unexplored. Based on logging and drilling collected data indicates that the approached level of Coniancian -Santonian age can be a tight type. Evidences is from the permeability which is ranging from 0.1 md to 50 md and porosity stretching from 1% up to 16%. Thus, contribution of tectonic effect is minimized. In the same harmony is the diagenetic and petrographic attitude which is responsible for the compaction and lesser dissolution with occlusion mostly of the intergranular. .

Keywords: *Petrophysical Reservoir characteristics, Coniacian Santonian, oil potential.*

ملخص

تعد أحواض الجنوب الشرقي القسنطيني من الميادين الكبرى ، لما تكتسيه من أهمية بالغة من حيث ما تكتنزه من مخزون بترولي محتمل وكذا إمكانيات التنقيب البترولي . ولعل هذا ما شكل موضوع المقال ، والذي تمحورت دراسته حول الخزانات الكربونية للكريتاسي الأعلى خاصة الكونياسي السانتوني(coniacien-santonien) تلك الخزانات تتشكل من ناحية التكوين الطبقي ، من المارن والكلس بالإضافة الى بعض الطبقات الكلسية الطينية والتي تحتوي على بقايا كائنات مستحثة . أما من الناحية الرسوبية فان هذه المكونات تنتمي الى بيئة من النوع القاعدي (plate forme) ، بينما من ناحية الخصائص البتروفيزيائية فان هذه الخزانات تتميز بخصائص ذات قيم ضئيلة جدا إلى درجة تصبح فيها قيمة النفاذية لاتتجاوز md 50 . لكن من حيث المسامية فان القيمة الأولى تساوي 10%، ذلك ما يقودنا إلى القول بأن هذه الخزانات تنتمي إلى النوع tight ، أما ما تعلق بالانكسارات فانها حاضرة لكن مصدرها تكتوني فقط ، وبالتالي هذا الأخير لايساهم في تحسين جودة الخزان .

الكلمات المفتاحية : الخصائص البتروفيزيائية, coniacien-santonien)), مخزون بترولي

© Université des Frères Mentouri Constantine 1, Algérie, Juin 2016

Introduction :

Le bassin du Sud -Est Constantinois correspond au môle constantinois, appartenant à l'Atlas saharien oriental et aux confins Algéro –Tunisiens.

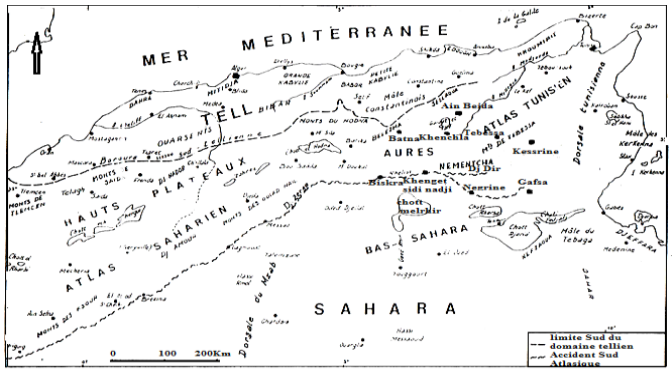

Fig.1 : Localisation des principaux ensembles géomorphologiques du Nord de l'Algérie et de la Tunisie (In H. GUANDRICHE 1991)

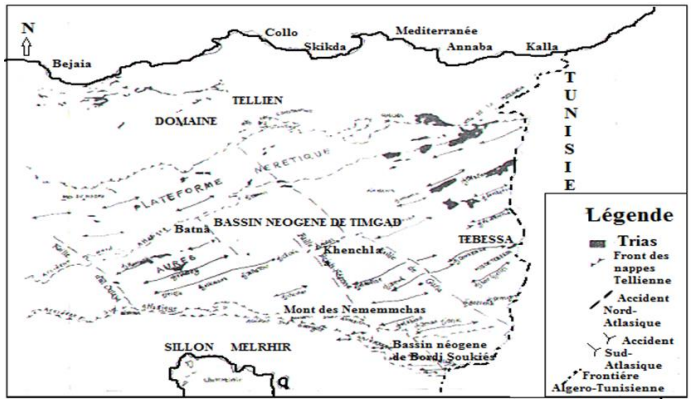

Fig.1a : Localisation du Bassin de Bordj Soukies(In Sonatrach.1998)

Ce bassin est limité au Nord par les nappes telliennes, à l'Ouest par les monts du Hodna (accident Nord Atlasique) et des Bibans, se prolonge à l'Est par l'Atlas Tunisien et au Sud par le bassin des chotts (accident Sud atlasique) (Kazi Tani, 1986) (Fig.1). Ce bassin couvre une superficie de l'ordre de 8000 Km2, et occupe une position intermédiaire entre l'Atlas Tellien, les Hauts plateaux au Nord et la plateforme saharienne au Sud (Fig.1a) Du point de vue pétrolier, il peut être marqué par la prédominance potentielle de réservoirs carbonatés. (Rapport Sonatrach, 1998). Ces réservoirs sont localisés essentiellement dans la partie orientale du domaine qui semble être énergétiquement intéressant par plusieurs découvertes pétrolières surtout de l'huile, (Mission Sonatrach 1998). Les niveaux pouvant contenir ces éventuelles capacités d'hydrocarbure sont les formations carbonatées datées du Crétacé supérieur (Coniacien, Cénomanien et Turonien). Les principales découvertes ont été prouvées au niveau des gisements de Guerguit El Kihal Nord et Sud (niveau Turonien et Cénomanien) (Rapport Sonatrach,1998) D'autres gisements ont été aussi découverts à Ras Toumb, Dj Fouam, Dj Onk qui sont productif d'huile (niveau Coniacien) (Kazi Tani, 1986).

Les niveaux du Coniacien se composent essentiellement de marnes et d'argiles calcaires avec des passées de calcaire argileux bioclastique. Selon les rapports et missions SH, le Coniacien consiste en une prédominance argileuse et surtout carbonatés à bioclastes. La couverture de ces réservoirs coniacien est assurée particulièrement par les argiles du Santonien (rapport Sonatrach,1998).

Dans le but d'une meilleure évaluation de ces réservoirs et leur étendue pour le cas d'étude, plusieurs objectifs peuvent être approchés :

- Incorporer les données des divers forages ayant été effectués dans la région du Sud Est Constantinois
- Investir, dans l'examen et le contrôle des différents niveaux potentiellement réservoir, leur pétrographie, leur sédimentologie et les effets diagénetique en liaison avec les caractéristiques pétrophysiques.
- Recenser les meilleurs niveaux potentiellement productifs avec focus sur les niveaux Coniacien–Santonien.

Ces niveaux paraissent les plus intéressants et constituent notre part d'étude,

- Enfin projeter de meilleure perspective pour une investigation sélective en tenant compte des hétérogénéités latérales et verticales des niveaux concernés.

La région d'étude se situe à l'extrémité Sud des monts de Nementcha dans le Sud- Est de L'Atlas Saharien Oriental et au Nord par des monts de Negrine et domaine des chotts.Localement elle est localisée au Sud –Ouest de Tebessa dans les bordures Sud du bassin Néogène de Bordj soukiés (Fig.2)

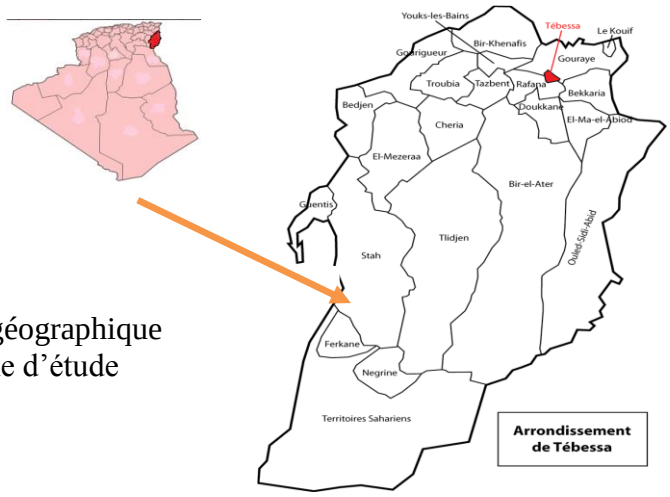

Fig. 2 : Situation géographique de la zone d'étude

2-Géologie de la zone d'étude:

2.1 Tectonique :

Le bassin du SE Constantinois est constitué de grands plis anticlinaux séparés par de larges synclinaux. Cette structure actuelle est le résultat des effets compressifs de direction NW-SE responsable de plissement NE-SW, connus comme étant la direction Atlasique et une phase compressive Alpine de direction NS (R.Laffite,1939 ; J.M.Villa,1980 ; D.Aissaoui,1984 ;N. Kazi Tani,1986), (Fig. 3) à l'Est de Biskra l'accident Sud Atlasique se subdivise en deux branches :

* L'accident Sud Aurésien : de direction Est-Ouest plongement Nord

* La branche méridionale, où accident Sud Guerguitt à plongement Nord et de direction E-W.

Cet accident a joué un rôle moteur dans la création de bassins rhombiques d'âge néogène de Bordj Soukiès et celui de chotts Melrhir (N.Kazi Tani,1986).

Ainsi le SE Constantinois est affecté par de nombreuses failles dont la direction majeure NW-SE et les structures obtenues sont surtout de type anticlinal. Ces structures sont disposées en relais dont les directions majeures sont ; NE- SW, ENE-WSW et E-W. Parmi ces structures on a, les structures de Ferkane qui constituent notre zone d études, elles sont de direction Est- Ouest. (B.Addoum, 1995) (N.Kazi-Tani,1986).

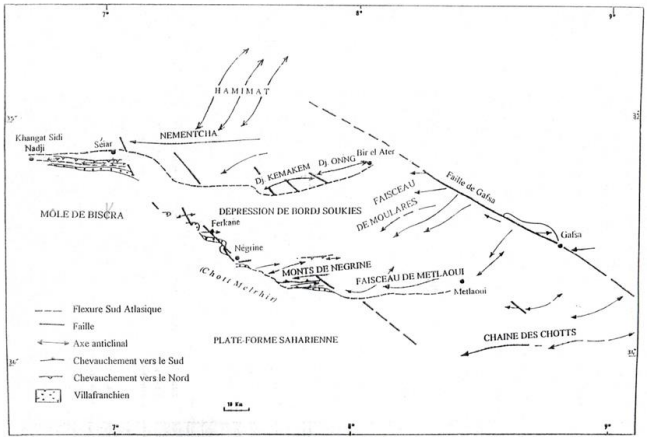

Fig.3 : Schéma tectonique des monts de Négrine (B.Addoum,1995)

2.2 Stratigraphie

Selon les logs établis par les diverses missions Sonatrach (Rapport sur le permis de Ferkane, 1992) dans divers régions du SE Constantinois, le bassin du Sud Est Constantinois est dominé par la présence de formations calcaires et aussi

marneuses de type plate -forme (N.Kazi-Tani, 1986, B.Addoum,1995). La présence de faunes, tel que les bioclastes à huitres et bryozoaires ne peut être qu'une indication d'un milieux marin pélagique cet ensemble lithologique est surmonté par des marnes et des calcaires argileux.Le tout est couvert par des calcaires argileux bioclastiques. (Fig.4)

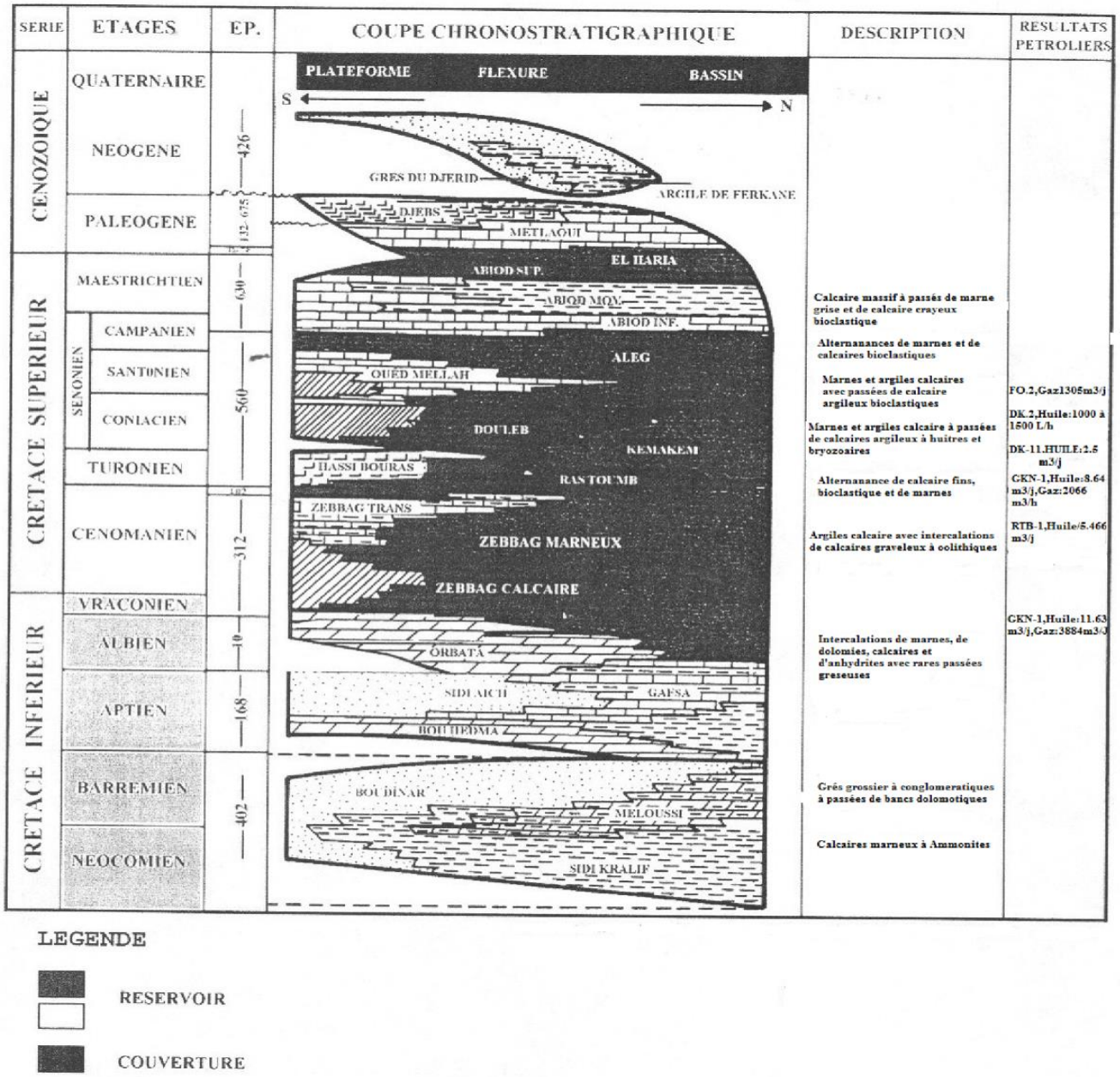

Fig. 4 : Stratigraphie synthétique du Crétacé des bassins du S-E Constantinois (Sonatrach,2000)

2.3. Lithostratigraphie de la zone d'étude :

Pour une meilleure compréhension ou une analyse des carbonates du Coniacien Santonien, une étude lithostratigraphique a été établie. Cette investigation s'est basée sur des coupes géologiques et des échantillonnages à l'affleurement. Ce travail à été établi au niveau des formations du Coniacien Santonien du djebel Metlili (région d'El Kantara). Selon le travail mené un log stratigraphique a été établi (Fig.5).

L'analyse détaillée de la série étudiée nous à permit de préciser les principaux faciès et microfaciès caractérisant un domaine de plate-forme, ce domaine peut être subdivisé en deux parties :

1-Plate-forme externe

2-Plate-forme interne

Une analyse faciologique de cette série nous à permis de préciser les faciès suivants selon leur ordre d'importance :

-Faciès marneux (formations du Coniacien)

-Faciès calcareux (formations du Santonien)

Les formations du Coniacien se composent de bas en haut :

Unité I : ce sont des marnes grise azoïques dont l'épaisseur pouvant atteindre jusqu'à 10 mètres.

Unité II : d'une épaisseur de 350 mètres environ, il s'agit d'une alternance de formations marneuses très riches en fossiles (oursins, gastropodes, bivalves), de calcaires marneux et de calcaires noduleux et bioclastiques.

A l'échelle microscopique il s'agit d'une biomicrite à échinoderme de texture wackstone à packstone, le microfaciès livre des bioclastes qui sont essentiellement représentés par des échinodermes, des foraminifères benthique, des algues et des bryozoaires, ainsi que gastéropode et bivalve. La présence des échinodermes et la boue micritique militeraient en faveur d'un milieu plus ou moins calme de plate forme externe.

Unité III : c'est une formation de marnes verdâtre entrecoupées par des marno-calcaires bioturbés, phosphatés ayant une épaisseur de 60 mètre environ. Il s'agit d'une biomicrite à foraminifères benthique de texture wackstone, les bioclastes sont représentés par des foraminifères benthiques de différents taille, des échinodermes et débris des Lamellibranche aussi d'algues rouge. Ces caractéristiques pétrographiques et faunistiques peuvent être attribuées à un milieu de sédimentation de type plate-forme interne. Les milieux de formation de ces dépôts sont à énergie faible à moyenne (plate forme interne) (Im.Bouzgag, M. Khebbaz, 2009). Cette interprétation est bien supportée par R.Guiraud, 1973. (Fig. 5a)

Le Santonien se compose de trois unités:

Unité I : c'est un banc de calcaire micritique à Inocérâmes, surmonté par un niveau de calcaire lumachellique riche en macrofaune.L'épaisseur de cette unité est de 93 mètres. L'observation microscopique révéle une biomicrite à la base de l'unite est une biosparite au sommet ; la biomicrite se coompose de foraminifére pélagique et à inocérame , de texture packstone à mudstone c'est un mileux de plate forme externe proximale . la biosparite est de texture grainstone à foraminifére benthique . les bioclastes sont représentés par des inocerames, bryozoaires et algues vertes qui interpréte un milieux de plate forme interne proche de la barriére.

Unité II : alternance de marnes et de calcaires bioclastique dont l'épaisseur peut atteindre 120 mètre environ.l'analyse microscopique montre une biomicrite de texture packstone à foraminifére benthique, avec des algues et quelques lamellibranches ainsi que des échinodermes. il s'agit d'un milieu pouvant être de plate-forme relativement plus agitée proche de la barrière.

Unité III : 20 mètres de calcaire stratifié, bioclastique à Inocérâmes avec des passées de marne verdâtre (1 à 2 m).

3-Potentiel pétrolier de la zone d'étude

Plusieurs forages à intérêt pétrolier ont été réalisés par la compagnie nationale d'hydrocarbure (Sonatrach) dans la région du SE Constantinois. L'objectifs de ces forages reste principalement les séries carbonatées du Crétacé supérieur (Coniacien-Santonien, Cénomanien et Turonien).Ces forages réalisés ont été entrepris essentiellement au niveau des structures de Guerguit El Kihal Nord et Sud, à Ras Toumb, Dj Fouam,et Dj Onk. Selon les rapports établis par la compagnie SH, la description de carottes, supportée par les résultats diagraphiques,a montré que les niveaux réservoirs Coniacien-Santonien sont caractérisés par différents types de faciès, (Fig.5). L'extension de ces niveaux réservoirs (Coniacien-Santonien) à été approché selon un modele corrélatif. Ce modèle á été initié dans la région de Ferkane (disponibilité de données) et implique les forages suivants :

SF1, SF2, SF3, SF4, SF5 (Fig.6, Fig.7 et Fig.8). Un des buts de ce modèle corrélatif est l'évaluation des niveaux réservoirs et leurs extension latérale a partir de leurs zpaisseurs respectifs. Ces épaisseurs (gross pay) sont destinées à établir des cartes en isopaque dans le but est de quantifier les meilleures extensions. (Fig. 9). L'obtention de ces épaisseurs totales permet de déduire l'épaisseur utile (net pay) pour chaque niveau réservoir.

AGE	FORMATION	LITHOLOGIE	Unité	Terme	DESCRIPTION
SANTONIEN	FORMATION CARBONATEE		U3	1	20 m calcaire supérieur : calcaire stratifié bioclastique à inocérames de grande taille entrecoupé par des niveaux marneux verdâtres.
			U2	2	60 m marnes : marnes à marnes carbonatées intercalées par des calcaires bioclastiques phosphatés (0,05 à 0,1 m).
				1	60 m marnes/calcaires : alternance entre les marnes jaunâtre pauvre en fossile et des bancs de calcaires (0,05 à 0,1 m) organogène phosphatés.
			U1	2	23 m calcaire à glauconie surmonté par des bancs de calcaire lumachellique très riche en macrofaune.
				1	70 m calcaire micritique en plaquette (1 à 2 m) à inocérames de grande taille avec marnes verdâtre entrecoupées par trois niveaux de gypse (20 m) surmontée par des bancs calcaires lumachelliques phosphatés.
CONIACIEN	FORMATION MARNEUSE		U3	1	60 m marnes : marne verdâtre entrecoupée par un banc mornocalcaire bioturbé phosphaté.
			U2	7	70 m marno-calcaire : formé de plusieurs séquences limitées par des surfaces durcies bioturbées.
				6	18 m de marno-calcaire et de calcaire argileux.
				5	48 m marno-calcaire : alternance de marne jaunâtre et marne carbonatée compacte bioturbée entrecoupé par un calcaire centimétrique bioclastique phosphaté.
				4	42 m marne-calcaire : marne friable jaunâtre pauvre en fossile et des calcaires noduleux et bioclastiques (1 m).
				3	80 m marne ; grise à la base et verdâtre au sommet riche en fossiles (Oursins, gastéropodes, bivalve, pauvre en ammonite).
				2	50 m marne et marne calcaire : alternance de marne verdâtre à blanchâtre et marne carbonatée compacte.
				1	70 m marne-calcaire : alternance de marne à Oursins verdâtre claire à la base et sombre au sommet avec des calcaires bioclastiques (1 à 10 m).
			U1	1	10 m de marne grise.

Figure 5 : Colonne lithostratigraphique du Coniacien-Santonien (djebel Metlili)

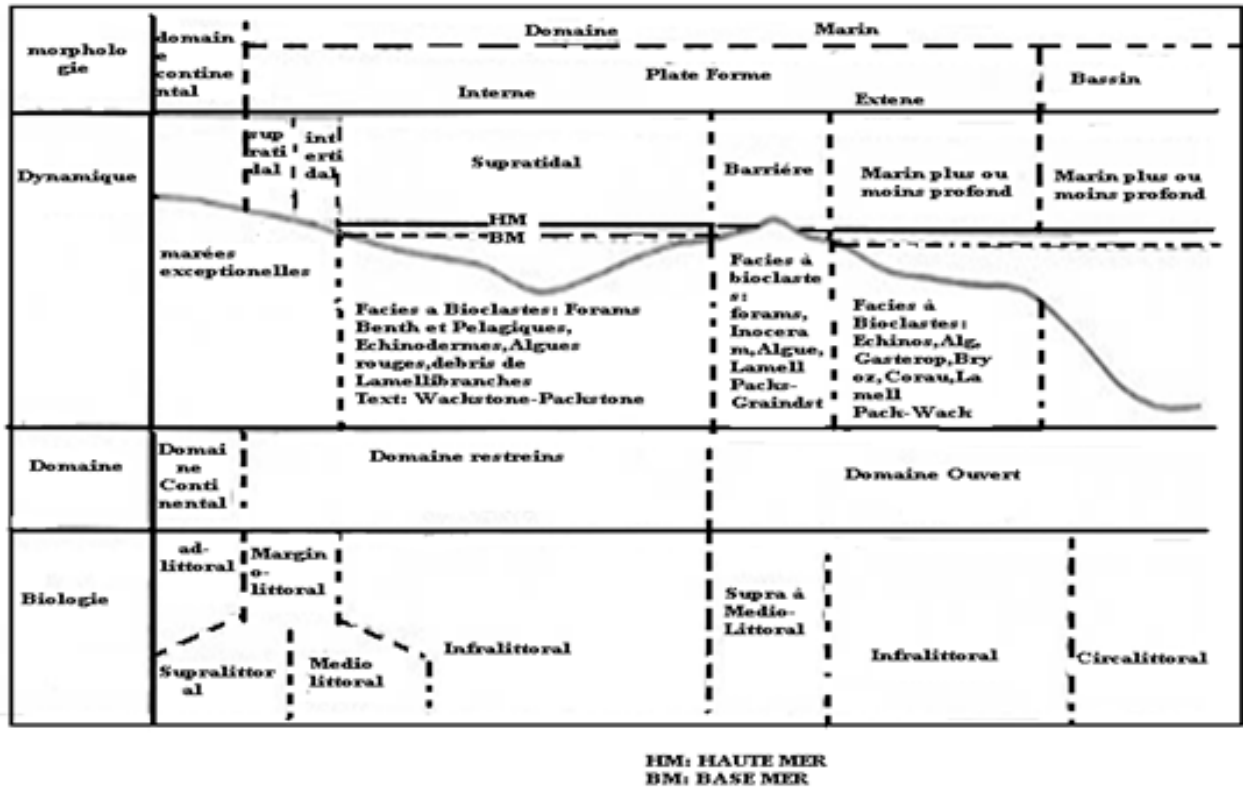

Fig. 5a :Zonation biologique sur la plate forme carbonatée Cas du réservoir (Coniacien-Santonien) (d'aprés J. Beauchamp modifié)

3-Potentiel pétrolier de la zone d'étude

Plusieurs forages à intérêt pétrolier ont été réalisés par la compagnie nationale d'hydrocarbure (Sonatrach) dans la région du SE Constantinois. L'objectifs de ces forages reste principalement les séries carbonatées du Crétacé supérieur (Coniacien-Santonien, Cénomanien et Turonien).Ces forages réalisés ont été entrepris essentiellement au niveau des structures de Guerguit El Kihal Nord et Sud, à Ras Toumb, Dj Fouam,et Dj Onk. Selon les rapports établis par la compagnie SH, la description de carottes, supportée par les résultats diagraphiques,a montré que les niveaux réservoirs Coniacien-Santonien sont caractérisés par différents types de faciès, (Fig.5). L'extension de ces niveaux réservoirs (Coniacien-Santonien) à été approché selon un modele corrélatif. Ce modèle á été initié dans la région de Ferkane (disponibilité de données) et implique les forages suivants :

SF1, SF2, SF3, SF4, SF5 (Fig.6, Fig.7 et Fig.8). Un des buts de ce modèle corrélatif est l'évaluation des niveaux réservoirs et leurs extension latérale a partir de leurs zpaisseurs respectifs. Ces épaisseurs (gross pay) sont destinées à établir des cartes en isopaque dans le but est de quantifier les meilleures extensions. (Fig. 9). L'obtention de ces épaisseurs totales permet de déduire l'épaisseur utile (net pay) pour chaque niveau réservoir.

Fig.6 : Carte d'implantation des forages et les directions de corrélations

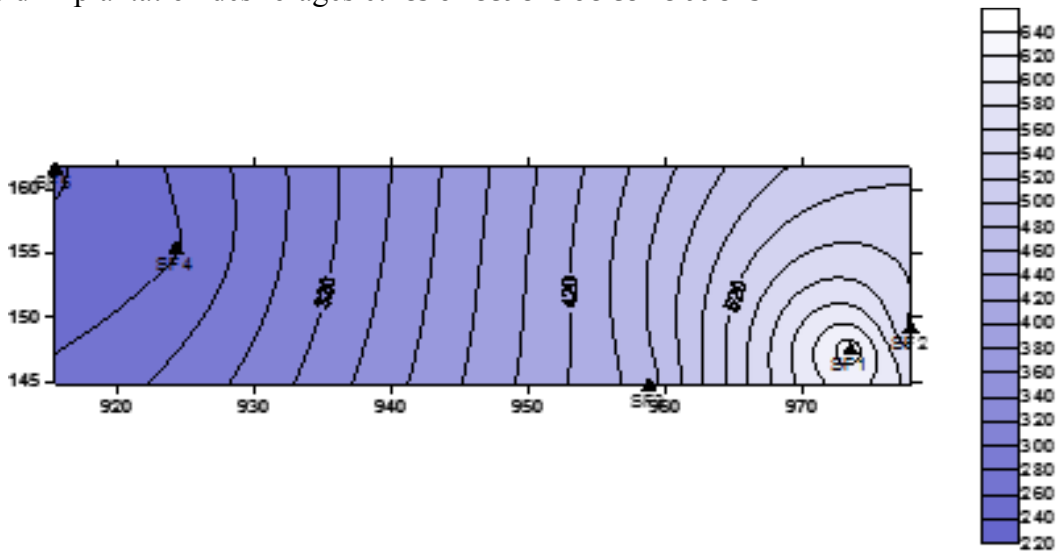

Fig.9 Carte isopaque du niveau Coniacien Santonien (Gross pay)

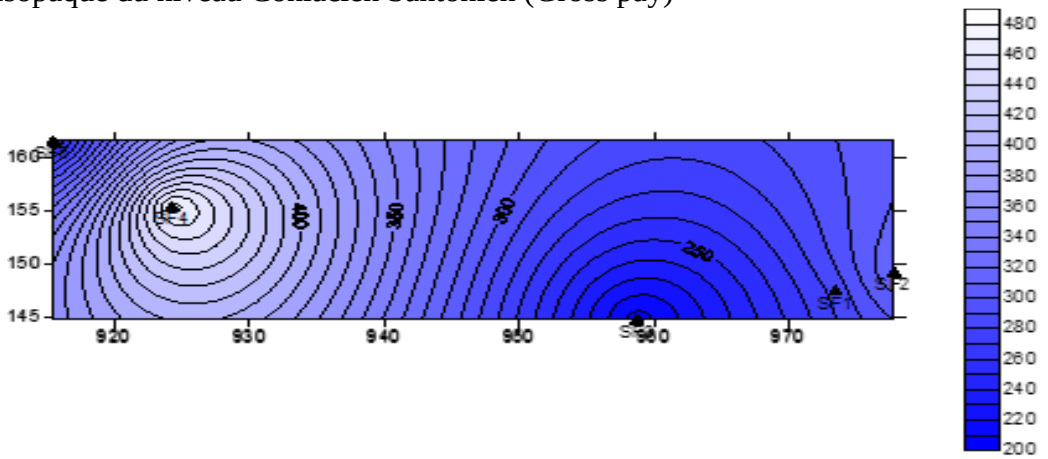

Fig.10: Carte isopaque du niveau Coniacien Santonien (Net Pay)

3.1 Caractérisation du réservoir Coniacien-Santonien :

3.1.1 Evolution lithologique du réservoir

Basé sur l'évolution lithologique du Coniacien Santonien, il s'avère que le profil (Fig.7) á révélé que l'épaisseur du réservoir Coniacien-Santonien dans la région d'étude varie de 400 jusqu'as 500 mètres (Fig.7) il est important de signaler qu'il s'agit du gross pay (épaisseur totale du réservoir) et que les puits concernés sont les suivants : SF1, SF2, SF3

Une seconde coupe corrélative dont l'orientation est NO-SE a été aussi établie. Cette section a donné une certaine homogénéité dans l'évolution de l'épaisseur du niveau concerné : le Coniacien-Santonien. Cette coupe a été réalisée à partir des puits suivants : SF3, SF4, SF5. Selon cette coupe, l'épaisseur du Coniacien-Santonien varie de 400 jusqu'à 587mètres. (Fig.8)

Une évaluation du réservoir, basée sur l'évolution de son épaisseur totale ou gross pay, á montré une meilleure distribution vers le sondage SF1. Quant à la détermination de son net pay, la région d'étude a montre une évolution d'épaisseur vers le sondage SF4 ; Ceci montre un zoning d'épaisseur du réservoir dont les zones effectives sont situées vers le NW de Ferkane. (Fig.10)

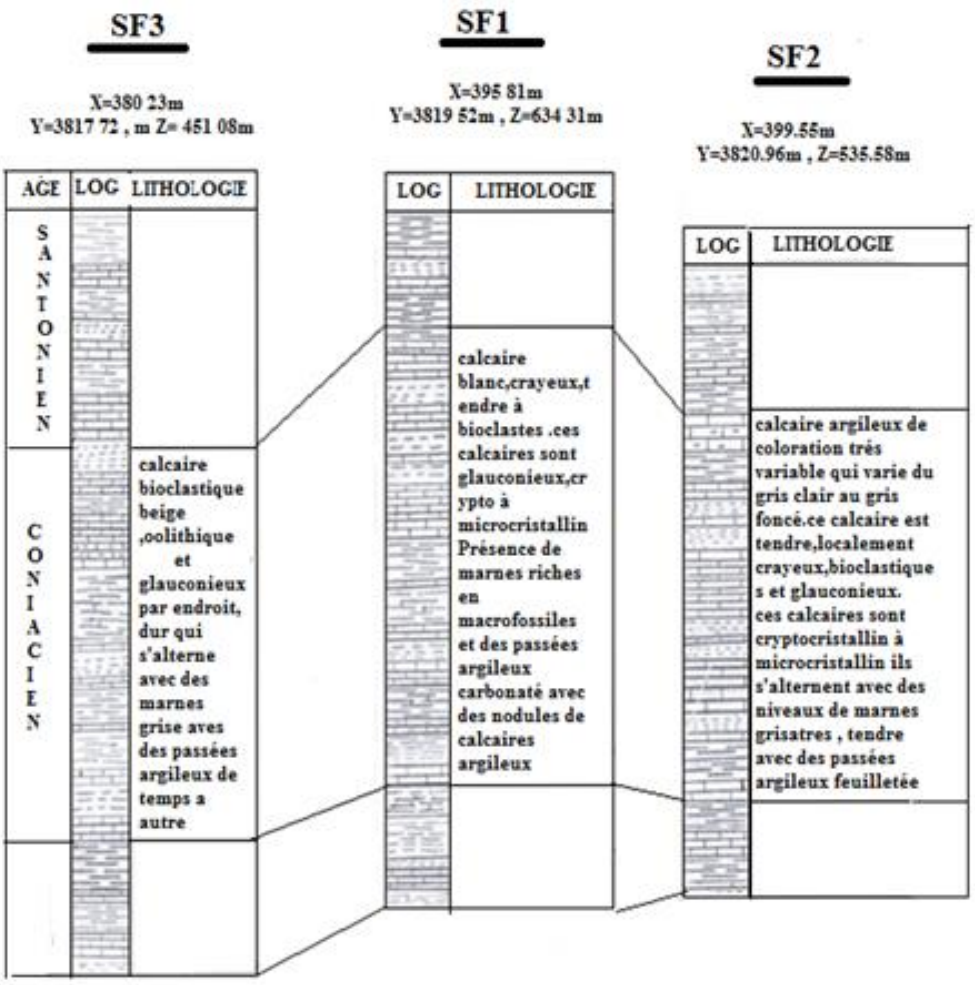

Fig. 7: Profile de corrélation NE-SO

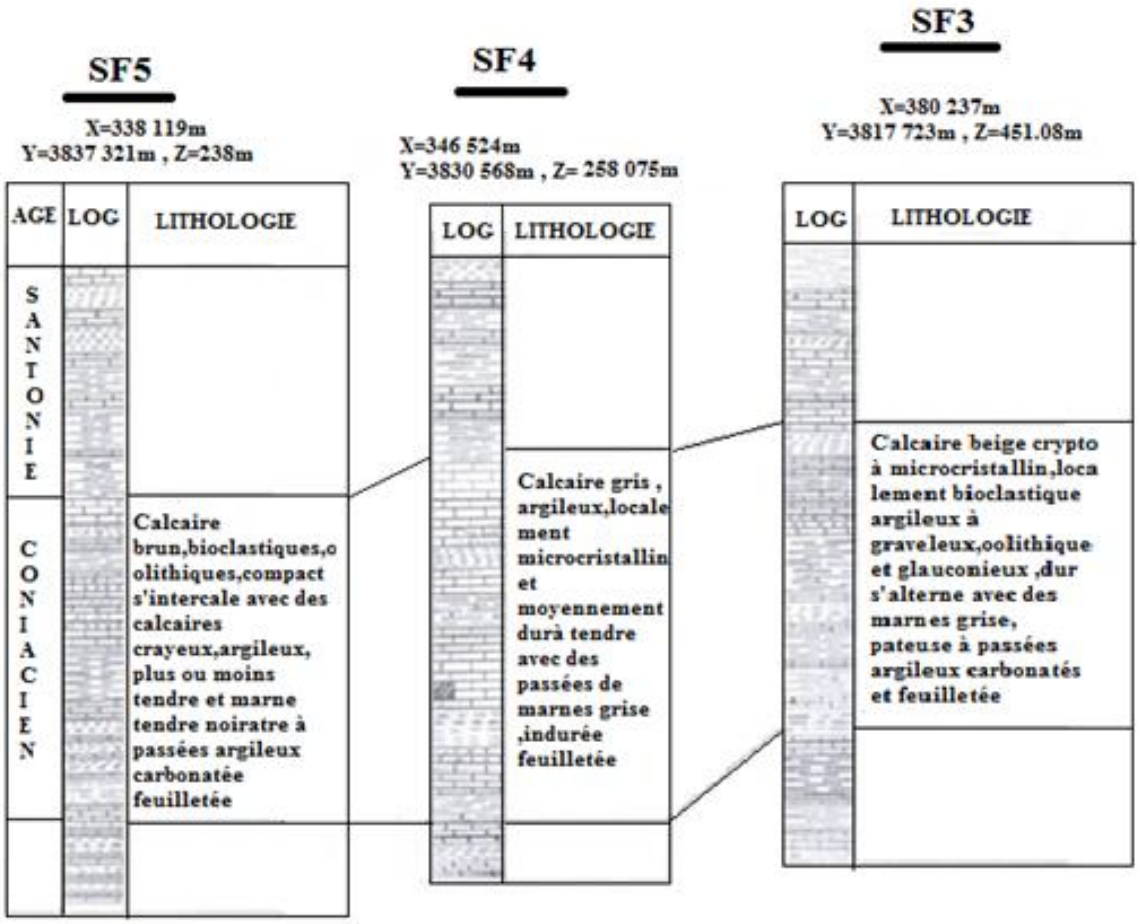

Fig. 8:Profile de corrélation NO-SE

3.1.2 Propriétés pétrophysiques du réservoir Coniacien- Santonien (zone d'étude)

Les données pétrophysiques ont été acquises à partir des rapports SH (Tableau. I). Selon les données de perméabilité et de porosité une approche de l'évolution de ces paramètres a été réalisée. Suivant le Tableau I, on remarque que les valeurs de ces caractéristiques sont variables et faible.

3.1.2.1 Cas de la porosité

Cette porosité déterminée au niveau des différents réservoirs, peut atteindre jusqu'à 10% (cas des puits SF3, SF4 et SF5). Quant au minimum de cette porosité ; il a été notifie au niveau du puits (SF1, SF.2) Base sur les données de porosité, une carte en isoporosite a été établie (Fig.11). Cette carte montre que l'évolution de cette porosité est dirigée vers le NW (SF4) et que sa réduction est vers le SE atteignant des valeurs d'environ 2 % (SF3)

3.1.2. 2 Cas de la perméabilité

La perméabilité caractérisant les différents niveaux réservoirs est faible allant de 0.11 jusqu'a 50 md. Selon ces valeurs, ce type de réservoir reste très compacte. Cette exception de valeurs (50 md) ne peut être attribuée qu'à la présence possible de certaines fractures (Fig.12)

SONDAGE	EVOLUTION DE LA POROSITE ET DE LA PARMEABILITE
SF1	porosités (1-2%) (2-4%) et (4-6.5%) perméabilité moyenne égale à (0,13 md)
SF2	porosité (0-1) et (1-2.5%) La perméabilité (0,01 md)
SF3	porosité (4-6%) et (6-16%) perméabilité (1,05 md)
SF4	porosité (0-8%) et 8-16 %) perméabilité (0,08 md)
SF5	porosité (0-3%)(3-5%)et(5-9%) perméabilité entre 0,11md et 50,13 md

Tableau I : Spécifications pétrophysiques des différents puits

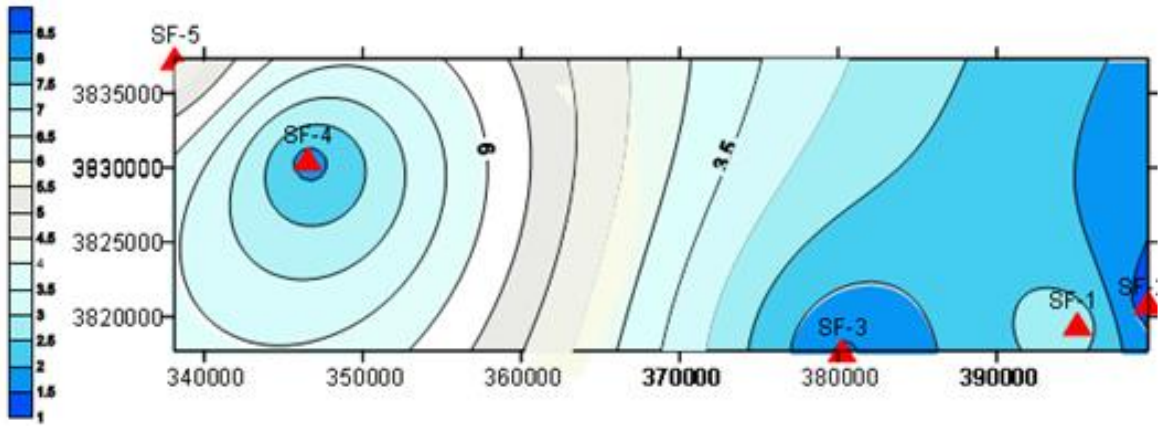

Fig. 11 : Carte d'isoporosité des niveaux Coniacien-Santonien

3.1.3 Paramètres contrôlant la qualité du réservoir:

La variation des caractéristiques pétrophysiques dans la zone d'étude peut être attribuée à divers paramètres :

3.1.3.1 Paramètres contrôlant le réservoir

Les résultats des caractéristiques pétrophysiques du niveau Coniacien-Santonien du SE Constantinois se sont avèrées variables et limités.

- La classification pétrographique des roches ne montre pas une contribution fossilifère dans le contrôle de la porosité et perméabilité. Malgré la présence de divers facies avec contenu faunistique (lumachelles, bioclastes), une amélioration pétrophysiques n'a pas été constatée. l'aspect oolithique de certains facies semble aussi ne pas être un facteur collaborateur dans la qualité du réservoir (Fig.13).

- Le système tectonique affectant la région a crée une présence relative de fracturation aux niveaux réservoirs (Fig.12). Ces fractures peuvent être responsables d'une certaine amélioration de la perméabilité pour atteindre jusqu'a 50 md. (Fig.13)

- Effet diagénetique : une illustration par SEM couplé avec Edax révèle un impact argileux remplissant essentiellement l'intergranulaire. La présence d'argiles est aussi constaté dans le remplissage de l'intercristallin (Fig.16) (Fig.17).Ces argile jouent le rôle de micro barrière et participent dans l'occlusion de la porosité surtout effective. (Fig.12)

L'analyse microscopique par l'utilisation du SEM (Scanning Electron Microscopy) a montré qu'un autre facteur contribuent dans la réduction de l'évolution des caractéristiques pétrophysiques et plus particulièrement la porosité : il s'agit de la compaction. L'effet de cette compaction est illustré par le contact entre les différents grains ou l'interpénétration est très fréquente (photo.14).La présence de dolomie signalée selon le SEM Edax peut contribuer diagénétiquement à la création de porosité secondaire (photo.15). L'analyse au S.E.M Edax révèle que les échantillons traités montrent que des traces de Mg et ne peuvent contribuer à l'amélioration du réservoir Coniacien - Santonien, ce qui reste aléatoire.

Le niveau Coniacien Santonien reste donc un réservoir a dominance calcitique ou la probabilité de sa dolomitisation, surtout secondaire, est peu probable des fluides mais aussi sur leurs écoulements.

La réduction du volume poreux et la communication intergranulaire porte un grand impact non seulement sur l'enmagasinement mais aussi sur la circulation des fluides. Plusieurs travaux ont été réalisés dans ce contexte (Choquett, M.Rachidi,2012 ;M.S.Benzagouta, 2012.)

Un calage des différentes cartes de caractérisation du réservoir dans la zone d'étude montre que la probabilité du meilleur district se situe vers le Nord Ouest. Basé sur les variations des différents paramètres, le niveau réservoir Coniacien Santonien reste un niveau caractérisé par une certaine hétérogénéité attribuée non seulement aux paramètres pétrographiques et diagénetique mais aussi à l'effet sédimentaire. Cette hétérogénéité est bien supportée par la distribution des caractéristiques pétrophysiques qui restent très variables. Cette hétérogénéité est imposée par la distribution des faciès et de leur contenu argileux.(photo.16) (photo.17)

(Benzagouta et al.2012) montrent que l'hétérogénéité dans la distribution pétrographique et l'impacte diagénetique sont responsables de la variation des propriétés physiques de la roche impliquant directement les caractéristiques pétrophysiques.

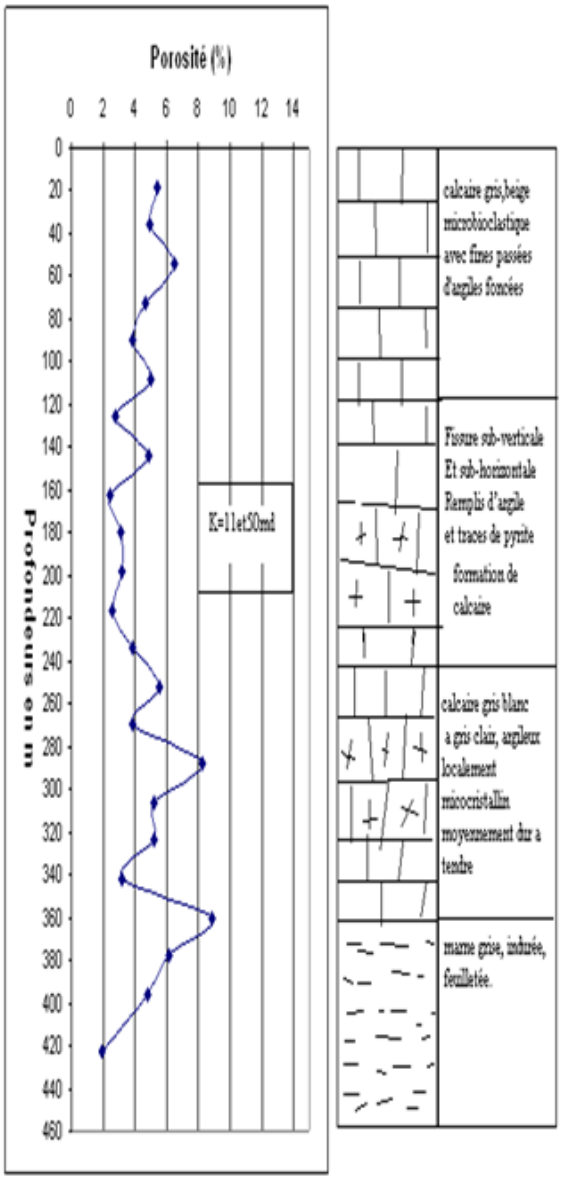

Fig. 12 : porosité horizontale (forage SF5)

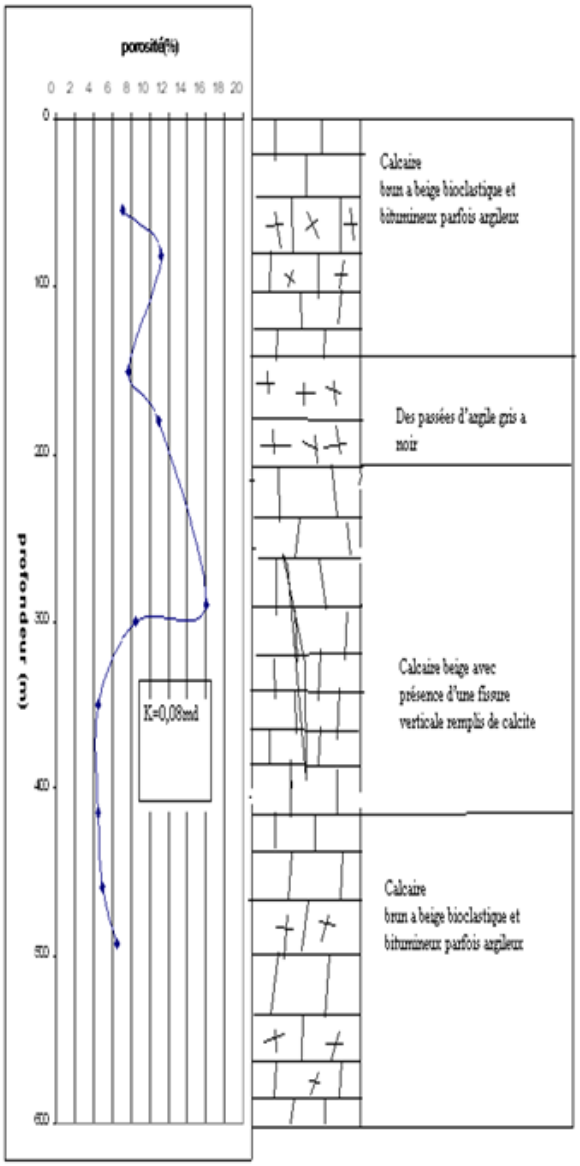

Fig.13 : porosité horizontale (forage SF4)

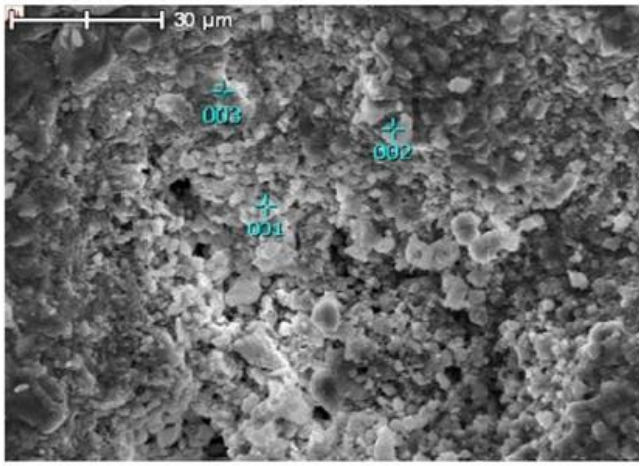

Photo14 : Effet de la compaction

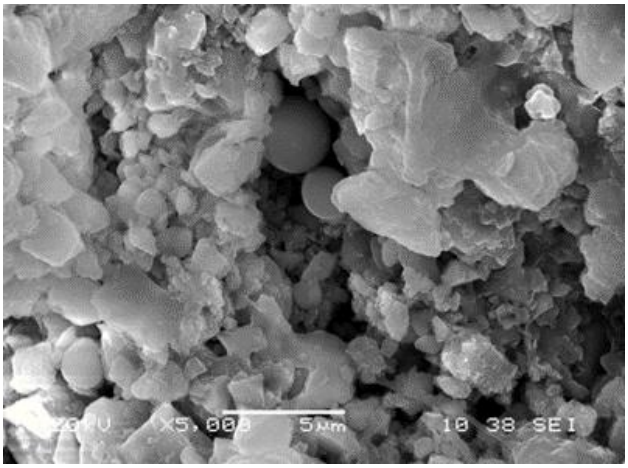

photo15 : Porosité secondaire

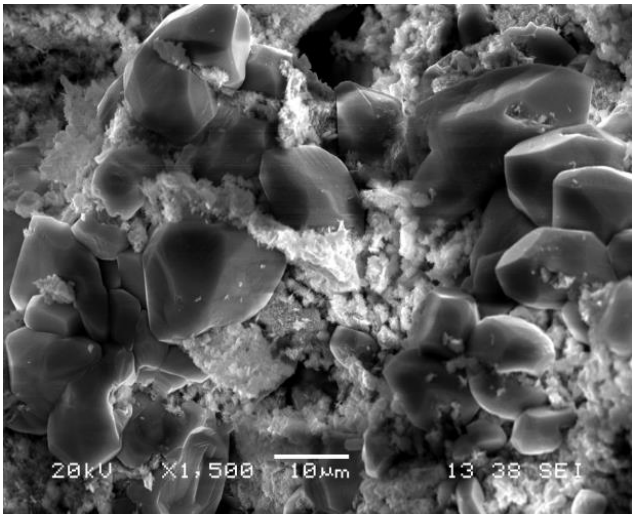

Photo16 : Remplissage intercristallin

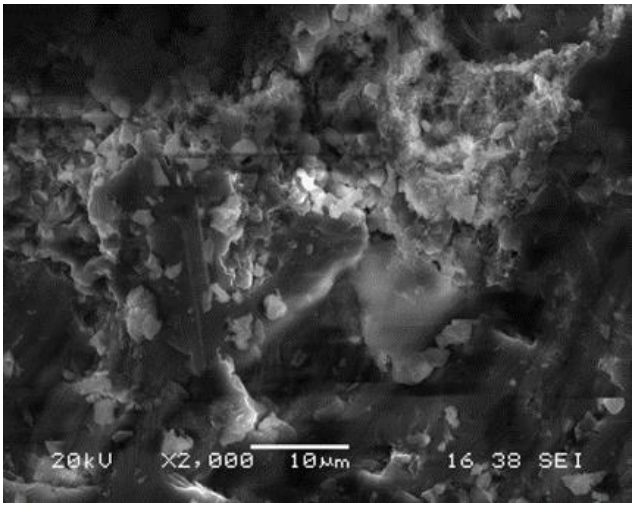

photo17 : Les Argiles vermiculite remplissant L'inter granulaire

CONCLUSION

Selon les forages réalisés dans la région d'étude, le niveau réservoir Coniacien-Santonien est constitué majoritairement par des calcaires qui peuvent être argileux et bioclastique souvent oolitique. Ces calcaires, malgré leur caractéristiques pétrographiques et faunistique, n'ont pas révèlé une contribution pour une amélioration pétrophysiques.

L'établissement de corrélations à base de données de forages ont révèlé que la distribution de faciés, spécifiques au Coniacien – Santonien, est surtout hétérogène.

Cette hétérogénéité dans la distribution de faciès ne peut qu'être en liaison avec l'environnement sédimentaire,qui influe sur l'évolution des caractéristiques pétrophysiques.

Le système de fracturation, quand il est présent, n'a pas amélioré ces caractéristiques pétrophysiques.

Cependant et tenant compte des résultats obtenus, les zones qui peuvent être relativement effectives ou à bonne perspective sont les zones situées vers le Nord ouest de la région d'études (bassin de Bordj Soukiès (Ferkane).

L'effet diagénetique n'a pas montré une contribution influente dans l'amélioration de la qualité du réservoir.

L'utilisation des différents paramètres caractérisant le réservoir Coniacien Santonien et leur distribution spécial dénote et supporte que la région pouvant être potentiellement a perspective en H-C est la région située vers le Nord Ouest du bassin de Bordj Soukiès.

Cependant et comme recommandation ; la région d'étude reste tributaire de la disponibilité de données dans les autres régions du SE Constantinois : il s'agit de la principale recommandation pour une meilleure synthèse.

REFERENCES

(1) Addoum B. (1995). L'Atlas Saharien sud- oriental : Cinématique des plis chevauchements et reconstitution du bassin du Sud- Est Constantinois (Confins algéro-tunisiens Thèse Sciences, Université Paris Sud, Orsay, p. 198. 4 pl. h.t.

(2) Aissaoui D. (1984). Les structures liées à l'accident sud-atlasique entre Biskra et le Djebel Mannda (Algérie). Evolution géométrique et cinématique. Thèse 3 cycle , Strasbourg, p. 154.

(3) Bouzgag.Im,&M. Khebbaz, 2009. Analyse sédimentologiques et approche paléontologique de quelques niveaux du Crétacé supérieur de Djebel Metlili.

(4) Beauchamp.J,1977. La série sédimentaire en Ethiopie centrale et orientale

(5) Benzagouta, M.S. 2001, Reservoir Heterogeneities in Fracturing Fluvial Reservoirs, of the Buchan Oilfield (Northern North Sea), Oil and Gas Science and Technology-Rev. IFP (French Institute for Petroleum). Vol. 56, No. 4, pp. 327-338.

(6) Benzagouta.MS, & E. Al-Khidir & A. A. Al-Qurishi & A. A. Al-Labou, 2012, Characterization of heterogeneity of the Shajara reservoirs of the Shajara formation of the Permo-Carboniferous, Unayzah group, Arab J Geosci (2013) 6:3989–3995 DOI 10.1007/s12517-012-0656-9

(7) Choquette, P.W., & Pray. L.C. (1970).Geologic nomenclature and Classification of Porosity in sedimentary carbonates. Bull. AAPG.

(8) Ghandriche. H (1991). Modalités de la superposition des structures de plissement chevauchement d'age alpin dans les Aurès (Algérie). Thèse Science, Univ. de Paris-Sud, centre d'Orsay : 189 p.

(9) Kazi-Tani. N (1986). Evolution géodynamique de la bordure Nord-africaine : Le domaine intraplaque Nord-Algérien. Approche mégaséquentielle. Thèse. Science, Univ de Pau., 886 p.

(10) Laffitte R. (1939). Etude géologique de l'Aurès. Thèse Sciences., Paris. B.S.G.A. 1 ° série. n° 11, 484 p., 26 fig., 35 cartes, 1 carte au 1/200 000è

(11) Vila J.M. (1980). La chaîne alpine d'Algérie orientale et des confins Algéro- Tunisiens. Thèse de doctorat ès sciences, univ, Pierre et Marie curie, Paris VI. 665 p