

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

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

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

THEME

**Caractérisation de réservoir de Dévonien inférieur
(Emsien niveau C). Du champ de Rhoude Messaoud
(Nord de Berkine).**

Présenté par

BENZAOUI Dounia Zed

BETTAHER Seif Eddine

Devant le jury :

Président :	CHELLAT Smaïne	M. C. A Univ. Ouargla
Promoteur :	BEGUIRET Lilia	M. A. A Univ. Ouargla
Co-Promoteur :	MEDJANI Fethi	M. C. B Univ. Ouargla
Examineur :	REMITA Abd Allatif	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2016/2017

Remercîment

On remercie Allah le tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volanté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Ce mémoire de Master en Géologie Pétrolière et le résultat d'un travail de plusieurs mois. En préambule nous souhaitons adresses tous nos remerciements aux qui nous ont apporté leur soutien et qui ainsi contribué à l'élaboration de ce mémoire de recherche.

Tout d'abord de grands remerciements pour nos encadreurs Mme Bguiret Lilia et Mr Medjani Fethi pour leur aide précieuse et pour leur temps qu'ils ont bien voulu nous consacrer, nous remercions également Mr Abbasi Med Lahbib aussi.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis ainsi qui nous ont toujours soutenu et encouragé au cours de la réalisation de ce mémoire.

Dounia Zed

Sçcif Eddine



Dédicace

Nous dédions ce modeste travail à nos très chers parents et nos familles qui n'ont pas cessé de nous encourager et nous soutenir dans les moments difficiles et qui ont prié Dieu pour nous, et qui ont su nous entourer de toute leur affection et amour.

Dounia Zed

S EIF EDDINE



SOMMAIRE

Introduction

Chapitre I : Contexte générale

I.1. Cadre géographique	2
I.2. Cadre géologique	3
I.3. Cadre stratigraphique et structurale de la région	4
I.3.1. Lithostratigraphie du champ.....	5
I.3.1.1. Paléozoïque	5
I.3.1.2. Mésozoïque	6
I.3.1.3. Cénozoïque tertiaire.....	8
I.4. Aspect pétrolier du champ	10
I.4.1. Roche mère	10
I.4.2. Roche couverture	10
I.4.3. Roche réservoir	10
I.5. Intérêt de la zone	13

Chapitre II : Matériels et méthodes

I. Analyse sédimentologique	15
I.1. Description des carottes	15
II. Etude structurale	16
II.1. Sismique 3D	16
II.1.1. Acquisition sismique	17
III. Etude pétrophysiques	18
III.1. Diagraphie	18
III.1.1 Définition	18
III.1.2. Classification des diagraphies	18
III.1.2.1. Selon la nature	18
III.1.2.2. Selon le phénomène enregistré	19
III.2. Problèmes de la production	19
III.2.1. Problèmes naturels	19

SOMMAIRE

III.2.2. Problèmes d'endommagement liés à la production	19
III.3. Stimulation.....	19
III.3.1. Injection d'eau	19
III.3.1. Fracturation hydraulique (méthode classique)	20
III.3.1. HIWAY.....	20
III.4. Logiciels utilisés	21
III.4.1. Petrel	21
III.4.2. Techlog	21
Chapitre III : Résultats et discussion	
I. Analyse sédimentologique.....	23
I.1. Description des carottes	23
I.1.1. Puits-1	23
I.1.2. Puits-2.....	23
I.1.2. Puits-7	23
I.1.2. Puits-18	24
I.2. Etude pétrographique	26
I.2.1. Puits-1	25
I.2.2. Puits-18	26
I.3. Etude des phénomènes diagenétiques	28
II. Etude structurale	38
II.1. Sismique 3D	29
II.1.1. Interprétation du profil sismique	29
II.1.3. Interprétation des cartes isobathe et isopâques	29
II.1.3.1. Carte isobathe	29
II.1.3.2. Carte isopâques	30
III. Etude de la distribution des paramètres pétrophysiques	31
III.1. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques	31
III.1.1. Interprétation d'histogramme de porosité	32
III.1.2. Interprétation d'histogramme de perméabilité.....	32

SOMMAIRE

III.1.2. Interprétation d’histogramme de la saturation en eau	33
III.1. Évolution spatiale des paramètres pétrophysiques	34
III.1.1. Carte isoporosité	34
III.1.2. Carte isoperméabilité	34
III.1.3. Carte isosaturation	35
III.3. Diagraphie du champ	36
III.3.1. Section Nord-Est Sud-Ouest	37
III.3.1.1. Puits-11	37
III.3.1.2. Puits-25	38
III.3.1.3. Puits-29	39
III.3.2. Section Nord-Ouest Sud-Est	40
III.3.2.1. Puits-18	40
III.3.2.2. Puits-28	41
III.3.2.3. Puits-19	42
III.4. Estimation de la réserve	43
III.5. DST (Drill Steam Test)	43
III.6. Interventions pour résoudre les problèmes de la production	43
III.6.1. Injection d’eau	44
III.6.2. Fracturation hydraulique	44
III.6.3. HIWAY	44
Conclusion.....	45

Liste des figures

Fig. 01 : Situation géographique de bassin de Berkine. (S. Galezzi et al 2010).....	2
Fig. 02 Carte géologique de l'Algérie (Askri et al, 1995)	3
Fig. 03 : Colonne stratigraphique de bassin de Berkine. (Turner 2001)	9
Fig. 04 : Evolution de la production totale du champ. (GSA. 2015).....	14
Fig. 05 : Modèle synthétique de prospection sismique (sismique réflexion) au moyen d'un réseau de capteurs et d'une source placée en son centre (Paulus. C. 2006)	16
Fig. 06 : Surface prospecté par la sismique 3D du champ. (BAKER HUGH 2015)	18
Fig. 07 : La différence entre la fracturation hydraulique et la technique de HIWAY. (SCHLUMBERGER 2011)	21
Fig. 08 : Photos de carotte N°2 du Puits-18 représente les Flaser bedding et les Wavy bedding. (CRD, 2010)	24
Fig. 09 : Photos représenta la bioturbation à la présence des Tigilites. (CRD 2010).....	25
Fig. 10 : Photo de lame mince à la cote 3389.55m du puits-1 de la présence des Ooïdes. (CRD 1987)	26
Fig. 11 : Lames minces A : grès à ciment carbonaté(calcite), B : grès à ciment dolomitique, C : grès à ciment anhydritique, D : grès à ciment sulfaté, E : les silices, F : pyritation de la matière organique, G : quartz à ciment carbonaté, H : porosité de dissolution, I : microfissures colmatées par la matière organique. Et J : veinules de la matière organique du puits-18 de différentes cotes. CRD (2011).....	27
Fig. 12 : Profile sismique 3D du champ. (Backer Hughes 2015).....	29
Fig. 13 : Carte isobathe de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).....	30
Fig. 14 : Carte isopâques de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).....	31
Fig. 15 : Histogramme de variabilité de porosité du niveau C.....	32
Fig. 16 : Histogramme de variabilité de perméabilité du niveau C.....	33

Liste des figures

Fig. 17 : Histogramme de variabilité de saturation en eau du niveau C.....	33
Fig. 18 : Carte des variables de porosité de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).....	34
Fig. 19 : Carte des variables de perméabilité de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).....	35
Fig. 20 : Carte de saturation en eau de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).....	36
Fig. 21 : Carte de positionnement des puits avec deux directions différentes.....	36
Fig. 22 : Log CPI du Puits-11.....	37
Fig. 23 : Log CPI du Puits-25.....	38
Fig. 24 : Log CPI du Puits-29.....	39
Fig. 25 : Log CPI du Puits-18.....	40
Fig. 26 : Log CPI du Puits-28.....	42
Fig. 27 : Log CPI du Puits-19.....	43

Liste des Tableaux

Tableau 01 : Tableau représenta les différents puits et leurs carottes avec des cotes (m) de Dévonien inférieur (Emsien niveau C)	15
Tableau.02 : Tableau représente les puits injecteurs dans le champ.....	20
Tableau.03 : Paramètres statistique des éléments pétrophysique des données du champ de Rhoude Messaoud.....	32
Tableau 04. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du réservoir Emsien niveau C du puits Puits-11.....	37
Tableau 05 : Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du puits Puits-25.....	38
Tableau 06. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du réservoir du Puits-29.....	39
Tableau 07. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du Puits-18.....	40
Tableau 08. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du Puits-28.....	41
Tableau 09. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du Puits-29.....	42
Tableau.10 : Tableau comparatif des différents résultats de la production entre la fracturation hydraulique et HIWAY	44

Introduction



Introduction générale

La productivité des champs pétroliers est l'élément clés pour la mise en valeur des réserves énergétiques. Cette capacité de production dépend essentiellement de la nature et structure de formation réservoir et ainsi que la répartition des paramètres pétrophysiques.

Le champ d'étude est située dans le permis d'exploitation bloc 403a, dans la partie nord du bassin de Berkine environ 40 Km de champ de BRN.

Il a été découvert en 1987 par le premier puits Puits-1 et mise en production en 1998. Il y a 30 puits forés (2015), le champ est exploité dans les niveaux B, C, E, G, la formation Tadrart et TAGI.

Malgré le potentiel en place énorme, on a choisi le niveau C qui caractérisé par plusieurs problèmes de production en comparaison avec les autres niveaux. A cet effet, ce travail est présenté en étudiant le coté sédimentaire et pétrophysique par différentes méthodes d'exploration a pour but de cerner les facteurs affectant le régime de production.

Pour minimiser et résoudre le problème posé on suit ce plan :

Chapitre I : Contexte générale. Une vue générale du secteur d'étude (cadre géographique, cadre géologique, la stratigraphie...).

Chapitre II : Matériels et méthodes. Proposer et appliqué les différents techniques pour arriver à la solution souhaitée.

Chapitre III : Résultat et discussion. On présente les différents résultats qui observée.



Chapitre I

Contexte générale

1. Cadre géographique :

Le bassin de Berkine se situe de l'Erg oriental du Sahara Algérienne entre les latitudes 29° et 34° Nord, entre les longitudes 5° et 10° Est (Fig. 01). Il est limité par :

- Au Nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et la route de Dahar.
- Au sud par le bassin d'Ilizi.
- A l'Est par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Lybie, avec une série des failles d'une direction Nord-Ouest Sud-Est.
- A l'Ouest par le mole d'Amguid El Biod Hassi Messaoud.

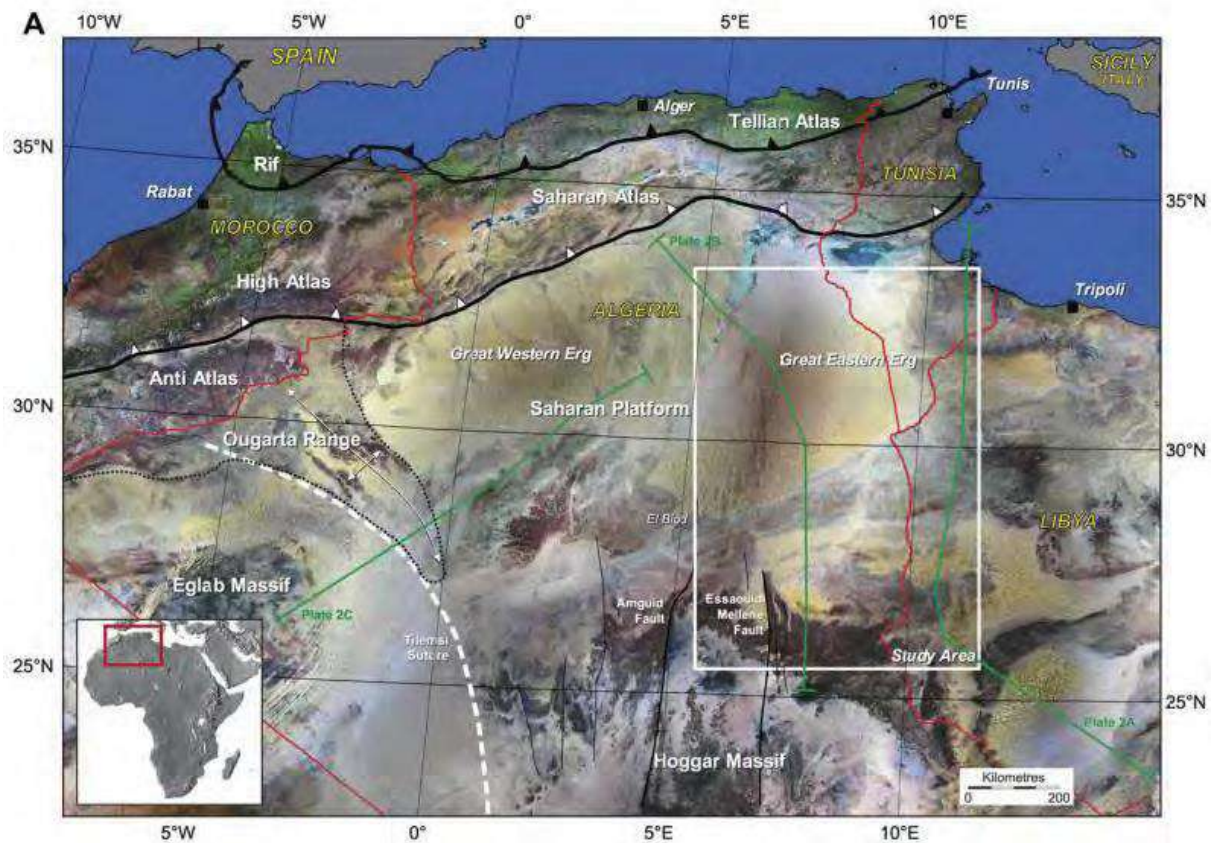


Fig. 01 Situation géographique de bassin de Berkine. (S. Galezzi et al 2010).

De point de vue géodynamique, la région est passée par des événements suivants :

- Déposition des séries continentales et salifères dans les bassins restreints.
- Déposition de la Formation TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) sur les argiles du Frasnien.
- Phase de compression.

Contexte générale

- Transgression éo-alpine (autrichienne).
- Inversion structurale le long de quelques plans de failles d'âge mésozoïque Extension tertiaire.

2.Cadre géologique :

Le champ de Rhoude Messaoud est situé dans le bloc 403a (Eni opérateur à 100 %), dans le Nord du bassin de Berkine (Algérie), environ 40 Kms à l'Ouest du champ BRN « Bir Rebaa Nord ». (Fig.02). Séparer respectivement par un grand accident. Il y a un accident majeur d'orientation Est-Ouest (subméridien) qui passe depuis le Nord d'El Hoggar central jusqu'au le Sud de Hassi Messaoud, aussi la réactivation des failles et l'accident majeur d'orientation Nord-Sud hérité du panafricain lors de l'orogène Hercynienne.

Le champ est juste au Nord de ZEA « Zemlet El Kbar », d'une structure Anticlinale, d'orientation NE-SW de ce champ ; et le résultat du système de faille de la région « El Borma » de la même direction, depuis le Mésozoïque.

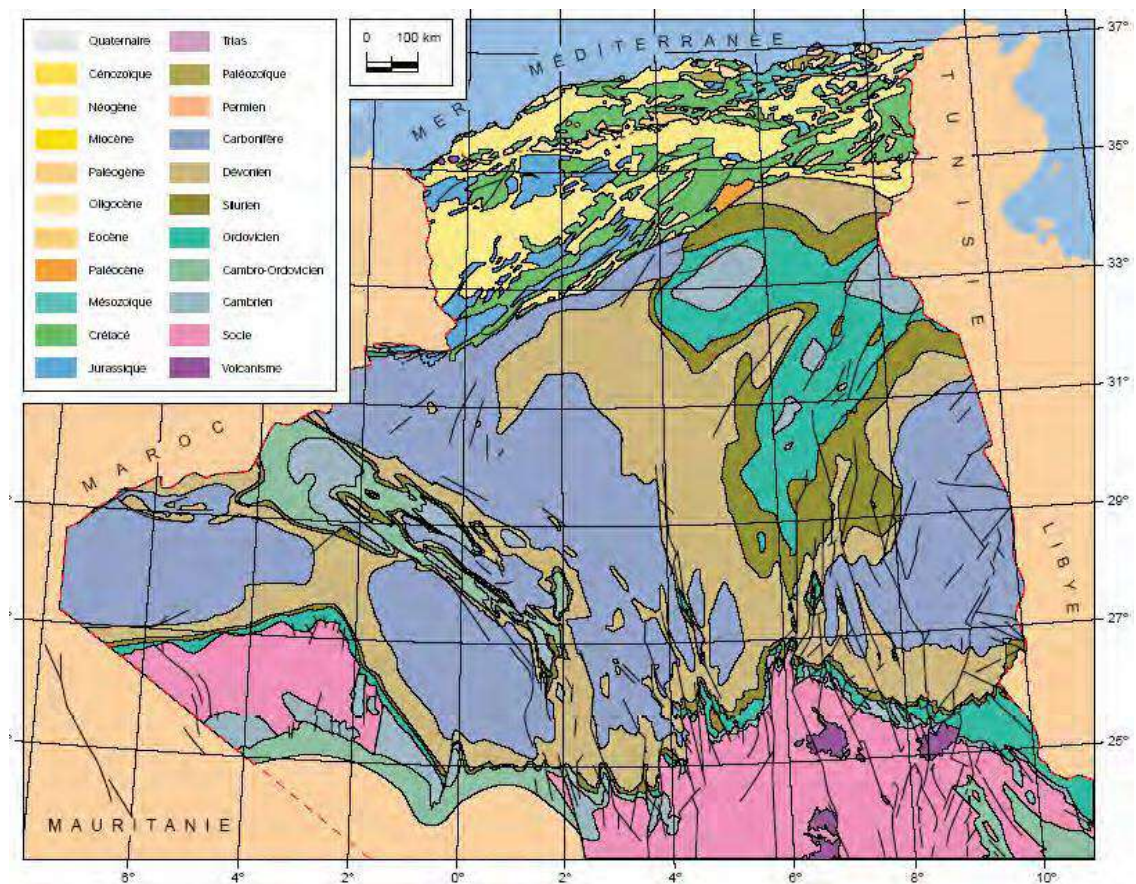


Fig. 02 Carte géologique de l'Algérie (Askri et al, 1995).

3. Cadre stratigraphique et structurale de la région :

En synthèse, les principales phases de dépôt sédimentaire de la région débutent à partir du dévonien inférieur. A partir des fiches techniques d'un ensemble de forages traversant cette région on assiste à un dépôt d'une série (formation Tadrart et Dévonien inférieur) de milieu d'arrière-plage ou littoral (grès quartzeux à stratification entrecroisée), avec rare intercalation d'argile, silt et sable fin qui représentent des brusques des événements transgressifs ; ces intercalations deviennent plus importants vers la partie supérieure de la formation qui témoigne le début d'une transgression marine régionale (peut-être causée par une phase d'extension tectonique) qui déterminée approfondissement maximum dans le Dévonien supérieur (argiles radioactives du frasnien)

La régression régionale pendant le Dévonien supérieur et le Carbonifère, la phase compressive Hercynienne, ayant une direction de serrage probable NE-SW compatible avec des structures de plissement ou d'inversion de direction WNW-ESE, successive d'érosion d'un substratum déjà partiellement déformé.

La phase d'extension du Trias-Lias inférieur avec la formation du réseau des failles normales de direction NE-SW et NW-SE, responsable de la formation de « Horst » et des blocs basculés.

La déposition des séries continentales et salifères dans les bassins restreint. Déposition de la formation TAGI (Trias argilo-Gréseux Inférieur) sur les argiles du Frasnien.

La Phase de compression et légère transgression éo-alpine (autrichienne) et inversion structurale le long de quelques plans de faille d'âge Mésozoïque : extension tertiaire.

3.1. Lithostratigraphie du champ :

Afin d'établir une colonne stratigraphique type de la région, on a intégré les données des puits du champ. La description faite à la base des rapports d'implantation et des rapports finals de différents puits. (Fig.03).

3.1.1. Paléozoïque :**a- Dévonien inférieur :****Gedinnien (formation Tadrart) :**

D'une épaisseur moyenne de 250m, il contient des grès quartzeux gris-clair - gris-beige, fin à moyen, localement grossier, de moyen à mal classé, avec ciment siliceux à silico-argileux, avec minces passées d'argile gris-sombre, noirâtre, silteuse, micacée.

Emsien-Siegenien (Niveau G) :

Se caractérise par une épaisseur de 34m, il s'agit des grès quartzeux très fin, rarement moyen, brun-rouge, ferrugineux, avec passées d'argile brun-rouge ferrugineux, silteuse et sableuse.

Emsien (Niveaux C - D - E - F) :

Se caractérise par une alternance d'argile présente d'épaisseur de 145m, silteuse gris-foncée, localement gris-verdâtre, moyennement indurée, et de grès quartzeux, gris-beige, fin à très fin, à ciment argileux, friable, rarement siliceux, compact, localement passant à siltite.

Emsien (Niveau B) :

Il présente d'une épaisseur de 26m contient des grès quartzeux gris-beige, fin à très fin, rarement moyen, à matrice argileuse avec fines passées d'argile.

b- Dévonien moyen :**Eifélien-Givétien**

Se trouve d'argile dans une épaisseur de 82m, silteuse gris-sombre à gris-vert avec passées de calcaire beige, argileux, localement dolomitique avec niveaux de silstone beige, argileux, friable et présence d'un niveau de grès quartzeux gris-verdâtre, fin à très fin, à ciment et matrice argileuse.

c- Dévonien supérieur :**Frasnien**

Il contient d'argile dans une épaisseur de 468m, gris-sombre, noirâtre, finement silteuse, localement pyriteuse et ligneuse, avec des niveaux de calcaire gris-blanchâtre et gris-beige, gréseux, parfois argileux et dolomitique.

-La discordance Hercynienne recoupe ou bien séparée entre le Paléozoïque et le Mésozoïque.

3.1.2. Mésozoïque :**a- Trias :****Trias Argilo-Gréseux Inferieur (TAGI) :**

Se caractérise par une alternance des bancs d'argile dans une épaisseur de 35m, brun-rouge et gris-vert, silteuse et bancs de grès quartzeux beige à blanchâtre très fin à matrice argileuse.

Trias Carbonaté

D'une épaisseur de 108m, il s'agit d'argile brun-rouge rarement gris-vert, indure, silteuse, carbonatée devenant très silteuse à la base. Passées de dolomie gris-clair, microcristalline, dure. Niveau de grès gris-vert, argileux, friable.

Trias Argileux Salifère

Se trouve l'argile d'épaisseur de 38m, brun-rouge passant à gris-verdâtre, silteuse avec traces d'anhydrite blanche et minces niveaux de sel au sommet.

Trias Salifère S4

A une épaisseur de 37m Il caractérise par de sel blanc à rosâtre, massif. Passées d'argile grise à gris-vert et brun-rouge, silteuse, indurée.

b- Jurassique :**Lias Argileux Salifère**

D'une épaisseur de 51 m, il contient d'argile brun-rouge et gris-verdâtre, salifère tendre. Passées de sel blanc, rosâtre, massif.

Lias S3

Se trouve dans cette épaisseur de 129m les Sels massif transparent à translucide avec rares passées d'argile grise verdâtre, parfois brun-rouge, rarement noire, silteuse et d'anhydrite blanche cristalline.

Lias salifère S1 + S2

Il caractérisé par des alternances d'anhydrite blanche d'épaisseur de 220m, pulvérulente, rarement cristalline, d'argile gris-vert, parfois brune, salifère, localement silteuse, de sel blanc transparent, rosâtre, cristalline, et passées de dolomie gris-beige argileuse.

Horizon B

Il s'agit de calcaire gris-clair blanchâtre, argileux, légèrement dolomitique, d'une épaisseur de 26 m.

Lias salifère

Dans cette épaisseur de 61 il existe de sel blanc à rosâtre et translucide, massif. Passées d'argile brun rouge, gris verdâtre, salifère, tendre à indurée.

Lias Anhydritique

Se caractérise par une Alternance d'anhydrite pulvérulente d'épaisseur de 193m, parfois translucide, dure et de sel transparent à translucide, incolore à rosâtre avec intercalation d'argile grise, silteuse, légèrement dolomitique, moyennement indurée, et localement des niveaux de dolomie calcaire gris-clair à blanchâtre, argileuse, tendre.

Dogger Lagunaire

Il caractérisé par une Alternance d'argile d'une épaisseur de 189m gris-verdâtre, rarement brun-rouge, silteuse, de calcaire dolomitique, gris-blanchâtre, de dolomie calcaire gris-beige et d'anhydrite blanchâtre.

Anhydrite massif, blanche, avec des rares et minces intercalations d'argile gris-foncé / gris-verdâtre, silteuse et pyriteuse et de dolomie calcaire beige.

Dogger Argileux

Il existe d'argile bariolée dans une épaisseur de 103m, à prédominance brun-rouge et gris-vert, silteuse, indurée, intercalée de grès blanc à verdâtre, très fin à fin, silico-argileux, friable et de calcaire blanc à gris-beige, argileux, tendre. Traces d'anhydrite blanche.

Malm

Se caractérise par une alternance plus ou moins régulière d'argile à une épaisseur de 242m gris-vert, verte, gris-sombre, gris foncé, tendre à indurée, légèrement dolomitique, de calcaire gris-blanc, blanc, dolomitique, dur, de grès blanc, gris-verdâtre, très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur et d'anhydrite blanche pulvérulente parfois massive, traces de lignite.

a- Crétacé :**Néocomien**

Dans cette épaisseur de 272m, il contient d'argile gris-verdâtre à verte parfois brun-rouge, silteuse, légèrement dolomitique, tendre à indurée, intercalée de grès gris-blanc et gris-verdâtre très fin à fin, argileux, friable. Rares niveaux de pyrite et lignite.

Barrémien

Se caractérise par une alternance d'une épaisseur de 239m de grès gris-blanc, gris-vert et brun-rouge très fin à fin, argileux, friable, légèrement dolomitique, d'argile gris-verdâtre à brun-rouge, siltosableuse, tendre à indurée.

Aptien

Il s'agit de dolomie blanc-beige, blanche microcristalline, dure parfois gréseuse, d'épaisseur de 17m.

Albien.

Il est caractérisé par une alternance à une épaisseur de 166m, d'argile brun-rouge, gris-vert, silteuse à silto-sableuse, tendre à indurée, de dolomie beige et blanche, microcristalline, dure. Rares passées de grès blanc à verdâtre, fin à moyen, argileux. Traces d'anhydrite blanche.

Cénomaniens

Se caractérise par une alternance d'argile d'une épaisseur de 149 m, gris-vert et brun-rouge, silteuse, légèrement dolomitique, tendre à indurée et d'anhydrite blanche pulvérulente parfois translucide, massive. Passées de dolomie beige, gris beige, moyennement dure. Banc de sel translucide, massif dans la partie basale.

Sénonien Salifère

Il contient dans cette épaisseur de 127 m des Sels blanc parfois rosâtre, massif intercalé d'argile brun rouge et gris vert, tendre, parfois salifère. Fines passées d'anhydrite blanche pulvérulente et de dolomie calcaire, beige, micro- cristalline, dure, blanc métrique d'anhydrite blanche, massive à la base.

Sénonien Anhydritique

Il est caractérisé par une épaisseur de 294m contenant d'une alternance d'anhydrite blanche, pulvérulente parfois massive dure, de calcaire beige, dolomitique, tendre, de dolomie gris beige, cristalline, saccharoïde, dure.

Sénonien Carbonaté

Se caractérise par une épaisseur de 110m contenant une alternance de calcaire dolomitique beige à gris beige, tendre, microcristallin, de dolomie gris beige, cristalline, dure parfois gréseuse. Passées de marne gris verdâtre, tendre à pâteuse.

3.1.3. Cénozoïque tertiaire :**a- Néogène :****Mio - Pliocène**

Dans cette épaisseur de 202m il existe de sable blanc à translucide parfois rosâtre, jaune, de fin à moyen, parfois grossier, subarrondi à sub-anguleux. Rares fines passées de calcaire blanc, crayeux, tendre et gris blanc, gréseux, dur.

Stratigraphy		Lithology
TERTIARY		Miocene / Pliocene
CRETACEOUS	UPPER	Cenonian Carbonate
		Senonian Anhydrite
		Senonian Salt
		Turonian
		Cenomanian
	LOWER	Albian
		Aptian
		Barremian
		Neocomian
JURASSIC	U.	Malm
	Middle	Dogger Shale
		Dogger Anhydrite
	LOWER	Lias Anhydrite
		Lias Salt
		"B" Marker
		S1 + S2
		S3
		Upper Saliferous Shale
TRIASSIC		S4
		Lower Saliferous Shale
		Carbonate
		TAGI
		Famennian
DEVONIAN	UPPER	Frasnian
	Middle	Givetian
		Couvinian
		Eifelian
	LOWER	Emsian
		Siegenian
		Gedinnian F6

Fig. 03 Colonne stratigraphique de bassin de Berkine. (Turner 2001).

4. Aspect pétrolier du champ :

4.1. Roche mère :

D'après toutes les recherches appliquées sur la région nord Berkine (GSA 1986), la roche mère est contenue dans les argiles graptolite du Silurien basal et les argiles du Dévonien supérieur.

4.2. Roche couverture :

Dans le carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra-formationnelles. Sur les bordures du bassin, la couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté, Trias S4 ainsi que le Lias S3. Les réservoirs F1a/F1b, F2 et Upper Rhourde Lkhrouf (RKF) sont couverts par des argiles sus-jacentes de même âge. La couverture des réservoirs gréseux de l'Upper RKF présente cependant un grand risque quand ces réservoirs affleurent directement sous la discordance Hercynienne.

Les passages du TAGI basal avec de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et de Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures.

4.3. Roche réservoir :

Trias Argilo-Gréseux Inferieur :

Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inferieur) est constitué par des dépôts fluviatiles caractérisés par des corps gréseux ayant une continuité latérale détruite.

Le TAGI est composé par des unités 1, 2 et 3 intercalées par des passages d'argiles. Les grès de (TAGI 3) constituent la partie basale de la formation TAGI et sont contactent direct avec les argiles de Fransien. Le cycle supérieur TAGI 1 montre une prédominance des faciès argileux, le cycle moyen (TAGI 2) d'habitude constitue le meilleur réservoir, le cycle inferieur (TAGI 3) montre une épaisseur réduite et caractéristiques pétrophysiques pires par rapport au (TAGI 2). Mais en général il faut souligner comment dans le champ le TAGI ne montre pas de séquence gréseuse bien développé, même le TAGI-2 souvent montre de rapport Net/Gross défavorable pour haute présence d'argile ou silt-argileux. Par conséquence on trouve souvent faible

mobilité. De toute manière on a remarqué aussi que la Main Area il ya une progressive augmentation de Net/Gross de l'Ouest (puits-1, puits-1) vers l'Est (puits-21 Dir, puits-19).

Le niveau B :

Dans l'ensemble il s'agit d'un dépôt littoral, correspondant à des barres de plate-forme externe de type « coarseningupward ». Le niveau "B" est une couche sédimentaire très bien reconnaissable et possède une continuité latérale étendue. Le niveau "B" est composé par plusieurs bancs gréseux séparés par des minces passées d'argiles. Les corps gréseux constituant le niveau "B" se compose de quatre couches : B4, B3, B2 et B1 ; en général dans les puits de Main Area sont le B3 et B4 qui montrent les meilleures caractéristiques. Au contraire la couche basale devienne la meilleure en s'approchant à la zone affaissée entre ROM Main et ROM Nord.

On s'attend une épaisseur totale du niveau B d'environ 25 m.

Le niveau C :

Les corps gréseux constituant le niveau C se compose de sous niveaux : C1, C2, C3, C4 et C5, avec une épaisseur totale d'environ 60-70m. D'alternance d'argile gris clair à gris sombre, silteuse, de grès quartzeux beige à gris sombre parfois gris verdâtre, fin à très fin passant à siltstone, à ciment siliceux-argileux faible, devenant brun rouge, ferrugineux, vers la base.

Notant la présence des rares et minces couches de calcaire dolomitique beige, argileux, moyennement dur. Dans les puits de champ de Rhoude Messaoud, sans oublier la variabilité latérale qui n'est pas négligeable, les couches qui montrent les facies les plus propres sont à l'intérieur des sous niveaux C2, C3 et C4.

Niveaux D, E et F :

Le niveau D n'a pas un intérêt pétrolier, il a généralement des Net/Gross vraiment défavorables.

Emsien (Niveau D) :

L'alternance d'argile qu'elle s'agit est gris clair à gris foncé, silteuse, de grès quartzeux beige à gris foncé parfois gris verdâtre, fin à très fin passant à des silts, à ciment siliceux-argileux friable, devenant brun rouge, ferrugineux, vers la base. Présence de rares et minces couches de calcaire dolomitique beige, argileux, moyennement dur.

Emsien (Niveau E) :

Se caractérise par des alternances d'argile gris clair à gris foncé, silteuse, de grès quartzeux beige à gris foncé parfois gris verdâtre, fin à très fin passant à des silts, à ciment siliceux-argileux friable, devenant brun rouge, ferrugineux, vers la base. Présence de rares et minces couches de calcaire dolomitique beige, argileux, moyennement dur.

- Le niveau E se compose de quatre sous-niveaux : E1, E2, E3 et E4 du toit vers le mur. On remarque une forte variabilité latérale et c'est facile de retrouver la même couche que dans un puits est en facies gréseuse et dans un autre est presque argileuse. Donc ce n'est pas possible de faire de prévisions concernant le facies de chaque sous-niveau.
- Pas d'intérêt pour le niveau F, généralement avec Net/Gross vraiment défavorables.

Emsien (Niveau F) :

Il caractérisé par des alternances d'argile gris clair à gris foncé, silteuse, de grès quartzeux beige à gris foncé parfois gris verdâtre, fin à très fin passant à des silts, à ciment siliceux-argileux friable, devenant brun rouge, ferrugineux, vers la base. Présence de rares et minces couches de calcaire dolomitique beige, argileux, moyennement dur.

Emsien (Intervalle F-G) :

Se caractérise par des alternances d'argile gris clair à gris foncé.

Emsien (Niveau G) :

Il contient des grès quartzeux gris, fin à moyen, grossier vers le bas, à ciment siliceux et argileux, avec passées d'argile marron à gris foncé plus fréquentes vers le haut.

Formation TADRART :

Elle caractérise par des grès quartzeux fin à grossier à micro-conglomératique à ciment siliceux avec rares intercalations de minces couches d'argile grise.

Dans ces niveaux G et formation TADRART, l'ensemble sédimentaire correspond à des dépôts de milieu d'arrière plage ou littoral (grès quartzeux à stratification entrecroisée), avec rares intercalations d'argiles, silt et sable fin qui représentent des brusques évènements transgressive ; ces intercalations deviennent toujours plus importants vers la partie supérieure

de la formation qui témoigne le début d'une transgression marine régional (peut-être causé par une phase d'extension tectonique) qui détermine un approfondissement maximum dans le Dévonien supérieur.(argiles radioactives du Fransien).

5. Intérêt pétrolier de la zone :

Un Contrat pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides sur le champ de Rhoude Messaoud, a été signé entre SONATRACH et AGIP (Africa) LTD (actuellement ENI Algérie Production BV) le développement du champ est inclus dans ce contrat.

Au mois de juin 1997 le Permis d'Exploitation du champ a été attribué à Sonatrach. Conformément aux termes du Décret d'octroi du Permis d'Exploitation, ENI a poursuivi les travaux de délimitation et de développement du gisement de Zmlet El Kbar.

Ce champ a été découvert en 1987 par le puits Puits-1, et il a été mis en production en 1998.

Les 30 puits sont actuellement forés (Février 2014). Le champ est exploité dans les niveaux B, C, E, G, la formation Tadrart et TAGI.

Le niveau G + la formation Tadrart est principalement caractérisé par des puits à forte productivité (débit d'huile plus de 4000 STB/J) et par un aquifère actif.

Les niveaux B, C, D et E sont caractérisés par des puits à faible productivité à cause de faible paramètre pétrophysique (débit max d'huile environ 1000 STB/J).

Le niveau triasique (TAGI) est aujourd'hui non produit après la fermeture du puits Puits-7H le 27/03/2014 due à la chute de performance.

La production cumulée du champ jusqu'au 31/12/2014 est d'environ 40.47 MMbbl. (Fig.04).

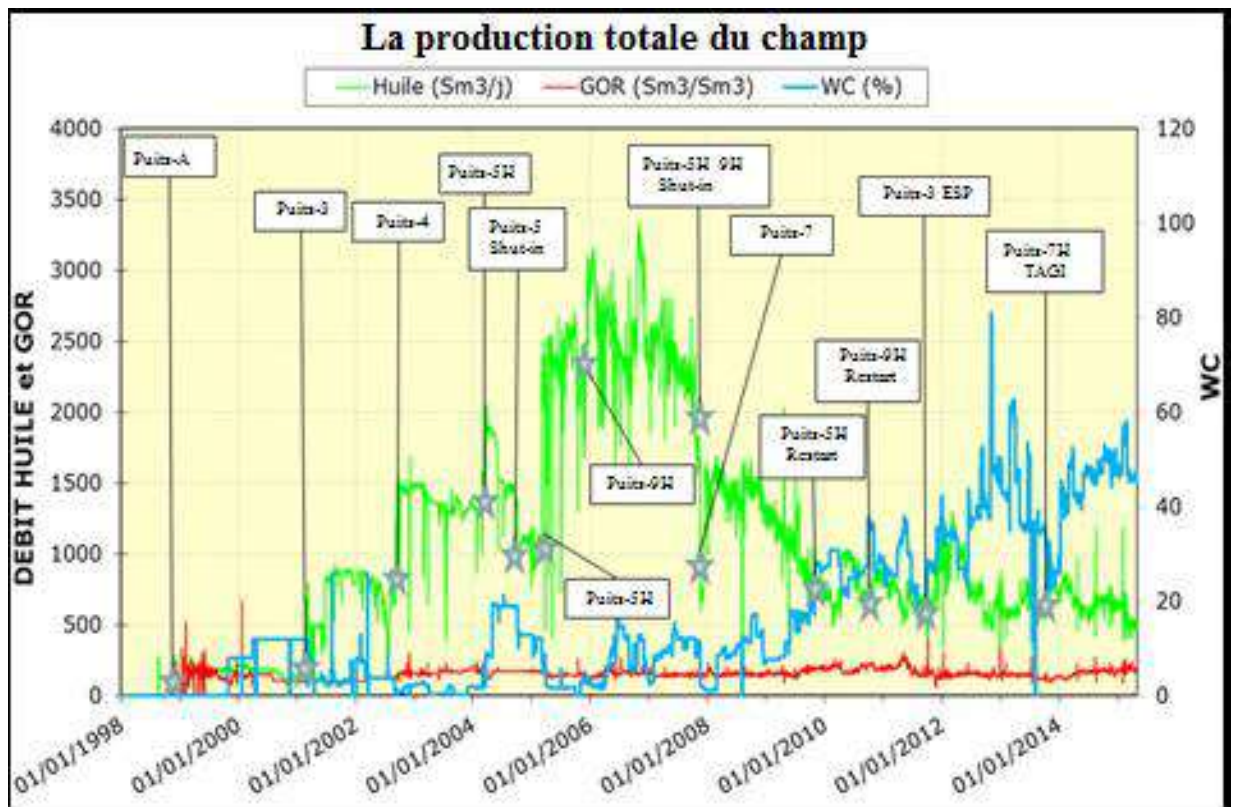


Fig. 04 Evolution de la production totale du champ. (GSA. 2015).



Chapitre II

Matériels et méthodes

Dans cette partie on présente les différentes méthodes et matériels utilisé pour atteindre l'objectif principal de ce travail, notre concentration été sur les éléments suivants :

- Étude sédimentologique pour avoir le milieu de dépôt et les figures sédimentaire.
- Étude pétrographique diagénétique pour avoir aussi le milieu de dépôt à partir des analyses des carottes.
- Étude structurale de Dévonien inferieur (Emsien) pour avoir les directions des failles et les fissures.
- La répartition des propriétés pétrophysiques aléatoires.

1. Analyse sédimentologique :

L'objectif principal d'une cette étude est fait une bonne caractérisation sédimentologique de Dévonien inferieur (Emsien niveau C), la reconnaissance d'environnement, le milieu de dépôt et d'autre coté la détermination de la distribution latérale des facies dans le champ.

Ce travail est basé sur les analyses des carottes de plusieurs puits de ce niveau : Puits-1, Puits-2, Puits-7 et le Puits-18. Aussi les lames minces jouent un rôle très important pour l'étude pétrographique diagénétique, en prend des échantillons à partir les puits suivants : Puits-1 et le Puits-18.

1.1. Description des carottes :

On a fait la description des carottes pour ressortir les structures et les figures sédimentaires, la granulométrie, les fractures et sans oublier l'environnement et le milieu de dépôt.

La réalisation de cette étude est faite sur quelques puits : Puits-1, Puits-2, Puits-7 et Puits-18 avec les numéros des carottes et les intervalles sont dans le tableau suivant (Tableau. 01)

Tableau 01 : Tableau représenta les différents puits et leurs carottes avec des cotes (m) de Dévonien inferieur (Emsien niveau C) :

Puits	Numéro de carotte	Intervalle(m)
Puits-1	2 et 3	3387-3405 m
Puits-2	3	3323-3441 m
Puits-7	2	3360-3407 m
Puits-18	2	3257-3393,3 m

2. Étude structurale :

Le principal objectif de cette étude est de délimiter le réseau des failles à partir d'analyse des données sismiques avec les cartes isobathes et isopâques ont été établies afin de réaliser une caractérisation structurale de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

2.1. Sismique 3D :

Cette méthode permet d'avoir une connaissance sur les structures géologiques des sous-sol grâce à l'analyse des ondes élastiques qui se propagent dans le sol. Les méthodes sismiques sont essentiellement utilisées en prospection pétrolière dans le but de localiser et caractériser des gisements d'hydrocarbures.

La prospection sismique consiste à produire des séismes de faibles amplitudes à partir d'un dispositif de source émettrice qui seront enregistrés sur un dispositif d'acquisition composé des capteurs. L'enregistrement obtenu sur un capteur appelé trace sismique et l'ensemble de ces traces forme un profil sismique. Un des axes correspond un temps d'écoute et peut être directement relié à la profondeur. Les évènements sismiques présents sur l'enregistrement correspondent à l'arrivée des ondes sismiques sur le réseau de géophone après la propagation dans le sous-sol (Paulus. C.2006).

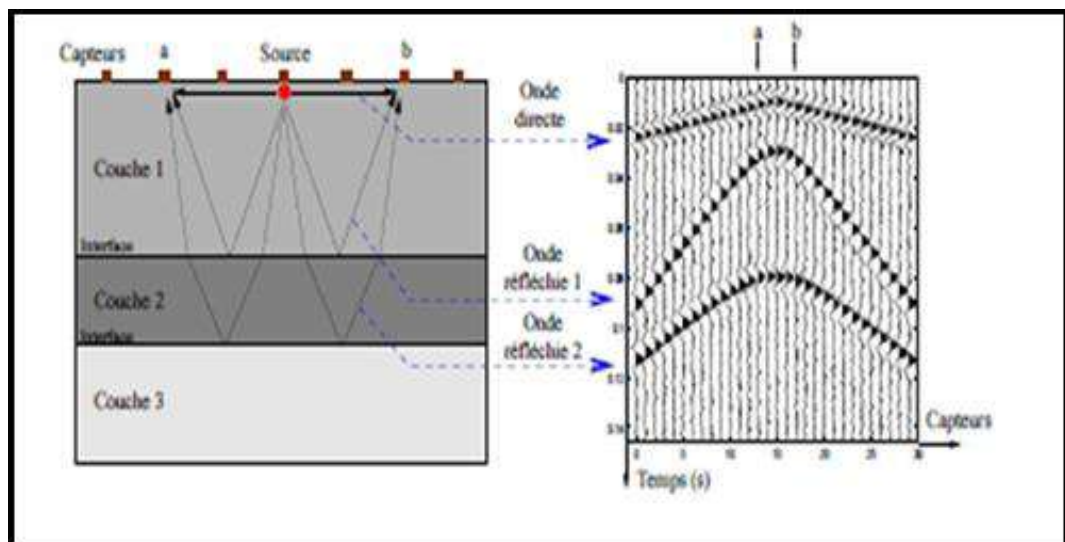


Fig. 05 Modèle synthétique de prospection sismique (sismique réflexion) au moyen d'un réseau de capteurs et d'une source placée en son centre (Paulus. C. 2006).

Une étude sismique se décompose en 03 grands étapes :

- **Acquisition des données sismiques** : différents types d'acquisition sont envisageables en sismique terrestre. Bien souvent, le positionnement des structures géologiques à imager détermine le type dispositifs à mettre en place.
- **Traitement des données** : c'est là où les progrès ont été spectaculaires et continueront, parallèlement à ceux des ordinateurs.
- **Interprétation** : c'est la stratigraphie séquentielle (sismo-stratigraphie) de Peter Vail qui a fait faire le plus de progrès à l'interprétation, amenant les géologues à regarder les profils sismiques, à les interpréter et à discuter avec les géophysiciens.

2.1.1. Acquisition sismique :

L'opération sismique 3D est faite par l'entreprise nationale de la géophysique ENAGEO en 2002, elle couvre la partie totale du bloc 403a, à une surface prospectée par la sismique 3D d'une faible qualité environ 302 Km², correspond à la zonalité qui se localise au Nord du bassin de Berkine. (Fig.02).

L'objectif principal de cette étude est la connaissance de réseau des failles (majeurs et secondaires) et leurs directions, les rejets l'influence sur le Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

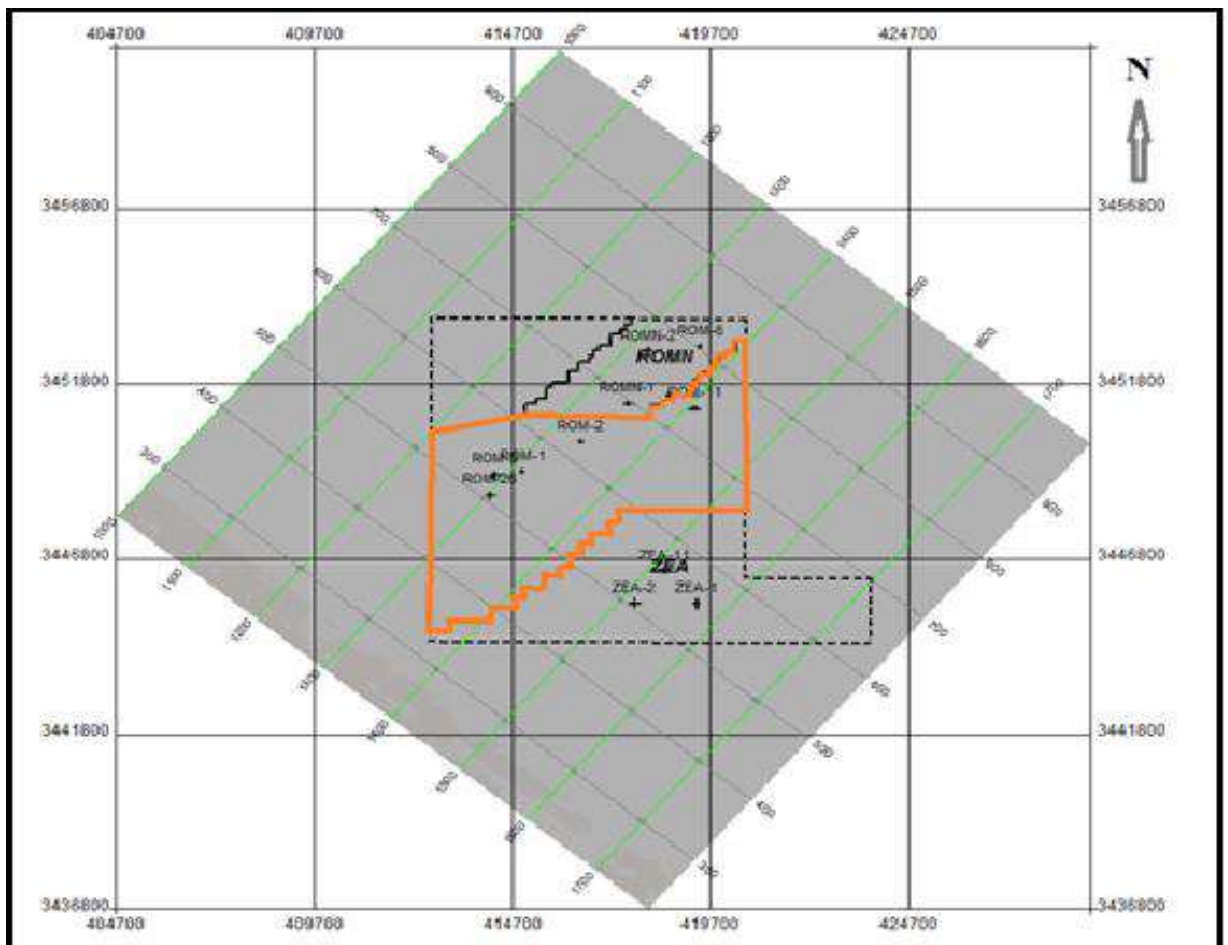


Fig. 06 Surface prospecté par la sismique 3D du champ. (BAKER HUGH 2015).

3. Etude pétrophysique :

3.1. Diagraphie :

3.1.1. Définition :

La diagraphie c'est tous les enregistrements électriques des caractéristiques pétrophysiques du fond (roche) à partir des outils spéciaux, il y a deux types d'enregistrements analogique et numérique des paramètres pétrophysiques.

3.1.2. Classifications des diagraphies :

3.1.2.1. Selon la nature :

- Electrique
- Acoustique
- Radioactive

3.1.2.2. Selon le phénomène enregistré :

- Spontané (GR, PS...)
- Actif (Résistivité, Porosité, Densité...)

L'étude de cette technique est basée sur deux sections de différentes directions ce qu'on a choisi, la première section d'une direction Nord-Est Sud-Ouest qui représente trois (3) puits : Puits-11, Puits-29 et Puits-25. La deuxième section d'une direction Nord-Ouest Sud-Est qui représente trois (3) puits aussi : Puits-18, Puits-19 et Puits-28. (Fig.07).

Le but de cette interprétation est d'évaluer tous les paramètres pétrophysiques disponibles tels que la porosité, la perméabilité, la saturation et le volume d'argile.

3.2. Problèmes de la production :**3.2.1. Problèmes naturels :**

Ce sont des problèmes liés à la formation de réservoir (diagenèse) : formation compacte, dure, tendre, la granulométrie....

3.2.2. Problèmes d'endommagement liés à la production :

Ces problèmes sont représentés les événements de la production avec le temps :

- Chute de la production.
- Colmatage des pores des grains.
- Augmentation de la pression.

3.3. Stimulation :

Pour résoudre ces types de problèmes on a essayé quatre interventions (solutions) comme suite :

3.3.1. Injection d'eau :

Cette intervention est basée sur les eaux avec des additifs injectent ; le facteur de densité est joue un rôle très important (différence de densité entre les eaux et les hydrocarbures), cette différence de densité a créé une force pour pousser les hydrocarbures vers le haut. Ils y ont plusieurs puits injecteurs distribuer sur le champ, présentent dans le tableau suivant (**Tableau 02**) :

Tableau 02 : Tableau représente les puits injecteurs dans le champ.

Puits	Date de forage
Puits-2	Février 1988
Puits-14	Avril 2007
Puits-15	Aout 2007
Puits-19	Septembre 2007
Puits-26	Juin 2011
Puits-27	Mai 2011
Puits-28	Mars 2012

3.3.2. Fracturation hydraulique (la méthode classique) :

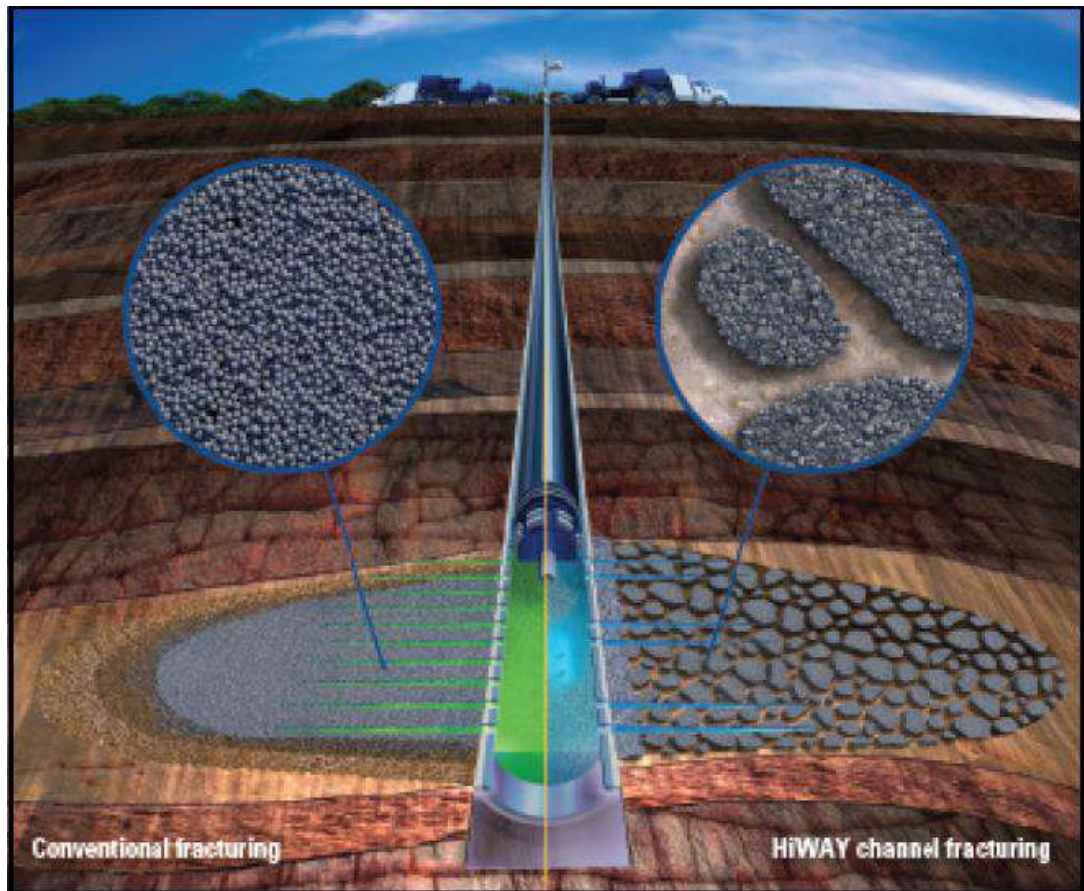
La fracturation hydraulique est une technique classique utilisée de longue date dans les forages d'hydrocarbures conventionnels. Elle consiste à fissurer une roche compacte qui n'offre pas la perméabilité nécessaire au drainage, c'est à dire à l'exploitation des hydrocarbures. Elle est aussi utilisée pour augmenter la productivité des forages.

3.3.3. HIWAY :

Hiway technologie est une fracturation modernisée et développé par la compagne de service SCHLUMBERGER, elle change la façon de l'injection classique par une injection de multicouches de proppant séparé par un gel qui jouent le rôle des grains et cela crée des canaux de flux (perméabilité artificielle), Alors au lieu de suivre l'intermédiaire de appuis dans le paquet, les hydrocarbures traversant ces canaux de flux.

L'augmentation de la conductivité est lié par le volume, donc la conductivité s'étend jusqu'au bout de fracture, permettant une demi longueur de fracture efficace une meilleure récupération des fluides et polymères avec le moins de dégâts face à la fracture.

Cela effectue toute la production moyenne optimisé une récupération supérieure des hydrocarbures.



*Fig. 07 La différence entre la fracturation hydraulique et la technique de HIWAY.
(SCHLUMBERGER 2011).*

3.4. Logiciel utilisé :

3.4.1. PETREL :

Cette partie de ce travail constitue un élément très important dans cette étude, à partir de plusieurs cartes utilisées précédemment ont été tirées.

Ils se posaient la question sur la possibilité de faire des cartes en écorché récentes (avec des données tectoniques récentes) qui vont leurs êtres très utiles pour leurs prévisions. Possédant un outil comme le *Petrel*, je voulais faire de cette possibilité une réalité ajoutant à cela l'aspect tridimensionnel de visionnement.

En utilise le logiciel PETREL qui est développer technologiquement par la compagne pétrolier SCHLUMBERGER de la version 2014, pour préparer une carte avec le PETREL il faut tout d'abord avoir un modèle.

3.4.2. TECHLOG :

La compagne SCHLUMBERGER a aussi développer le logiciel TECHLOG delà on a utilisé la version 2011, pour la facilité de la lecture des logs CPI de la diagraphie.



Chapitre III

Résultats et discussion

1. Analyse sédimentologique :

1.1. Description des carottes :

1.1.1. Puits-1 :

- **Carotte N° 2 et 3 du 3387 à 3405m :**

Ce puits localisé dans la partie Sud-ouest du champ, le Dévonien inférieur (Emsien niveau C) est représenté par l'intervalle 3387m à 3405m d'épaisseur de 18m, il contient des grès gris-blanc, argileux, légèrement faible à moins dur avec une bioturbation, à passées Centimétrique à Décimétrique de silt argileux à bioturbation. Argile gris-noir, micacé, finement silteuse, aussi la présence des pyrites.

1.1.2. Puits-2 :

- **Carotte N° 3 du 3323 à 3441m :**

Ce puits est localisé au Nord-est du puits-1, le Dévonien inférieur (Emsien niveau C) est dans l'intervalle 3423m à 3441m d'épaisseur de 18m, il contient des grès gris-blanc, beige-clair, gris-clair, argileux argilo-siliceux, légèrement friable à dur, rarement dur à compact, souvent à bioturbation, à rides soulignés par des drapages et une masse d'argile, gris-noir, indurée, micacée. Localement passées Centimétriques d'argile grise à gris-noir, bien consolidé, silteuse, micacée, devenant silt argileux, dur. (Fig.09).

1.1.3. Puits-7 :

- **Carotte N° 2 du 3360 à 3407m :**

Le puits est situé dans la partie Sud-est du champ, le Dévonien inférieur (Emsien niveau C) est représenté dans l'intervalle 3360m à 3393.3m d'épaisseur environ 33.3m, on observe une intercalation argilo-gréseux. Argile gris- noir à gris-noir, silteuse, indurée, localement feuillète avec un passage des grès.

Les grès sont blancs à gris-blanc rarement à gris brun, fin à très fin, argileux à silico-argileux, parfois subanguleux à subarrondi, bien à rarement mal classée, bien à moyennement consolidé, avec passées d'argile.

1.1.4. Puits-18 :

- Carotte N° 2 du 3257 à 3393, 3 m :

Ce puits est située à l'Ouest du Puits-1 et au Sud-ouest du Puits-2, le Dévonien inférieur (Emsien niveau C) est représenté dans l'intervalle 3357m à 3393.3m d'épaisseur environ 36,3m. Il contient des argiles gris foncé, brune, légèrement silteuse, indurée.

Des grès quartzeux blanc, gris, parfois blanc à beige, gris à gris clair, rarement gris à verte, jaunâtre, fin-très fin, parfois argileux et rarement à ciment siliceux, généralement subarrondi à subanguleux, légèrement bioturbé, faible à moyennement dur, rarement friable avec intercalation d'argile bioturbé, gris foncé, indurée, à stratification ondulées et rides de courants et la présence de wavy bedding et ripples à la base. Faciès Hétérolitique. (Fig.05 et06).

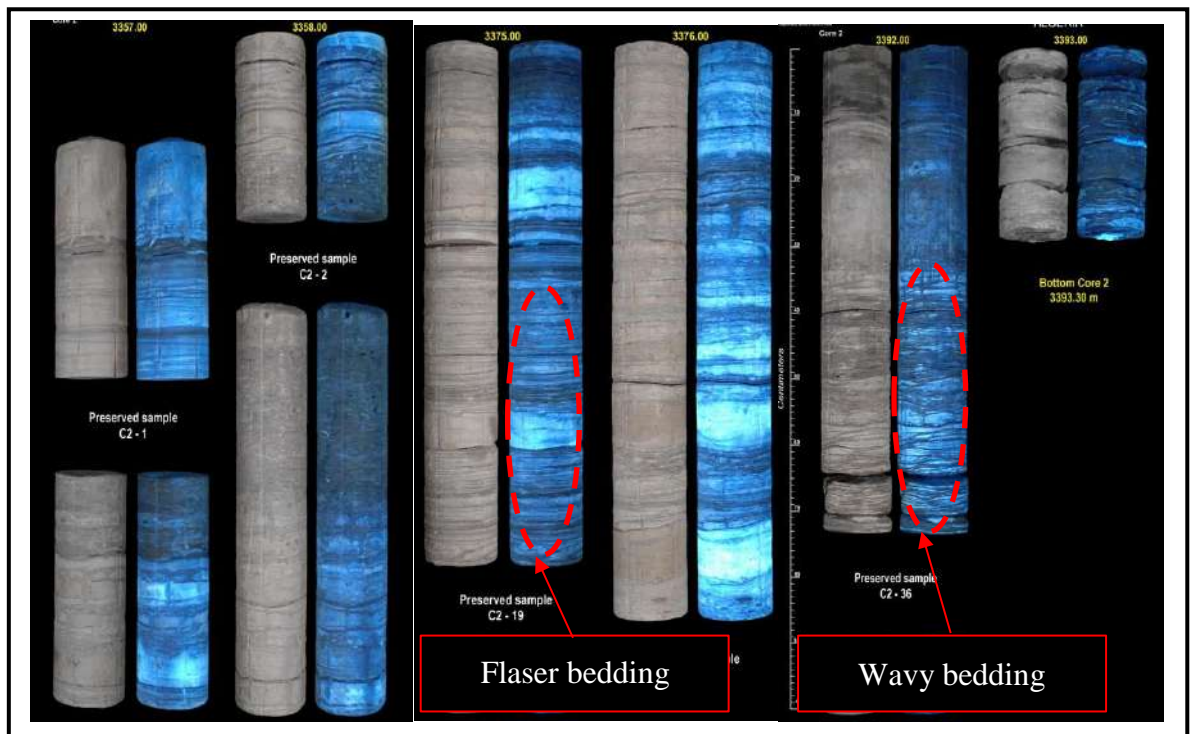


Fig. 08 Photos de carotte N°2 du Puits-18 représente les Flaser bedding et les Wavy bedding. (CRD, 2010).

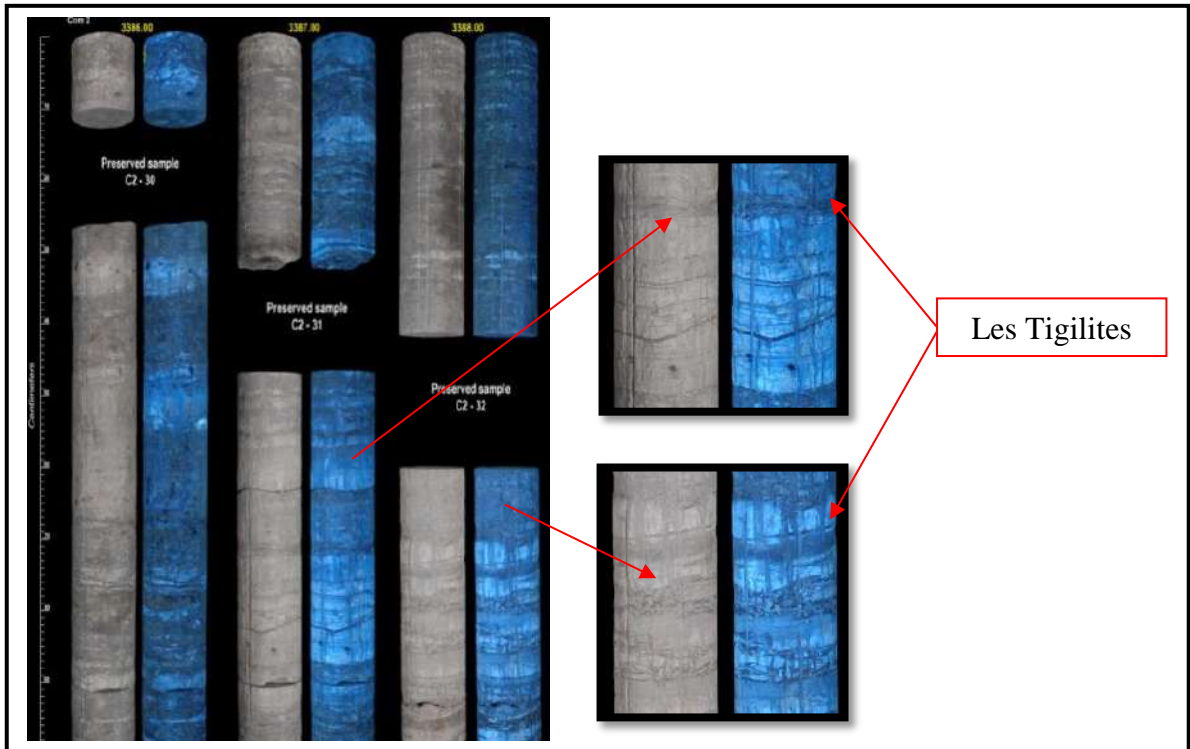


Fig. 09 Photos représente la bioturbation à la présence des Tigilites. (CRD 2010).

1.2. Étude pétrographique :

La pétrographie est basée sur la description des lames minces au microscope optique polarisant. Cette technique permet de déterminer :

- Le diamètre moyen et maximal des grains, leur classement et leur morphoscopie.
- Les types de contacts entre les grains et leur fréquence.
- Les pourcentages des éléments figurés et des ciments.
- Les différents types des réseaux poreux et leurs proportions.

1.2.1. Puits-1 :

Le Dévonien inférieur (Emsien niveau C) à cause du manque de données de pétrographie de ce puits ont essayé de développer la description des lames minces déjà étudié par la société.

La cote étudier 3389.55m de la carotte N°02 d'agrandissement 84X par le microscope à balayage. (Fig. 12), en remarque la présence des ooides de la nature de la chamosite.

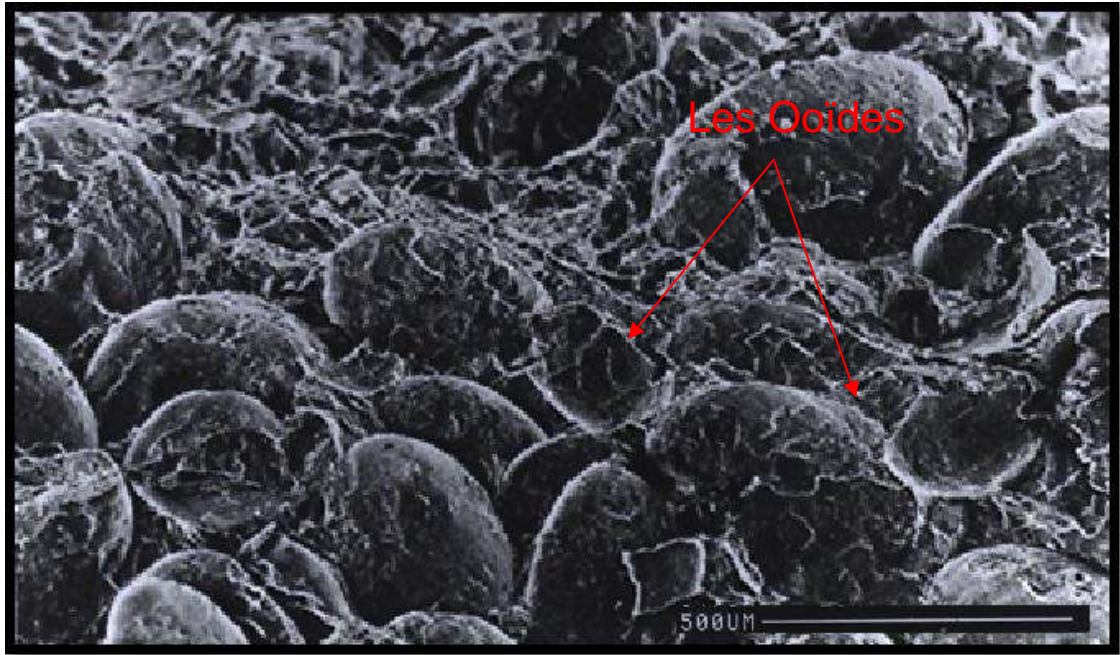
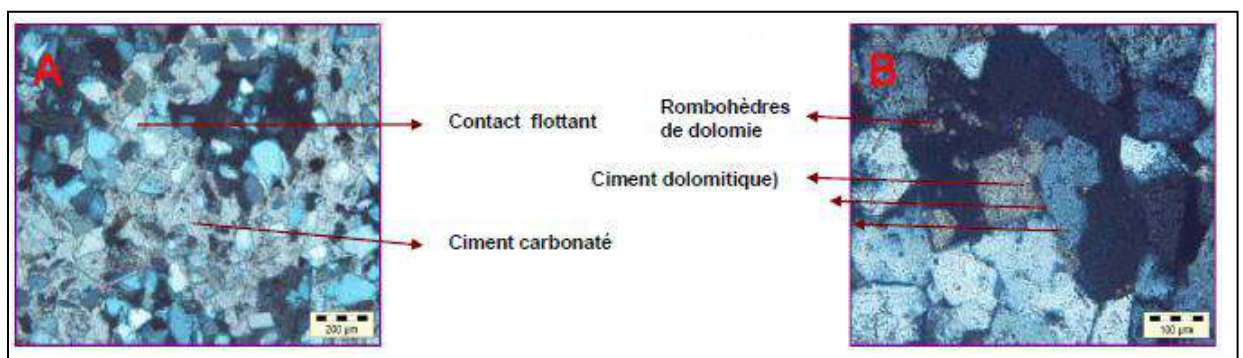


Fig. 10 Photo de lame mince sur le microscope électronique à balayage à la cote 3389.55m du puits-1 de la présence des Ooïdes. (CRD1987).

1.2.2. Puits-18 :

Ce niveau présente l'intervalle du 3361.34m jusqu'à 3385.28m de la carotte N°02 :

L'analyse microscopique de cet échantillon montre la présence des grés, fin, bien classé feldspathique légèrement micacé à pyriteux, à ciment argilo-carbonaté, localement anhydritique et pyriteux à rarement siliceux, faiblement pores avec des microfissures colmatées par la matière organique. Ces microfissures sont parfois ouvertes créant une porosité secondaire dite la porosité de fissuration. (Fig.13).



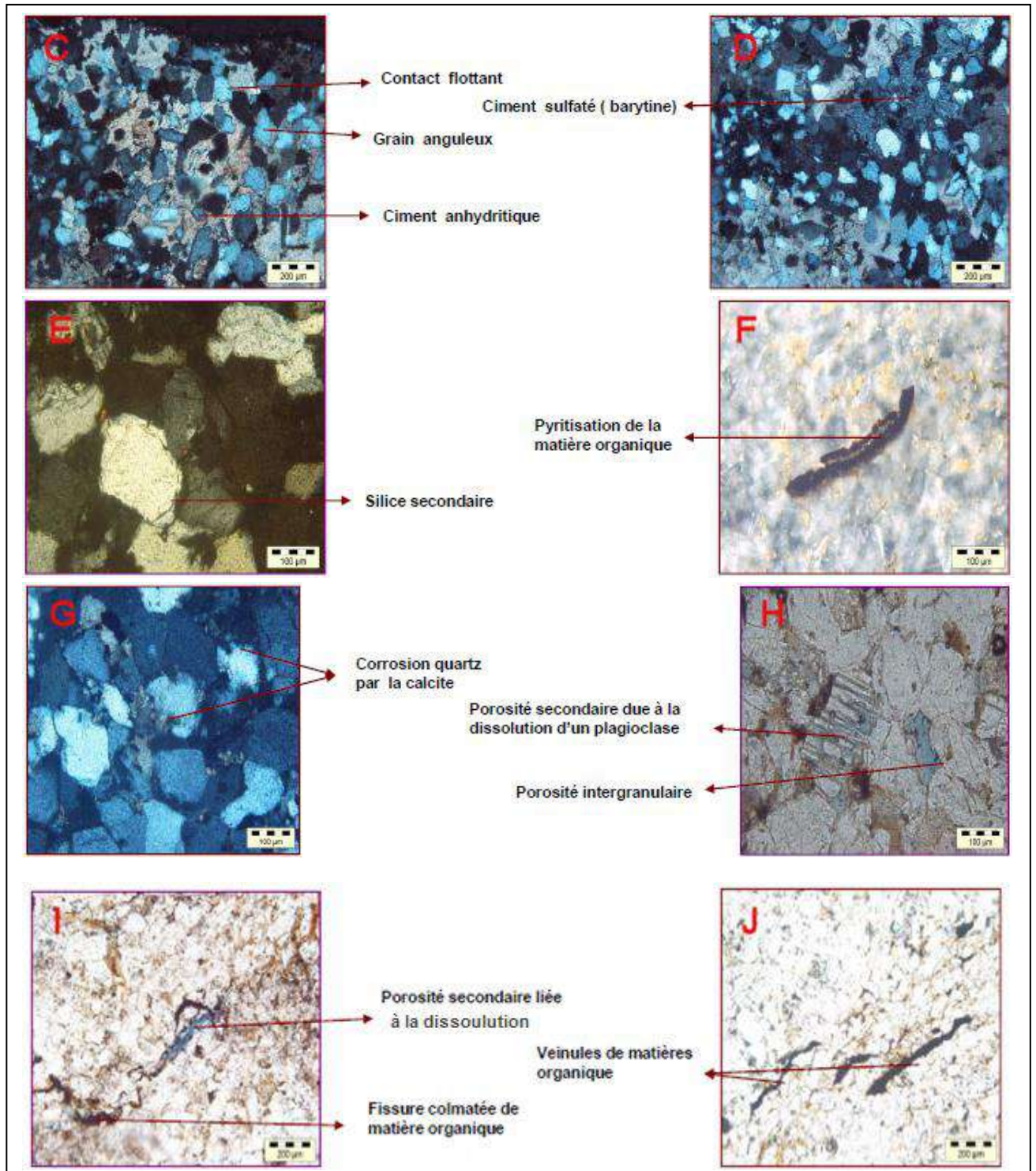


Fig.11 Lamesminces A : grès à ciment carbonaté(calcite), B : grès à ciment dolomitique, C : grès à ciment anhydritique, D : grès à ciment sulfaté, E : les silices, F : pyritation de la matière organique, G : quartz à ciment carbonaté, H : porosité de dissolution, I : microfissures colmatées par la matière organique.Et J : veinules de la matière organique du puits-18de différentes cotes.CRD (2011).

D'après la description macroscopique et microscopique des carottes de plusieurs intervalles carottés des puits a permis d'attribuer d'un milieu de dépôt de transition Shoreface/Offshore au champ étudié., qui présente les caractéristiques suivantes :

Shoreface : est marqué par la mise en place de grès à rides, la présence des Wavy bedding et litages horizontaux.

Offshore : est caractérisé par l'installation d'une série argileuse par le processus de décantation.

1.3. L'étude des phénomènes diagenétiques :

Le champ d'une formation gréseuse, d'une taille fine à faible pourcentage de feldspath, mica et de la pyrite, d'un ciment argilo-carbonaté par endroit pyriteux, siliceux et anhydritique, le contact entre les grains de grès est concavo-convexe due à la dissolution de ciment à cause de la pression et la température qui montre une diagenèse tardive. Ainsi que la présence des oôides de nature chamosites.

Dans ce niveau signe plusieurs phénomènes diagenétique d'où l'existence de quatre grandes transformations diagenétiques :

- Transformation des feldspaths plagioclases en kaolinite.
- Corrosion des grains de quartz par la calcite, l'anhydrite et l'argile.
- Dissolution des plagioclases.
- Epignésation de la matière organique par la pyrite.

La porosité est faible, aussi il y a des microfissures remplies par de la matière organique.

2. Étude structurale :

Le principal objectif de cette étude est de délimiter le réseau des failles à partir d'analyse des données sismiques et l'effet des fissures à partir de la technique d'imagerie dans le champ et leurs directions, des cartes isobathes et isopâques ont été établies afin de réaliser une caractérisation structurale de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

2.1. Sismique 3D :

2.1.2. L'interprétation du profil sismique 3D :

Ce profil est fait dans une section de direction Nord-Ouest Sud-est, il représente les horizons : Lias Argileux, Trias Salifère S4, Tadrart et à la base l'Ordovicien. Le champ est affecté par un réseau de failles, l'Emsien niveau C se localise entre le Tadrart et l'Ordovicien. Les failles majeures d'une direction Nord-Ouest Sud-est de faible rejet, sont divisées le champ à des zones et les failles secondaires de direction Nord-Sud aussi de rejet important.

L'Emsien niveau C est touché par des failles secondaires dans quelques puits : Puits-1, Puits-2 et Puits-11, aussi il y a des puits voisinages à des failles secondaires comme le Puits-3. (Fig.14).

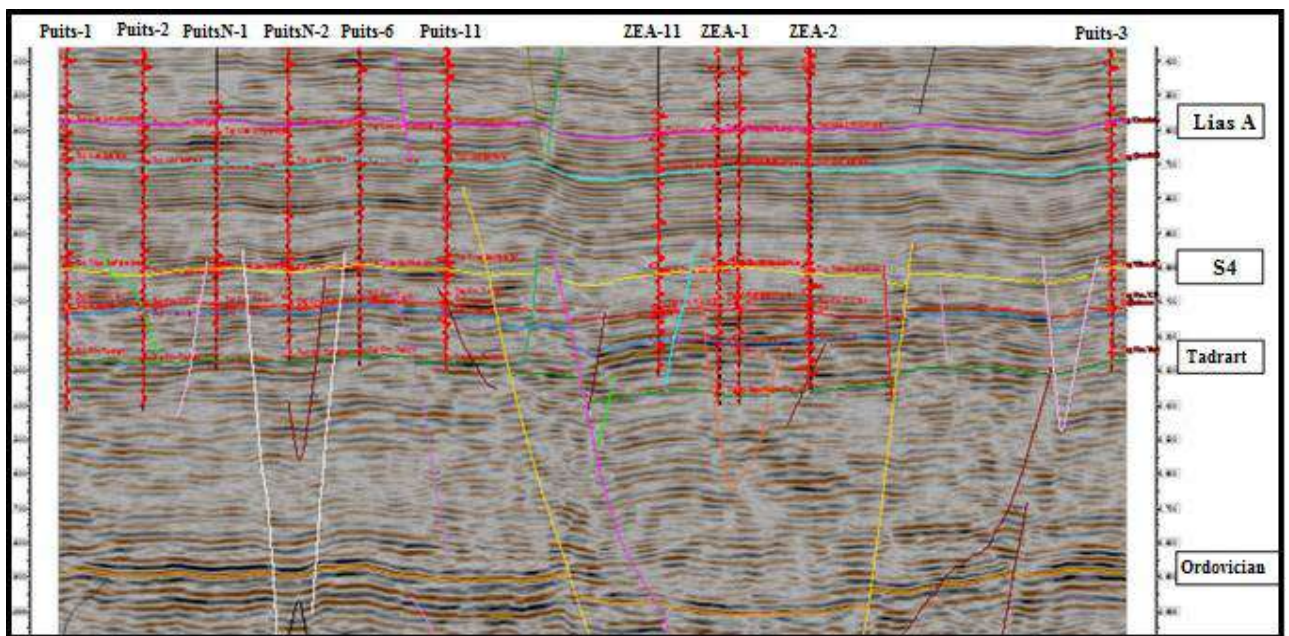


Fig. 12 Profile sismique 3D du champ. (Backer Hughes 2015).

2.1.3. Interprétation des cartes isobathe et isopâques :

2.1.3.1. Carte isobathe :

Carte isobathe représente la variation de profondeur au Dévonien inférieur (Emsien niveau C), le champ est affecté par un réseau de faille d'une direction Nord-Est Sud-Ouest, la zone est subdivisée en trois compartiments par un réseau de faille (Horst et Graben), donc la profondeur maximale est enregistrée dans la partie Sud-Est qui explique que la partie la plus basse. Au contraire la profondeur minimale est enregistrée dans la partie Nord Nord-Ouest qui représente la partie la plus haute. (Fig.13).

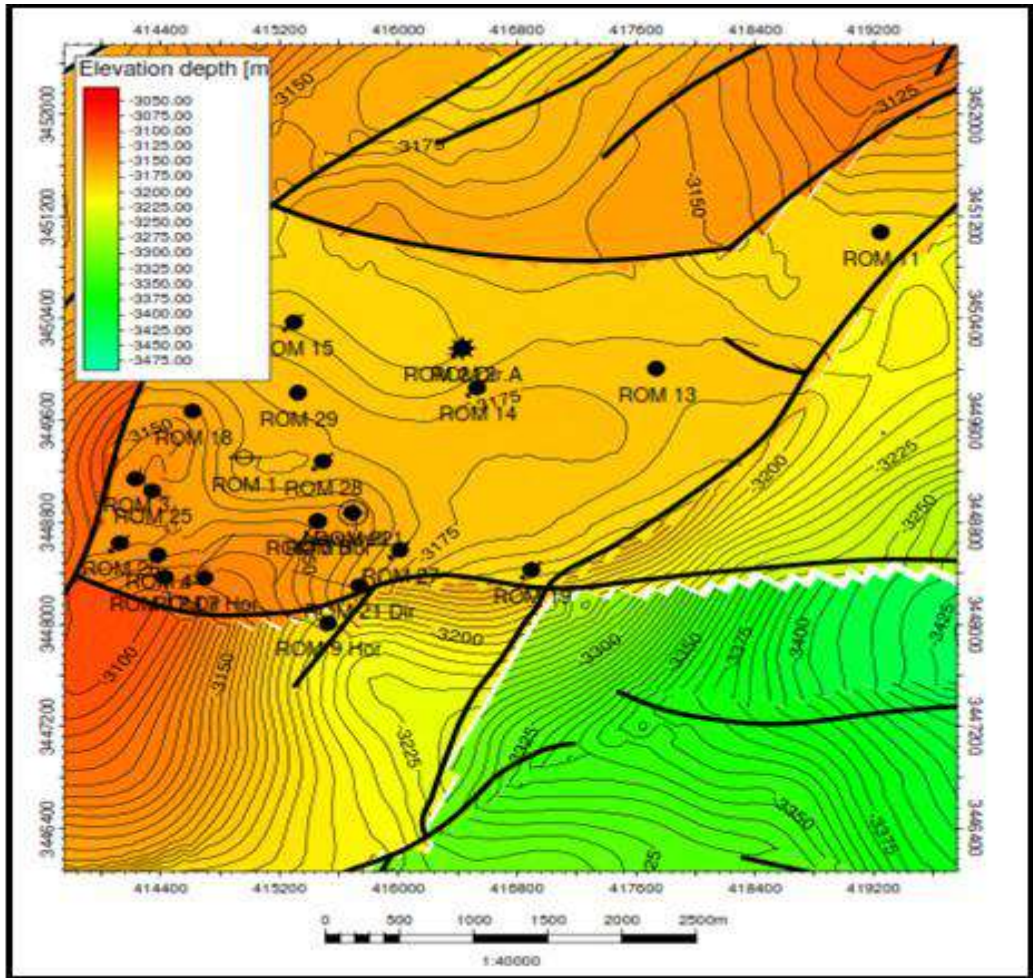


Fig. 13 Carte isobathe de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

2.1.3.2. Carte isopâques :

Cette carte confirme l'épaisseur réel du réservoir étudié (Emsien niveau C), est varié entre 60m et 76m. Comme nous nous dirigeons vers l'Est on trouve la concentration l'épaisseur maximale se trouve les puits Puits-11 et Puits-13, mais la direction inverse on trouve la concentration d'épaisseur minimale qui contient quelques puits : Puits-7 et Puits-4. (Fig.16).

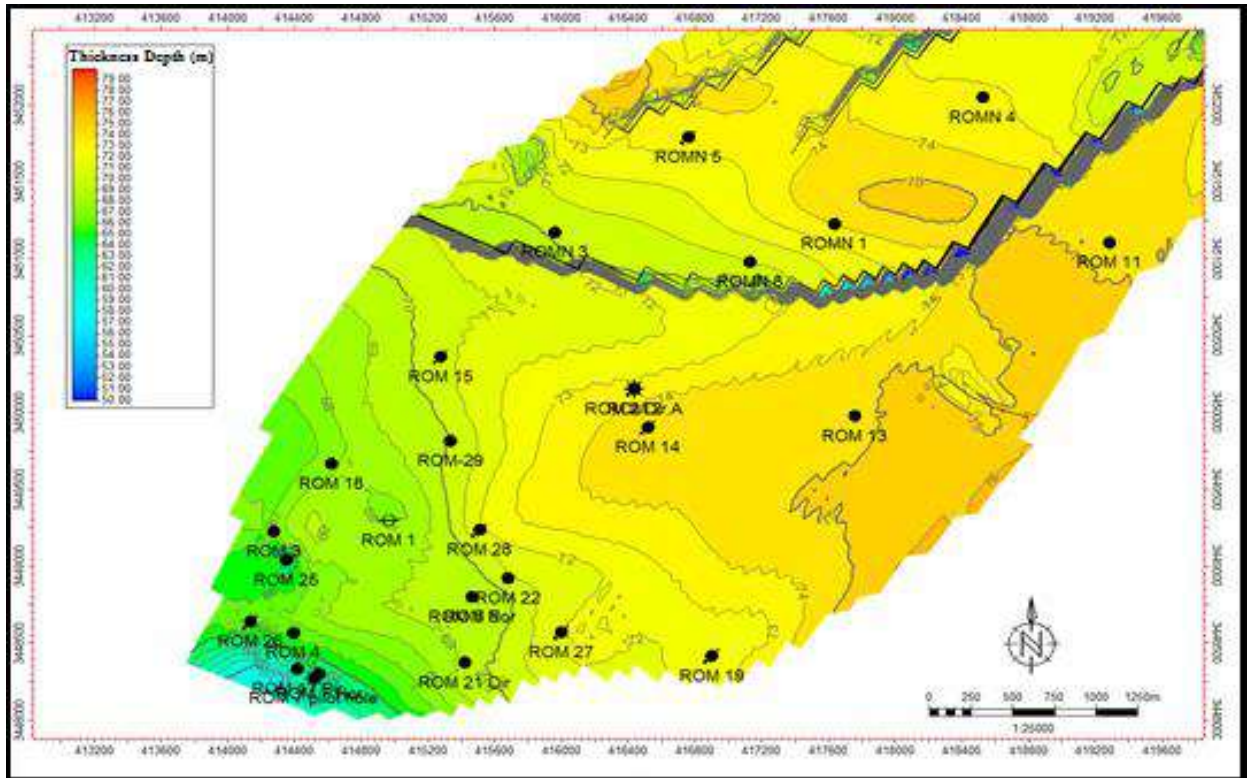


Fig.14 Carte isopâques de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

D'après les résultats structuraux à travers l'analyse des données sismiques et l'interprétation des cartes isopâques et isobathes, le champ a été identifié structuralement par un réseau de failles majeurs d'une direction Nord-Est, Sud-Ouest. La zone est subdivisée en deux parties : la partie Sud-Ouest est plus élevée en comparaison avec l'autre partie.

3. L'étude de la distribution des paramètres pétrophysiques :

En géologie pétrolière, chaque couche réservoir doit être caractérisée par des paramètres pétrophysiques principaux. Ces paramètres s'expriment fondamentalement en termes de la porosité, perméabilité, volume d'argiles et saturation en eau ... etc. Dans la zone d'étude, nous avons basées sur l'interprétation des logs diagraphiques et les cartes de ces différents paramètres pétrophysiques pour faire une étude pétrophysique globale est plus précise sur l'Emsien niveau C.

3.1. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques :

Les résultats de traitement statistique monovariante des paramètres pétrophysiques sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau.03 : Paramètres statistique des éléments pétrophysique des données du champ de Rhoude Messaoud.

Les paramètres	Minimum	Medium	Maximum
Porosité (%)	0	0.09	0.18
Perméabilité(mD)	0.01	1.57	37.2
Saturation en eau (%)	0.12	0.62	0.85

3.1.1. Interprétation d'histogramme de porosité :

L'histogramme de la porosité selon la profondeur, nous a permis le champ présentent une porosité qui varie entre 0 et 0.18 (Fig.16), l'histogramme de la porosité est bimodal, on est donc dans ce cas il y a deux types de faciès (argile et grés), indique que la perméabilité est hétérogène dans le champ.

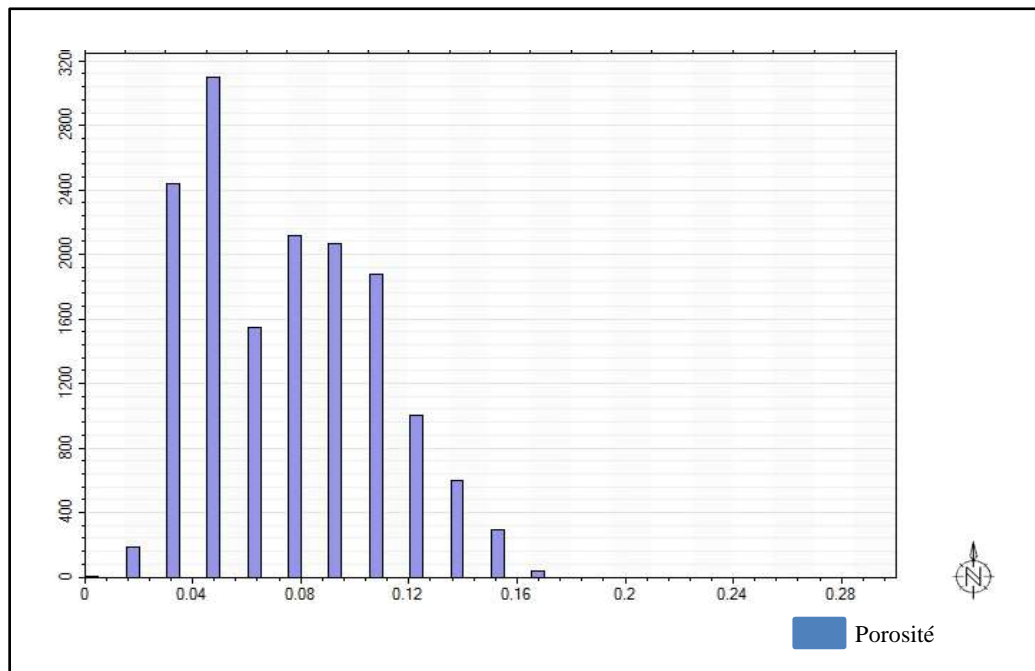


Fig.15 Histogramme de variabilité de porosité du niveau C.

3.1.2. Interprétation d'histogramme de perméabilité :

L'histogramme représente que la perméabilité selon la profondeur, la perméabilité est variée entre 0.12 et 0.85. (Figure.17), donc l'histogramme est bimodal, dans ce cas de la présence deux types de faciès (argile et grés), indique que la perméabilité est hétérogène dans le champ.

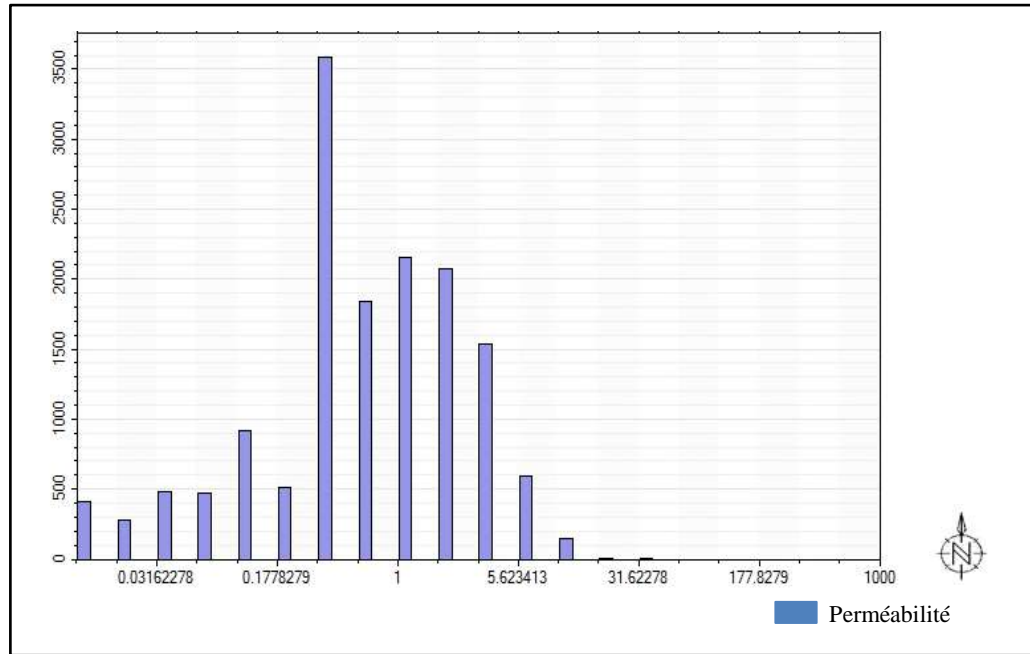


Fig.16 Histogramme de variabilité de perméabilité du niveau C.

3.1.3. Interprétation d'histogramme de saturation en eau :

D'après l'histogramme de la saturation en eau selon la profondeur, on remarque que la saturation en eau est variée entre 0.01 et 37.2, donc la saturation totale en eau est environ 19%. (Fig.18), l'histogramme est bimodal, qui veut dire la présence de deux types de faciès, indique que la perméabilité est hétérogène dans le champ.

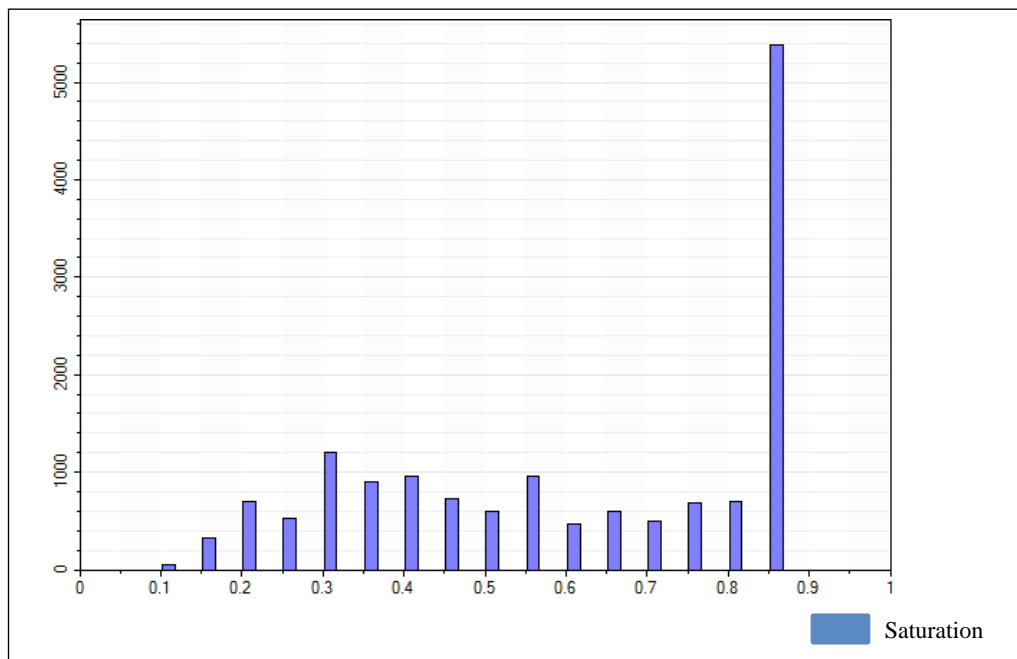


Fig.17 Histogramme de variabilité de saturation en eau du niveau C.

3.2. Évolution spatiale des paramètres pétrophysiques :

3.2.1. Carte isoporosité :

La carte au-dessous est déterminé que les variables de porosité de ce niveau (Fig.19). Les variables de porosité sont plus au moins faibles à médiocres trouvé dans la partie Sud-Ouest comme les puits : Puits-3 et Puits-25, nous nous dirigeant soit vers le Nord ou bien le Sud ou bien vers l'Est la concentration maximale de porosité est diminué (0.001 jusqu'à 1) comme les puits : Puits-11 et Puits -13, mais les valeurs moyennes généralement trouvent dans la partie centrale du niveau.

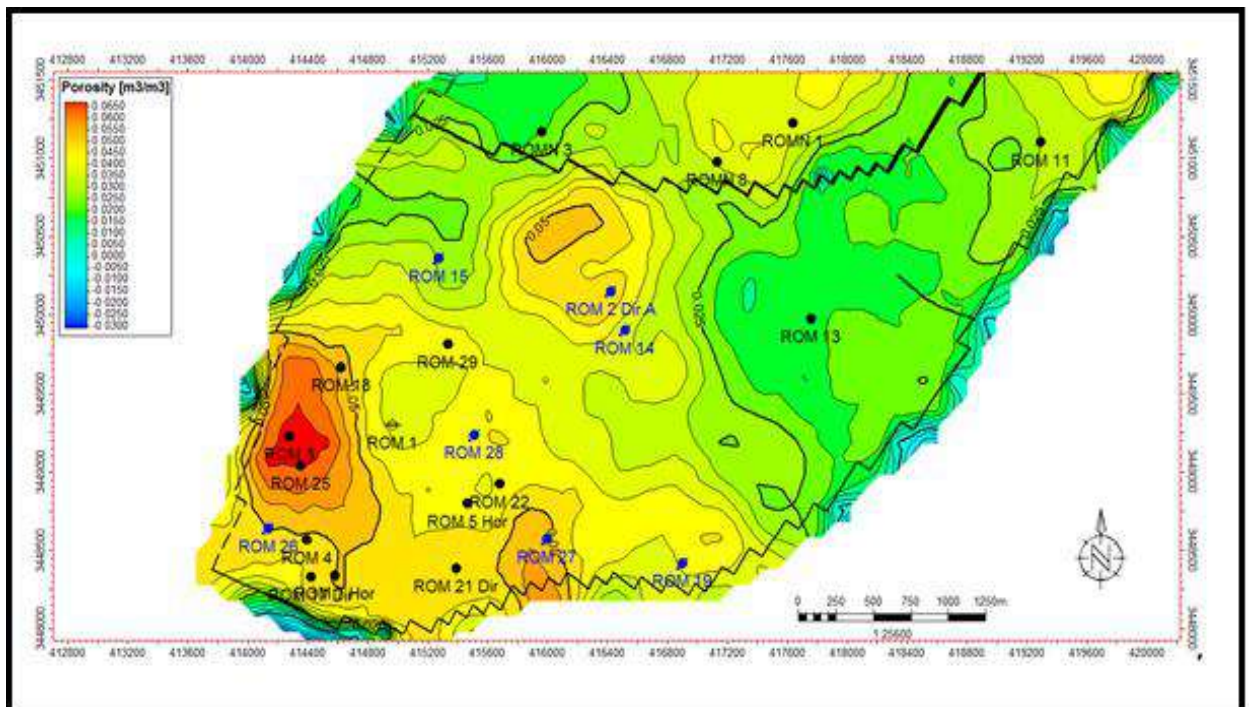


Fig. 18 Carte des variables de porosité de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

3.2.2. Carte isoperméabilité :

La carte au-dessous est expliqué que la perméabilité dans ce niveau (Fig.20). Est généralement faible, limité entre 0,032 comme une valeur minimale et du 3,200 comme une valeur maximale.

Dans la partie Sud et Sud-Ouest il y a une concentration de la perméabilité maximale qui touché quelque puits comme : Puits-18, Puits-3 et Puits-21 Dir, mais par contre la partie Nord, Nord-Est et Nord-Ouest on trouve la perméabilité minimale, mais la perméabilité moyenne ce localise

Résultat et discussion

dans la partie centrale et de différente direction. Car la perméabilité est hétérogène indique que la présence de deux types de population c'est une alternance argilo-gréseuse. (Fig.20).

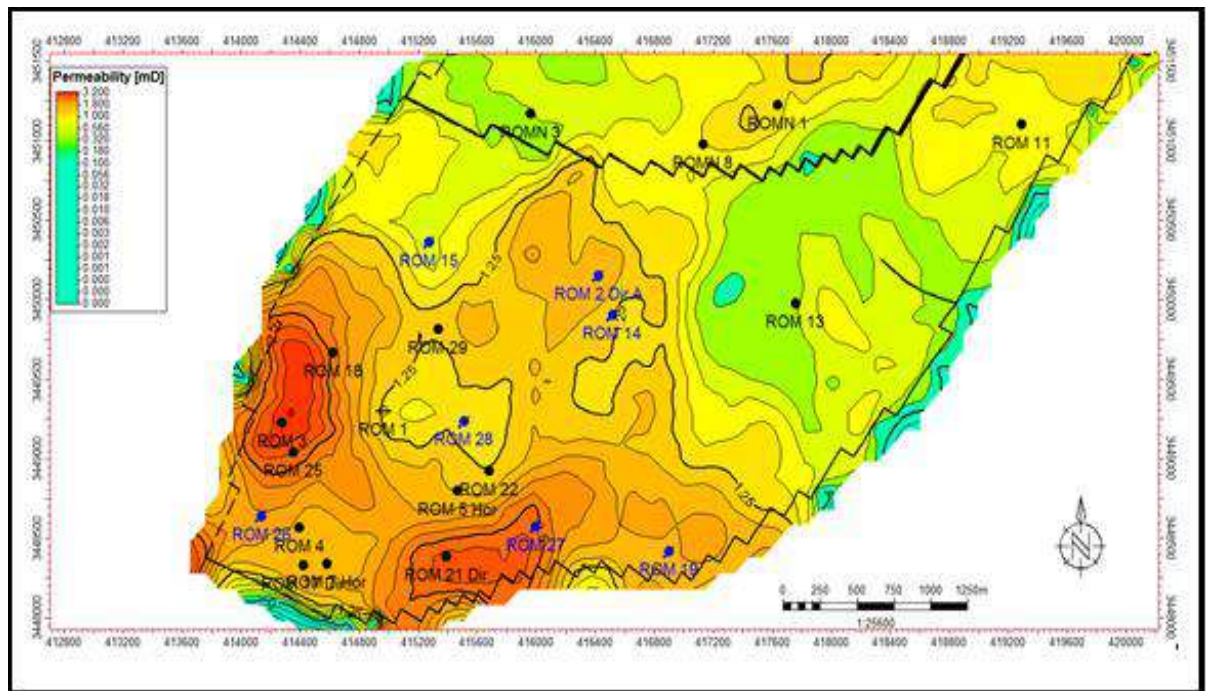


Fig. 19 Carte des variables de perméabilité de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

3.2.3. Carte isosaturation :

La carte au-dessous est montrée que la saturation en eau de ce niveau (Fig.21). Généralement elle est faible à moyenne et variée entre 8% et 14%, la variable maximale est enregistrée dans quelques puits : dans la partie centrale il où Puits-2, au sud Puits-7H et la partie Sud-ouest il où Puits-3. La variable minimale est marquée dans la partie Nord-est il où Puits-11, vers l'Est le Puits-13 et au Nord-Ouest il où Puits-15.

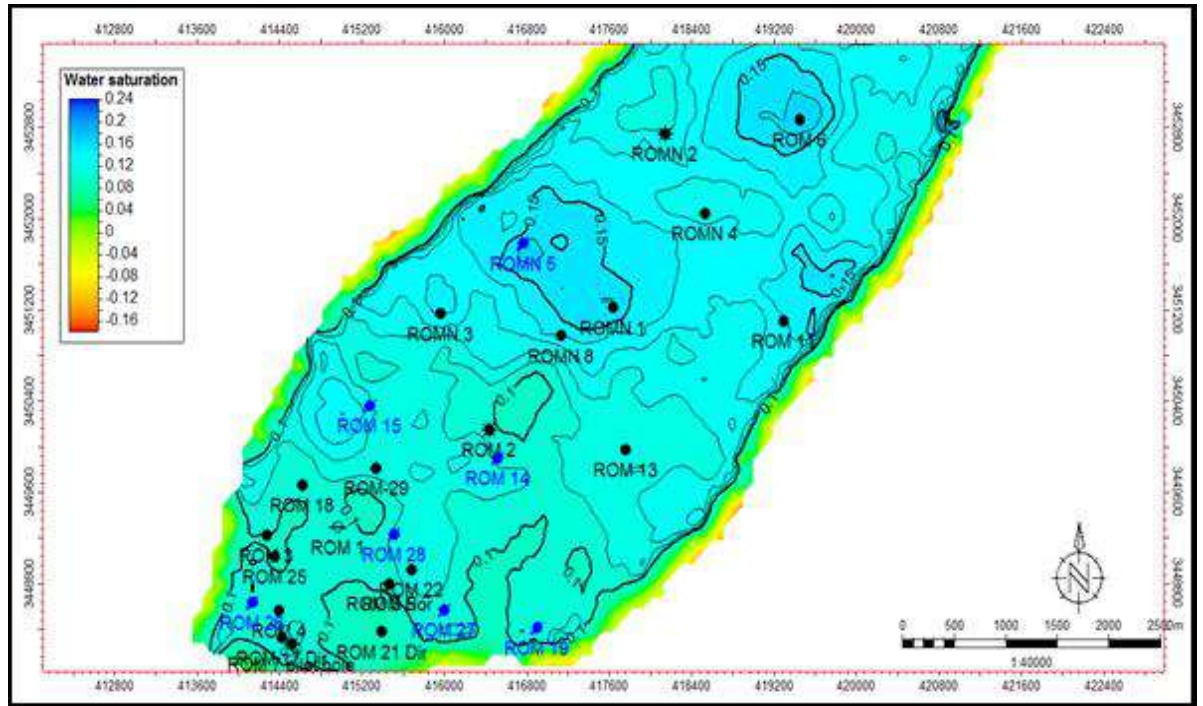


Fig.20 Carte de saturation en eau de Dévonien inférieur (Emsien niveau C).

3.3. Diagraphie du champ :

Chaque élan diagraphique est représenté schématiquement la succession verticale des paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité, la saturation et le volume d'argile. Le but est de déterminer la variation verticale à travers les différents intervalles chronostratigraphiques d'Emsien niveau C. nous avons étudié plusieurs puits à travers deux sections de différentes directions.

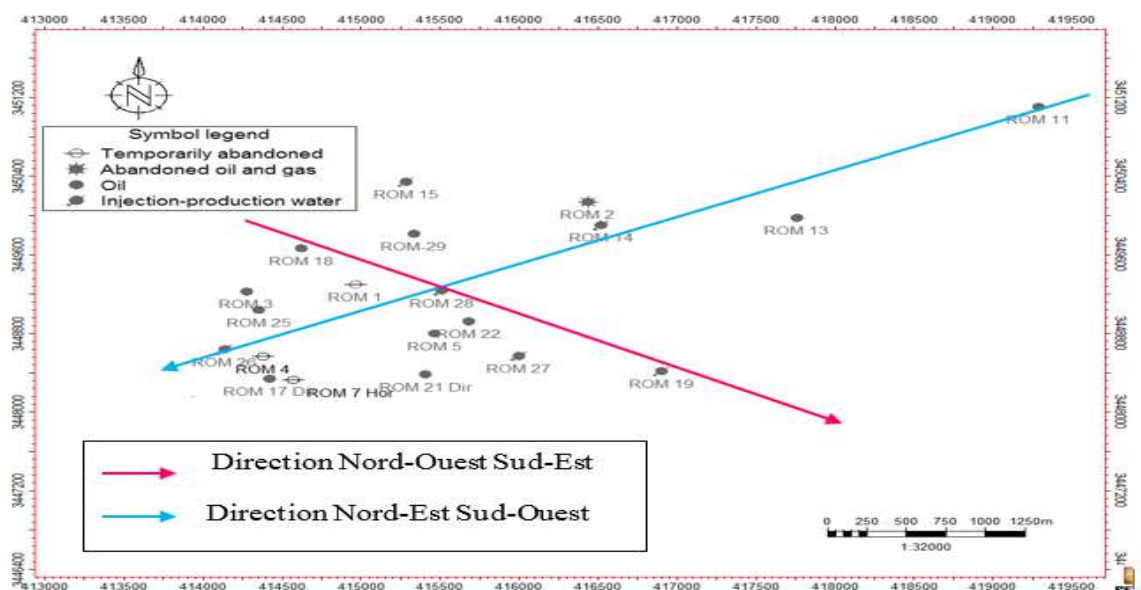


Fig. 21 Carte de positionnement des puits avec deux directions différentes.

3.3.1. Section Nord-Est Sud-Ouest :

3.3.1.1. Puits-11 :

Les analyses diagraphiques montrent des mauvaises caractéristiques pétrophysiques, la porosité varie entre (10 – 15%), la perméabilité est variée entre (0.1 – 20Md) avec une saturation en eau ≥ 50 , le pourcentage d'argile ayant des valeurs varie entre (40 - 60%). (Fig.22).

Tableau04. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du puit puit-11.

Niveau	Intervalle interprété	Φ (%)	K (md)	Sw(%)	Vsh(%)
C	3394 m – 3442 m	10 à 15%	0.1 à 20 md	≥ 50	40 - 60%

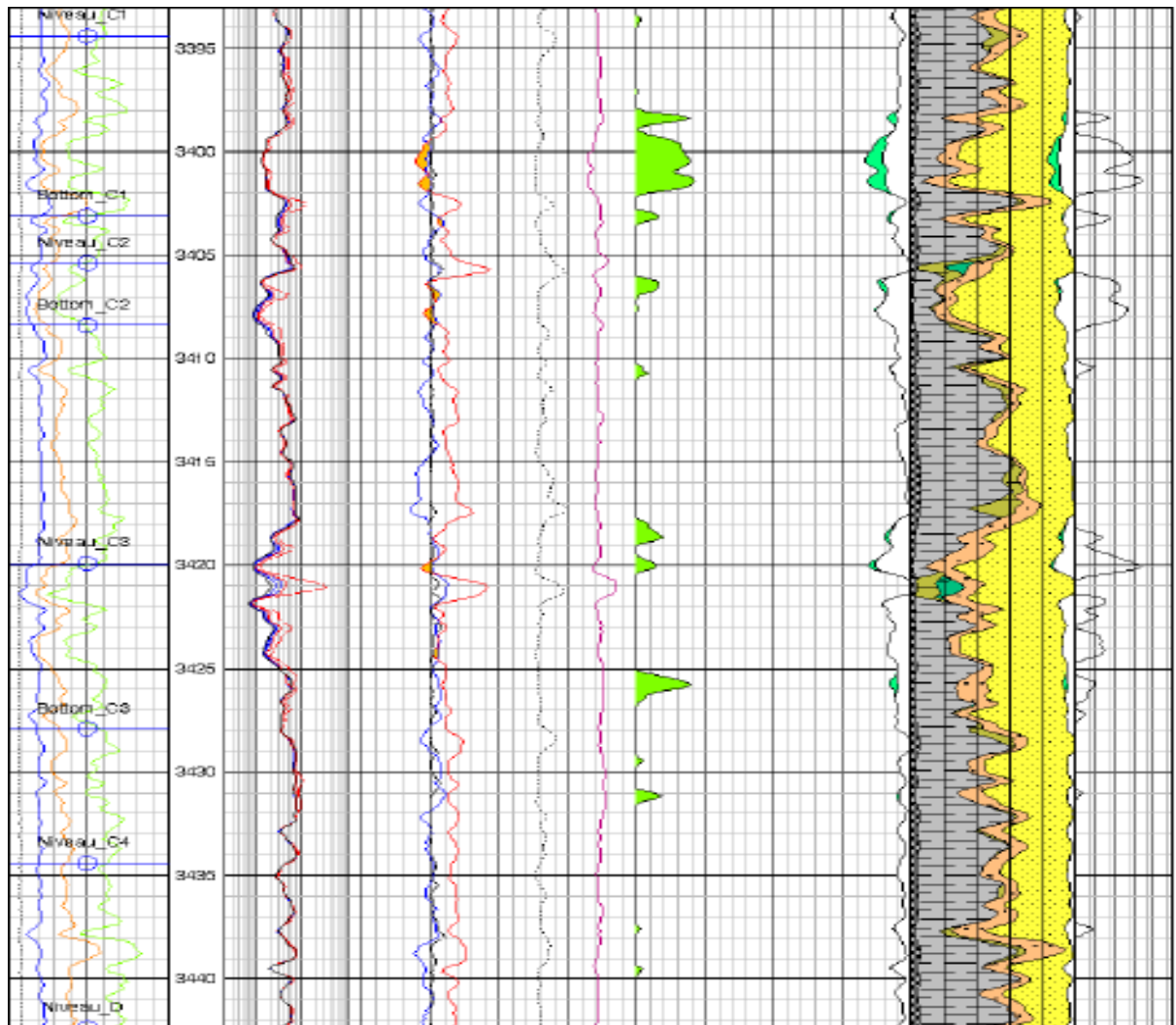


Fig.22 Log CPI du Puits-11.

3.3.1.2. Puits-25 :

Le puits se localise dans la partie gréseuse de ce niveau, elle est caractérisée par une faible valeur de porosité (10 - 15 %) et de perméabilité (0.1 – 20 md), avec une saturation varie entre (25 – 40 %), le pourcentage d'argile ayant des valeurs varie entre (30 – 50%). (Fig.23).

Tableau 05 : Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du puits Puits-25.

Niveau	Intervalle interprété	Φ (%)	K (md)	Sw(%)	Vsh(%)
C	3350 m – 3418 m	10 à 15%	0.1 à 20 md	25– 40 %	30 – 50%

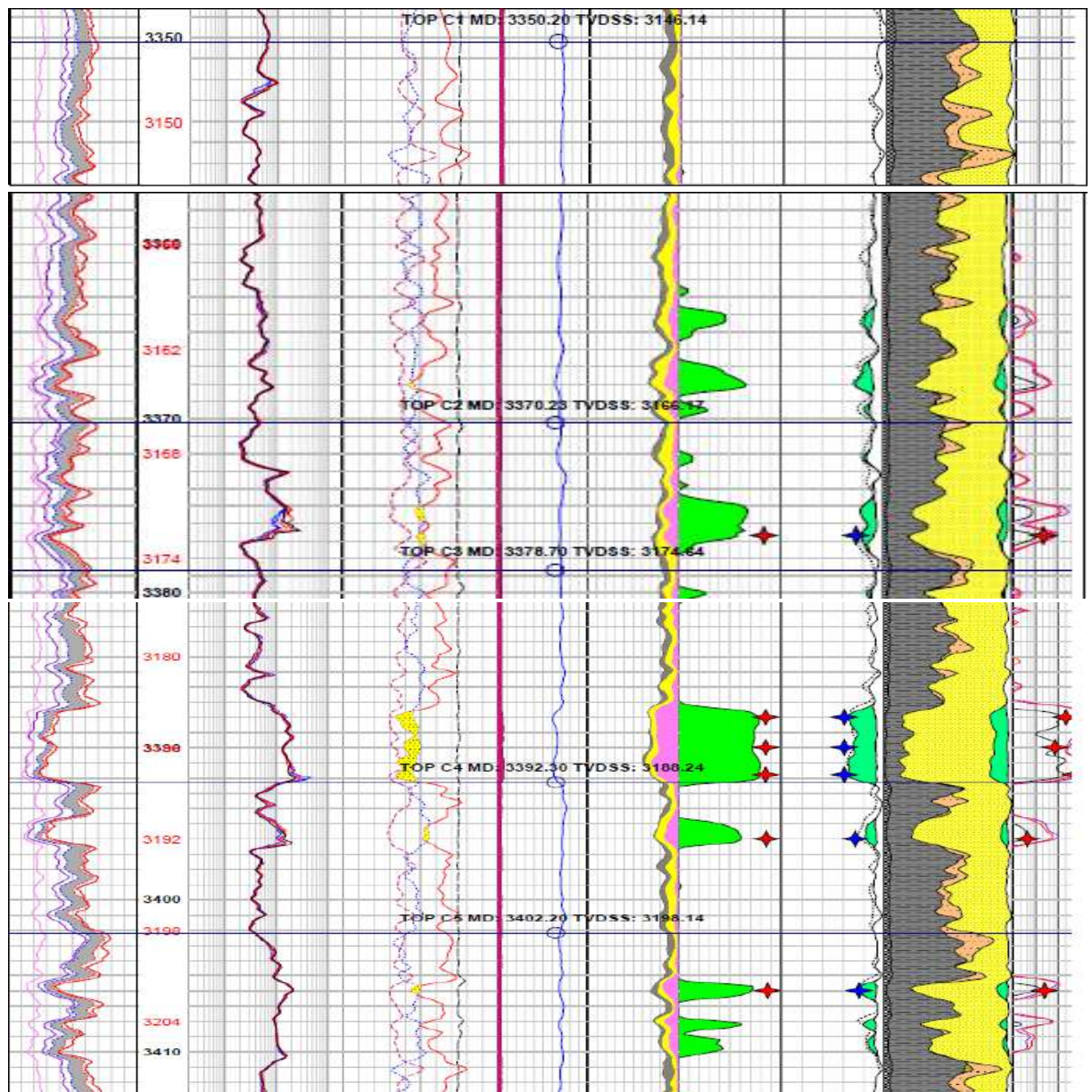


Fig.23 : Log CPI du Puits-25.

Résultat et discussion

3.3.1.3. Puits-29 :

Le réservoir a généralement le même caractère décrit dans les puits précédents. Les paramètres pétrophysiques du niveau C sont faibles, la porosité est variée entre 10 à 15 % et les valeurs de perméabilité varient entre 0.1 à 20 md avec une saturation varie entre 20 à 45%. (Fig.24).

Tableau 06. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du puit du Puits-29.

Niveau	Intervalle interprété	Φ (%)	K (md)	Sw (%)	Vsh (%)
C	3375 m – 3445 m	10 à 15%	0.1 à 20 md	20 à 45%	40 - 60%

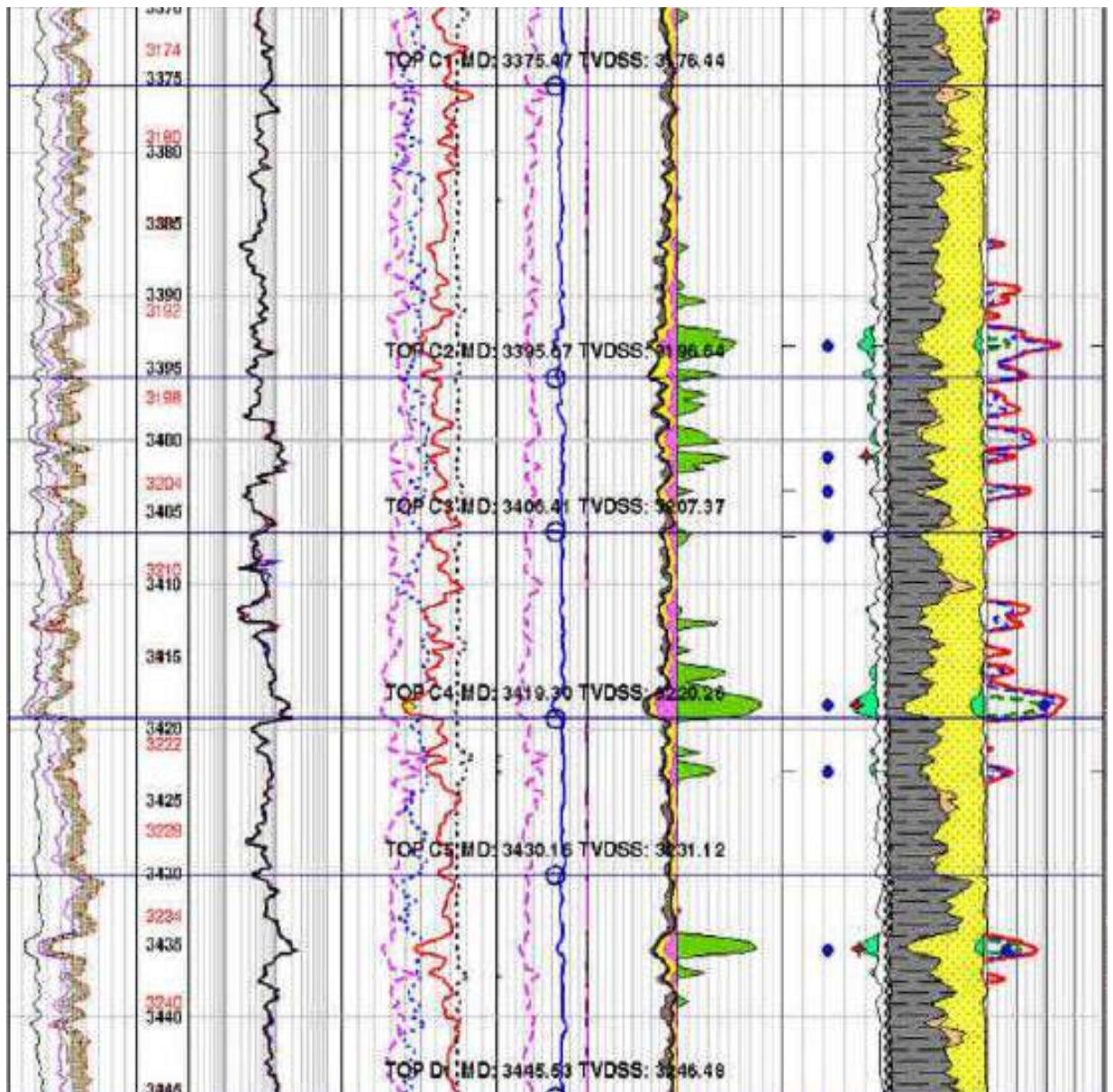


Fig. 24 log CPI du Puits-29.

3.3.2. Section Nord-Ouest Sud-Est :

3.3.2.1. Puits-18 :

Le niveau C présente des paramètres pétrophysiques faibles, le pourcentage d'argile varie de 30 à 70 %. La porosité prend une valeur allant de 10 à 15 %, avec une saturation en eau de 19 à 45 %. La perméabilité de ce niveau varie entre 0.1 à 20 md. (Fig.24).

Tableau 07. Tableau représentatif des paramètres pétrophysique du Puits-18.

Niveau	Intervalle interprété	Φ (%)	K (md)	Sw(%)	Vsh(%)
C	3342 m – 3416 m	10 à 15%	0.1 à 20 md	19 à 45%	30 - 70%

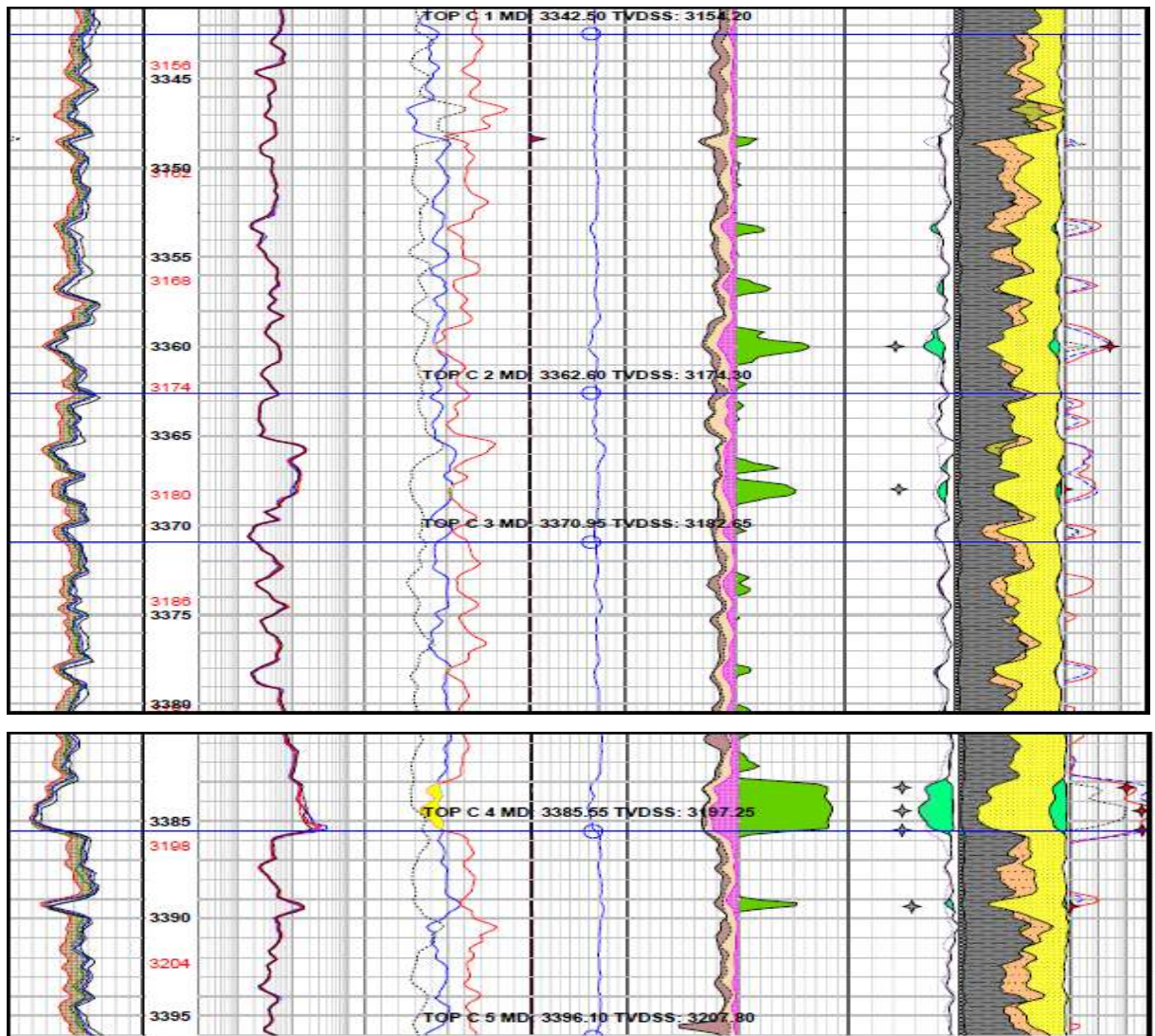


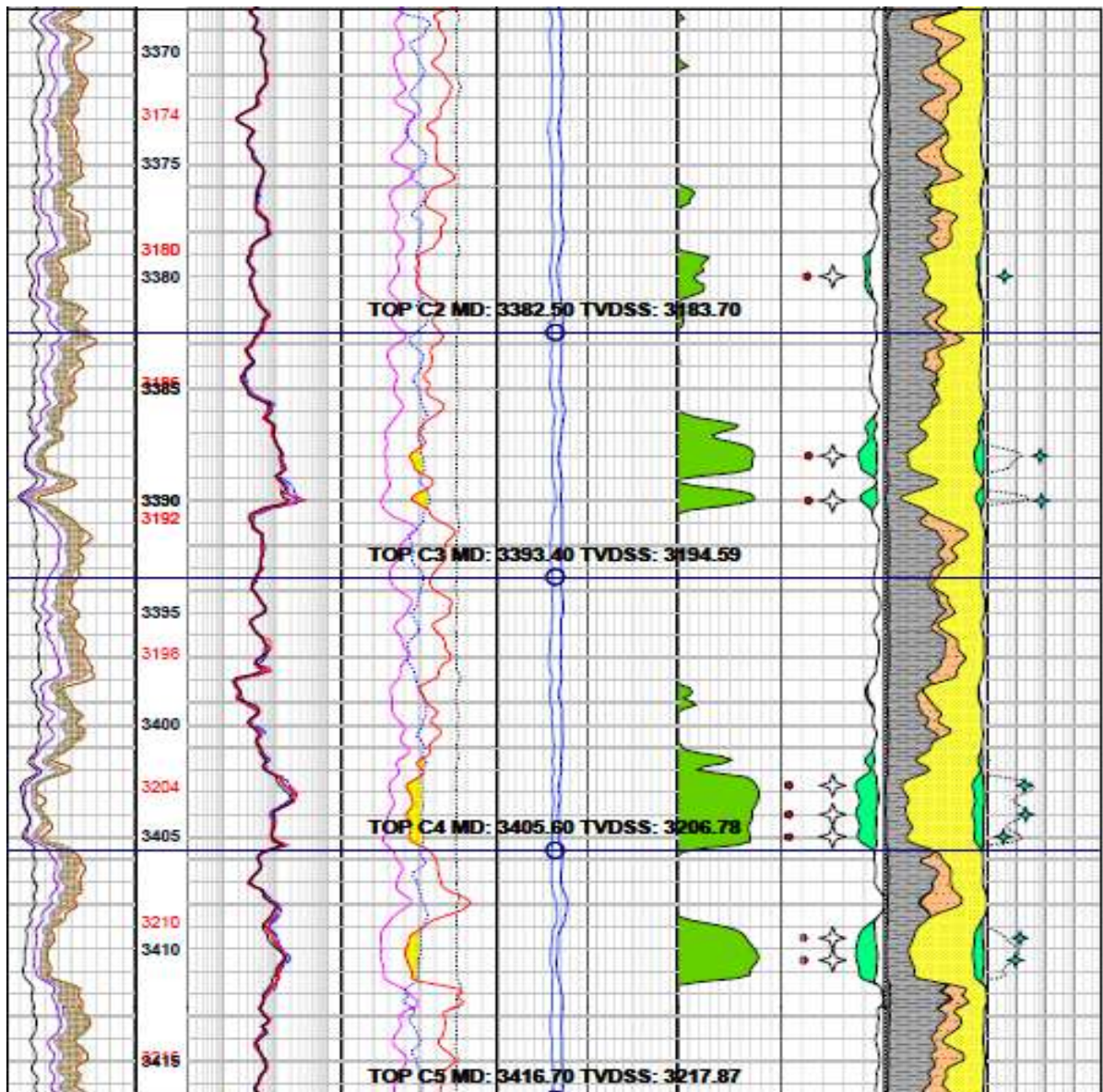
Fig. 25 Log CPI du Puits-18.

3.3.2.2. Puits-28 :

Les paramètres pétrophysiques sont toujours faibles. Le pourcentage d'argile a une valeur moyenne 50% .la porosité moyenne est de l'ordre 13%, avec une saturation en eau atteignant 27% et une perméabilité varie de 0.1 à 20 md. (Fig.25).

Tableau 08. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du Puits-28.

Niveau	Intervalle interprété	Φ (%)	K (md)	Sw(%)	Vsh(%)
C	3362 m – 3431 m	13%	0.1 à 20 md	27%	50%



Résultat et discussion

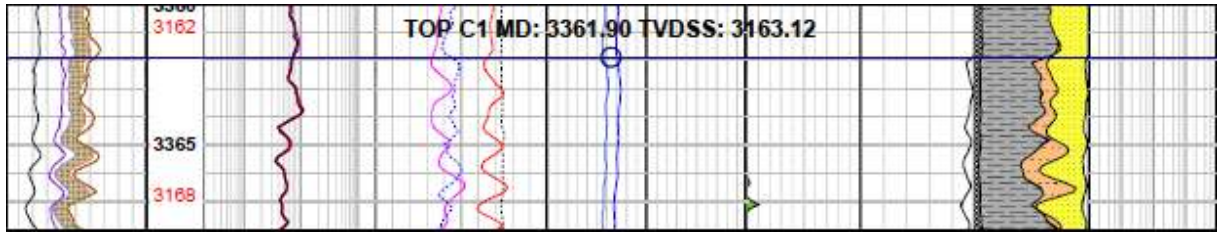


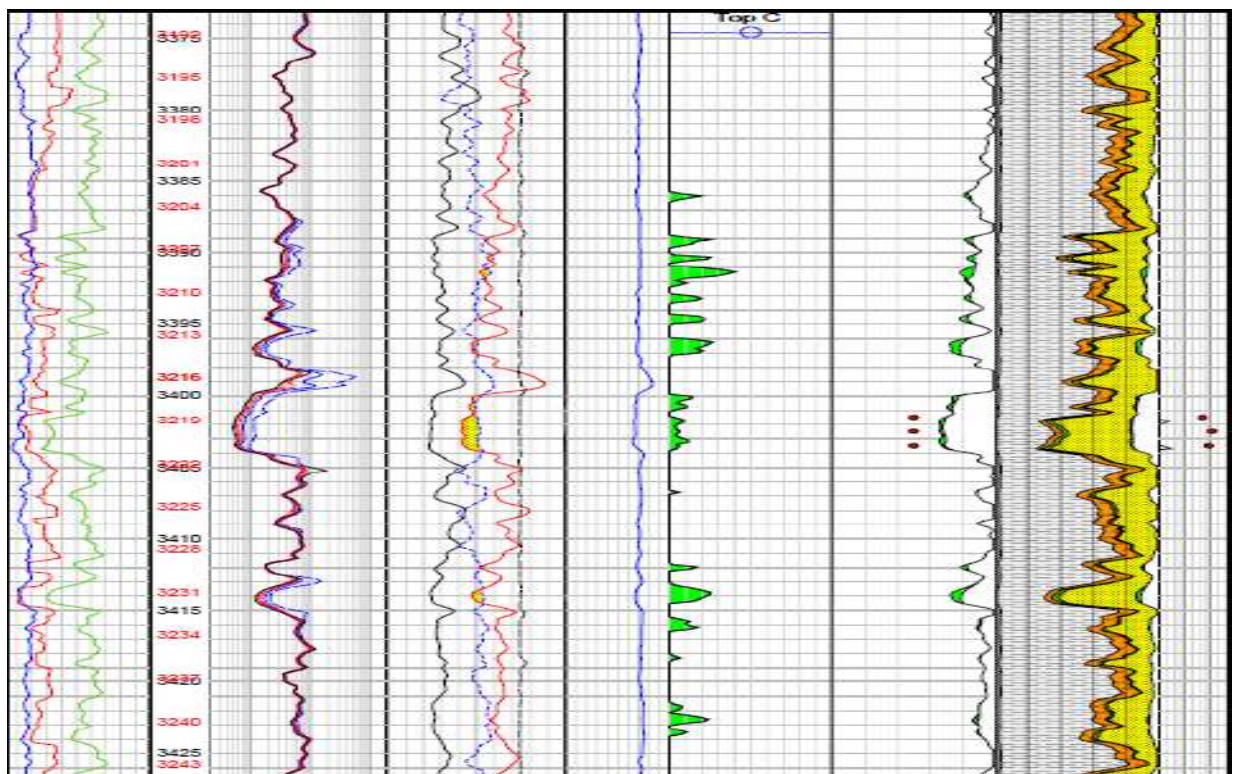
Fig. 26 Log CPI du Puits-28.

3.3.2.1. Puits-19 :

Le réservoir a généralement le même caractère décrit dans les puits précédents. Les paramètres pétrophysiques du niveau C sont faibles, la porosité est variée entre 10 à 15 % et les valeurs de perméabilité varient entre 0.1 à 20 md avec une saturation varie entre 20 à 45%. (Fig.26).

Tableau 09. Tableau représentatif des paramètres pétrophysiques du Puits-29.

Niveau	Intervalle interprété	Φ (%)	K (md)	Sw (%)	Vsh (%)
C	3375 m – 3445 m	10 à 15%	0.1 à 20 md	20 à 45%	40 - 60%



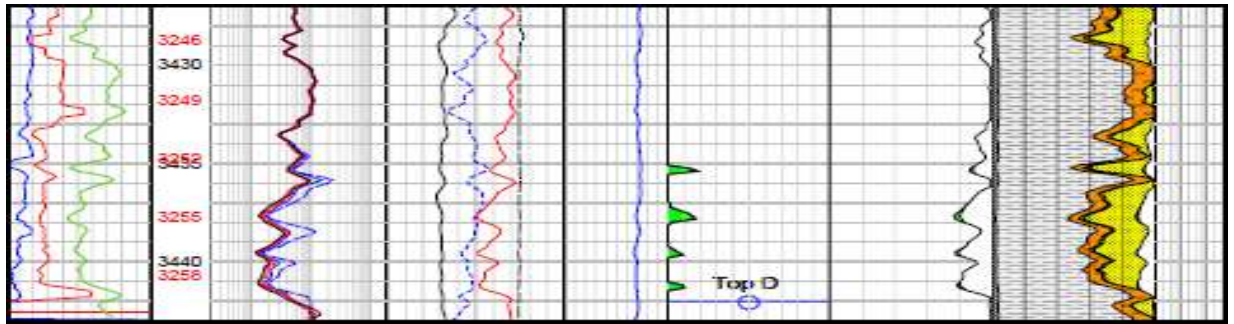


Fig. 27 Log CPI du Puits-19.

Le pourcentage élevé des argiles dans les différents log CPI ce qui influe directement sur la qualité de ce niveau de réservoir, en question des leurs paramètres pétrophysiques : les argiles d'une porosité mais fermée, la perméabilité est diminuée.

D'autre part la porosité est liée à la fissuration, ces fissures sont colmatées (fermés) par la matière organique, c'est une preuve de la création d'une porosité secondaire. (Fig.13).

La variabilité des paramètres pétrophysiques est confirmé dans les cartes isoporosité, isperméabilité et isosaturation (Fig.19), (Fig.20) et(Fig21).

4. Estimation de la réserve :

- Le réserve du champ est du 286 millions m³sb.
- Le Taux de la production est 18,4%.
- 2001 jusqu'à 2016 on a produises 10,3%.

5.DST (Drill Steam Test) :

D'après le test de la production en marqué que le débit de production est trop faible, estimé par 0,21 m³/h.

6. Interventions pour résoudre les problèmes de la production :

Il existe le problème malgré le potentiel et le réserve en place la production ne reflet pas d'augmentation, donc en décidé d'augmenter la production par des interventions suivants :

6.1. Injection d'eau :

Après l'application d'injection l'eau sur le champ la production reste la même (intervention négative), en plus ces quantités d'eau injectées sont perdues même disparues.

6.2. Fracturation hydraulique :

Le résultat de la fracturation hydraulique a donné une augmentation de la production, mais reste faible par rapport aux objectifs souhaités. Le débit moyen résultant est 0,87 m³/h.

6.3. HIWAY :

Les études et les recherches indiquent que les paramètres pétrophysiques sont toujours faibles, donc la production du champ est faible aussi, alors pour l'améliorer la production qu'on a essayer toutes les solutions sur le champ. On a pratiqué la technique de la fracturation hydraulique mais on a vu que la production est améliorée mais avec un pourcentage vraiment très peut.

La nouvelle technologie HIWAY est utilisée seulement sur un puits (Puits-18) a donné des très très bons résultats, ce résultat est cinq fois plus que les résultats de la fracturation hydraulique.

Les résultats de la fracturation hydraulique et ceux de la technique de HIWAY sont représenté dans le tableau suivant (Tableau.10) :

Tableau.10 : Tableau comparatif des différents résultats de la production entre la fracturation hydraulique et HIWAY.

	Fracturation hydraulique	HIWAY
Débit d'huile (m ³ /h)	1,31 m ³ /h	6,49m ³ /h

Le Taux de la production est 18,4% jusqu'à 2040. Du 2001 jusqu'à 2016 en a produit 10,3%.

Alors par comparaison des résultats, on peut produire dans une petite période plus de la moitié de la production prévue, donc avant l'an 2040 on va tout finir comme production avec cette technique et ces bons résultats.

conclusion



Conclusion générale

Le travail réalisé dans ce mémoire a pour objectif une caractérisation d'un réservoir dans le champ de Rhoude Messaoud (ROM) exactement le réservoir d'Emsien niveau C. Ce dernier est présent par une altération argilo-gréseuse. En se basant sur l'interprétation de différentes données issues de la phase d'exploration réalisée dans cette région on peut conclure :

L'aspect sédimentologique montre que le réservoir Emsien niveau C est caractérisé une formation d'alternance argilo-gréseuse, à une épaisseur importante environ de 70m. Le dépôt sédimentaire est composé de deux types Shorface/Offshore.

Le dépôt Shorface/Offshore c'est une altération argilo-gréseuse, le Shorface est marqué par les grès et la présence des wavy bedding, mais l'Offshore est marqué par les argiles.

Les phénomènes diagénétique ont affecté le Dévonien inférieur (Emsien niveau C) par des transformations diagénétiques comme suites :

- Transformation des feldspaths plagioclases en kaolinite.
- Corrosion des grains de quartz par la calcite, l'anhydrite et l'argile.
- Dissolution des plagioclases.
- Epignésation de la matière organique par la pyrite.

Structurellement, le champ est un anticlinal affecté par un réseau de faille (tectoniquement) d'une direction majeur Nord-Est Sud-Ouest. A partir de la description des carottes, les fissures sont parfois ouvertes.

Les paramètres pétrophysiques de Dévonien inférieur (Emsien niveau C) sont généralement faibles, caractérisant par une porosité plus au moins faible à médiocre avec des piques (augmentation de valeur) indiquent la présence des argiles avec un volume en valeur. La perméabilité aussi prend généralement des valeurs faibles et la saturation en eau moyenne est environ 10%.

Vue le problème de production vécu dans ce réservoir, plusieurs tentatives ont été faites afin d'augmenter le débit ou bien le taux de récupération. Au premier lieu des quantités d'eau ont été injectées à partir d'un ensemble de puits injecteur mais le résultat est toujours négatif et les débits restent toujours faibles. A cet effet, une autre intervention dans le réservoir par fracturation hydraulique où le réservoir a réagi positivement mais les débits ne répondent pas aux ambitions souhaitées. Finalement une nouvelle technique de stimulation HIWAY est effectuée dans le réservoir (Puits-18). Les résultats sont encourageants et représentent cinq fois le résultat de fracturation classique.

Bibliographie

The word "Bibliographie" is written in a black, elegant serif font. Below the text, there are two parallel, curved yellow lines that sweep from the left side towards the right, ending under the 'e'.

Bibliographie

- BONZANIA & VARVARA.P** (Septembre 2012). Rapport fin de sondage du puits-29.
- BAKER HUGHES & Groupement SONATRACH AGIP** (Aout 2015). Processus et l'interprétation sismique de ZEA du bassin de Berkine.
- BAKER HUGHES & Groupement SONATRACH AGIP** (Aout 2015). Lithostratigraphie du bassin de Berkine (Dévonien inférieur – Emsien).
- BONZANIA & VARVARA.P** (2011). Rapport fin de sondage du Puits-25.
- BONZANIA & VARVARA.P** (juillet 2012). Rapport fin de sondage du puits-28.
- CAPPANNELLI.C & ZANEHELLI.L** (Septembre 2007). Rapport fin de sondage du Puits-19.
- DALI.L** (2011). Étude pétrographique diagénétique du puits-18.
- Daoud Ahmed** (Avril, Mai 2009). Géologie de sous-sol. Cours géologie régionale.
- DEBIHLF & DOUAOUL.M** (2005). Rapport de chantier carotte du puits-7.
- DENATO MILANESES.S** (Janvier 1990). Etude sédimentologique et pétrographique du puits-2.
- GSA. Groupement SONATRACH AGIP** : les analyses des log CPI
- GSA. Groupement SONATRACH AGIP** : Généralité Sédimentologique. *Hocine Djouder juillet 2009.*
- GSA 2015** : Historique de production du champ.
- GSA & LABORATOIRE GEOLOGIQUE ITALIEN** (1987). Révision sédimentologique et pétrographique du puits-1.
- LUCIANI.A** (Aout 2010). Rapport fin de sondage du puits-18.
- Mackenzie W. S, A.E.Adams& C.Guiford.** Atlas sédimentologique des roches.
- MOUNGAD.A & MELFA.R** (Janvier 2005). Rapport de chantier carotte du puits-11.

Bibliographie

SCHIRRU.P & VASSALLI. L (Avril 1987). Rapport fin de sondage du Puits-1.

SCHIRRU.P & VASSALLI. L (Octobre 1989). Rapport fin de sondage du Puits-2.

SCHLUMBERGER & Groupement SONATRACH AGIP (Juillet 2011). L'étude et l'application de la technologie HIWAY sur le puits-18.

SONATRACH – Exploration. (1987- 2012) Master log de différents puits.

الملخص

في إطار تطوير حقل غرد مسعود, وصف الديفونيان السفلي (أمسيان مستوى C) من أجل معالجة توزيع الخصائص الجيوفيزيائية, هذا العمل يتركز عموماً على وصف المخروطات و تحليل الشرائح, من جهة أخرى نستعمل تقنية الـدياغرافي (Log CPI) و هذا في الدراسة الجيوفيزيائية. الخزان ذو طبيعة طينية-رملية (alternance) و وسط رسوبي مائي, يتعرض الحقل إلى شبكة من الفوالق ذو اتجاه رئيسي شمالي-شرقي جنوبي-غربي. ظواهر النشأة الصخرية تتركز على تواجد les Chamosites الذي يؤثر على صخرية الخزان, مما ينتج رداءة الخصائص الجيوفيزيائية.

كلمات المفتاح: غرد مسعود, الديفونيان السفلي, alternance, ظواهر النشأة الصخرية, Chamosites.

RESUMÉ

Dans le cadre de développement du champ de Rhoude Messaoud, une caractérisation de dévonien inférieur (Emsien niveau C), pour traiter la répartition des paramètres pétrophysiques, ce travail est basé essentiellement sur la description des carottes et les analyses des lames minces, d'autre part en va utilité la technique de diagraphie (log CPI) dans l'étude pétrophysique.

Le réservoir d'une nature argilo-gréseuse (alternance) d'un milieu de dépôt marin, le champ est affecté par un réseau de faille d'une direction majeur Nord-Est Sud-Ouest. Les phénomènes diagénitiques d'une concentration de la présence des Chamosites qui affecté sur la lithologie de réservoir, qui résulte des mauvais paramètres pétrophysiques.

Mots-Clés : Rhoude Messaoud, Dévonien inférieur, alternance, phénomènes diagénitiques, Chamosite.

ABSTRACT

In the framework of the Rhoude Messaoud field, a lower Devonian characterization (Emsien level C) to deal with the distribution of petrophysical parameters, this work is based essentially on the description of the cores and the analysis of the thin plates, On the other hand the logging technique (log CPI) is used in the petrophysical study.

A fault network of a major North-East South-West direction affects the reservoir of a sand-clay (alternating) nature of a marine deposit environment, the field. The diagenetic phenomena of a concentration of the presence of the Chamosites, which affects the reservoir lithology, which results from poor petrophysical parameters.

Keywords: Rhoude Messaoud, Lower Devonian, alternating, diagenetic phenomena, Chamosites.