

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERCITE M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES



Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Département : Gisements minières et pétrolières

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**CARACTERISATION DES RESERVOIRES TIGHT GAS DE
L'UNITE IV DE L'ORDOVICIN, PERIMETRE DE TIMIMOUN
NORD, BLOC 325b ET 321c, BASSIN DE L'AHNET-GOURARA.**

Présenté par :

AFFANE Moustafa

CHERIET Siddig

Avis favorable de l'encadreur :

Mr. SADAOUI, M.

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom

Signature

Cachet et signature

REMERCIEMENT

Au terme de cette étude, nous tenons à remercier 'ALLAH' qui nous a donné la force pour terminer ce modeste travail.

*Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre promoteur, **Dr. Mr SADAOUI M.**, de nous avoir suivis, qui nous a fait bénéficier de ces connaissances et de son expérience, ses conseils, ses encouragements et son aide. Ainsi que le chef de Département Ahnet – Gourara à la Sonatrach Division Exploration, **Mr BELMOKHTAR**,*

*Nous exprimons particulièrement nos profondes reconnaissances à notre encadreur **Mr Ait Abass S**, ingénieur géologue qui nous a suivis tout au long de ce travail.*

Nos remerciements s'adressent également à tout notre enseignant de la filière Géologie : Messieurs. ASSAS, CHAOUCHI, LOUMI, ZALLOUF et M^{lle} KECIR, pour leurs efforts qu'ils ont déployés pour nous transmettre le fruit de leurs connaissances tout au long de notre cursus de formation universitaire.

Il est agréable d'adresser nos vifs et sincères remerciements à tous ceux qui ont apporté leurs aides et conseils de près ou de loin pour mener à terme ce travail.

AFFANE et CHERJET

Dédicace

*C'est avec toute mon affection que
Je dédie ce modeste travail :*

*A celui qui m'a donné vie et qui m'as apporté sans cesse son amour,
Mon père*

*A ma très chère mère qui m'a apporté sans cesse amour, son soutien et
encouragement ; et qu'elle trouve ici l'expression de mes vives reconnaissances.*

*A ma très chère femme A. qui n'a jamais cessé de prier pour moi, pour son
amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

A mon fils Mohammed.

Mes très chers frères.

Mes très chères sœurs.

A toute la famille AFFANE petits et grands.

Mon binôme CHERJET SEDDIG.

A mes très chères amies ABASS, YUCEF et HICHEM.

A tout mes amis. A mes frères de groupe MAGL 11.

AFFANE MOUSTAFA



DEDICACE

Au terme de ce mémoire je voudrais exprimer ma profonde gratitude au bon DIEU.

Je dédie cette thèse de master à :

Ma tendre Mère TALIA : Tu représentes pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.

Mes chers frères : Lakhdar, Zoubir, Houssine.

Mes chères sœurs : Djazia, Amria, Amina.

Mes chers neveux : Fatima, Ahlam, Mohamed, Younes, Abdenour.

Et à tous mes chers amis qui ont montrés le sens de l'amitié : Ahmed, Sid Ali, Aymen, Abdelghani, Sakoum, Ben Yahia, Faïçal, Azzedine, Hichem, Tayeb, Housseem. Ainsi que tous mes amis sans exception.

A mon binôme Moustafa qui a toujours été présents et qui n'a ménagé aucun effort pour la réalisation de ce modeste travail avec ses suggestions et ses idées surprenantes

A ma grande famille : CHERJET.

A tous les enseignants et les étudiants de géologie pétrolière.

CHERJET SIDDIG

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre I : Généralités	
I.Généralités sur le bassin d'étude :	2
I.1. Situation géographique :	2
I.2. Situation géologique :	2
I.3. Historique des travaux de recherche dans le bassin d'Ahnet-Gourara :	3
I.4. Aspect stratigraphique du bassin d'Ahnet-Gourara :	4
I.4.1. Le substratum :	4
I.4.2. Le Paléozoïque :	4
I.4.3. Le Mésozoïque :	8
I.5. Intérêt pétrolier de la région :	11
I.5.1. Les roches mères :	11
I.5.2. Les roches réservoirs :	11
I.5.3. Les roches couvertures :	12
I.5.4. Type de piège :	13
I.6. Evolution tectonique du bassin d'Ahnet Gourara :	14
II.Présentation de la zone d'étude :	19
II.1. Situation géographique :	19
II.2. Situation géologique :	19
II.3. Historique des travaux (Timimoun Nord):	22
II.4. Systèmes pétroliers :	24
II.4.1. Les roches mères :	24
II.4.2. Les roches réservoirs :	24
II.4.3. Les roches couvertures :	25
II.5. Résultats pétroliers :	26
Chapitre II: Approche Sédimentologique	
Introduction :	27
I. Rappels sur les milieux de dépôts:	28
I.1. Le Milieu fluviatile :	28
I.1.1. Système fluviatile en tresse:	28

I.1.2. Système fluviatile en méandrique :	28
I.2. Le Milieu marin :	30
I.2.1. Milieu marin peu profond :	30
I.2.2. Milieu marin profond :	30
I.3. Milieux Glacier :	30
II. Analyse électro-séquentielle :	31
III. Descriptions lithostratigraphique des sondages :	32
IV. Interprétation du profil sismique W-E passant par la zone d'étude :	35
V. Présentation de l'Ordovicien de la zone d'étude :	37
V.1. Découpage strati-séquentiel de la région d'étude :	37
V.2. Description des carottes :	39
V.2.1. Description des carottes du puits C :	39
V.2.2. Description des carottes du puits D :	42
V.3. Aspect diagénétique :	50
V.4. Interprétation de la corrélation diagraphique :	51
V.4.1. Corrélation Ouest-Est :	51
V.5. Tests de formation :	53
V.5.1. Raisons justifiant un test :	53
V.5.2. Résultats du test des puits de la zone d'étude :	53
Conclusion :	55

Chapitre III: Caractérisation du réservoir

Introduction :	56
1. Etude du bassin d'Ahnet-Gourara par Ben Lew :	56
2. Les tights gas sand :	58
2.1. Définition géologique :	58
2.2. Définition industrielle :	58
2.3. Notion de sweet spot :	58
3. L'ordovicien tight gas sand :	59
4. Etude des paramètres pétrophysiques de la région d'étude :	59
1. La porosité :	59
2- La perméabilité :	60

5. Interprétation des cartes en iso-valeurs :.....	62
5.1. Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'unité IV de l'Ordovicien :	62
5.2. Interprétation de la carte en isopaques de l'unité IV de l'Ordovicien :	63
5.3. Interprétation de la carte en iso-épaisseurs de grés de l'unité IV de l'Ordovicien :	64
5.4. Interprétation de la carte en iso-porosités de l'unité IV de l'ordovicien :.....	65
5.5. Interprétation de la carte en iso-perméabilités de l'unité IV de l'Ordovicien :.....	66
Conclusion :	67

Chapitre IV: Etude Statistique

Introduction :.....	68
I. Etude statistique des paramètres pétrophysiques :	68
I.1. Le puits B :.....	68
A. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :.....	68
B. Analyse des histogrammes :.....	70
C. Graphe de la corrélation entre la porosité et la perméabilité :	70
I.2. Le puits C :.....	72
A. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :.....	72
B. Analyse des histogrammes :.....	74
C. Graphe de la corrélation entre la porosité et la perméabilité :	74
I.3. Le puits D :.....	76
A. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :.....	76
B. Analyse des histogrammes :.....	78
C. Graphe de la corrélation entre la porosité et la perméabilité :	79
Conclusion :	81
 Conclusion Générale:	 82
Recommandation :	83

Liste des figures

Fig. 1: Situation géologique du bassin de l’Ahnet-Gourara.	2
Fig. 2: Colonne stratigraphique du bassin de l’Ahnet-Gourara.....	9
Fig. 3: Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l’Ahnet-Gourara	10
Fig. 4: Type de pièges rencontré dans le bassin de l’Ahnet-Gourara.....	13
Fig. 5: Carte de situation du périmètre d’étude, Timimoun Nord.	20
Fig. 6: Plan de positionnement des puits de la zone d’étude.....	21
Fig. 7: Colonne stratigraphique de la zone d’étude.	21
Fig. 8: Les environnements de dépôts cambro-ordoviciens de la zone d’étude.....	23
Fig. 9: Le système fluvial en tresse.	29
Fig. 10: Le système fluvial méandrique.	29
Fig. 11: Les environnements glaciaires.	31
Fig. 12: Classification des électrofaciès d’après la courbe de potentiel spontané.....	32
Fig. 13: Section sismique composée passant par la zone d’étude	36
Fig. 14: Découpage strati-séquentiel de l’unité IV de l’Ordovicien de la zone d’étude.	38
Fig. 15: Description de carotte 4 du puits C (profondeur 3182 à 3185 m).....	40
Fig. 16: Relation entre la fracturation et la perméabilité en fonction de la profondeur du sondage C.....	41
Fig. 17: Description de carotte 22 du puits D (profondeur 2386,75 à 2396,75 m).	44
Fig. 18: Description de carotte 23 du puits D (profondeur De 2421,90 à 2438,25 m).....	45
Fig. 19: Description de carotte 23 du puits D (profondeur De 2421,90 à 2438,25 m).....	46
Fig. 20: Description de carotte 24 du puits D (profondeur 2438,25 à 2448m).	47
Fig. 21: Description de carotte 25 du puits D (profondeur 2455 à 2470 m).	48
Fig. 22: Relation entre la fracturation et la perméabilité en fonction de la profondeur du sondage D.....	49
Fig. 23: Corrélation diagraphique W-E des réservoirs Ordoviciens	52
Fig. 24: Le gaz tight comparé avec d’autre type de gaz non-conventionne en fonction de la perméabilité.....	57
Fig. 25: Réservoir conventionnel.	58
Fig. 26: Réservoir tight gas	58
Fig. 27: Carte en isobathes au toit de l’unité IV de l’Ordovicien.....	62
Fig. 28: Carte en isopaques de l’unité IV de l’Ordovicien.....	63
Fig. 29: Carte en iso-épaisseur des grés de l’unité IV de l’Ordovicien.....	64
Fig. 30: Carte en iso-porosités de l’unité IV de l’Ordovicien.	65

Fig. 31: Carte en iso-perméabilités de l'Unité IV de l'Ordovicien.	66
Fig. 32: Profil de la porosité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.	69
Fig. 33: Profil de la perméabilité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.	69
Fig. 34: Histogramme de la porosité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.	71
Fig. 35: Histogramme de la perméabilité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.	71
Fig. 36: Graphe de corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits B.	72
Fig. 37: Profil de la porosité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.	73
Fig. 38: Profil de la perméabilité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.	73
Fig. 39: Histogramme de la porosité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.	75
Fig. 40: Histogramme de la perméabilité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.	75
Fig. 41: Graphe de corrélation de la porosité et la perméabilité du puits C.	76
Fig. 42: Profil de la porosité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicien.	77
Fig. 43: Profil de la perméabilité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicie.	78
Fig. 44: Histogramme de la porosité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicien.	79
Fig. 45: Histogramme de la perméabilité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicien.	80
Fig. 46: Graphe de corrélation de la porosité et la perméabilité du puits D.	80
Tab.1 : Evolution paléostructurale du bassin de l'Ahnet-Gourara.	19
Tab.2 : Les résultats des tests des puits de la zone d'étude.	54

Introduction Générale

Le bassin d'Ahnet-Gourara se situe dans la partie centre occidentale du Sahara Algérien. Il s'étend sur une superficie de 121.164 km² et constitue l'un des grands bassins sédimentaires les plus promoteurs en gaz sec en Algérie.

Le périmètre d'étude est nommé Timimoun-Nord, situé au Nord-Ouest du bassin de Gourara, étant un périmètre insuffisamment exploré, même avec ses perspectives intéressantes en gaz sec. L'Ordovicien, objectif de cette étude avec un peu de puits forés s'est révélé sec, mais dont les interprétations diagaphiques concluent à la présence d'hydrocarbures. Les résultats des études à entreprendre sont primordiaux, car un programme de forages a été établi et l'intérêt pétrolier de ce réservoir qui s'est avéré compact avec des valeurs de porosités et de perméabilité très faibles.

Le présent travail a pour thème : Caractérisation des réservoirs tight gas de l'unité IV de l'Ordovicien périmètre Timimoun Nord (blocs 325b et 321c), bassin d'Ahnet-Gourara.

Pour les besoins de cette étude, quatre chapitres ont été élaborés :

- Généralités sur le bassin et la zone d'étude
- Approche sédimentologique du réservoir (unité IV) de l'Ordovicien.
- Caractérisation des paramètres pétrophysiques du réservoir
- Etude statistique des paramètres pétrophysiques de l'unité IV.

Et nous terminons notre étude par une conclusion générale relativement aux résultats obtenus.

I. Généralités sur le bassin d'étude :

I.1. Situation géographique :

Le bassin d'Ahnet-Gourara est situé dans la partie centrale du Sahara occidental, il couvre une superficie d'environ 121.164 km², limité par les méridiens 1°00 et 3°00 Est et les parallèles 24°00 et 30°00 Nord (**Fig.1**).

I.2. Situation géologique :

De point de vue géologique le bassin de l'Ahnet-Gourara est limité (**Fig.1**) :

- A l'Est par le môle d'IDJerane-Mzab, qui le sépare des bassin de Moydir et Oued Mya.
- A l'Ouest par le môle d'Azzel Matti, qui le délimite du bassin de Reggane ou encore plus au Nord par la voûte d'Azzene le, séparant de la cuvette de Sbaà.
- La limite Nord du bassin est délimité par les voutes de Meharez, de Oued Namous, ainsi que de l'ensellement de Djofra.
- La limite Sud correspond aux affleurements du socle du Hoggar.

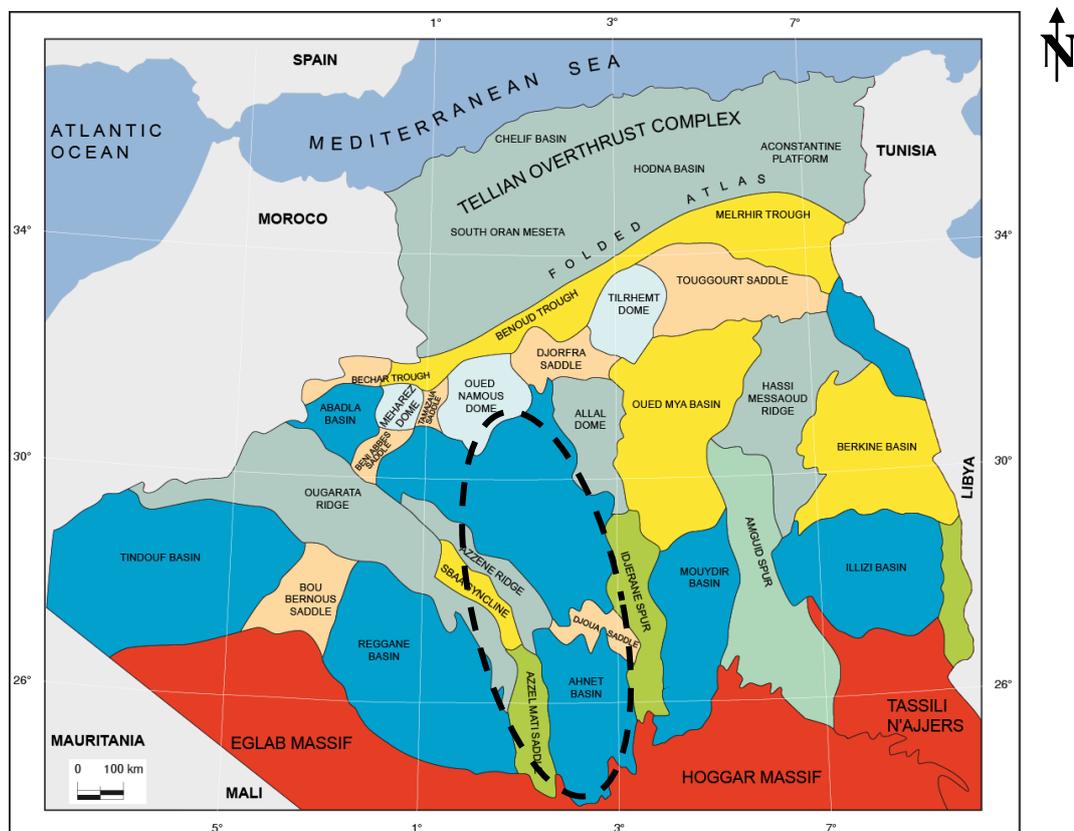


Fig. 1: Situation géologique et géographique du bassin de l'Ahnet-Gourara, (Document Sonatrach- 2001).

I.3. Historique des travaux de recherche dans le bassin d'Ahnet-

Gourara :

Le bassin d'Ahnet-Gourara a été la première région du Sahara Algérien à avoir l'objet d'une exploration et découverte des hydrocarbures pendant plusieurs périodes :

➤ **En 1908 :** GAUTIER présenta la première esquisse géologique de l'Ahnet-Gourara par simple observation et collecte de quelques indices. Plusieurs études sur les fossiles ont été réalisées également par FLAMANT et HAUG dont les résultats furent illustrés dans la thèse de FLAMANT sur la géologie saharienne.

➤ **En 1931 :** BOUCART et MONOD reprennent les études géologiques dans la région. Les résultats de leurs travaux illustrent la monographie de la région de l'Ahnet-Gourara. Ainsi MONOD réalisa le premier levé topographique de la région. Tous ces travaux d'exploration ont été clôturés au cours du congrès géologique international d'Alger en 1952, durant lequel une thèse fut présentée.

➤ **De 1953 à 1958 :** Cette période a été marquée par la première découverte des accumulations des hydrocarbures dans la région de l'Ahnet à Djebel Berga (BG-1) en 1953, suivie par l'implantation de plusieurs puits (BZ-1, en 1954 ; TH-201, en 1955 et MH-1, en 1956), dont l'objectif était l'exploration du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien. Au cours de cette période, la région d'Ahnet a suscité l'intérêt de plusieurs compagnies pétrolières étrangères (CREPS, CEP, CAP).

➤ **De 1959 à 1982 :** L'éloignement de la zone d'Ahnet et la concentration des travaux pétroliers sur la recherche des gisements d'huile dans le Sahara Est, et la Cuvette de Sbaà, ont fait qu'au cours de cette période, aucun forage d'exploration n'a été réalisé dans cette région. Par contre, plusieurs travaux de synthèses et études détaillées ont été exécutés :

- Les travaux de synthèse de J. FABRE (1971 – 1976).
- Les travaux de synthèse de BEUF (1971).

➤ **De 1982 à l'actuel :** Les travaux réalisés au cours de cette période sur l'ensemble du bassin, ont été motivés par le projet de développement en gaz de la région In Salah. En 1996, on avait foré le puits (Djba-1) pour explorer les potentialités en hydrocarbures de l'ensemble du complexe structural En Bazzène au niveau du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien.

I.4. Aspect stratigraphique du bassin d'Ahnet-Gourara :

Dans ce bassin, la sédimentation est essentiellement d'âge paléozoïque, sur lequel repose en discordance le Mésozoïque, on distingue trois ensembles lithostratigraphiques majeurs :

- Un substratum précambrien.
- Un Paléozoïque bien développé dans la région, limité à sa base par la discordance infratassilienne et à son sommet par la discordance hercynienne.
- Un Mésozoïque représenté par le continental intercalaire (**Fig.2**).

La séquence pré-hercynienne comprend les roches du Précambrien jusqu'au Namurien. La séquence la plus épaisse se trouve au Nord du bassin de l'Ahnet, où elle excède les 3000 m de sédiments paléozoïques préservés et où le Précambrien peut avoir quelques 400m d'épaisseur.

L'orogénèse hercynienne érode les séquences du Nord vers le Sud épargnant seulement quelques 2000m du Paléozoïque dans le Sud du bassin.

I.4.1. Le substratum :

Il est largement développé dans la dépression d'Ahnet (Djebel Mouahdrine, MH-102; -1153,3m, Anasmit-Est, ANTE-1 ; -1641m), correspond à d'épaisses séries peu ou pas métamorphiques, conservées dans les bassins et correspondant au démantèlement des chaînes antécambriennes. Elles sont connues sous le nom des « séries pourpres ». Il a subi une érosion intense, se traduisant par la discordance infratassilienne.

I.4.2. Le Paléozoïque :

La couverture sédimentaire paléozoïque dont l'épaisseur varie de 2000 à 4000m, constituée essentiellement par des alternances de grès et d'argiles avec des niveaux carbonatés. Cette série du Paléozoïque est assez complète depuis le Cambrien inférieur jusqu' au Carbonifère (Beuf, 1971). Elle est séparée du socle par la discordance infratassilienne et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne. Elle comprend de bas en haut :

❖ Le Cambrien (unité II):

Le cambrien est séparé du précambrien par la discordance infratassilienne. Cette unité est formé de bas en haut par :

- Des grés grossiers à conglomératiques, à stratification oblique indiquant un milieu de dépôt fluviatile.
- Au-dessus on rencontre des grés de plus en plus fins, bien lités avec présence des Tigillites, et apparition des formes marines qui indique un facies mixte ou de transition.

❖ **L'Ordovicien :**

Il est subdivisé de bas en haut par :

- **L'Ordovicien inférieur :**

Il comprend les unités III₁, III₂ de la formation des Ajjers, il est limité à la base par les grés de Meribel et au toit par les quartzites de Hamra.

-L'Unité III₁ : Elle est représentée par quelques dizaines de mètres à l'Est du bassin, à plus de 200 m vers le Nord-Ouest enregistrant une transgression. Elle comprend de bas en haut :

- ✓ **Les grés de Meribel :** Le top de la formation est un complexe argilo-gréseux, composé d'une alternance de grés quartzitiques gris verts, avec présence de glauconie et de pyrite (dépôts tidaux et deltaïques).
- ✓ **Les argiles d'El Gassi :** Sont des argiles noires et micacées à passées de siltstones avec la glauconie ; elles représentent le résultat d'une transgression majeure.
- ✓ **Les grés d'El Atchane :** Sont formés essentiellement de grés moyens à grossiers, gris clairs à blanchâtres, moyennement consolidés, contenant des débris de Brachiopodes, de la glauconie et du ciment silico-argileux, avec de rares passées argileuses, indurées et silteuses.

-L'Unité III₂ : Cette unité comprend :

- ✓ **Les quartzites de Hamra :** Ce sont des dépôts marins peu profonds qui reposent en discordance sur les grés d'El Atchane, ils sont formés essentiellement de grés quartzitiques et de quartzites, avec des tigillites et des passées d'argile, ils sont généralement fissurés, leur épaisseur est estimée entre 50 et 250 m. Cette unité III₂ est sus-jacente à la discordance anté -arénigienne (l'Aregien et l'Ordovicien inférieur), marquant un épisode de soulèvement.

-L'Unité III₃ : Elle est formée suite à un autre soulèvement suivi d'une transgression marine Nord et Nord-Ouest. Elle repose en discordance sur la formation des Ajjers et se compose de :

✓ **Les grés et les argiles d'Ouargla** : Ils reposent en discordance sur les quartzites de Hamra. Ce sont des alternances de grés blancs à gris clairs, avec des argiles légèrement carbonatées.

✓ **Les argiles de Tiferouine** : C'est une formation d'argile noire, indurée, silteuse et micacée parfois pyriteuse, avec des fines passées des grés quartzitiques ou quartzites gris clairs très fins.

✓ **Les argiles d'Azzel** : Sont formées généralement d'argiles gris-foncées à gris noires, indurées, silteuses, micacées, parfois carbonatées avec des passées de grés gris à gris-clair, fin à très fin, quartzitique, compact et dur.

✓ **Les grés d'Oued Saret** : Ils sont représentés par des grés gris clairs à gris foncés, compacts, à ciment silico-argileux, à fines passées d'argiles noires, parfois légèrement dolomitiques.

- **L'Ordovicien moyen** :

Il comprend l'unité IV (la formation de Tamajert) : dont les différentes formations se sont déposées à la suite de l'installation d'une vaste calotte glaciaire faisant ressortir quatre cycles de glaciation. Une importante surface de discordance est attribuée à cette unité qui comprend :

✓ **Les grés d'El-Goléa** : Ce niveau est formé essentiellement par des quartzites avec des passées d'argiles et de siltstones.

- **L'Ordovicien supérieur** :

Il comprend de bas vers le haut :

✓ **Les argiles micro-conglomératiques** : Elles sont noires, indurées, micacées pyriteuses avec des grains de quartz subanguleux et anguleux. Avec parfois un passage de grés fins et de fines intercalations de siltstones argileux (front deltaïque, influence glaciaire).

✓ **Les grés de Ramade (dalle de M'kratta)** : Ils forment la partie sommitale de l'Ordovicien et présentent un faciès gréseux et quartzitique. Ces grés sont gris à blancs, fins à moyens, parfois grossiers, durs, à ciment siliceux. Ces dépôts ont subi une sédimentation rapide dans des conditions lacustres et fluvio-deltaïques, juste après les différentes périodes de glaciations.

❖ Le silurien :

Il repose en discordance stratigraphique sur les grés de Ramade. C'est une sédimentation marine suite à la fonte des glaces ordoviciennes. La transgression silurienne dépose des argiles noires à Graptolites riches en matière organiques dans les paléovallées glaciaires avant de recouvrir l'ensemble des paléoreliefs. Ces argiles sont subdivisées en trois membres :

- **Membre inférieur** : Ce sont des argiles gris- noires silteuses, micacées et pyriteuses avec quelques bancs calcaires et gréseux.
- **Membre moyen** : Sont des argiles avec quelques passées calcaires et gréseuses.
- **Membre supérieur** : Ce sont des argiles avec augmentation des niveaux gréseux annonçant les dépôts argilo- gréseux de la zone de passage d'âge Dévonien.

❖ Le Dévonien :

Il est subdivisé en trois sous-systèmes :

- **Le Dévonien inférieur** : (épaisseur 240 à 490m), son extension géographique est la plus grande. Il est composé du :
 - ✓ **Le Gédinnien** : Le passage du Silurien argileux au Dévonien gréseux se fait de façon graduelle par le biais d'une série de dépôts argileux appelée également zone de passage. Cela se manifeste par des alternances de grés et d'argile, rarement par des passées de calcaires. Les argiles sont attribuées à un environnement marin, tandis que les grés à un milieu littoral.
 - ✓ **Le Siegénien** (barre quartzitique): Il est caractérisé par des dépôts de grés quartzitiques fins à moyens déposés dans un milieu fluviatile avec intercalations de niveaux d'argile annonçant un faciès marin.
 - ✓ **L'Emsien** : Il est représenté par une série argilo-gréseuse grise à gris-noire, silteuse, micacée, souvent très fossilifère.
- **Le Dévonien moyen** : moins épais que le Dévonien inférieur, il est caractérisé par des dépôts argileux au faciès marin. Il est représenté par les étages l'Eifelien et Givétien.
 - ✓ **L'Eifelien** : Il est constitué d'argiles gris foncé localement carbonatées à passées de siltstones et de calcaires argileux.

- ✓ **Le Givetien** (épaisseur 30 à 75 m) : Il est constitué principalement de calcaire compact avec quelques rares passées d'argile.
- **Le Dévonien supérieur** : Il correspond aux formations des argiles de Marhouma ou de Temertasset. Il est subdivisé en trois étages : Frasnien, Famennien, Strunien.
- ✓ **Le Frasnien** : Il est représenté par des argiles, avec des passées de calcaires.
- ✓ **Le Famennien** : Il est représenté par un ensemble argileux homogène gris foncé feuilleté, avec présence abondante de Lamellibranches et de Brachiopodes.
- ✓ **Le Strunien** : Il est représenté par des alternances de grès gris clair, fin, siliceux.

❖ **Le Carbonifère :**

Cette série est largement érodée et n'affleure que dans l'Ahnet central. A l'Ahnet seuls deux forages ; Tit-1 et Tirechoumine-1 traversent la série, dont l'épaisseur a atteint 900m. Elle comprend uniquement deux termes : le Tournaisien et le Viséen.

✓ **Le Tournaisien :**

Il débute par des couches de grès fins, compacts, légèrement carbonatés, avec un ciment siliceux, parfois quartzitique et de fines passées d'argiles dans la partie médiane de ces couches. Vers le sommet de cette formation, les épaisseurs des niveaux carbonatés et argilo-gréseux augmentent.

✓ **Le Viséen :**

Il est formé d'argiles silteuses, parfois légèrement carbonatées à bioclastes (Crinoïdes, débris de Lamellibranches et de Brachiopodes), avec des bancs centimétriques de grès fins à très fins, légèrement micacés. Dans la partie supérieure, les intercalations gréseuses deviennent nombreuses.

I.4.3. Le Mésozoïque :

Le Mésozoïque est représenté généralement par des dépôts continentaux intercalaires, des dépôts anhydritiques attribués au Lias, auxquels font suite des dépôts essentiellement détritiques du Crétacé qui est composé de bas en haut :

- **Le Crétacé inférieur** : Il est représenté par des argiles versicolores à passées de calcaire dolomitique microcristallin.
- **Le Crétacé supérieur** : il est représenté par des formations gypsifères à gypse saccharoïde, et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques légèrement carbonatés.

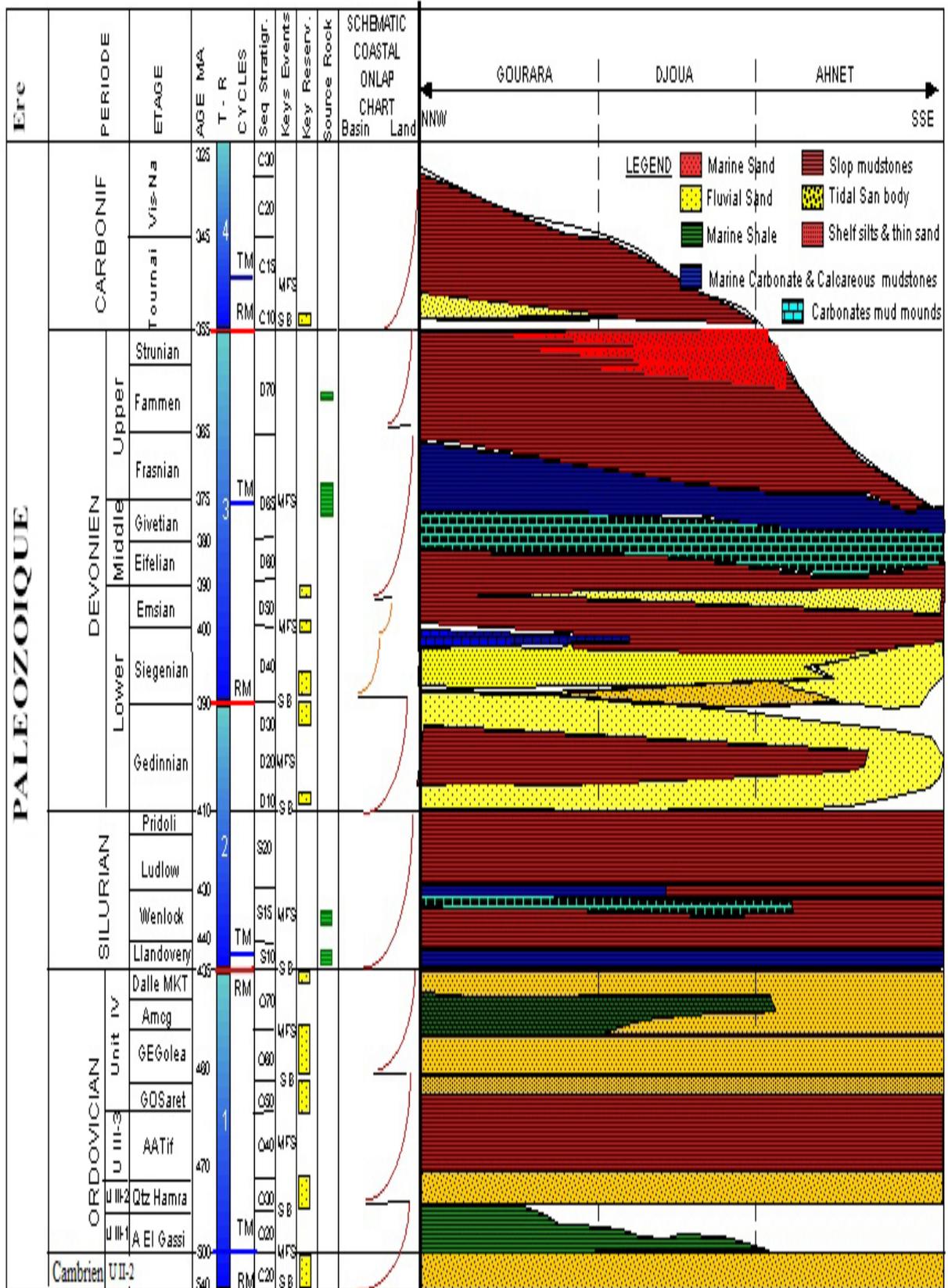


Fig. 2: Colonne stratigraphique du bassin de l'Ahnet-Gourara (Wec, 2007).

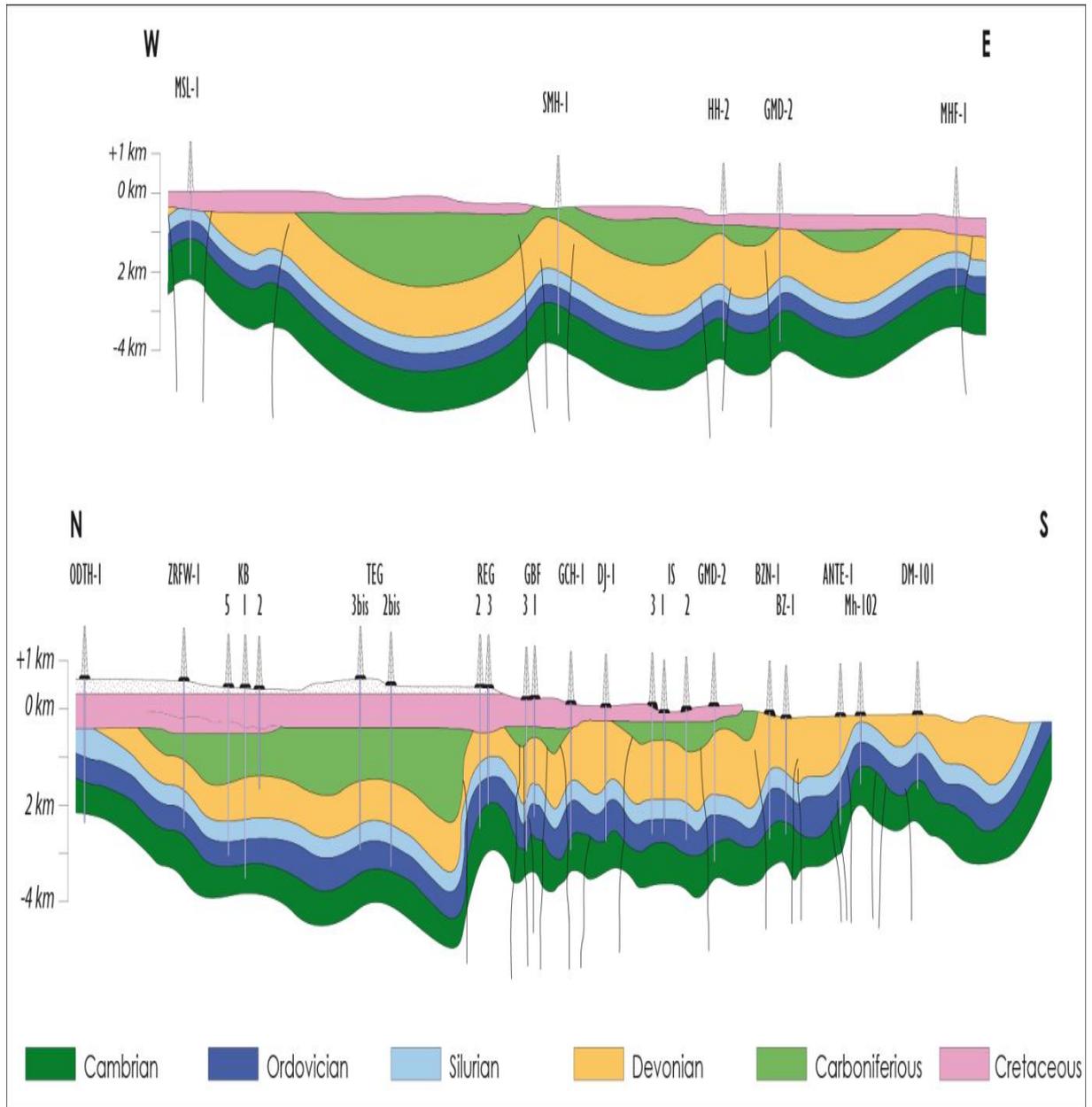


Fig. 3: Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l’Ahnet-Gourara (Document Sonatrach /Exploration-2007)

I.5. Intérêt pétrolier de la région :

Le bassin d’Ahnet-Gourara est essentiellement une zone à gaz d’importante quantité de gaz, qui a été mise à jour dans ce bassin.

Pour la dépression de Timimoun les principaux débits pétroliers se trouvent dans les séries gréseuses du Tournaisien et du Dévonien inférieur.

Pour la dépression d’Ahnet les principaux débits ont été enregistrés dans les séries gréseuses du Cambro-Ordovicien et du dévonien inférieur.

I.5.1. Les roches mères :

L’analyse des données géochimiques des différents puits du bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités roches mères, dont les principales sont les argiles à Graptolites noires et radioactives, à la base du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Givétien-Frasnien. Les essais de modélisation du bassin ont montré que la matière organique des roches mères du Silurien et du Givétien-Frasnien a atteint sa maturité vers la fin du Dévonien supérieur (360 Ma). Cet événement correspond au maximum d’enfouissement. La principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l’essentiel du potentiel pétrolier réalisé.

Une redistribution des quantités de gaz s’est probablement produite durant le soulèvement hercynien, et la migration des hydrocarbures, qui a débuté à la fin du Dévonien, s’est poursuivie tout au long du Carbonifère jusqu’à la fin du Paléozoïque.

I.5.2. Les roches réservoirs :

Les roches réservoirs du bassin d’Ahnet-Gourara sont généralement représentées par tous les grès du Paléozoïque dont les principaux niveaux sont productifs de gaz.

- **Les réservoirs de l’Ordovicien :**

Ces réservoirs sont représentés par des dépôts fluviaux et deltaïques à marins peu profonds, Les grès d’El Goléa sont fins à grossiers bien cimentés. Cette unité est caractérisée par d’importantes variations de faciès et d’épaisseur. La porosité varie de 5 à 14 %. Les quartzites de Hamra sont de type fluvial à marin peu profond, très fins à grossiers, avec une porosité de 3 à 8 %. La fracturation est le facteur principal qui contrôle leurs qualités de réservoir.

- **Les réservoirs du Dévonien :**

- **Le Gédinien :** Il est représenté par des alternances irrégulières de grès métriques et d'argile qui se sont déposés dans un milieu marin profond. L'épaisseur des grès utiles varie de 10 à 65 m. Les grès sont constitués de grains fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argilo-siliceux. Les porosités varient de 10 à 15 %. L'environnement de dépôt et la relation chlorite/silice sont les facteurs principaux qui contrôlent les qualités de réservoir.

- **Le Siegénien :**

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluvial avec des influences marines. Ces grès sont fins à moyens et fortement quartzitiques. Elle possède de mauvaises qualités pétrophysiques primaires, mais s'améliorent souvent avec la fracturation.

- **L'Emsien :**

L'Emsien est représenté par des grès grossiers et même conglomératiques d'un milieu littoral. Ce réservoir est d'extension limitée. Les grès utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25 mètres et la porosité est de l'ordre de 20 %. Les facteurs clés, pour ce réservoir, sont liés aux vallées incisées et au degré d'enfouissement des sédiments.

- **Le Strunien :** Il est constitué par des grès fins disposés dans un milieu marin dont les propriétés pétrophysiques sont médiocres.

- **Le Tournaisien :** Il est représenté par des grès moyens à grossiers de plusieurs mètres d'épaisseur, avec des stratifications entrecroisées, obliques caractérisés par un faciès de type fluvio-estuarien à deltaïque. L'épaisseur des grès propres varie de 2 à 25 m avec des porosités maximales de 24 %. Les perméabilités atteignent 400 mD. Cette formation est productive du gaz dans le bassin de Timimoun.

1.5.3. Les roches couvertures :

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien.

La répartition des pressions potentiométriques montre un système d'écoulement par gravité. Cependant, l'influence des eaux météoriques reste faible.

Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur. À l'échelle locale,

les argiles du Dévonien inférieur, qui alternent avec les grès, particulièrement ceux du Gédinnien, constituent une couverture.

La couverture du réservoir Strunim-Tournaisien est assurée par l'épaisse série argileuse du Carbonifère (Tournaisien et Vissen).

I.5.4. Type de piège :

L'exploration du bassin d'Ahnet Gourara s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé, et on distingue un piège stratigraphique formé au Dévonien inférieur et un piège structural qui s'est formé à la phase hercynienne (Fig.4).

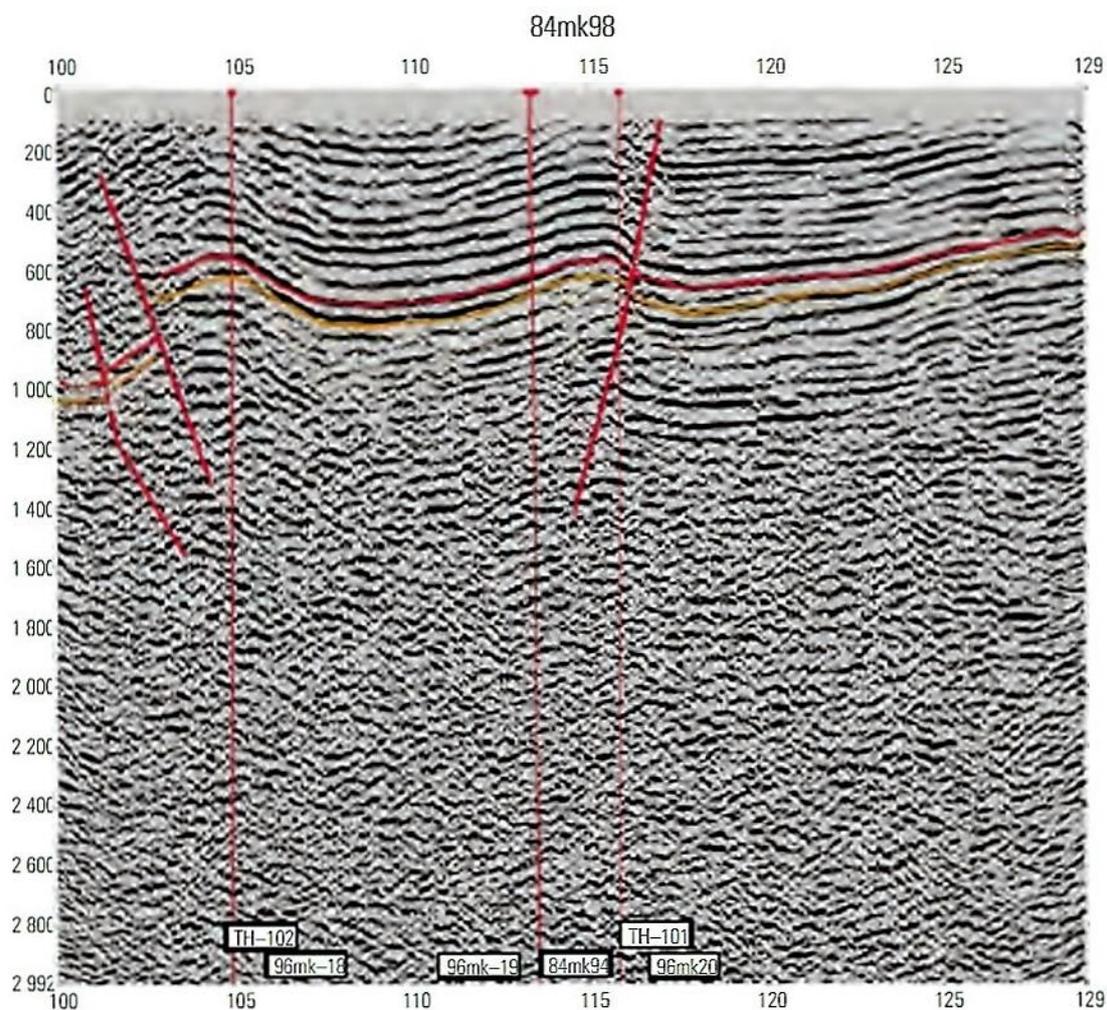


Fig. 4: Type de pièges rencontré dans le bassin de l'Ahnet-Gourara. (WEC,2007).

I.6. Evolution tectonique du bassin d'Ahnet Gourara :

Le bassin de l'Ahnet-Gourara apparaît comme sillon étroit intra-cratonique, allongé selon une direction général NW-SE. Sur le plan tectonique, ce bassin très accidenté se distingue par la présence de nombreuses failles, surtout inverses liées à la phase hercynienne, il est caractérisé par une structuration très intense, et subdivisé en trois compartiments bien distincts : occidental, central et oriental (ZAZOUN, 2001) et qui sont affectés par plusieurs phases tectoniques à savoir:

I.6.1. L'Orogenèse panafricaine (600-550 Ma):

Elle correspondrait à une période d'importantes déformations caractérisée par un réseau de fracturations lié à de grands accidents profonds subméridiens, jouant un rôle important dans la structuration et la sédimentation de la plateforme saharienne (BEUF *et al.*, 1971 ; MEZLEH, 2006). A fin du Cambrien, une période d'émersion (phase sarde) suivie par une érosion intense provoquent des discontinuités de ravinement (pénéplanation) (DRID, 1989 ; ZAZOUN, 2001).

I.6.2. La phase Cambro-Ordovicienne :

L'orogénèse panafricaine, prenant fin au cours du Cambrien, est suivie d'une période d'érosion importante qui nivelle les structures et les reliefs. Il se forme une vaste pénéplaine caractérisée par un léger plongement vers le Nord comme en témoigne l'homogénéité parfaite des directions de transport observées dans les dépôts sus-jacents.

Les séries Cambro-Ordoviciennes montrent, localement, qu'une instabilité tectonique a accompagné leur dépôt. Des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre d'accidents N-S sont visibles tant en surface à Fom Belrem qu'en subsurface dans la zone orientale du môle d'El Biod. Des roches volcaniques, intercalées dans les grès du Cambrien ou les argiles trémadocienne d'El Gassi, ont été forcées dans la région d'Hassi Messaoud. Des épisodes volcaniques équivalents sont signalés dans le Sud tunisien, où deux niveaux de basaltes sont intercalés dans la formation argilo gréseuse trémadocienne de Sanhar.

Ces phénomènes et, tout particulièrement l'importance des roches volcaniques, sont en faveur d'une distension non négligeable. La subsidence initiale a créé une architecture de bassins en blocs basculés dont les apex, diversement décapés, vont être scellés par les

formations marines post-rift. Ces formations, d'âge variant de l'Arenig supérieur au Llanvirnien, reposent en discordance sur les séries antérieures et même parfois sur le socle.

I.6.3. La phase Taconique (Caradoc) :

La distension Cambro-Ordovicienne, où l'on décèle déjà les grandes lignes des futurs bassins de la Plate-forme Saharienne, est suivie d'une transgression généralisée d'âge Arénigien-Llanvirnien.

Au Caradoc, un changement de contraintes avec des mouvements compressifs le long des accidents sub-méridiens entraîne des bombements régionaux, en particulier sur les boucliers Réguibate (Eglab) et Touareg (Hoggar). Ces soulèvements entraînent une érosion atteignant le socle. On leur attribue un âge allant du Caradoc à l'Ashgill, pouvant donc correspondre à la phase de compression taconique. A la même période, un changement climatique provoque l'installation d'une calotte glaciaire centrée sur le Sahara central. Les dépôts sont, en effet, à caractère glaciaire et périglaciaire avec de nombreuses discordances de ravinement atteignant parfois le socle.

I.6.4. La phase Silurienne :

A la phase glaciaire succède la fonte de la calotte, et l'eustatisme engendre une transgression généralisée. Celle-ci atteint le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à Graptolites, riches en matière organique. Des sondages ont traversé des séries volcaniques indiquant un régime distensif.

I.6.5. La phase Calédonienne :

Le Silurien est caractérisé par des argiles noires se chargeant progressivement de matériel détritique provenant du Sud Est. Un certain nombre de discordances locales sont le signe avant-coureur de la phase tectonique fin Silurien et Dévonien précoce. Le soulèvement général qu'entraîne cette phase est suivi d'une période d'érosion et de nivellement des structures.

I.6.6. La phase Dévonienne :

Le Dévonien inférieur est le siège de différents phénomènes tectono-sédimentaires. D'une part, on observe des variations d'épaisseur et de faciès le long des axes structuraux subméridiens. D'autre part, dans les parties méridionales et orientales du Hoggar, du

volcanisme est connu sous forme de coulées basiques intercalées et parfois remaniées dans la formation d'Efeimazerta. Ces phénomènes sédimentaires et volcaniques indiquent une phase distension d'âge Lochkovien-Praguien qui a provoqué le rejet synsédimentaire de failles et de structures préexistantes.

➤ **Mouvements du Dévonien moyen et supérieur :** La discordance frasnienne est en fait la superposition de deux discordances. La première d'entre elles est située juste au-dessus de l'Emsien, et en érode parfois la partie supérieure. La seconde, située au mur du pic radioactif intra-Dévonien supérieur, érode les formations antérieures pour se superposer à la discordance précédente. Cette discordance est suivie d'une sédimentation transgressive marine. Au stade actuel, il est difficile de dire si ces discordances résultent de mouvements compressifs, distensifs ou de variations eustatiques entraînant de légères érosions locales.

I.6.7. La phase poste Famennienne :

La micropaléontologie met en évidence une lacune du Famennien. En effet, les bassins ouest et nord sahariens montrent, dans un dispositif en arête de poisson, un onlap général du Carbonifère sur différents termes dévoniens. Les diagraphies ont confirmé le même phénomène de discordance à la base du Carbonifère qui amène le Tournaisien supérieur en discordance sur le Dévonien anté-Famennien.

I.6.8. Les mouvements Hercyniens :

Les travaux de Beicip-Sonatrach, 1975 proposent de subdiviser ces mouvements en deux phases majeures :

➤ **Les mouvements hercyniens précoces :**

Les recherches du Beicip sur la base de mesures de stries dans les grès du Dévonien supérieur, sont arrivées à déterminer une direction de serrage N040° compatible avec la formation de plis appuyés sur des accidents orientés NW-SE. Ces plis ont des axes globalement orientés N340°.

Cette direction de contrainte N040° a été retrouvée dans les calcaires à Orthocères du Dévonien inférieur de la chaîne d'Ougarta. Elle serait aussi responsable de la formation des plis de cette chaîne.

➤ **Les mouvements hercyniens majeurs :**

Les mouvements de cette phase ont joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate-forme saharienne et dans la distribution des roches réservoir et des roches mères.

I.6.9. La phase Triasique :

Cette phase est caractérisée par des effondrements marqués par épaissement et des variations de faciès et d'épaisseurs du Sud –Ouest vers le Nord –Est, qui sont décrites. Les variations d'épaisseurs sont observées le long des failles Nord –Est –Sud –Ouest qui sont accompagnées par un volcanisme rattaché à la distension intervenue au cours de l'hettangien.

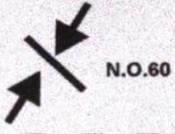
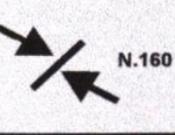
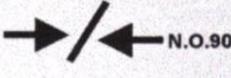
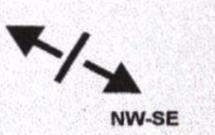
I.6.10. La phase Jurassique :

Au cours de cette phase, un effondrement de la bordure Nord –Ouest du bassin provoque une variation d'épaisseur avec un maximum de dépôts au niveau de l'axe du sillon atlasique situé au Nord -Ouest du bassin triasique avec des séries carbonatées à faciès oolithique correspondant à un environnement de haute énergie.

I.6.11. La phase Crétacé :

Le Crétacé inférieur (Néocomien – Barrémien), a rencontré une réactivation des failles Nord –Sud, en inverse par compression Est –Ouest, qui est intervenue au cours de la phase autrichienne.

Ceci a entraîné de grandes variations d'épaisseurs au Sud de la plate-forme saharienne suivi par une érosion qui concerne tout le Crétacé inférieur par endroits le long des failles Nord –Sud (Beicip, 1975).

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60	
	PALEOGENE EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90	
	JURASSIQUE	(ALPIN PRECOCE)			
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW	
	DEVONIEN	Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inferieur	PHASE		
	SILURIEN				Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")
	ORDOVICIEN	CALEDONNIENNE	 E.W ?		
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINE TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)		

Tab.1: Evolution paléostrutturale du bassin de l'Ahnet-Gourara (Doc.SH).

D'après BOUDJAMA et BEICIP. Modifié par R.KADI (1992).

II. Présentation de la zone d'étude :

II.1. Situation géographique :

Le périmètre Timimoun Nord est constitué des blocs 325b et 321c avec une superficie nette de 4718.39Km². Il est situé dans la wilaya d'Adrar, dans la partie Sud-Ouest de la dépression de Gourara (**Fig.5**).

Ce périmètre couvre une surface dont la topographie est variable. Il est caractérisé par de petites falaises recoupées par des Oueds.

Au Nord, les terrains semblent plats à l'exception de la région de Timimoun qui montre certains reliefs.

II.2. Situation géologique :

Le périmètre Timimoun Nord se trouve dans la partie occidentale dans la dépression du bassin de Gourara, ce dernier est marqué par une remontée structurale de tout le Paléozoïque vers la voûte d'Azzéne dont la série sédimentaire est essentiellement du Paléozoïque.

Comparé au bassin de l'Ahnet qui se trouve à la jonction des deux cratons (Ouest et Est Africain), le bassin de Gourara se caractérise par un faible degré de structuration. Cette région, à l'image de tout le bassin, a été affectée principalement par l'orogénèse hercynienne. Les déviations subies par certains axes structuraux, vers le Nord-Ouest correspondant à la direction ougartienne, seraient le résultat des différentes phases tectoniques. Le pendage régional est dirigé grossièrement vers le Nord et Nord – Est où l'épaisseur de la couverture sédimentaire pourrait atteindre 5000m.

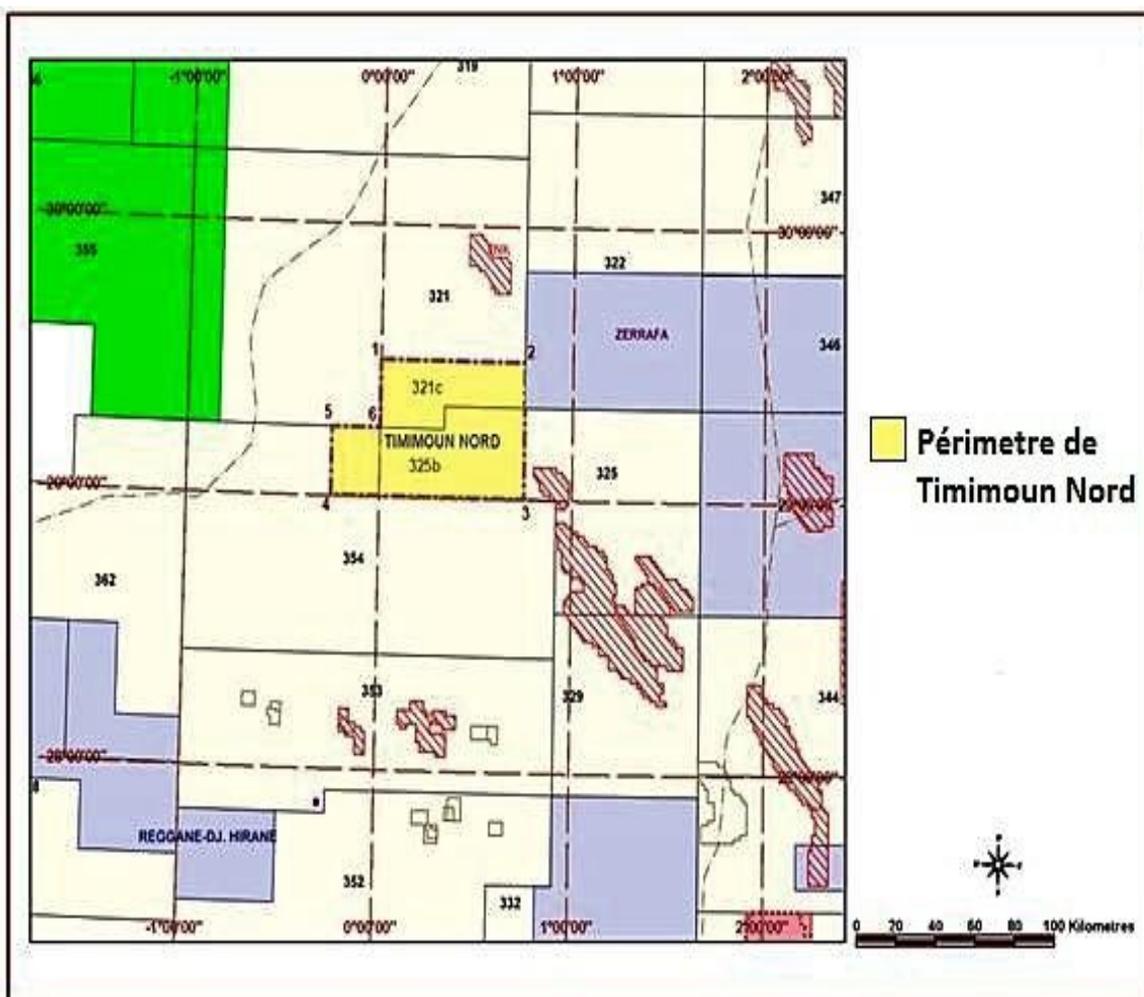
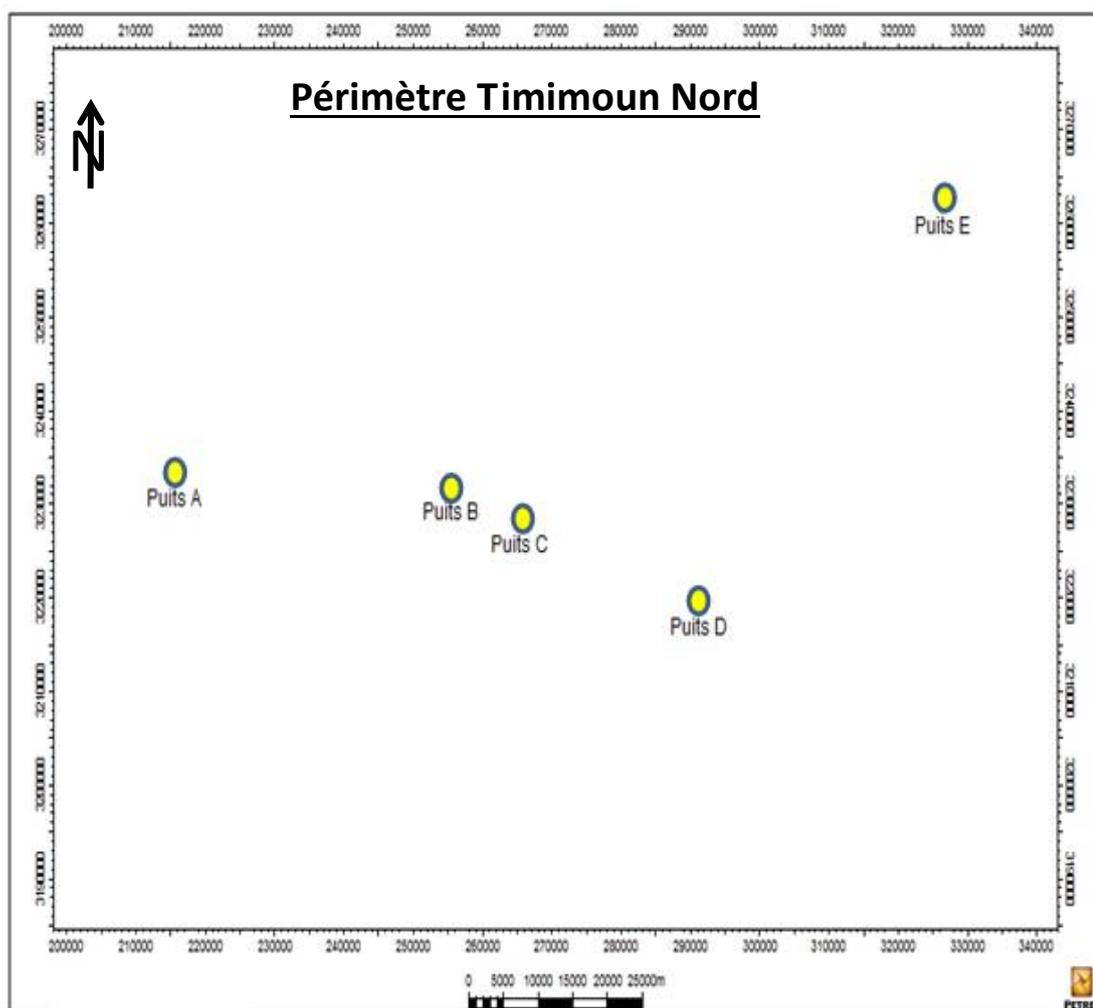


Fig. 5: Carte de situation du périmètre d'étude, Timimoun Nord (document Sonatrach - 2015).

**Légende:**

Puits A : Nom du puits.

● : Position du puits.

Fig. 6: Plan de positionnement des puits de la zone d'étude.

II.3. Historique des travaux (Timimoun Nord):

Les premiers travaux réalisés sur cette région datent de 1971 (lignes régionales de reconnaissance), d'autres acquisitions sismiques ont été réalisées par la suite et dont la dernière remonte à 2006 (douze profils) sur la structure Tamasselt.

Ces travaux ont abouti à l'implantation du puits TMS-1 en 2007 sur la culmination Est réalisé par Statoil dans le cadre du projet Hassi Mouina.

Au niveau de cette région, la couverture sédimentaire est représentée par les séries du Paléozoïque et du Méso-cénozoïque

Le Paléozoïque est représenté par des séries essentiellement argilo gréseuses, parfois carbonatées, allant du Cambro-Ordovicien au Carbonifère.

Les réservoirs ciblés dans cette étude sont ceux du Tournaisien et du Dévonien Inférieur.

Les données géologiques dans cette région se limitent à des études de géologie de terrain.

Les travaux d'exploration pétrolière de grande reconnaissance, effectués par CGG, CPA et CREPS sur le périmètre TIMIMOUN ont débuté en 1954 par la réalisation d'une interprétation géologique des travaux gravimétriques et aéromagnétiques.

Ces travaux ont été entrepris afin de mettre en évidence des anomalies correspondant à des anticlinaux.

En effet, sur la base de ces cartes, de nombreux programmes sismiques ont été réalisés afin de dégager des pièges structuraux et sur la base de ces cartes déjà établies à partir des anciennes acquisitions, des programmes sismiques (2D) seront réalisés afin de dégager des pièges structuraux bien définis surtout au niveau de Garat El Kahla. La recherche sera focalisée sur le détail afin d'obtenir des précisions sur la continuité des failles et la géométrie des pièges pour permettre une évaluation optimale des réserves.

AGE	ETAGE	STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	DISCORDANCE
Mesoz	Calcaire Intercalaire		Sable jaune orange grossier à très grossier avec des passées d'argiles et de grés.	Hercynienne
Carbonifère	Tournaisienne		Argiles grise au sommet et grés fins à moyens vers la partie mediane	
Dévonien Supérieur	Strunien		Argile avec passées de grés clairs fins	
	Famennien		Argiles intercalées de silts et localement de fins niveaux gréseux	
	Frasnien		Argiles, gris noir, micacées, pyriteuses et fossilifères avec intercalations de niveaux calcaires, au sommet.	
Dév Moy	Givetien		Calcaires, gris blanc, fossilifères et argiles.	
	Couvinien		Argiles grises, indurées, feuilletées et parfois gréseuses.	
Dévonien Inférieur	Emsien		Grés gris noir au sommet et Argiles à la base	
	Siegénien		Grés gris clair siliceux parfois quartzitiques, intercalés avec des silts et de	
	Gédinnien		Partie sommitale: Grés gris, gris sombre, fins à moyens, durs parfois friables, avec des argiles et des silts La base est essentiellement silteuse avec de fines passées gréseuses.	Calédonienne
Silurien		Argiles silteuses.		
Ordovicien	Dalle de M'kartta		Grés fins à moyen siliceux.	Discordance de base du Silurien
	Argile Microconglomératique		Grés fins à moyen siliceux.	
	Grés d'El Goléa		Grés fins à moyen siliceux.	Taconique
	Grés de OUED SARET		Grés fins à moyen siliceux, intercalés d'argiles.	
	Argile d'Azel		Argiles intercalées de silts et localement de fins niveaux de grés.	
	Quartzites de Hamra		Grés quartzitiques.	
	Grés d'El Atchane		Argiles et grés.	
Cambrien			Grés grossiers à conglomératiues à la base et grés fins à très fins au sommet	Infra-Cambérienne

Fig. 7: Colonne stratigraphique de la zone d'étude.

II.4. Systèmes pétroliers :

II.4.1. Les roches mères :

Les forages réalisés dans cette région ont montrés la présence de trois roches mères principales : roche mère Silurienne, les argiles du Dévonien moyen et les argiles du Fransien.

- **La roche mère silurienne :**

Les formations du Silurien présentent les plus fortes épaisseurs dans le périmètre Timimoun où les argiles du Silurien sont très répandues avec des épaisseurs pouvant atteindre 700m.

Les roches mères contiennent de la matière organique de type sapropilique et mixte. Ces argiles Siluriennes ont généré des hydrocarbures de type gaz sec. Leurs teneurs en matière organique oscillent entre 0,5 et 3,5% et des valeurs de COT de l'ordre de 3 à 4%.

- **Les argiles du Dévonien Moyen :**

Elles sont représentées par les argiles carbonatées avec rares passées de calcaire. Ces roches mères ont une teneur en matière organique très élevée de type sapropilique située au stade de génération de gaz sec. Elles présentent de bonnes caractéristiques pétrolières pouvant alimenter les réservoirs du Dévonien inférieur. Sa concentration moyenne est de 4% environ et son potentiel pétrolier initial de 28kg/t.

- **Les argiles du Fransien :**

Dans cette région les épaisseurs des argiles du Fransien varient entre 80m à 200m, elle se trouve à un état de maturité de condensat et de gaz humide et à un état à gaz sec (SONATRACH. DES 1994).

III.4.2. Les roches réservoirs :

Elles sont essentiellement représentées par les grés du Paléozoïque dont les principaux niveaux productifs du gaz sont :

- **L'Ordovicien :**

Il est représenté par des dépôts fluviatiles et deltaïques, généralement par des grés quartzitiques très fins à grossiers dans les zones où la fracturation est importante.

- **Le Devonien inférieur :**

➤ **Le Gédinnien :** Il est représenté par des alternances de grés métriques et d'argile, qui se sont disposés dans un milieu marin peu profond. L'épaisseur des grés varie de 10 à 65 m, les grés sont fins à moyens, relativement bien classés avec des caractéristiques pétrophysiques très bonnes.

➤ **Le Siégénien :** Cette formation est caractérisée par des grés quartzitiques qui se sont déposés dans un milieu fluviatile avec des influences marines. Elle possède de mauvaises qualités pétrophysiques, qui sont contrôlés par la fracturation et l'environnement de dépôt.

➤ **L'Emsien :** Il est représenté par des grés grossiers et même conglomératiques, déposés dans un milieu littoral. L'épaisseur des grés utiles peut atteindre 25 m avec une porosité très bonne.

II.4.2. Les roches couvertures :

Dans le périmètre Timimoun Nord, les réservoirs de l'Ordovicien sont assurés par la couverture des épaisses séries argileuses Siluriennes, les réservoirs du Dévonien inférieur sont recouverts par les séries argileuses du Dévonien moyen et supérieur, et les argiles de l'Emsien et des alternances argileuses du Gédinnien, ainsi que la couverture du réservoir Sturien-Tournaisien est assurée par l'épaisse série argileuse du Carbonifère.

II.5. Résultats pétroliers :

Les objectifs pétroliers fixés pour ce nouveau périmètre concernent les réservoirs du Dévonien Inferieur, Tournaisien et ceux du Cambro-ordovicien.

Des débits de Gaz intéressants ont été obtenus par les forages avoisinants. Au Sud de Timimoun Nord, à Bel Ghazi, la structure la plus proche traversée par le puits BLR-101 et OFN-1, les débits enregistrés sont très importants au niveau du réservoir Ordovicien.

- Le forage TNK-1 situé vers le Nord a reconnu un réservoir Tournaisien très potentiel. Un débit de gaz de 165 000 m³/j a été enregistré.
- Le puits TMS-1 a débité une quantité très élevée en gaz au niveau du Strunien Tournaisien. Ce résultat nous permettra éventuellement de reprendre les structures de Timimoun Nord.

Cette proposition d'ouverture d'un périmètre de prospection de 4618.63 Km², pour une période de 2 ans est motivée par :

- Les résultats positifs obtenus lors des forages BLR-101, OFN-1, TMS-1 et TNK-1 qui favorisent le potentiel pétrolier des réservoirs Cambro-ordoviciens et Strunien-Tournaisiens.

Introduction :

Les séries sédimentaires paléozoïques de la dépression de Gourara présentent un potentiel important en hydrocarbures (**Fig.8**), où l'essentiel des gisements de gaz naturel sont connus dans des réservoirs de l'Ordovicien,

L'approche sédimentologique a été réalisée dans le but de mieux caractériser les réservoirs et de reconnaître les environnements de dépôts en utilisant le maximum des données disponibles à partir la description des carottes, l'analyse des faciès par les diagraphies et la corrélation diagraphique, afin de suivre l'extension latéral du réservoir.

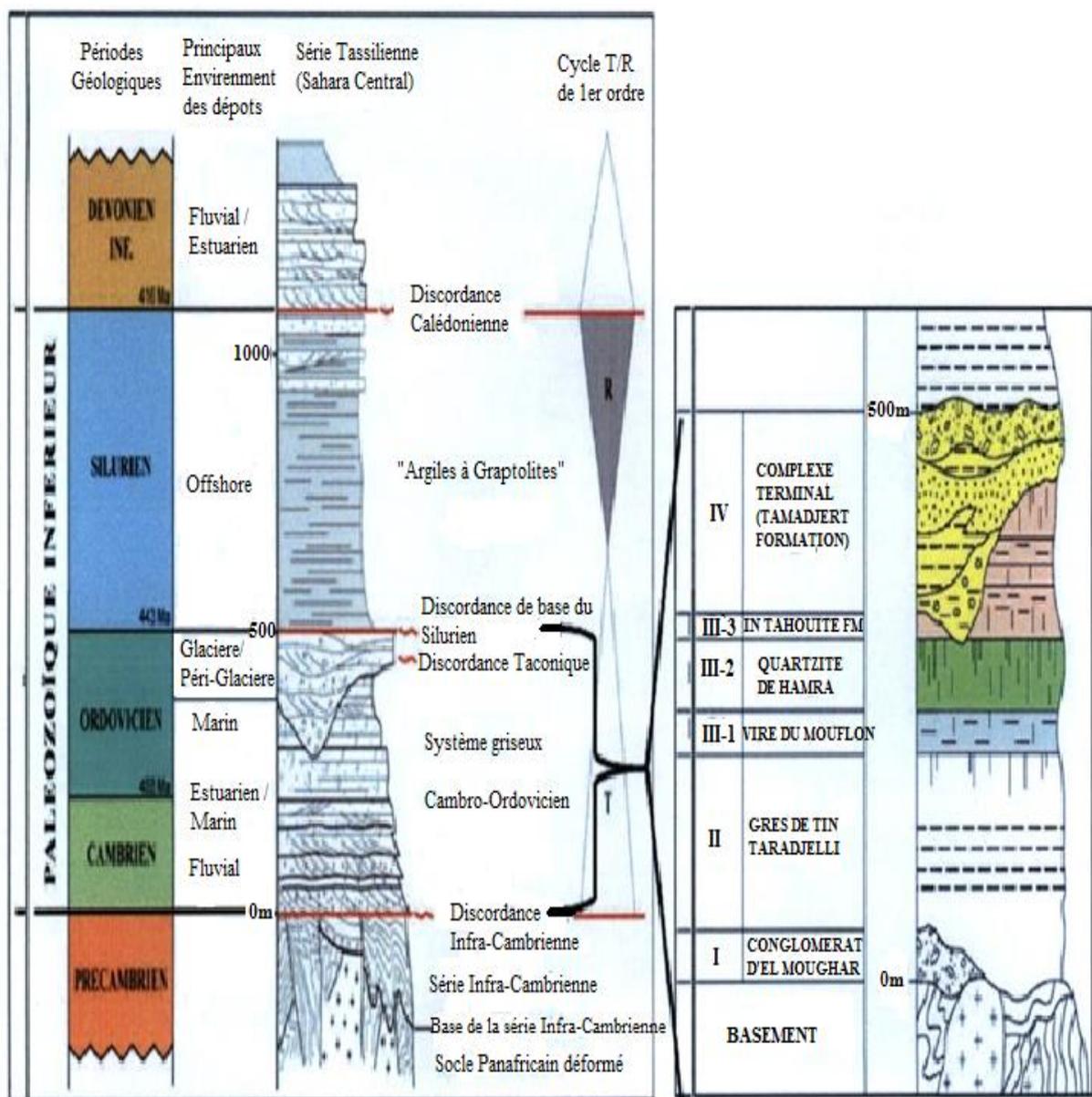


Fig. 8: les environnements de dépôts cambro-ordoviens de la zone d'étude (EXP/SH-2015).

I. Rappels sur les milieux de dépôts :

I.1. Le Milieu fluviatile : Le milieu fluviatile est un milieu continental, il est caractérisé par un empilement de séquences élémentaires positives gronodécroissantes. En générale on distingue deux systèmes d'organisation hydrographiques

I.1.1. Système fluviatile en tresse:

C'est un environnement continental caractérisé par des dépôts produits par un système fluviatile constitué par un réseau entrelacé de chenaux à faible sinuosité (réseau en tresses). Celui-ci se localise dans la partie amont du système fluviatile. Leur charge sédimentaire est grossière, leur débit est extrêmement variable. Toutes ces caractéristiques sont à l'origine du colmatage et de la rapide migration des chenaux (**Fig.9**).

I.1.2. Système fluviatile en méandriforme:

C'est un environnement continental caractérisé par des dépôts produits par un système fluviatile constitué par des chenaux à haute sinuosité, résultant d'un courant mature se déplaçant d'un côté à l'autre de la plaine d'inondation sur une pente douce. La sédimentation se fait sur la rive convexe sous forme d'une barre de méandre. La barre s'accroît latéralement en même temps que la migration du méandre (accrétion latérale). Elle est constituée de sable disposé en litage oblique de grande taille. Le fond du chenal est pavé de galets (Channel lag). Le chenal est bordé par des levées qui le séparent de la plaine d'inondation couverte de dépôts fins. Si une levée est crevée pendant une crue, des sables se répandent dans la plaine d'inondation sous forme d'un microdelta de crevasse (crevasse splay). Les séquences de rivières à méandre sont positives: elles débutent par un pavage de galets et se terminent par des limons de plaine d'inondation montrant des traces de sols et de végétation (**Fig.10**).

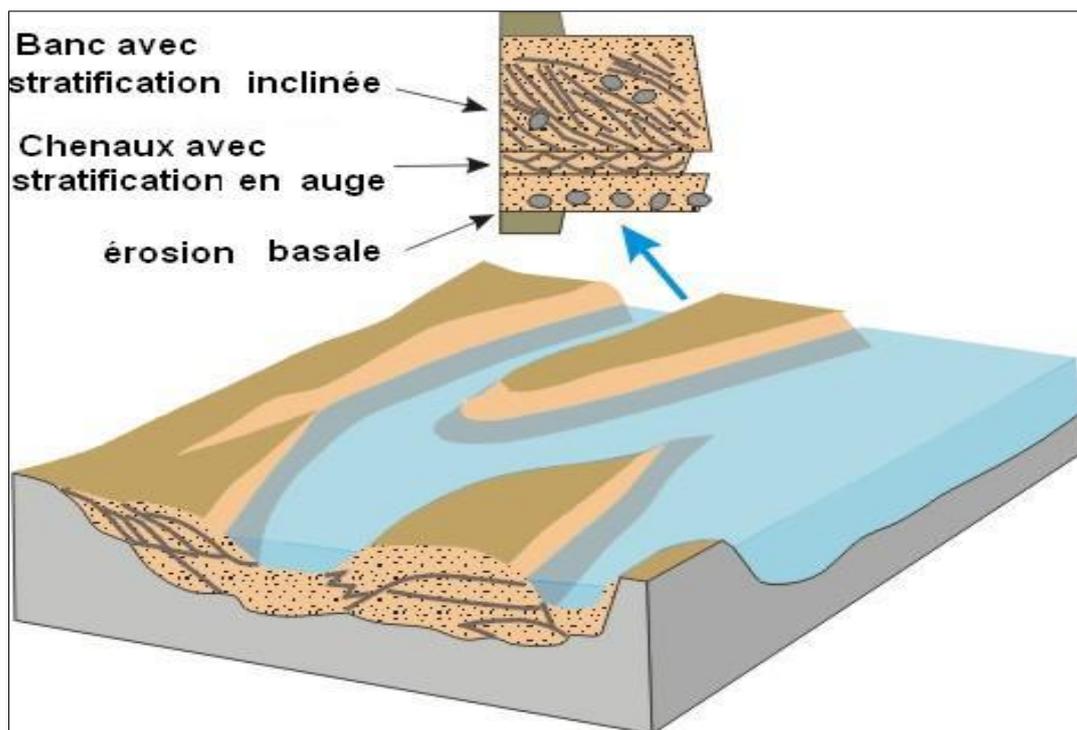


Fig. 9: Le système fluviatile en tresse.

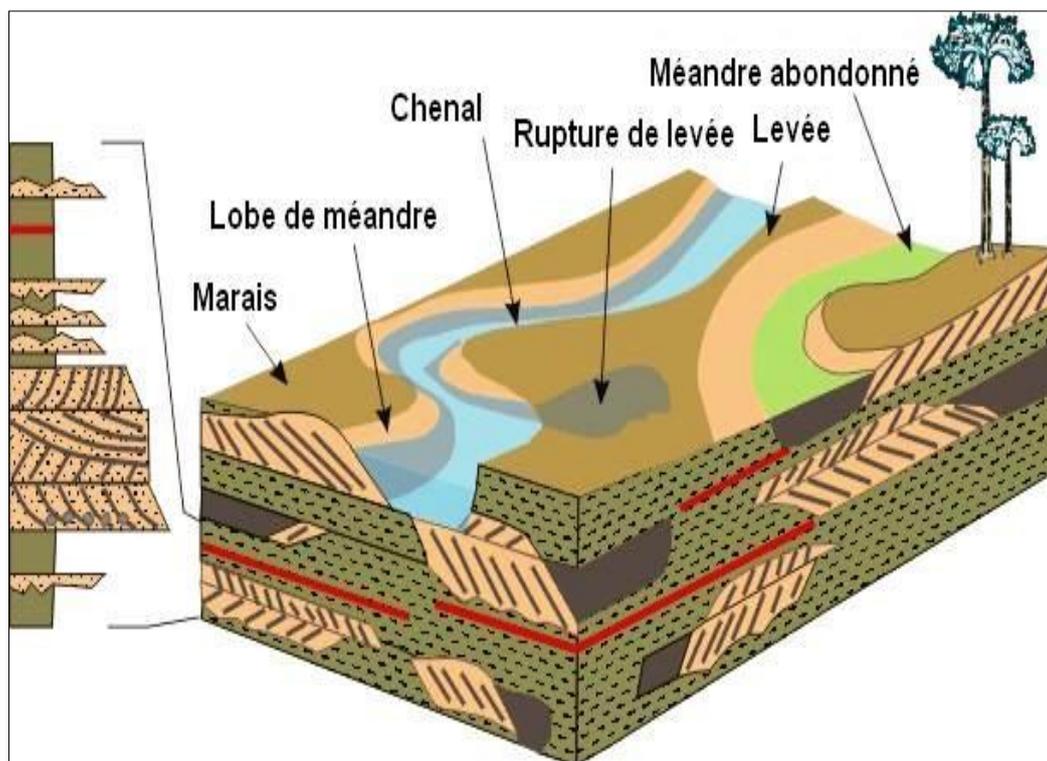


Fig. 10: Le système fluviatile méandriforme.

I.2. Le Milieu marin : Le milieu de dépôt marin peut être profond ou peu profond.

I.2.1. Milieu marin peu profond :

Ce sont les dépôts de la zone euphotique où il y a prédominance des indicateurs de faible profondeur avec l'absence d'indicateurs d'émersion.

I.2.2. Milieu marin profond :

Ce sont des dépôts caractérisés par une faune pélagique et une faune benthique autres que celles de la zone euphotique, absence d'indicateurs de mer peu profonde ou d'émersion.

Dans ce domaine, deux types de sédiment peuvent être présents:

- Les dépôts autochtones, fin, toujours de basse énergie.
- Les dépôts allochtones, sédiments remaniés de type «turbidite » et transportés dans le milieu plus profond sous l'influence de la gravité ou des courants sous-marins.

I.3. Milieux Glaciers :

Les matériaux transportés par les glaciers sont sédimentés lorsque la glace fond. Ils s'accumulent donc à proximité du glacier et constituent les dépôts glaciaires. Ils peuvent être remaniés par les eaux puis déposés: ce sont les sédiments fluvio-glaciaires et glacio-marins. En climat tempéré, les glaciers de montagne fondent en descendant dans les vallées, les matériaux s'accumulent en une moraine frontale qui peut être très grande et former un amphithéâtre morainique comme celui de Grenay dans l'Isère (moraine frontale du glacier du Rhône à la dernière glaciation würmienne). Si le climat change, par diminution des précipitations et/ou augmentation de la température moyenne, une grande partie, ou la totalité, du glacier disparaît, l'ensemble des matériaux des moraines latérales et de fond est déposé dans la vallée (**Fig.11**).

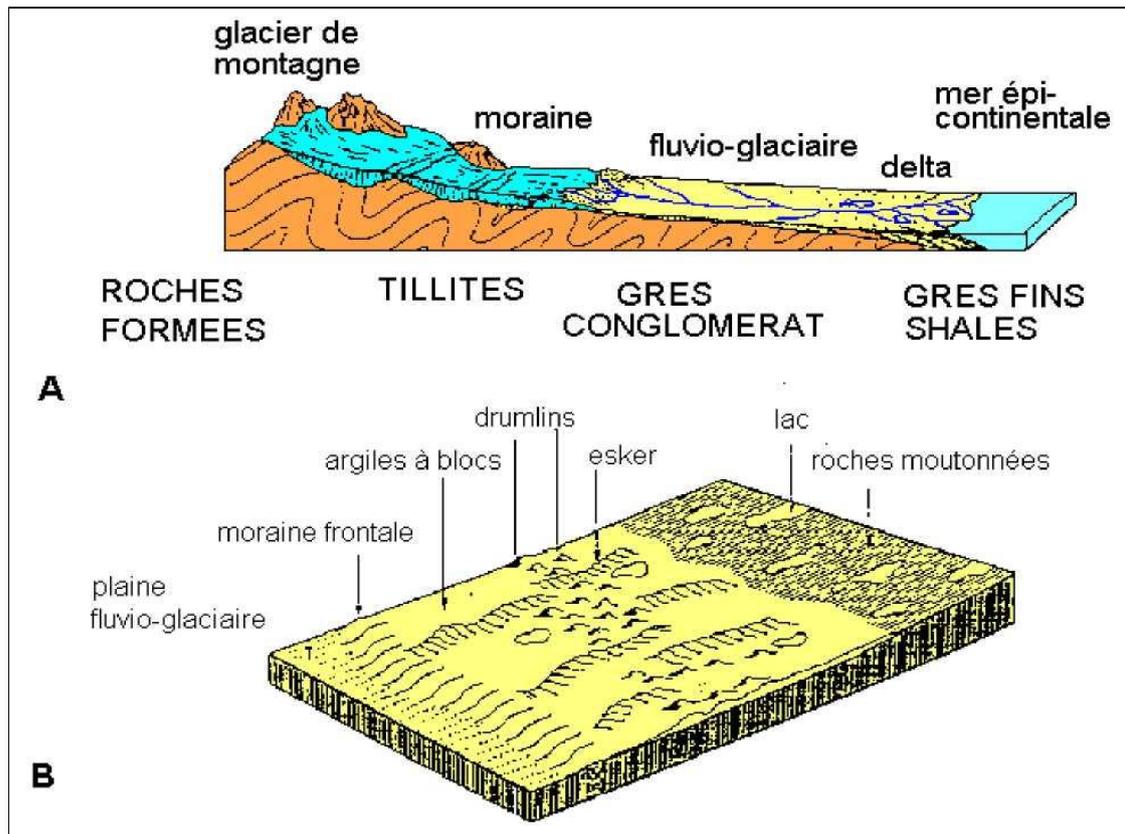


Fig. 11: Les environnements glaciaires (O.Serra 1986).

II. Analyse électro-séquentielle :

Elle décrit les séries traversées par les sondages à travers leurs réponses diagraphiques par l'utilisation d'un référentiel carotté. Ainsi on peut reconnaître les électrofaciès fondamentaux et leur agencement en électroséquence. Ce qui permet d'interpréter leurs milieux de dépôts.

- **Faciès** : La notion de faciès correspond à la description de l'ensemble des caractères minéralogiques, lithologiques (lithofaciès) et paléontologiques (biofaciès), caractérisant une roche et permettant d'identifier un milieu de dépôts. (Fig.12).
- **Électrofaciès** : C'est l'ensemble des paramètres pétrophysiques mesurés dans les roches par les diagraphies. Leur arrangement forme un ensemble lithologique appelé électroséquence.
- **Electroséquence** : Un ensemble lithologique est représenté sur l'enregistrement diagraphique par un gradient de polarité des courbes ou des fluctuations d'apparence

désorganisée. Selon les logs et les types de dépôts, une électroséquence correspond à une succession d'électrofaciès.

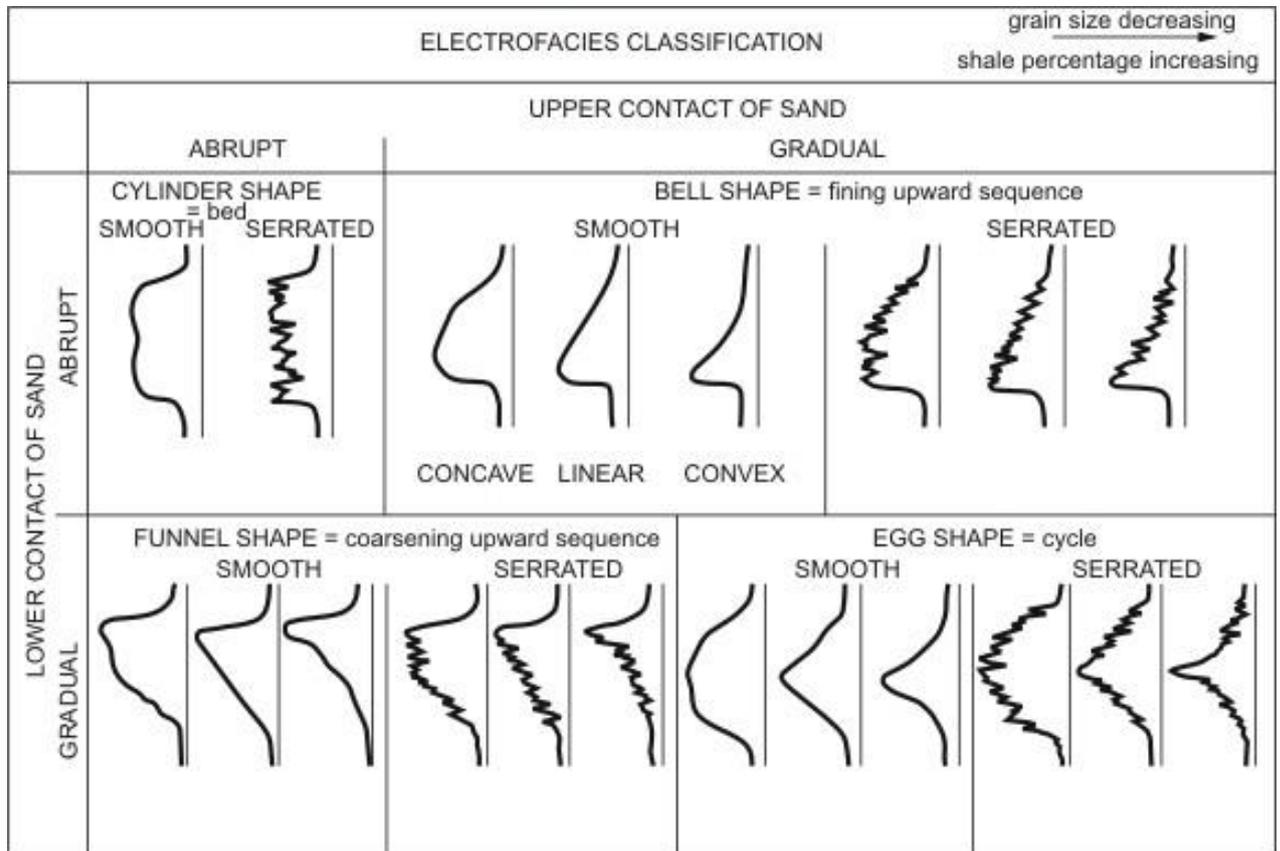


Fig. 12: Classification des électrofaciès d’après la courbe de potentiel spontané (O.Serra 1986)

III. Descriptions lithostratigraphique des sondages :

L’utilisation des diagraphies Gamma-Ray et Sonique dans les 5 puits forés, permet de faire un découpage stratigraphique dans chaque puits, une description et une corrélation lithostratigraphique des formations de l’Ordovicien.

- Le puits A :

Le sondage A est situé au centre et presque à la limite Ouest du permis, son niveau géologique d’arrêt est la base des grés d’EL Atchane.

Ce puits a traversé les séries Ordoviciennes suivantes :

- La Dalle de M'kratta : d'une épaisseur de 63m, elle se trouve à une profondeur de 2360m, elle est formée de grès très fins à passées d'argile gréseuse.
- Les argiles microconglomératiques : soit 92m, son toit se trouve à 2423m de profondeur, ce sont des argiles gréseuses et des grès fins.
- Grès d'El-Goléa : d'une épaisseur de 23m, ils sont composés par une alternance de grès fin quartzitique et d'argile très gréseuse, sa profondeur est de 2515m.
- Grès d'Oued Saret : soit 27 m, à une profondeur de 2538m, ils sont représentés par un complexe argilo-gréseux constitué par des grès siliceux à quartzitiques surmontés par des grès.
- Argiles d'Azzel et de Tiferouine : soit 107 m, Elles sont formées d'argile avec des passées des grès fins, elles se trouvent à une profondeur de 2565m.
- Quartzites de Hamra : d'une épaisseur de 40.5 m, son toit se trouve à 2672 m de profondeur, ce sont des quartzites fins et grès quartzitiques très fins à inclusion d'argile.
- Grès d'El Atchane : De 2712.5 à 2755 m, d'une épaisseur de 40.5m, ce sont des grès gris clairs à foncés durs avec des quartzites fins et grès quartzitiques très fins.

- Le puits B :

Le sondage B a été implanté dans la limite Nord du bloc 325 b. Il traverse les niveaux suivants :

- La Dalle de M'kratta : cette formation est absente dans ce sondage, elle est érodée sous l'évènement glaciaire.
- Les argiles microconglomératiques : soit d'une épaisseur de 15m, son toit se trouve à 3010m de profondeur, ce sont des argiles gréseuses et des grès fins.
- Grès d'El-Goléa : d'une épaisseur de 35m, ils sont composés par une alternance de grès fin quartzitique et d'argile très gréseuse, sa profondeur est de 3080m.
- Grès d'Oued Saret : d'une épaisseur de 20m, à une profondeur de 3100m, ils sont représentés par un complexe argilo-gréseux constitué par des grès siliceux à quartzitique surmontés par des grès.
- Argiles d'Azzel et de Tiferouine : soit 30m, elles sont formées d'argile, avec des passées de grès fins, elles se trouvent à une profondeur de 3130m.
- Quartzites de Hamra : d'une épaisseur de 90m, son toit se trouve à 3220m de profondeur, ce sont des quartzites fins et grès quartzitiques très fins à inclusion d'argile.

- Le puits C :

Le sondage C traverse les formations suivantes :

- La Dalle de M'kratta : avec 48 m d'épaisseur, son toit se trouve à une profondeur de 3186 m, elle est formée par des grès gris- blancs à gris- foncés, fins à très fin rarement moyens. subanguleux silico-quartzitiques à quartzitique compacts et durs.
- Les argiles microconglomératiques : De 3234 à 3308 m, avec une épaisseur de 74 m, sont formées par des argiles gris-sombres à noires, avec des passés des grés gris à gris blancs.
- Les grès d'El-Goléa : De 3308-3322.5 m, ils ont 14.5 m d'épaisseur et sont constitués par des grés gris, fins silico-quartzitiques, compacts avec des passées d'argiles grises, sombres à noires, indurées et siliceuses.

- Le puits D :

Le sondage D traverse toutes les formations de l'Ordovicien :

- La Dalle de M'kratta : elle a une épaisseur de 33m, elle se trouve à une profondeur de 2376 m, elle est formée de grès quartzitiques à quartzite gris-clair, moyen à fin, dur et grés gris à gris, verdâtre, fin à grossier, avec intercalations d'argile gris-foncée.
- Les argiles microconglomératiques : sont situées à la profondeur de 2409m. leur épaisseur est de 32 m ; elles sont formées d'argiles gris-noires, indurées, parfois tendres, avec grains de quartz fins à moyens avec passées de grés gris clair.
- Les grés d'El-Goléa : d'une épaisseur de 32m, ils se trouvent à une profondeur de 2473m, sont formés par des grés quartzitiques gris à gris foncés, micacés, fins à moyens et parfois silteuses.
 - Grés d'Oued Saret : font 43m, et sont formés d'alternance d'argile et de grés où sa profondeur est de 2472m.
 - Les argiles d'Azzel et de Tiferouine : leur épaisseur est à 43m, le sommet se trouve à 2515m de profondeur.
 - Quartzites de Hamra : soit d'une épaisseur de 90m, elles se trouvent à une profondeur de 2558m, sont formés par grés quartzitiques gris clairs fins à moyens, avec des passées de quartzite blanc et des inclusions d'argile noire.
 - Grés d'El Atchan : son toit se trouve à une profondeur de 2648 m, avec une épaisseur de 36 m, ils sont formés d'alternance des grés pris clairs à foncés, durs et d'argile noire silteuses micacée.

- Le puits E :

Le sondage E traverse seulement les formations de l'unité IV de l'Ordovicien, son arrêt géologique est la formation des grès d'El Goléa.

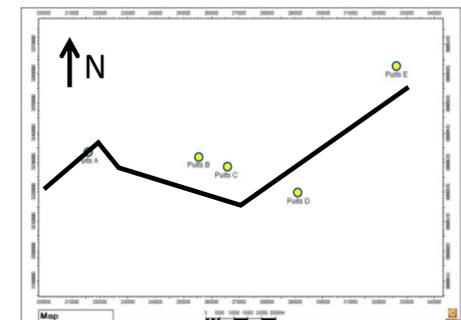
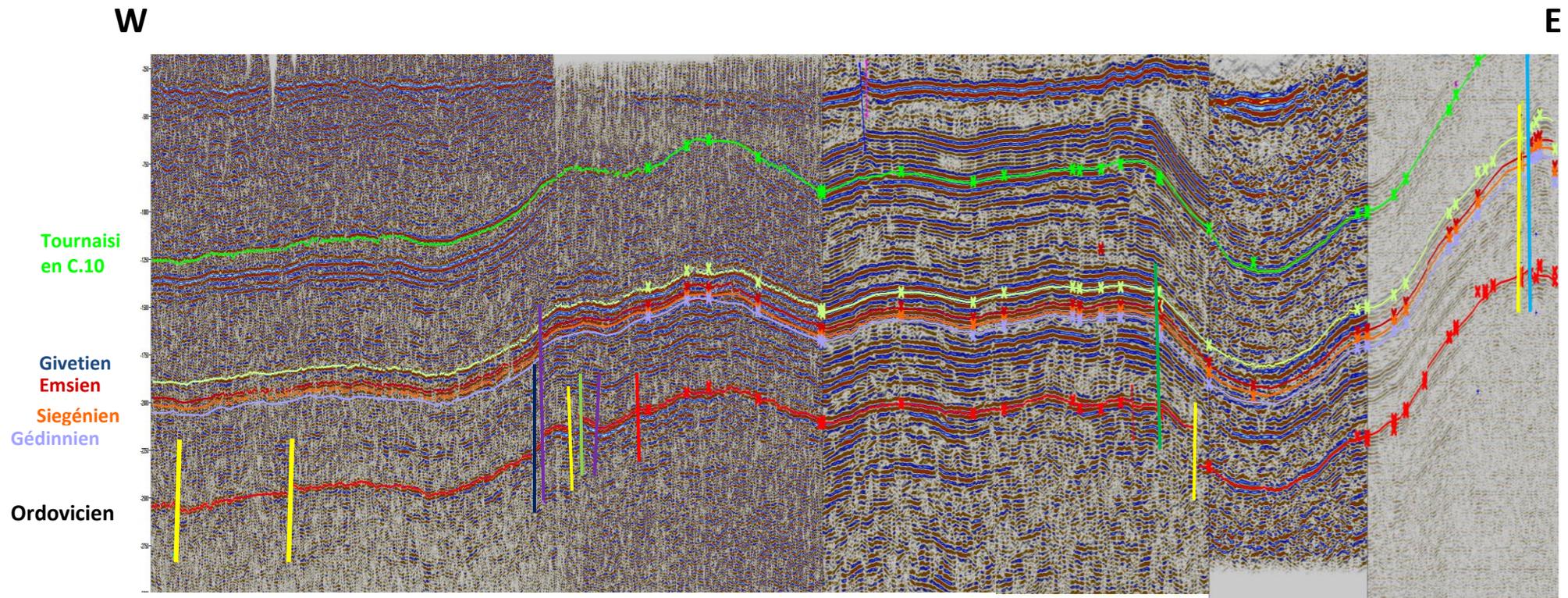
➤ La Dalle de M'kratta : d'une épaisseur de 24 m, elle se trouve à une profondeur de 4160 m. elle est formée par des grès gris- blancs à gris- foncés et des grès quartzitiques.

➤ Les argiles microconglomératiques : font 52.5m, et la profondeur est égale à 4194.5m, sont formées par d'argiles noires compacts avec des passées de grès gris clair.

➤ Les grès d'El-Goléa : font 33m, leur toit se trouve à 4227m de profondeur, sont formées par des grès quartzitique gris à grain fin à moyen.

IV. Interprétation du profil sismique W-E passant par la zone d'étude :

Le profil montre que l'Ordovicien de la zone d'étude est marqué par la présence d'un réseau de failles le long de l'axe W-E, la disposition des couches sur les deux compartiments indique que les failles sont de type inverse de direction NE-SW, on observe aussi des anticlinaux qui déversent vers le NW (**Fig.13**).



**Fig. 13: Section sismique composée passant par la zone d'étude
(Document Sonatrach/EXP- 2015)**

V. Présentation de l'Ordovicien de la zone d'étude :

L'unité IV de l'Ordovicien, qui fait l'objet de cette étude caractérisée par une grande variation latérale de faciès, elle est formée d'un ensemble argilo-gréseux, de grès grisâtre compact à ciment argileux et siliceux, les niveaux argileux sont constitués d'argile noire, micacé et indurée.

V.1. Découpage strati-séquentiel de la région d'étude :

Dans notre cas, le découpage séquentiel est fondé sur l'utilisation simultanée de l'analyse des faciès et de la morphologie séquentielle à partir de l'étude des diagraphies, notamment le GR.

Le résultat de l'analyse séquentielle de l'unité IV montre la présence de la base au sommet d'une seule séquence, il s'agit d'une séquence complète décrite comme suit (**Fig.14**) :

- Cortège sédimentaire du bas niveau marin (LST) constitué par des grès quartzitiques, avec des passées d'argiles et de siltstones. ce cortège possède une épaisseur de 30 m, et limité à la base par une limite de séquence (SB) et au sommet par une surface transgressive.
- Intervalle transgressif (TST), limité à sa base par une surface transgressive (ST) et au sommet par une surface d'inondation maximale (MFS), il est caractérisé par des alternances d'argiles noires, indurées avec des grains de quartz subanguleux et anguleux et des passées de grès fins.
- Cortège sédimentaire de haut niveau marin (HST) ; est constitué par un faciès gréseux et quartzitique. Ces grès sont gris à blancs, fins à moyens, parfois grossiers, ce cortège est limité à la base par une surface d'inondation maximale (MFS), et au sommet par une limite de séquence (SB).

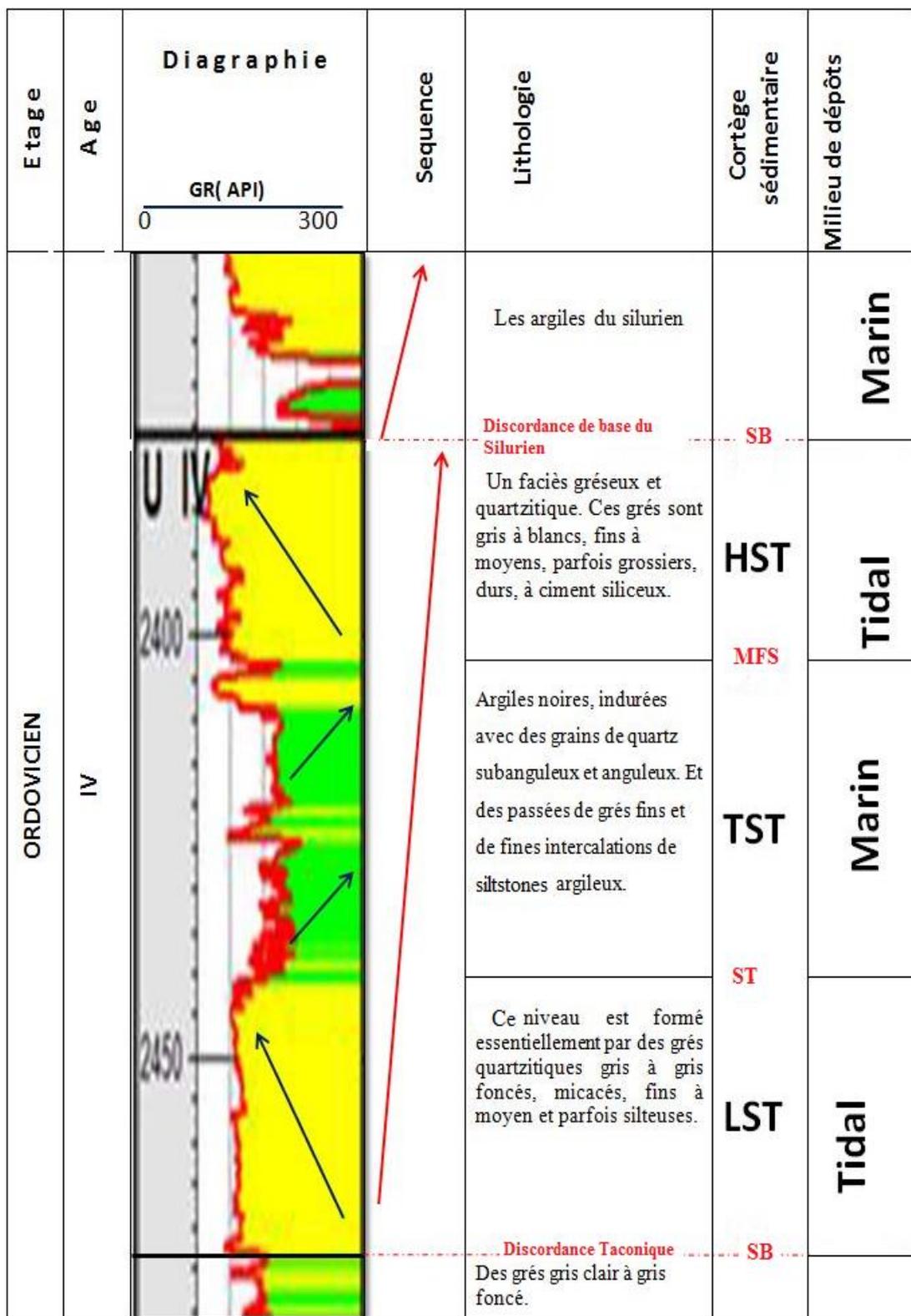


Fig. 14: Découpage strati-séquentiel de l'unité IV de l'Ordovicien de la zone d'étude.

V.2. Description des carottes :

V.2.1. Description des carottes du puits C :

Seuls quatre mètres appartenant à la carotte 4 ont été étudiés. Un seul environnement de dépôt a été attribué à ces faciès ; il s'agit d'un environnement à influence glacio-marine (**Fig.15**).

-De 3182 à 3185 m (Carotte 4):

L'analyse pétrographique, réalisée sur 3 plaques minces, révèle des grès fins à moyens, moyennement à bien classés, à ciment silico-argilo-carbonaté à silico-argileux.

Les grains de quartz détritiques sont sub-anguleux à sub-arrondis et les contacts entre eux sont ponctuels à droits et concavo-convexes à suturés vers le sommet (3182.95m) ; ils sont nourris en silice secondaire, par endroits multiphasique et dont le taux atteint les 15%. Le ciment carbonaté, rare, se rencontre en mouchetures et en petites plages inter granulaires, corrodant le quartz détritique et le quartz secondaire.

Avec seulement une longueur de 4m de carotte prélevée, ce sondage ne présente aucune fracture .

- Fracturation naturelle :

Sur le profil de perméabilité du sondage C, cette dernière ne dépasse pas la valeur de 0.1 mD et cela en l'absence de fractures et de stylolites (**Fig.16**).

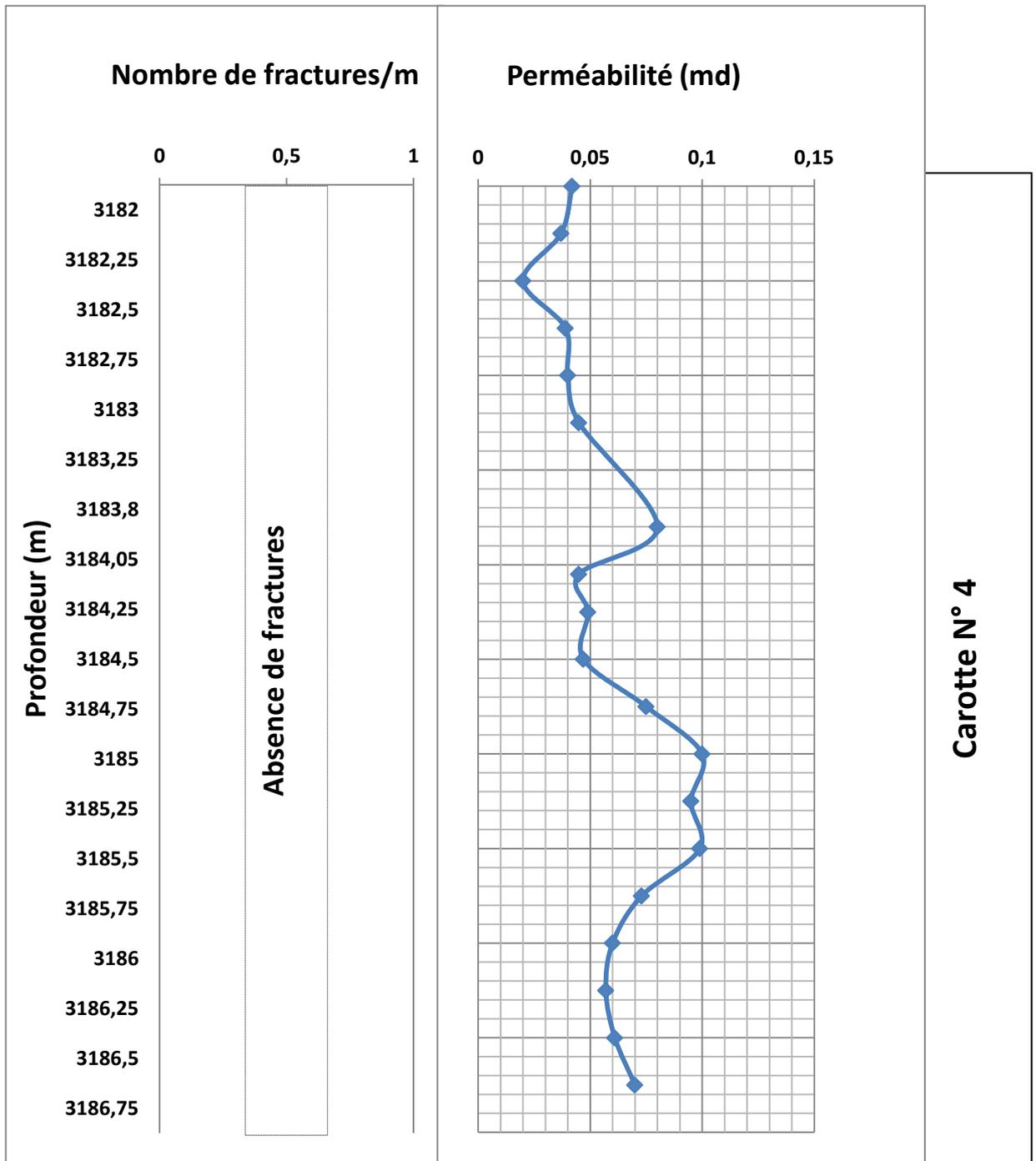


Fig. 16: Relation entre la fracturation et la perméabilité en fonction de la profondeur du sondage C.

V.2.2. Description des carottes du puits D :

La description des carottes du sondage D a permis de définir deux environnements de dépôt. Le premier est marin, en grande partie, et associé à trois sous environnements, le second est plutôt à influence tidale à continentale.

- De 2386,75 à 2396,75 m (Carotte 22):

Grès fins à moyens, bien à moyennement classés et à ciment argilo-carbonaté faiblement siliceux (**Fig.17**).

Les grains de quartz sont subanguleux, à contacts concavo-convexes à suturés, parfois droits, Sous l'effet de la corrosion par les argiles et les carbonates, les grains de quartz présentent des contours irréguliers. Le ciment est représenté par de l'argile de type essentiellement illitique et les carbonates en ciment inter granulaire.

La porosité est presque inexistante (<1%), il s'agit d'une porosité secondaire de dissolution, qui se résume à quelques pores isolés.

- De 2421,90 à 2438,25 m (Carotte 23) :

Grès très fins bien classés, à ciment silico -argilo- carbonaté, parfois argilo-carbonaté et micacé, évoluant à des silts à ciment carbonato-argileux.

Les grains de quartz détritiques sont anguleux à subanguleux, quelques fois subarrondis. Dans les grès, les contacts entre les grains sont concavo-convexes à suturés, parfois droits et rarement flottants, tandis que dans les silts, ceux-ci varient de flottants a droits (**Fig.18 - 19**).

Les grains de quartz, constituant l'essentiel de la fraction détritique, montrent des surcroissances, localement multiphasiques, de silice secondaire de nourrissage. Ils subissent également de la corrosion par les carbonates et les argiles.

En ce qui concerne les ciments, en plus de la silice de nourrissage qui occupe jusqu'à 7% du volume de la roche, on note la présence d'argile (de nature illitique) dispersée de manière homogène dans l'espace inter-granulaire, et dont le taux atteint les 20% dans les passages silteux. L'argile se manifeste également en tapissage de nature chloriteuse, autour des grains de quartz (2430.30m).

Sur le plan réservoir, la porosité est pratiquement inexistante, néanmoins on note localement, aux niveaux 2435.00m, 2430.30m et 2428.80m, une porosité secondaire de dissolution et de fracturation pouvant atteindre 1%.

- De 2438,25 à 2448,00m (Carotte 24):

Grès fins à moyens, moyennement à mal classés, compacts vers la base et à ciment

argilo-carbonaté très faiblement siliceux (**Fig.20**).

Les grains de quartz représentent 78 à 85% du volume total de la roche. Ceux-ci sont monocristallins, de morphoscopie anguleuse à sub-anguleuse et à contacts suturés à droits, quelques fois concavo-convexes.

Le ciment est représenté par de l'argile à composante mixte (illite, kaolinite), avec un taux qui augmente de haut en bas (7 à 15%), de carbonate (dolomite, calcite), en ciment inter-granulaire et en mouchetures et accessoirement de silice.

La porosité estimée est très faible, elle est d'origine secondaire liée à la dissolution d'éléments instables tels que les feldspaths potassiques.

- **De 2455,00 à 2470,00 m (Carotte 25):**

Grès moyens, mal à très mal classés et à ciment silico-carbonaté vers la base et argilo-carbonaté vers le sommet où la granulométrie a tendance à devenir fine. La porosité est très faible à inexistante (**Fig.21**).

Les grains de quartz, constituant jusqu'à 82% du volume de la roche, sont de morphoscopie sub-anguleuse à sub-arrondie et présentent des contacts droits à suturés, avec notamment des contacts concavo-convexes et ponctuels apparaissant dans la partie inférieure. Ils sont également nourris en silice secondaire, en auréoles et accompagnés de feldspaths, de micas et de minéraux lourds.

- **Fracturation naturelle :**

Le nombre de fractures recensé dans les 53m de carottes est de 22 fractures. Ce sont des fractures fermées, ouvertes et fermées colmatées.

Ce sondage montre 2 niveaux faiblement fracturés.

- Un premier niveau situé entre 2387,75 et 2394,75m (carotte 22). Ce niveau indique une densité de 0,375 fractures/mètre.

- Le second niveau situé entre 2422 et 2436m (carotte 23) avec une densité de 1,35 fractures/mètre.

- En joignant le profil de perméabilité du sondage D au log de fracturation du même sondage en fonction de la profondeur (**Fig.22**), on observe que les résultats obtenus sont presque concordants.

La perméabilité affiche des pics de valeurs qui varient de 1,2 à 137 mD, à savoir :

• Des valeurs importantes dans des zones dépourvues de fractures ouvertes (2393,67m, 2394,87m, 2424,5m) avec une perméabilité maximale de 137 mD.

- Des valeurs faibles de perméabilité dans des zones de fractures fermées (2423.5m, 2434 - 2435m) avec une perméabilité ne dépassent pas 1.2 mD.

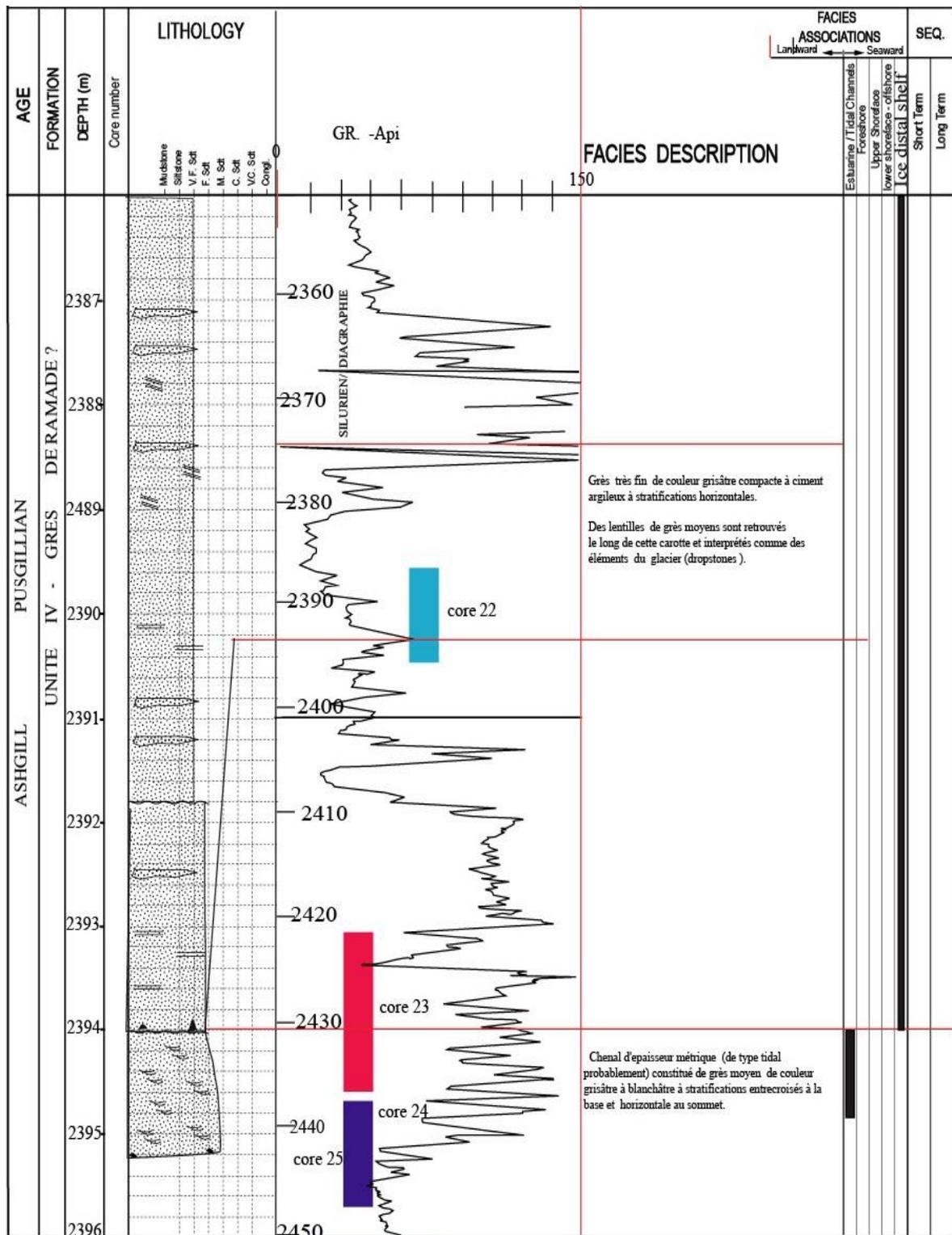


Fig. 17: Description de carotte 22 du puits D (profondeur 2386,75 à 2396,75 m).

(Rapport CRD - 2015)

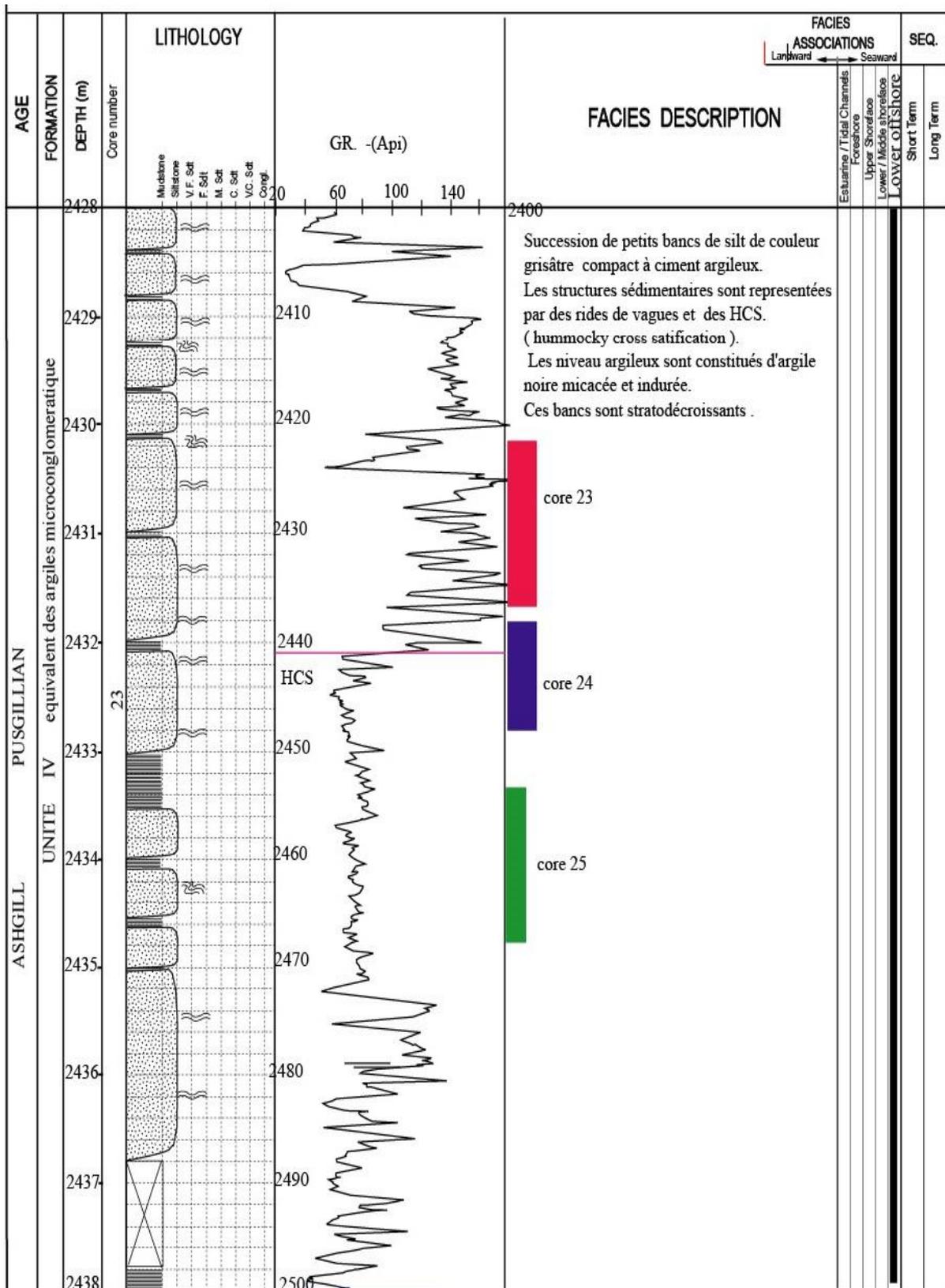


Fig. 18: Description de carotte 23 du puits D (profondeur De 2421,90 à 2438,25 m).

(Rapport CRD - 2015)

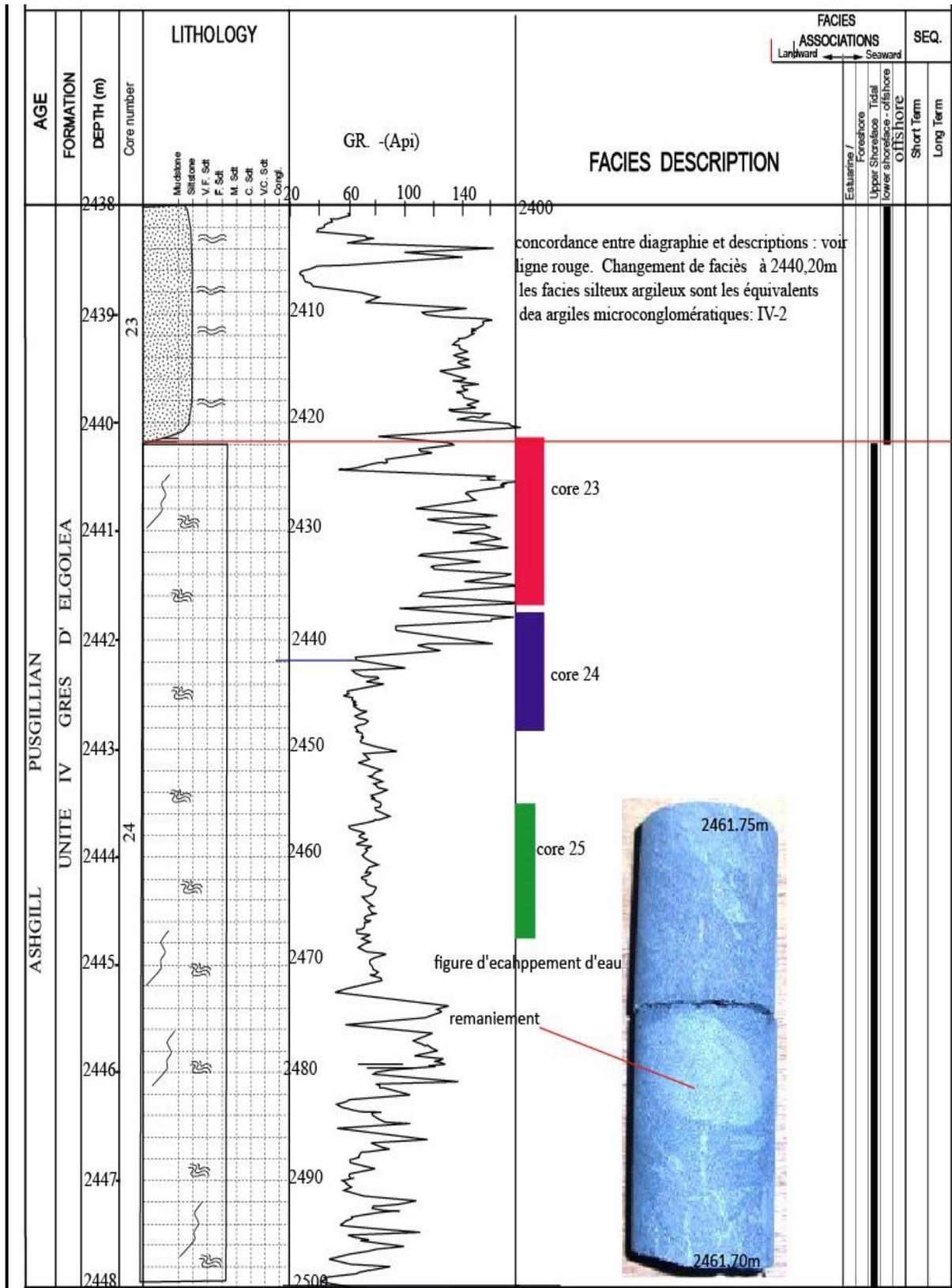


Fig. 19: Description de carotte 23 du puits D (profondeur De 2421,90 à 2438,25 m).

(Rapport CRD - 2015)

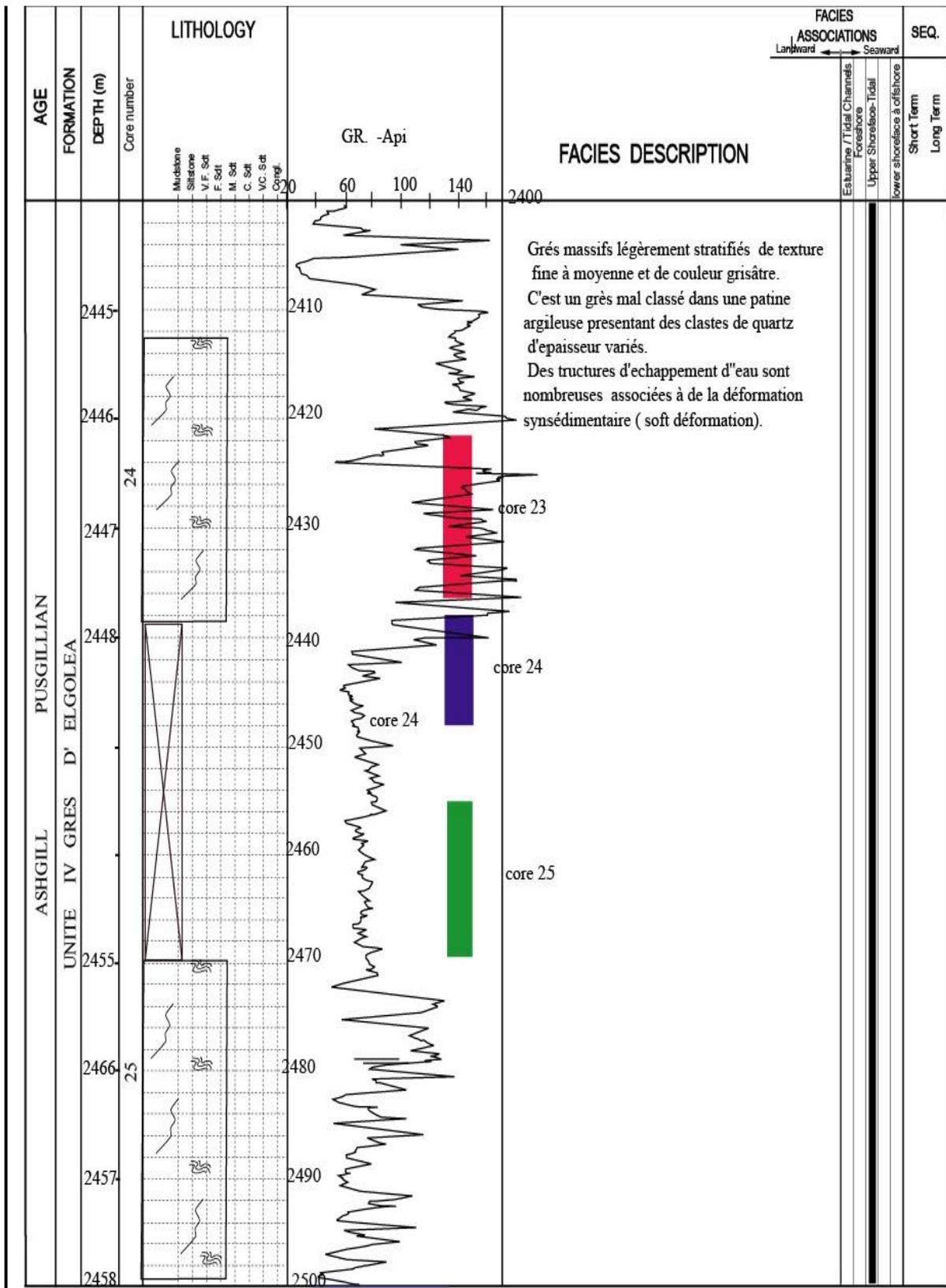


Fig. 20: Description de carotte 24du puits D (profondeur 2438,25 à 2448m).

(Rapport CRD - 2015)

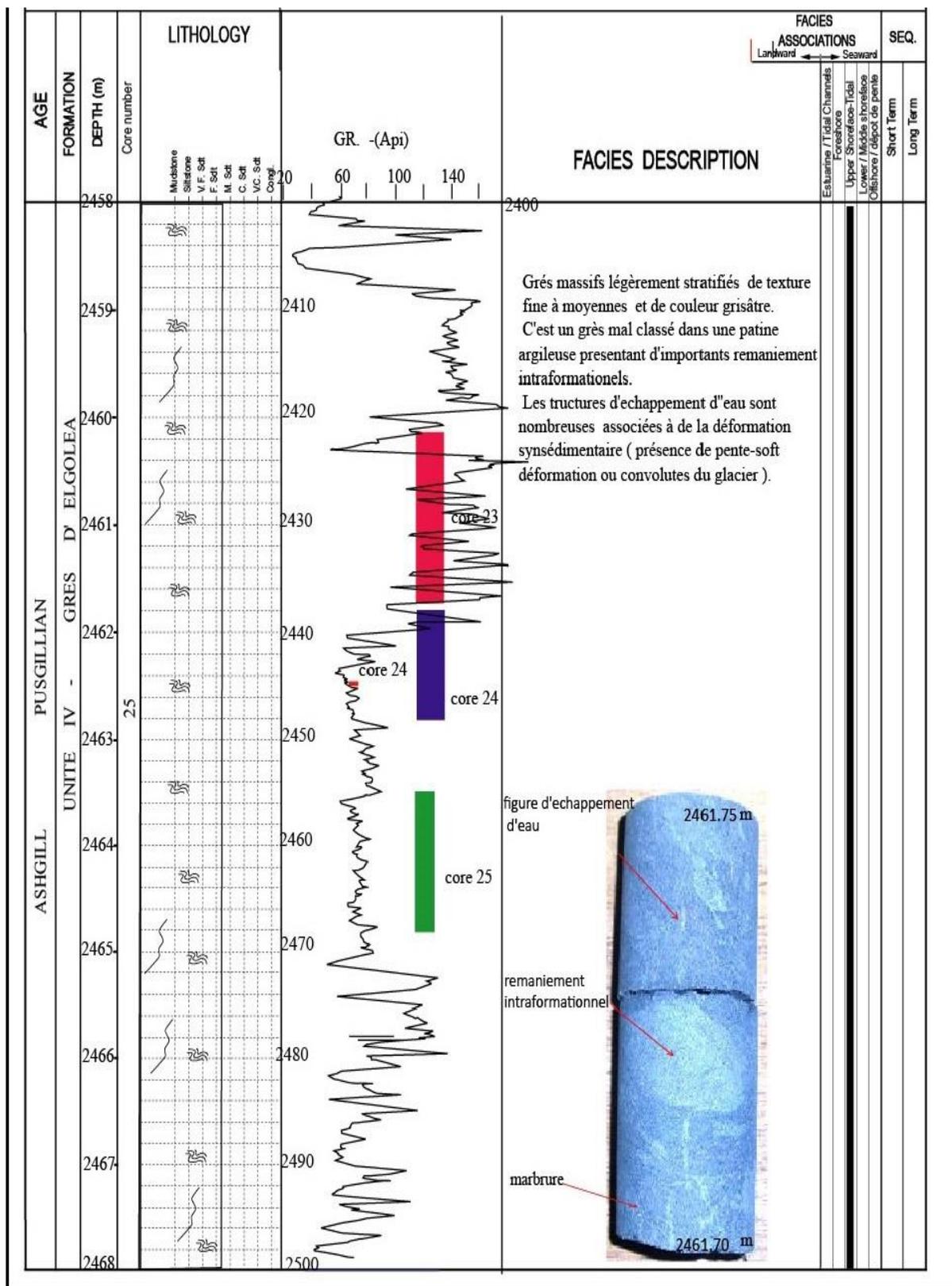


Fig. 21: Description de carotte 25 du puits D (profondeur 2455 à 2470 m).

(Rapport CRD - 2015)

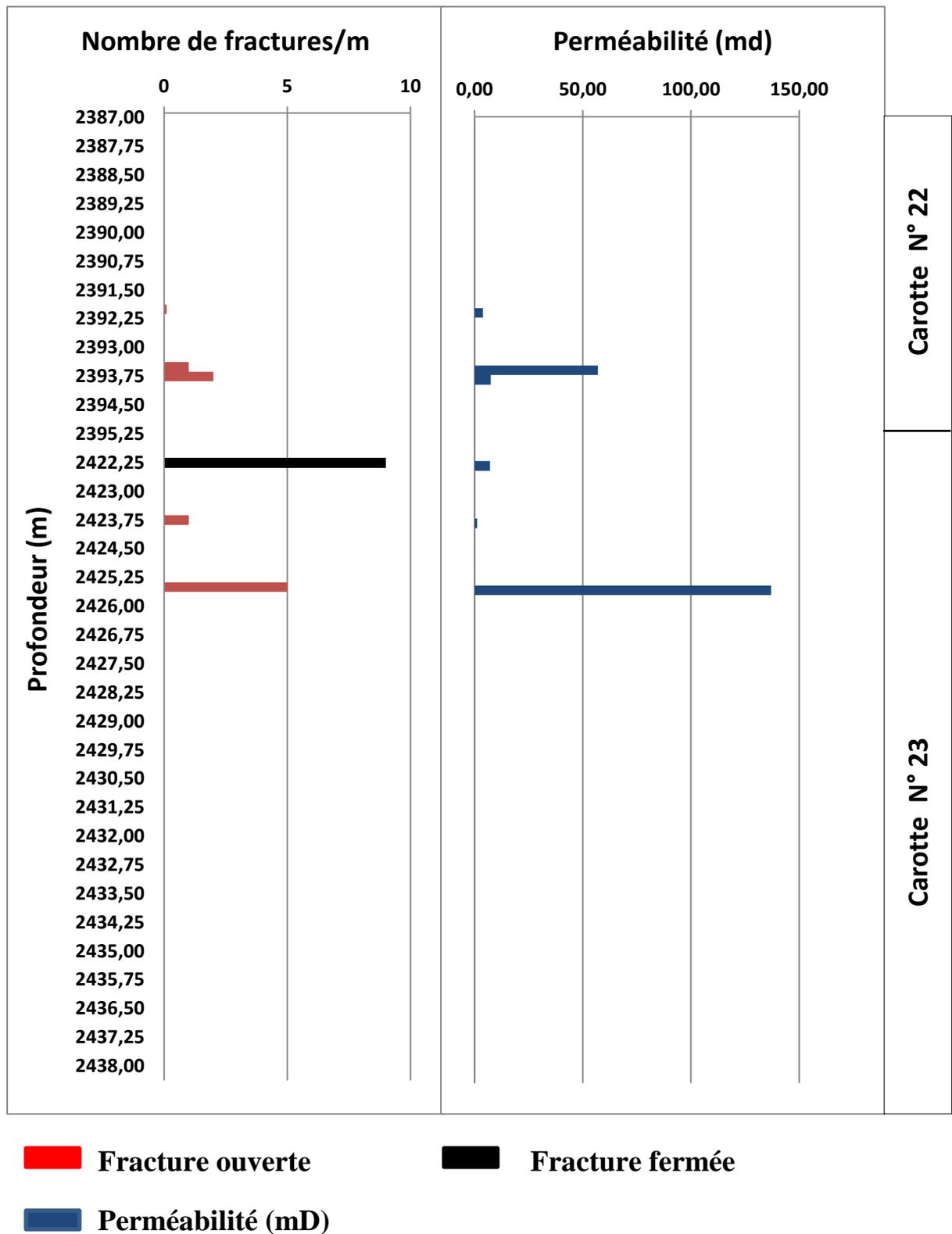


Fig. 22: Relation entre la fracturation et la perméabilité en fonction de la profondeur du sondage D.

V.3. Aspect diagénitique :

L'ensemble des études pétrographiques de l'unité IV de l'Ordovicien ont révélé que les transformations diagénitiques ayant affecté les sédiments observés dans les puits se résument comme suit :

- Développement du ciment siliceux précoce qui se manifeste en auréoles de nourrissage, parfois multiphasiques et en silice inter granulaire occupant l'espace résiduel.
- Corrosion du quartz primaire et du quartz secondaire par les carbonates et les argiles notamment l'illite.
- Précipitation de la calcite et sa transformation en dolomite.
- Développement de l'illite à partir de la montmorillonite (mise en évidence de l'interstratifié illite/montmorillonite par DRX) et à partir des micas et des feldspaths.
- Corrosion du quartz et de la silice par l'illite
- Kaolinitisation de l'illite (phénomène rarement observé).
- Microfissuration.
- Imprégnation de l'argile par la matière organique, l'oxyde de fer et le leucoxène.
- Pyritisation de la matière organique.
- Corrosion du quartz par les carbonates
- Phénomènes de dissolution affectant le ciment calcitique et les éléments instables, tels que les feldspaths.

V.4. Interprétation de la corrélation diagraphique :

L'objectif principal de cette corrélation est de suivre l'extension latérale des réservoirs de l'unité IV de l'Ordovicien dans la partie Ouest-Est de la région d'étude.

V.4.1. Corrélation Ouest-Est :

L'extension de l'épaisseur de l'unité IV de l'Ordovicien à travers les puits A , B, C, D et E dans la partie Ouest-Est de la région est variable (**Fig.23**). En général cette unité (IV) est bien développé à travers les différents puits où elle atteint 170m au niveau du puits A, à l'exception du puits B, où elle est moins épaisse, où on remarque l'absence de l'unité IV-3 qui est liée aux glaciations fini ordoviciennes, qui attribuent une intense érosion et importantes variations de facies et épaisseur.

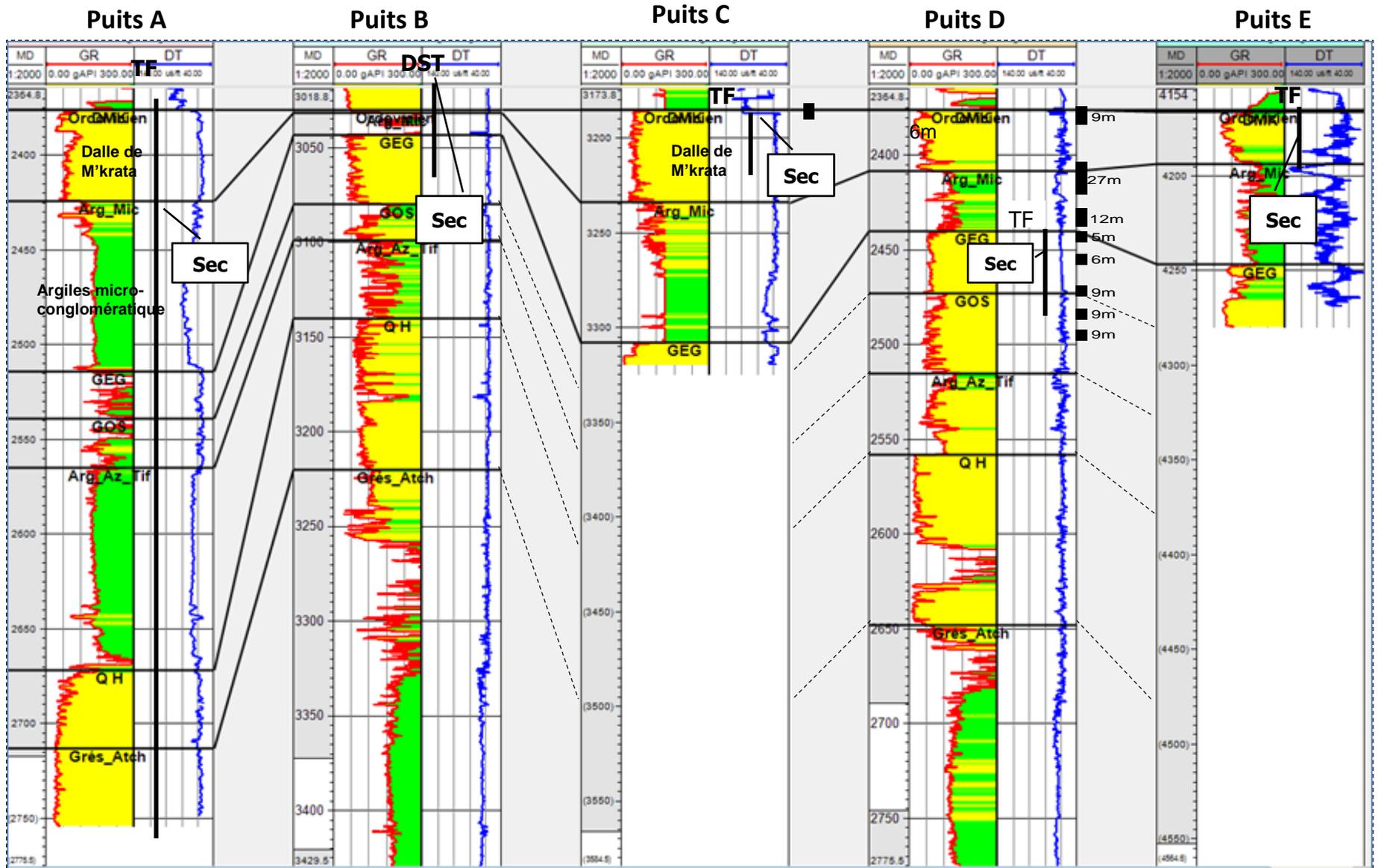


Fig. 23: Corrélation diagraphique W-E des réservoirs Ordoviciens

V.5. Tests de formation :

Un test de formation est la seule opération qui nous renseigne clairement sur la présence de fluide ou de gaz dans une formation et qui nous permet d'en évaluer le débit d'une manière générale. Il nous renseigne aussi sur les pressions des formations.

Le test peut être exécuté :

- En cours de forage (trou ouvert).
- Après tubage.

V.5.1. Raisons justifiant un test:

Un test étant une opération délicate et parfois risquée, il doit y avoir une raison suffisante pour justifier l'exécution d'un test :

- Déblais (cuttings) imprégnés.
- Déblais revêtant une formation poreuse et perméable.
- Carotte imprégnée.
- Présence de gaz de formation dans la boue de forage.
- Présence de fluorescence dans les carottes ou les déblais.
- Perte de boue de forage dans certains cas venus de fluides.
- Identification d'un réservoir sur les logs électrique.

Le tableau suivant représente les résultats des tests, qui ont été réalisés au niveau des 5 puits dans la zone d'étude (**Tab 2**).

V.5.2. Résultats du test des puits de la zone d'étude :

puits	Test	Résultat
C	DST-1 (3178 – 3315 m)	Sec
D	DST-6 (2389 - 2396.75m)	Sec
	DST-7 (2386.25 - 2415m)	Sec
	DST-8 (2384.25 - 2415 m)	Sec
E	DST-1 (4149-4172 m)	posé à 4169m
	DST-2 (4149-4172 m)	Sec
	DST-3 (4249,09-4274,5 m)	Fuite au packer
A	TF (2365-2415 m)	Sec
B	DST (3020-3065 m)	Sec

Tab. 2: Les résultats des tests des puits de la zone d'étude.

Conclusion :

D'après l'étude sédimentologique des réservoirs de l'unité IV de l'Ordovicien, l'analyse des carottes et la corrélation diagraphique on peut tirer les résultats suivants :

- Les faciès et les environnements de dépôt de cette unité sont fluvio-glaciaires, déposés durant la période glaciaire.

- Les faciès observés sont médiocres à mauvais, il ressort d'abord que le caractère « **tight** », dans les échantillons étudiés, est révélé par l'abondance du ciment siliceux et le degré de compaction traduit par les contacts concavo-convexes et suturés.

- La corrélation diagraphique Ouest-Est de l'Unité IV de l'Ordovicien montre une épaisseur importante aux niveaux tous les puits, cette dernière atteint une valeur maximale de 178 m au niveau du puits A, à l'exception du puits B, où elle est moins épaisse, cette variation de l'épaisseur est due à la présence des paléo vallées.

Introduction :

Le gaz du réservoir compact est contenu dans des roches réservoirs très peu poreuses et peu perméables, l'extraction de ce dernier est par conséquent difficile nécessitant des techniques spécifiques pour le produire. Pour évaluer les tight gas, les outils et méthodes d'évaluation quantitative, statistiques et dynamiques de ce type de réservoir sont à développer.

1. Etude du bassin d'Ahnet-Gourara par Ben Law :

Nous avons défini dans le chapitre précédent le caractère Tight de l'Ordovicien et pour mieux comprendre cet aspect, il est important de citer l'étude du bassin de l'Ahnet - Gourara réalisée par **Gustavson Associates en 2000** et dans laquelle **Ben Law** a adopté une démarche non conventionnelle pour l'étude de cette région. Il est à préciser que notre zone d'étude est incluse dans la région de l'Ahnet-Gourara.

Ben Law est un éminent scientifique qui possède une certaine expérience dans l'étude des réservoirs, aussi bien conventionnels que non conventionnels. Les travaux sur le bassin de l'Ahnet Gourara ont été réalisés dans le cadre de ses fonctions de coordinateur de l'USGS (United States Geological Survey) World Energy Program. La région analysée par Ben Law englobe notre zone d'étude.

Dans cette étude, il démontre que l'interprétation des pressions, de la perméabilité et de la nature des fluides dans la formation paléozoïque détermine la présence d'un BCGA (Basin Centred Gas Accumulation).

Il a défini que pour les niveaux Gédinnien, Siegénien, Frasnien et Famennien du Dévonien, les réservoirs non conventionnels sont intercalés dans les réservoirs conventionnels.

Quant au BCGA cambro-ordovicien il correspond, pour Ben Law, à une accumulation régionale diffuse, les ressources en place ont été estimées à 265 x 106 m³/km.

Dans ce BCGA, l'huile piégée a craqué en gaz, suite à l'exposition à de très hautes températures. Le BCGA était overpressure mais suite aux phénomènes de soulèvement et d'érosion liés à l'événement hercynien, la température a chuté et le BCGA est devenu underpressure.

Le bassin de l'Ahnet-Gourara, ayant subi une inversion structurale, présente un déséquilibre thermique. Il a été soumis à des régimes de température beaucoup plus élevées que les températures actuelles, ces dernières ne reflètent pas les niveaux de maturité thermique atteinte.

Ces niveaux de maturité thermique dans les roches du Paléozoïque sont le plus souvent supérieurs à 1,3% R_o . Ces valeurs indiquent que l'huile piégée à l'origine dans les réservoirs gréseux a subi un craquage thermique vers le gaz.

Ben Law note qu'il est difficile de délimiter le BCGA cambro-ordovicien, vu le nombre de paramètres géologiques variables. Dans la région, les réservoirs cambro-ordoviens ont une porosité inférieure à 13% et une perméabilité inférieure à 0,5 mD.

La porosité ne peut représenter un critère d'identification du BCGA, alors que la perméabilité combinée à d'autres données est un paramètre primordial. Pour définir le caractère tight, Ben Law adopte le seuil d'une perméabilité inférieure à 1 mD (**Fig.24**).

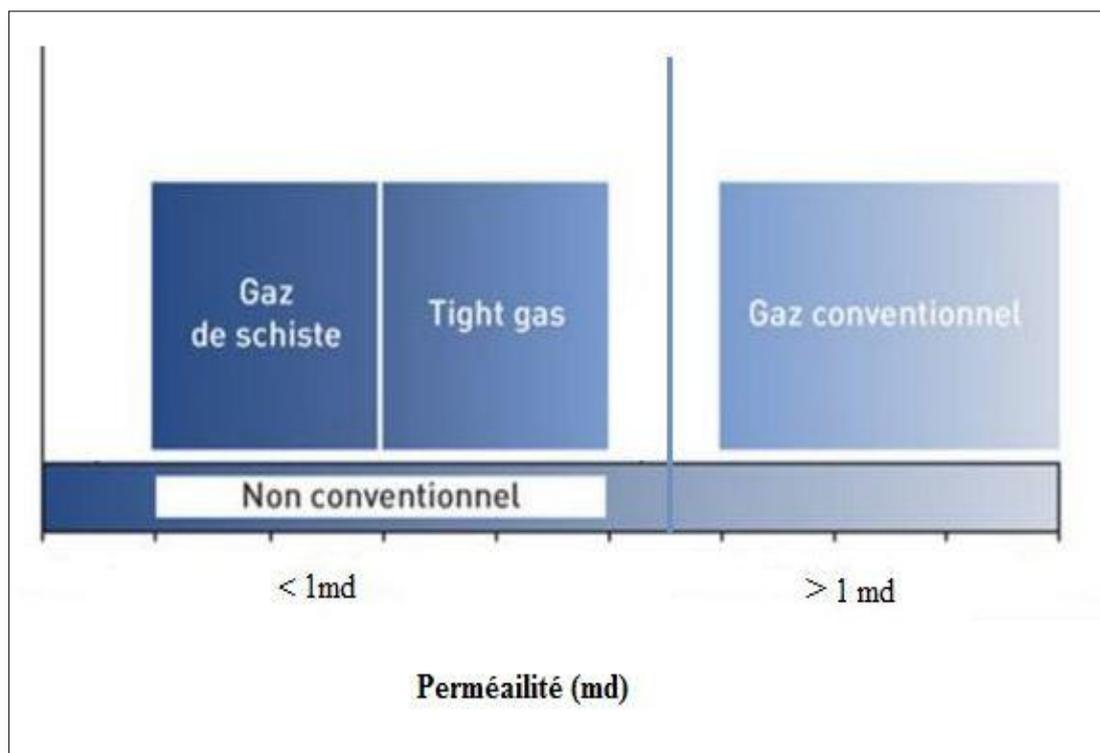


Fig. 24: Le gaz tight comparé avec d'autre type de gaz non-conventionnelle en fonction de la perméabilité (Gustavson, 2000).

2. Les tights gas sand :

2.1. Définition géologique :

Ce sont des réservoirs du gaz sec dont en plus la compaction les interstices sont remplis de particules fines (silice ou carbonates) obturant la porosité et la perméabilité et pénalisant les capacités de drainage du gaz. La nature lithologique de ces réservoirs peut être gréseuse comme elle peut être carbonatée.

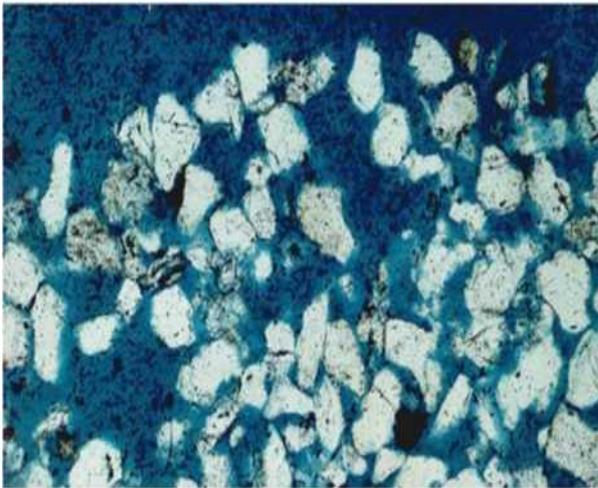


Fig. 25: réservoir conventionnel.

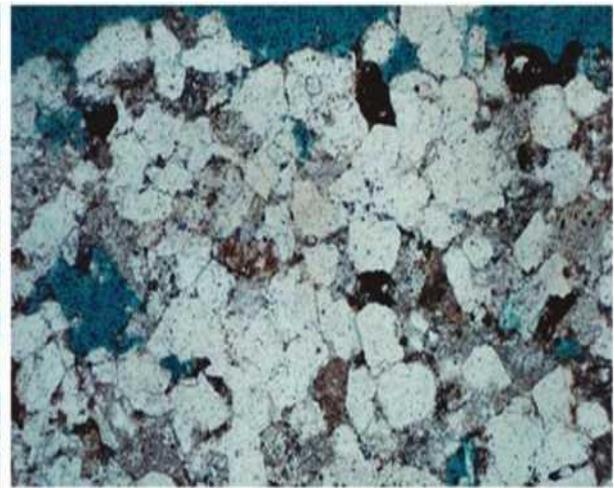


Fig. 26: Réservoir tight gas

Fig.25 : lame mince d'un réservoir conventionnel de grés qui a été injecté avec de l'oxyde bleu, les secteurs bleus représentant des pores, si les pores sont reliés entre eux le gaz peut s'écouler facilement dans la roche.

Fig.26 : Lame mince d'un réservoir tight gas, les secteurs bleus représentent des pores irrégulièrement distribués dans le réservoir, les pores sont mal reliés entre eux ayant pour résultat une valeur de perméabilité très faible.

2.2. Définition industrielle :

Les réservoirs tights gas sand sont des réservoirs qui ne peuvent produire à des débits économiques sans stimulation par fracturation hydraulique ou par un forage horizontal.

2.3. Notion de sweet spot :

Un sweet spot par définition correspond à une zone d'accumulation a gaz, caractérisé par des formations à très faibles perméabilités. Leur exploration s'oriente, de ce fait, vers des zones où les porosités et les perméabilités s'améliorent ou bien qui sont fracturées.

3. L'ordovicien tight gas sand :

Dans certaines zones dans le bassin d'Ahnet-Gourara tous les réservoirs Ordoviciens présentent des caractéristiques de tight gas sand.

L'étude du Ben Law (Gustavson, juin 2000) dans ce bassin a démontré que nous sommes dans un domaine non conventionnel.

Les critères auxquels doivent répondre ce type d'accumulations non conventionnelles sont les suivants :

- Une faible perméabilité.
- Une colonne d'hydrocarbures importante.
- Un faible débit de gaz.
- L'absence de plan d'eau.

4. Etude des paramètres pétrophysiques de la région d'étude :

1. La porosité :

Définition :

Elle est donnée par la relation suivante :

$$\Phi = V_p / V_t = (V_t - V_s) / V_t \quad (\%)$$

Où :

Φ : Porosité (%).

V_p : Volume des pores.

V_t : Volume total de l'échantillon.

V_s : Volume de solide.

La porosité dépend de la dimension des grains, leur forme, leur distribution, leur arrangement, du ciment et de la compaction des couches.

1.2. Qualité de la porosité : Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à **5 %**.
- Médiocre si elle est comprise entre **5 %** et **10 %**.
- Moyenne si elle est comprise entre **10%** et **20 %**.
- Bonne si elle est comprise entre **20 %** et **30 %**.
- Excellente si elle est supérieure à **30 %**.

1.3. Calcul du moyen :

Le calcul des moyennes de la porosité nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs, ce calcul s'effectue comme suit :

$$M_a = (X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n) / n$$

Où :

M_a : Moyenne arithmétique.

X_i : Valeur mesurée.

n : Nombre des valeurs mesurées.

1.4. Détermination de la Porosité :

La porosité peut être déterminée par plusieurs façons :

- Etudes des carottes au laboratoire
- Etudes des lames minces.
- Par les méthodes diagraphiques.

2- La perméabilité:

Elle est donnée par la relation suivante :

$$K = (\mu QL) / (S dp). \quad (\text{Darcy}). \quad dp = p - p$$

Où :

K: Perméabilité (Darcy)

μ : Viscosité du fluide (cp)

Q: Volume d'eau écoule par unité de temps (cm /s)

L: Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement (cm)

S: Surface de la couche filtrante (cm)

p: Pression entrante (atm)

p: Pression sortante (atm)

2.2. Qualité de la perméabilité :

La perméabilité est :

- Très faible si elle est inférieure à **1 md**.
- Faible si elle est comprise entre **1 md** et **10 md**.

- Médiocre si elle est comprise entre **10 md** et **50 md**.
- Moyenne si elle est comprise entre **50 md** et **200 md**.
- Bonne si elle est comprise entre **200 md** et **500 md**.
- Excellente si elle est supérieure à **1 md** et **10 md**.

2.3. Calcul de la moyenne.

Le calcul des moyennes de perméabilité par drain nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs de perméabilité qui s'effectuera comme suit :

$$K_{\text{moy}} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i} = (X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n)^{\frac{1}{n}}$$

K_{moy} : Moyenne géométrique (mD).

X_i : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurées.

3- La relation entre la porosité et la perméabilité :

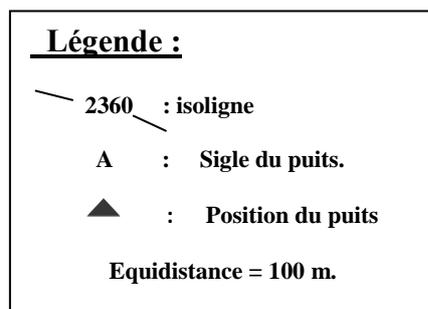
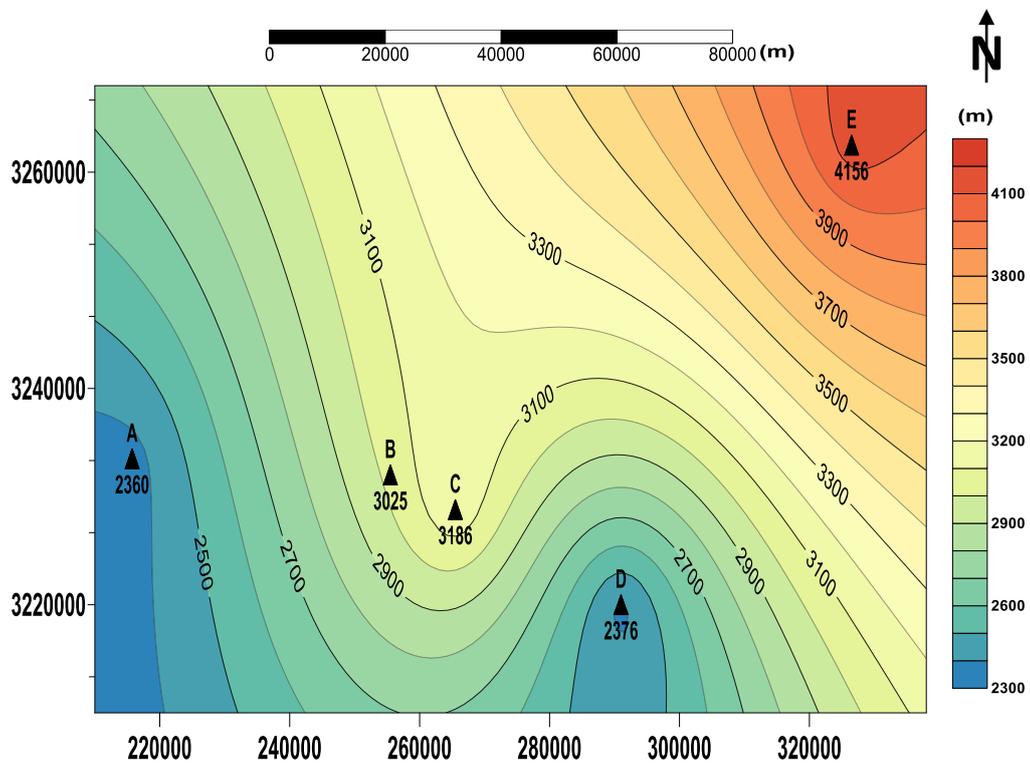
Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement constatée. En effet, un graphique du logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes suivant les formations. , la structure des pores est indiquée de manière qualitative par la relation entre la porosité et la perméabilité.

5. Interprétation des cartes en iso-valeurs :

1. Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'unité IV de l'Ordovicien :

La carte en isobathes au toit de l'unité IV de l'Ordovicien montre que la structure de la région est un monoclinal orienté SW-NE, les couches prolongent vers NE, la partie sommitale se trouve au SW au niveau du puits A, avec une profondeur de 2360 m. La partie la plus basse se trouve à NE au niveau du puits E avec une profondeur de 4156 m (Fig.27).

Fig. 27: Carte en isobathes au toit de l'unité IV de l'Ordovicien.

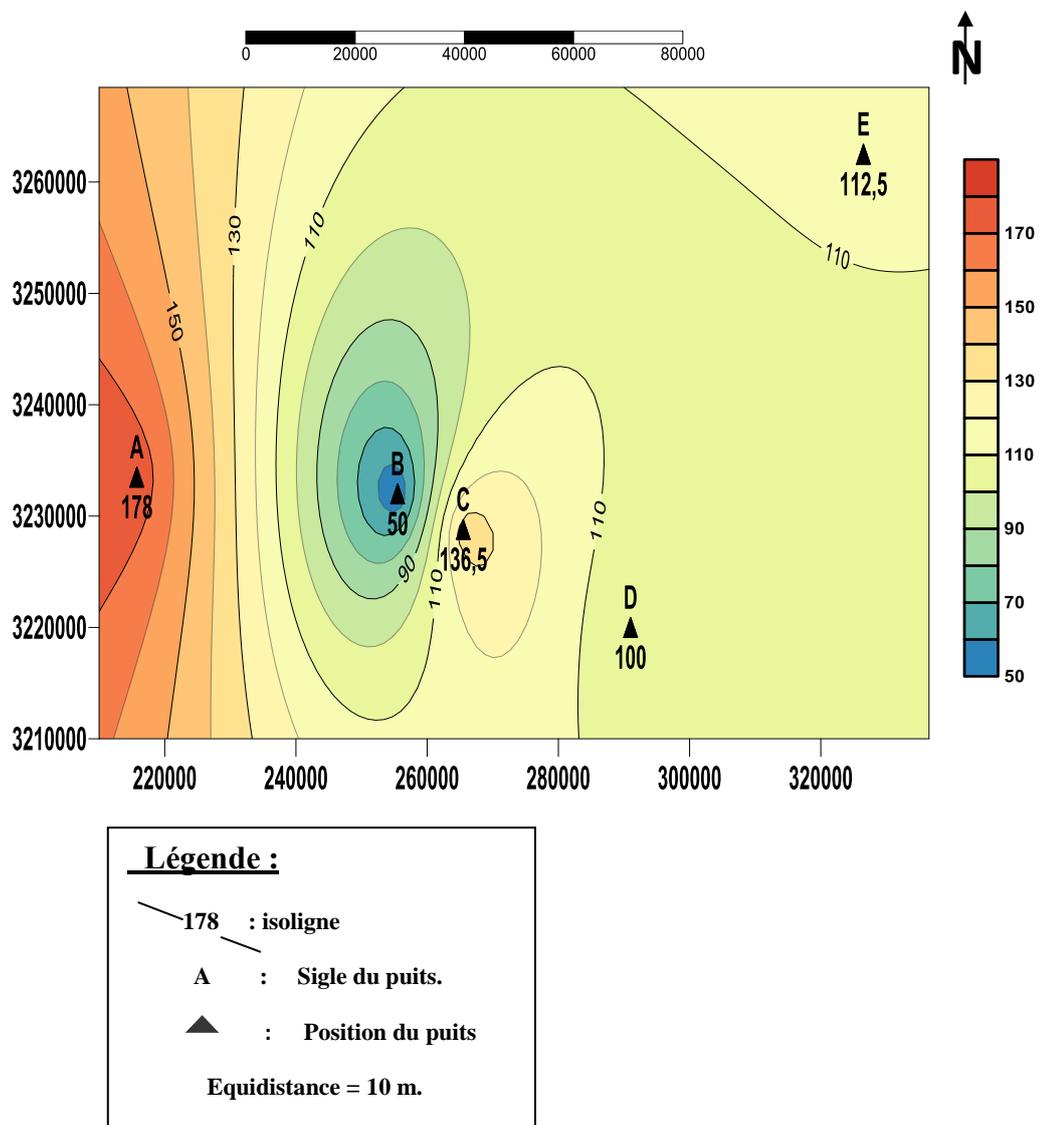


2. Interprétation de la carte en isopaques de l'unité IV de l'Ordovicien :

Cette carte montre que les valeurs importantes de l'épaisseur totale de l'unité IV dans la région d'étude se localisent sur les périphériques du périmètre dont les valeurs maximales se manifestent dans le puits A et le puits C avec une épaisseur de 178 m et 136.5 m respectivement. Ces valeurs diminuent en allant vers le centre où la plus petite valeur est rencontrée au niveau du puits B avec une épaisseur de l'ordre de 50 m.

En effet, cette variation s'explique par le remplissage des sédiments qui ont été déposés sur une pente, où la zone à faible épaisseur correspond à la partie sommitale de la structure (Fig.28).

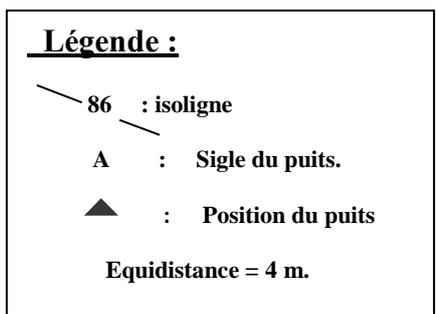
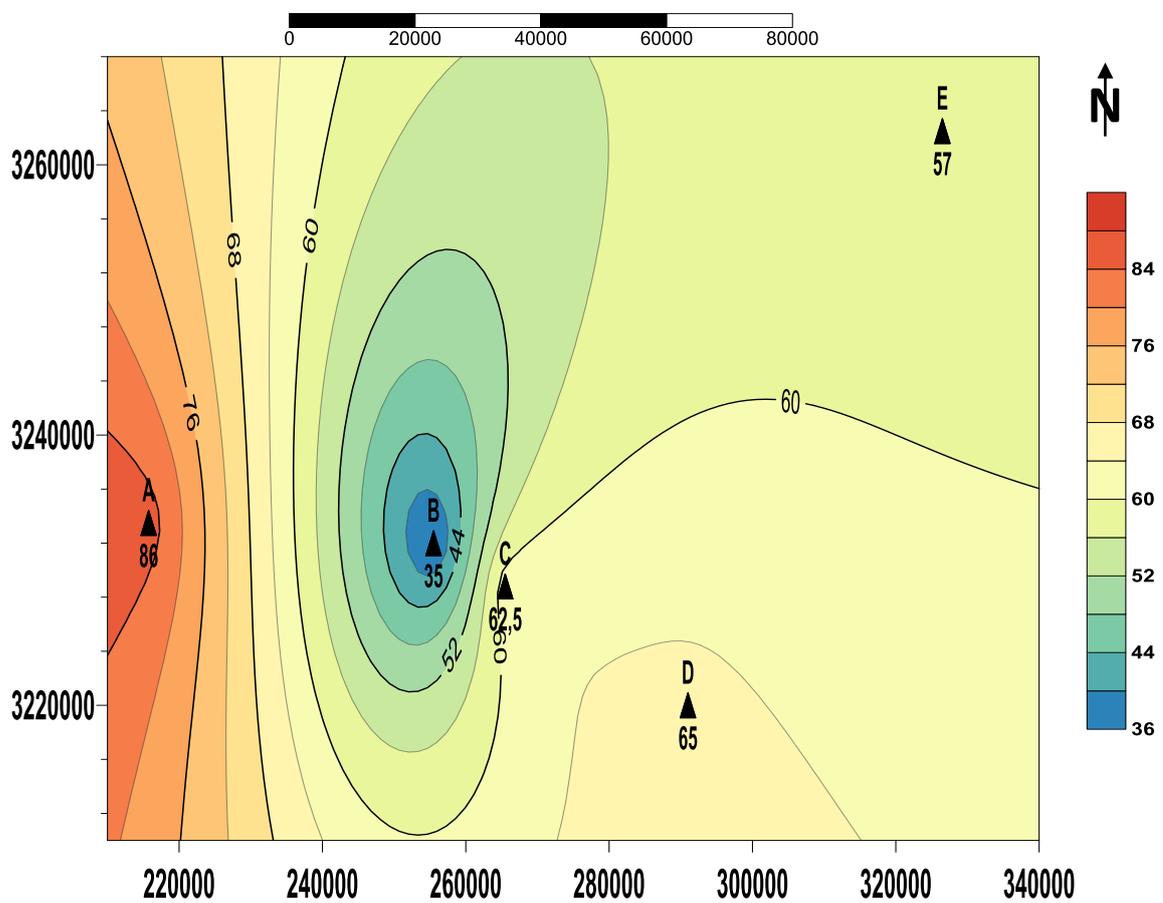
Fig. 28: Carte en isopaques de l'unité IV de l'Ordovicien.



3. Interprétation de la carte en iso-épaisseurs de grés de l'unité IV de l'Ordovicien :

En analysant cette carte on constate que les faibles valeurs de l'épaisseur des grés de l'unité IV dans la région d'étude se localisent au centre du périmètre, où la plus faible valeur est enregistrée au niveau du puits B, avec une épaisseur de 35 m, ces dernières se développent en allant vers les côtés NE-W et SE, dont la plus grande valeur est donnée au niveau du puits A et qui atteint 86 m (**Fig.29**).

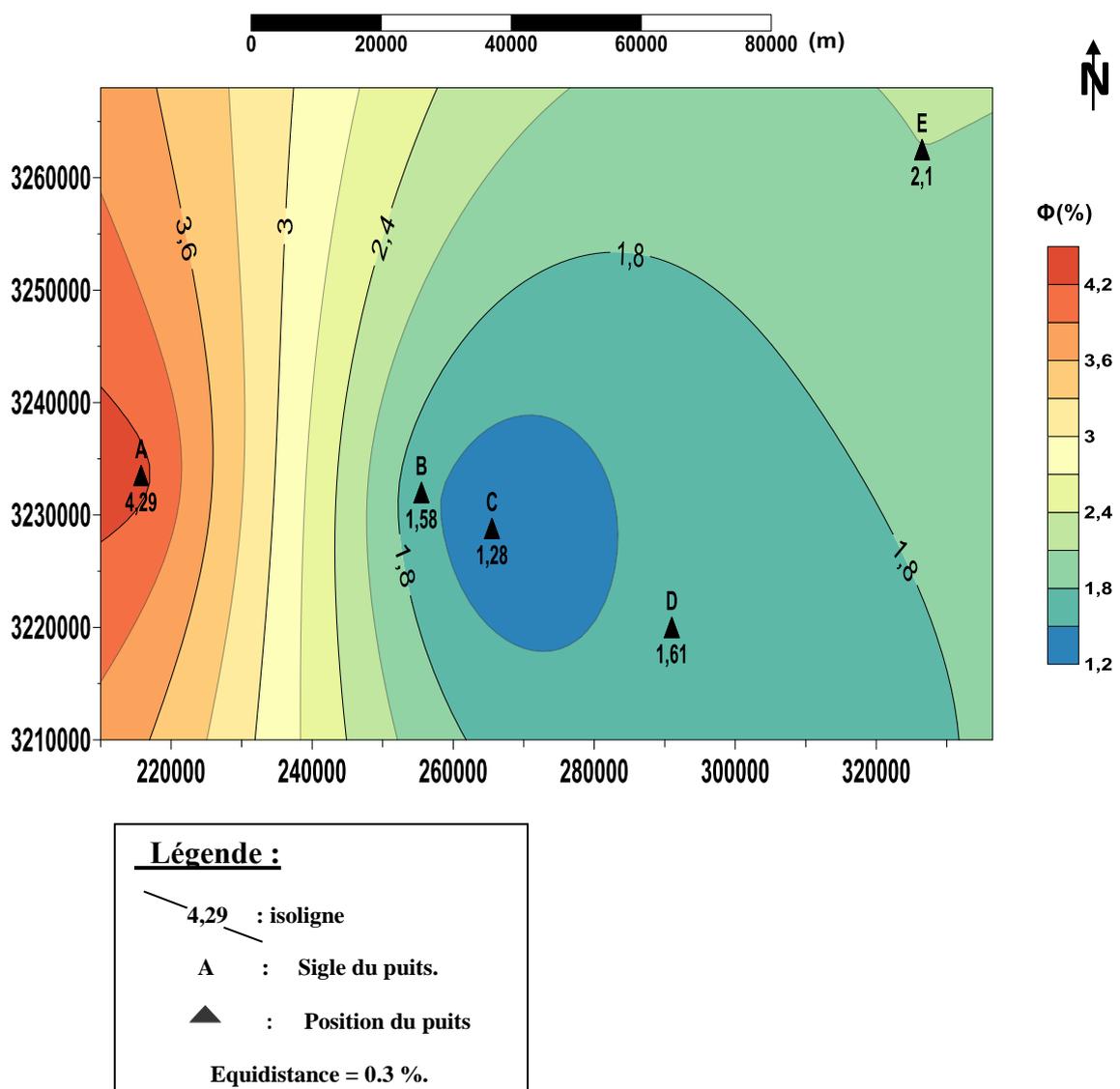
Fig. 29: Carte en iso-épaisseurs des grés de l'unité IV de l'Ordovicien.



4. Interprétation de la carte en iso-porosités de l'unité IV de l'ordovicien :

Nous observons que les valeurs moyennes de la porosité sont très faibles dans tout le périmètre d'étude. Elle diminue vers le SE, les isolignes sont orientées globalement NE-SW, Elle atteint la plus grande valeur (4.29 %) au niveau du puits A, avec des isolignes serrées qui est expliqué par le changement brusque des paramètres pétrophysiques et donc une hétérogénéité des réservoirs de la zone d'étude , on observe aussi une zone à valeur légèrement faible de direction SE, les changements de porosité sont dues à l'hétérogénéité de la répartition des argiles et l'influence du phénomène de la compaction (**Fig.30**).

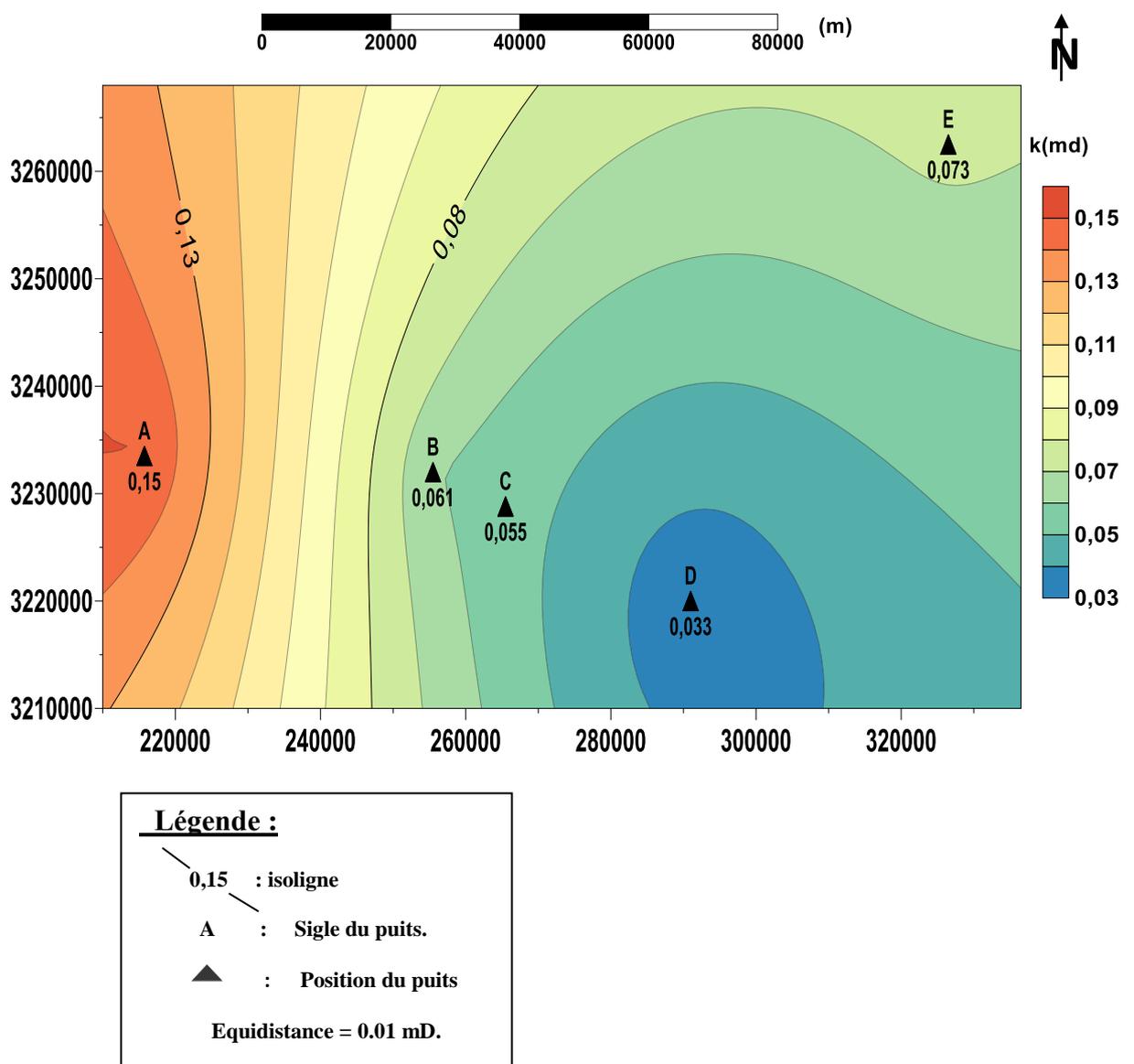
Fig. 30: Carte en iso-porosités de l'unité IV de l'Ordovicien.



5. Interprétation de la carte en iso-perméabilités de l'unité IV de l'Ordovicien :

On remarque que les valeurs de la perméabilité sont très faibles généralement inférieures à 0.1 mD, l'augmentation est remarquable en allant de SE vers le NW, la valeur la plus importante est enregistrée au niveau du puits A à l'Ouest, avec une perméabilité de 0.15 mD, les valeurs sont très faibles à cause de l'influence des argiles qui peuvent colmater les pores et les fissures, l'effet de la compaction et la grande profondeur d'enfouissement (Fig.31).

Fig. 31: Carte en iso-perméabilités de l'Unité IV de l'Ordovicien.



Conclusion :

D'après l'analyse des cartes en iso-valeurs réalisées sur la région d'étude nous pouvons déduire ce qui suit :

- La carte en isopaques montre que l'unité IV est présente dans toute la région d'étude avec une épaisseur variable.
- La carte en isoporosités montre des valeurs relativement faibles globalement inférieures à 5% due à la compaction.
- La carte en iso perméabilités montre des valeurs très faibles généralement inférieures à 0.1mD, ce qui est expliqué par la grande profondeur d'enfouissement et l'influence de la compaction.

De ce chapitre on peut conclure que : le caractère **tight** de la formation ordovicienne (Unité IV) est expliqué par les mauvais résultats des puits de la zone d'étude, les porosités dépassent rarement les 5% et les perméabilités, généralement inférieures à 0,1 mD.

Introduction :

Notre approche dans ce chapitre consiste à traiter et à analyser les paramètres pétrophysiques constituant l'unité IV de l'Ordovicien, le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté d'une part d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des courbes de corrélations. D'autre part, réaliser des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de la porosité et de la perméabilité. Afin de déceler des indices qui pourraient être liés à la présence des fractures et poser des hypothèses sur leur existence.

I. Etude statistique des paramètres pétrophysiques :**1. Le puits B :****A- Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :****➤ Evolution verticale de la porosité :**

Le profil d'évolution de la porosité en fonction de la profondeur nous affirme que l'intervalle analysé est généralement caractérisé par des valeurs de porosité très faibles, de 1.58 % à la moyenne, la valeur maximale de 3 % est atteinte au niveau de la profondeur 3034 m.

En général ce profil nous permet de noter que le réservoir est un peu plus homogène au niveau du puits B, et les niveaux correspondant à des faibles valeurs de porosité ont été affectés par l'effet de la compaction (**Fig.32**).

➤ Evolution verticale de la perméabilité :

Le profil d'évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur montre des valeurs de perméabilité très faibles, qui varient entre 0.03 et 0.08 mD avec une moyenne de 0.061, sauf quelques pics, mais reste toujours inférieure à 0.1 mD (**Fig.33**).

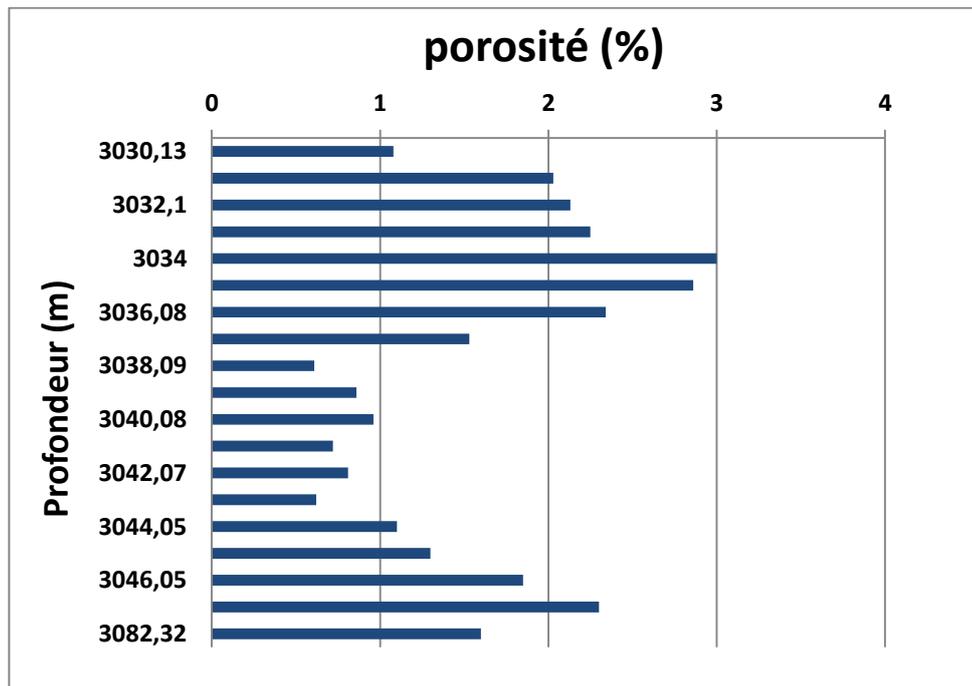


Fig. 32: Profil de la porosité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.

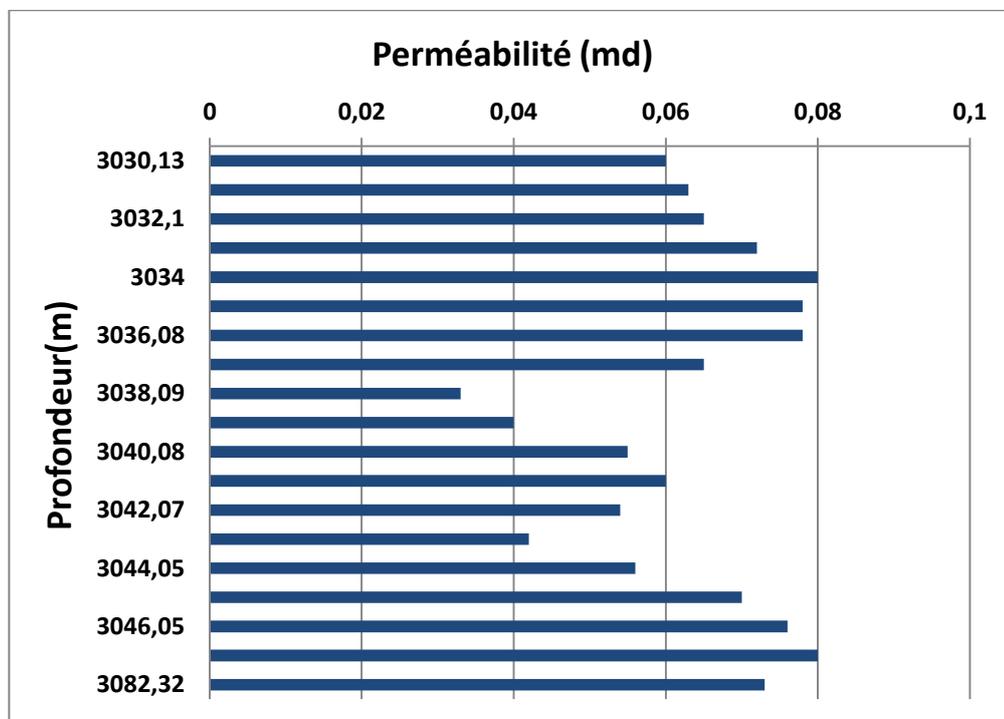


Fig. 33: Profil de la perméabilité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.

B- Analyse des histogrammes :**➤ Histogramme de porosité :**

L'histogramme de la porosité présente une allure **bimodale**, la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes dans le premier mode est [0,61-1,01[avec une fréquence de 31,57 %, et la classe qui présente les valeurs de la porosité les plus fréquentes dans le deuxième mode est [1,81-2,21[et [2,21- 2,61[avec une fréquence de 15,79 %.

Cette distribution de la porosité en deux modes s'explique par l'existence de deux origines pour ce paramètre à savoir la porosité primaire et secondaire (**Fig.34**).

➤ Histogramme de la perméabilité :

L'histogramme de la perméabilité montre une distribution **bimodale**, dont le mode prédominant appartient à la classe [0,048-0,057 [et [0,057 - 0,066 [avec une fréquence de 21,05 %, et l'autre appartient à la classe [0,075- 0,084[avec une fréquence de 36,84 %. Ce qui indique qu'il existe une certaine influence de la fracturation (**Fig.35**).

C- Graphe de la corrélation entre la porosité et la perméabilité :

La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité montre une répartition de façon linéaire de ces dernières, elles sont relativement corrélables avec un coefficient de corrélation moyen de $R^2 = 0,637$ (**Fig.36**).

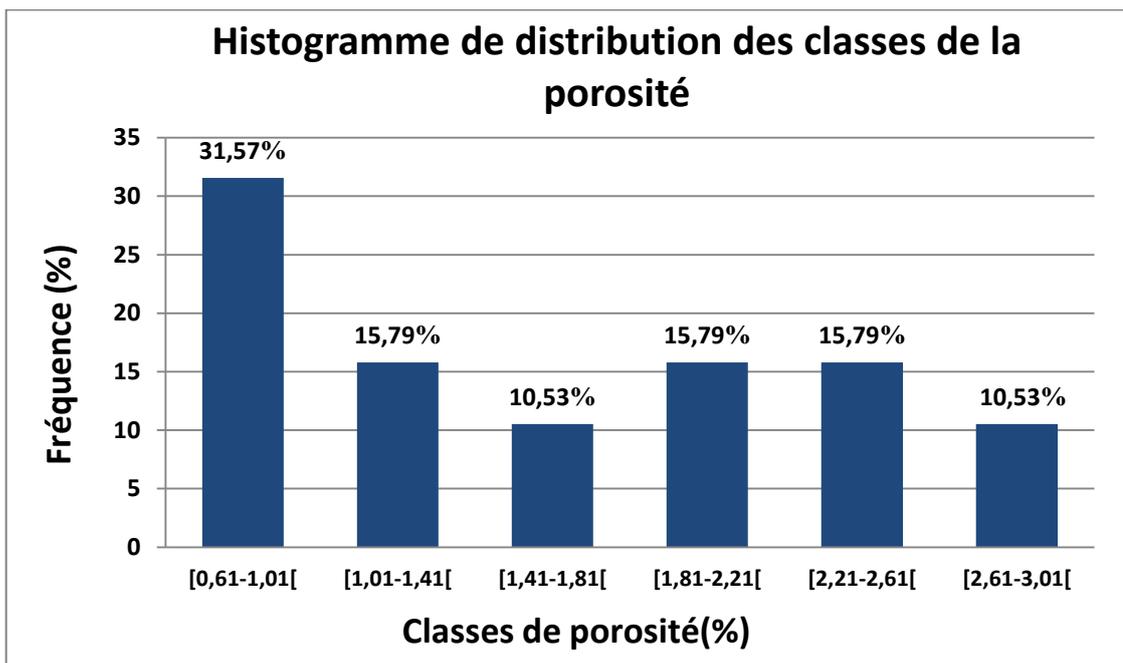


Fig. 34: Histogramme de la porosité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.

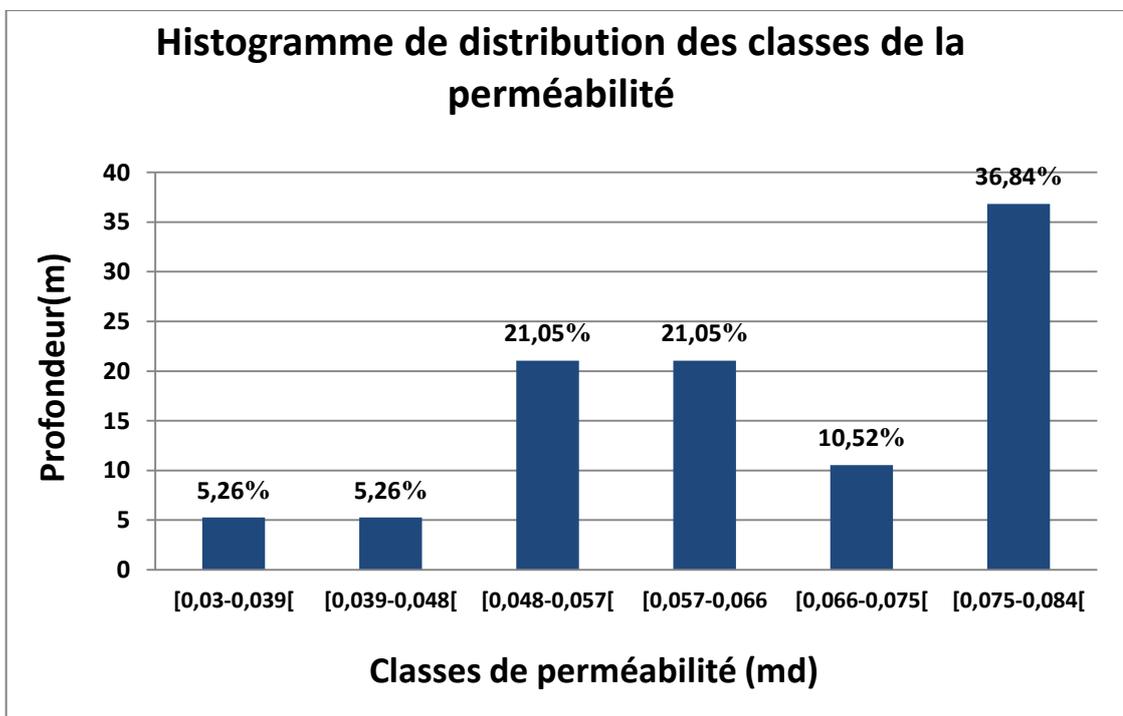


Fig. 35: Histogramme de la perméabilité du puits B de l'unité IV de l'Ordovicien.

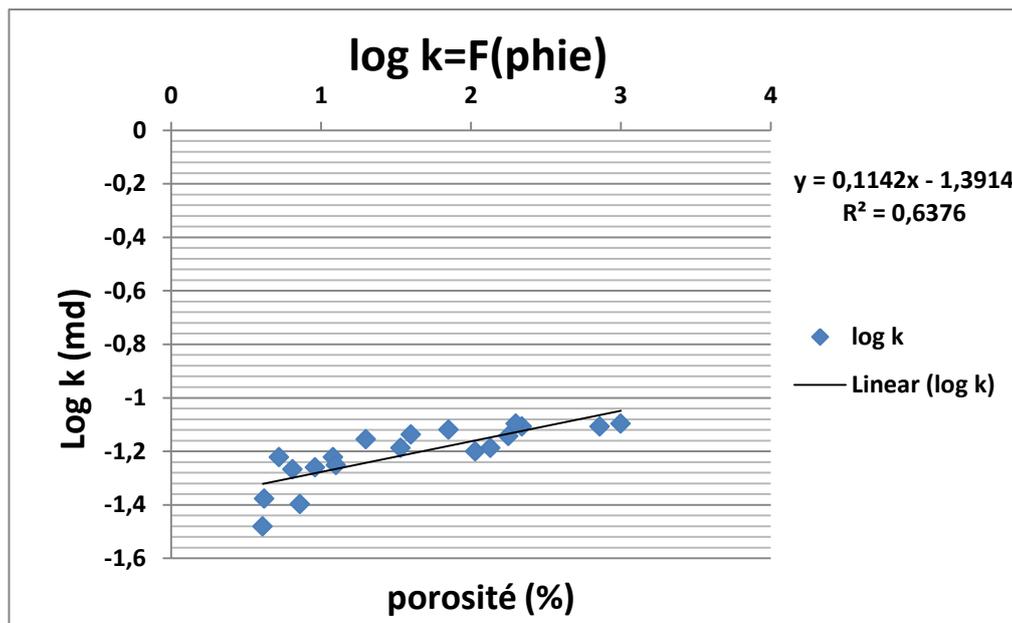


Fig. 36: Graphe de corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits B.

2. Le puits C :

Pour ce puits les valeurs de la perméabilité et de la porosité sont tirées des mesures effectuées sur un échantillon de carotte de 4 m de longueur.

A- Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :

➤ Evolution verticale de la porosité :

Le profil montrant l'évolution de la porosité de l'unité IV en fonction de la profondeur affirme que l'intervalle analysé est caractérisé par des faibles porosités, globalement inférieures à 2.5%, avec une valeur maximale de 2.44% au niveau de la profondeur 3186m.

La porosité est très faible, elle est donc réduite par la compaction (**Fig.37**).

➤ Evolution verticale de la perméabilité :

D'après le profil d'évolution de la perméabilité, on note que les valeurs de perméabilité sont très faibles avec une moyenne de 0,055 mD sauf quelques pics mais elle reste toujours inférieure à 0,1mD. La plus grande valeur (0.1md), qui a été enregistrée dans le niveau de 3185 m, dans ce profil la perméabilité ne dépasse pas 0.1 mD et cela est dû à l'absence de fracture et stylolite (**Fig.38**).

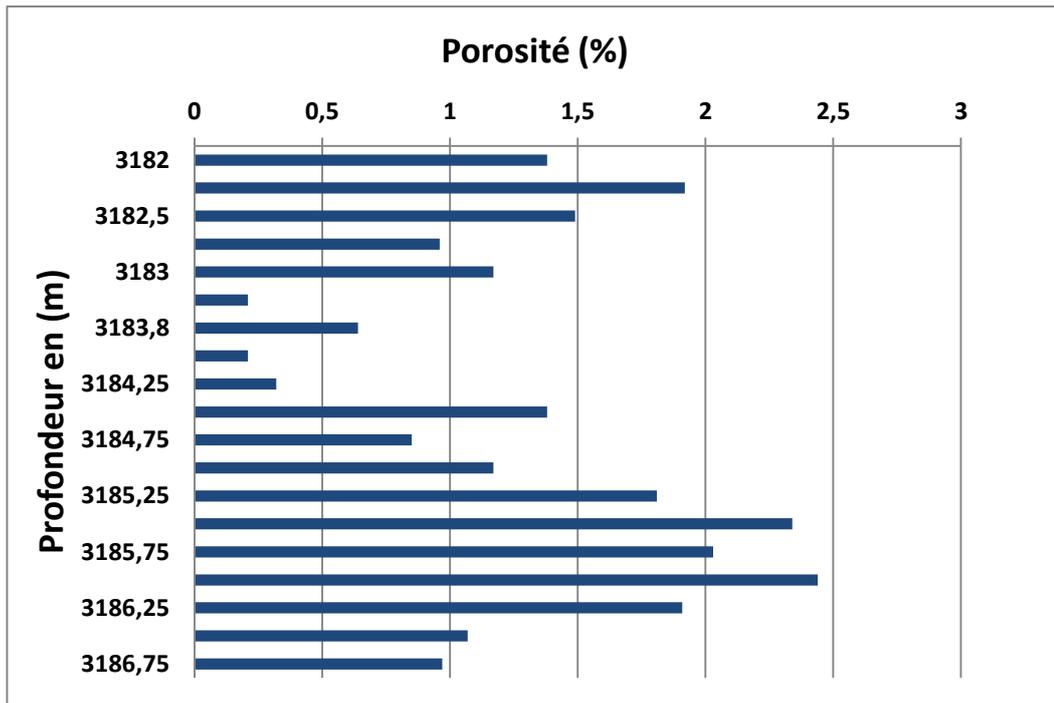


Fig. 37: Profil de la porosité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.

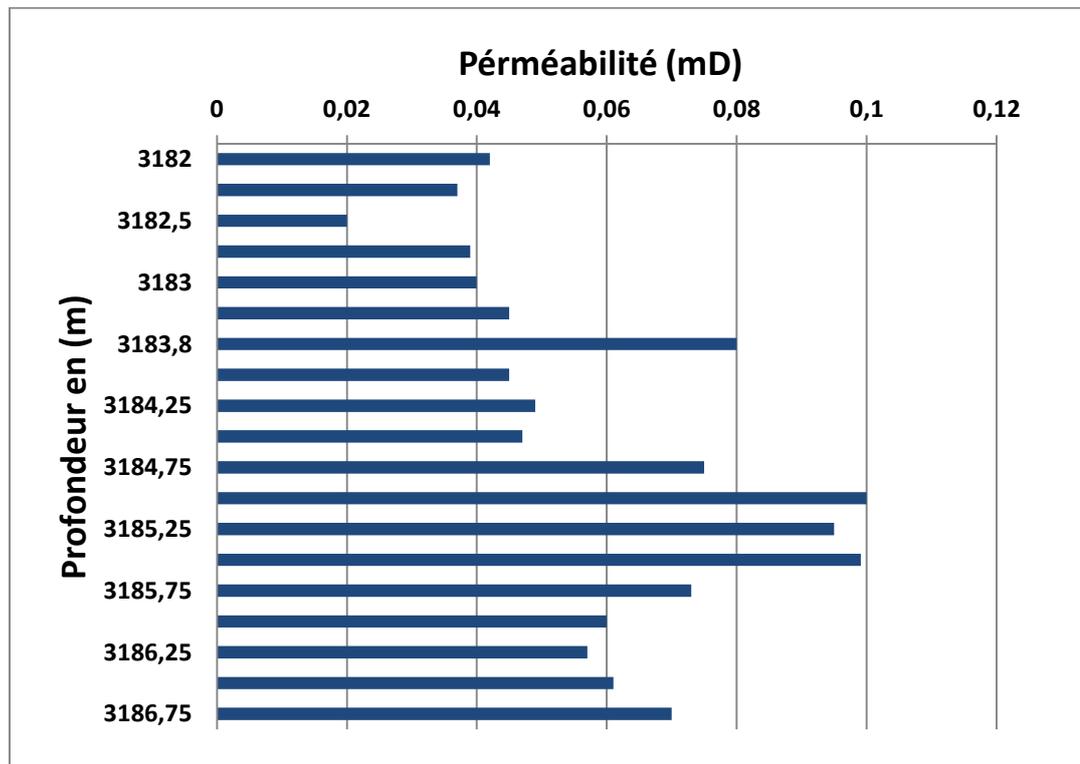


Fig. 38: Profil de la perméabilité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.

B- Analyse des histogrammes :**➤ Histogramme de la porosité :**

L'histogramme de la porosité montre une allure **bimodale**, la classe qui présente les valeurs de la porosité les plus fréquentes dans le premier mode est [1.01 - 1.41 [% avec une fréquence de 26.31 %. Les valeurs les plus fréquentes dans le deuxième mode appartiennent à la classe [1.81 - 2.21 [% avec une fréquence de 21.05%.

Cette distribution de la porosité en deux modes s'explique par la présence de deux types d'arrangement des sédiments (**Fig.39**).

➤ Histogramme de la perméabilité :

L'histogramme de la perméabilité présente une distribution **polymodale**, les modes les plus répons ont des fréquences égales à 42.11%, 21.05%, et 15.79%, les classes qui leur correspondent sont [0.035 – 0.05 [, [0.065 – 0.095[, [0.095 – 0.11 [. Malgré la distribution est polymodale les trois modes sont de faibles valeurs (**Fig.40**).

C- Graphe de la corrélation entre la porosité et la perméabilité :

Le graphe de corrélation entre les valeurs de la porosité et la perméabilité montre une distribution hétérogène donnée par le nuage de points éparpillés.

Les porosités varient indépendamment des perméabilités, qui restent constantes et inférieures à 0.1 mD. Ce type caractérise un faciès poreux et non perméables sont les principaux faciès caractérisant les réservoirs ordoviciens, notamment ceux de l'unité IV, appelés « Tight Réservoir », à cause du caractère compact très élevé.

Le coefficient de corrélation est faible **$R^2=0.032$** (**Fig.41**).

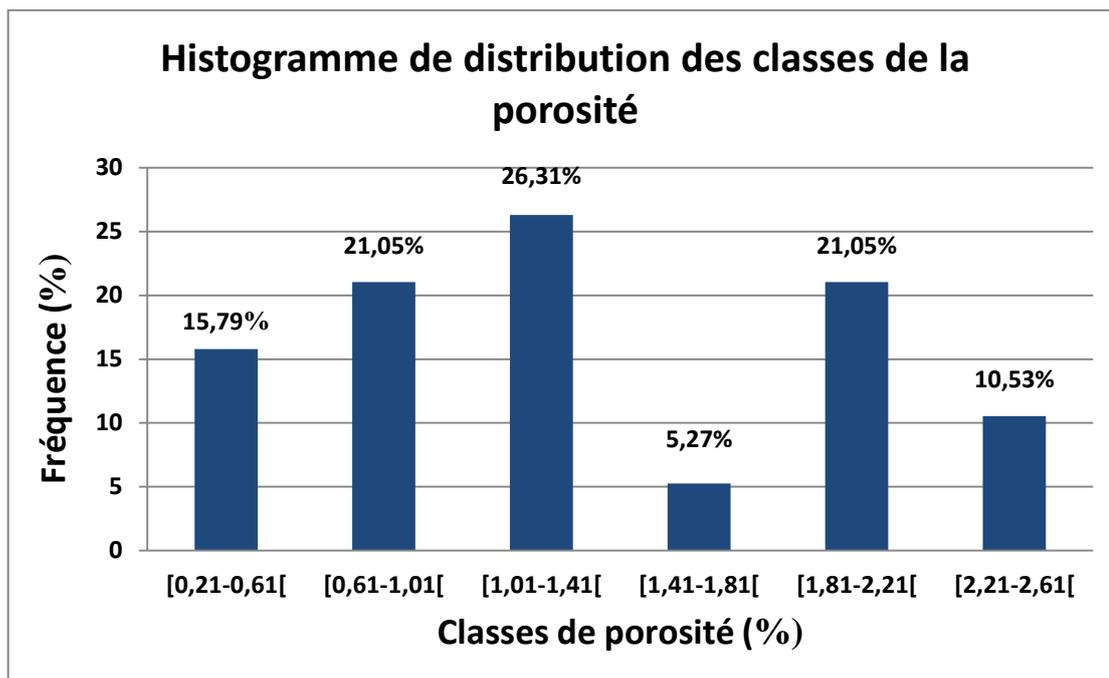


Fig. 39: Histogramme de la porosité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.

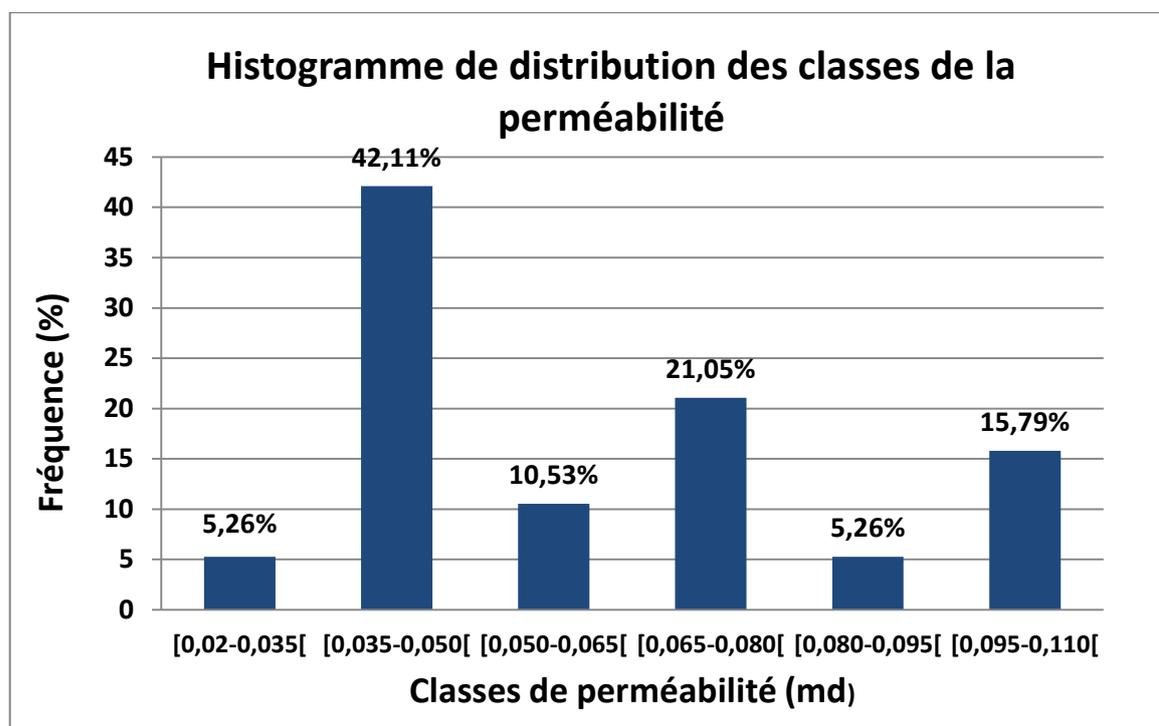


Fig. 40: Histogramme de la perméabilité du puits C de l'unité IV de l'Ordovicien.

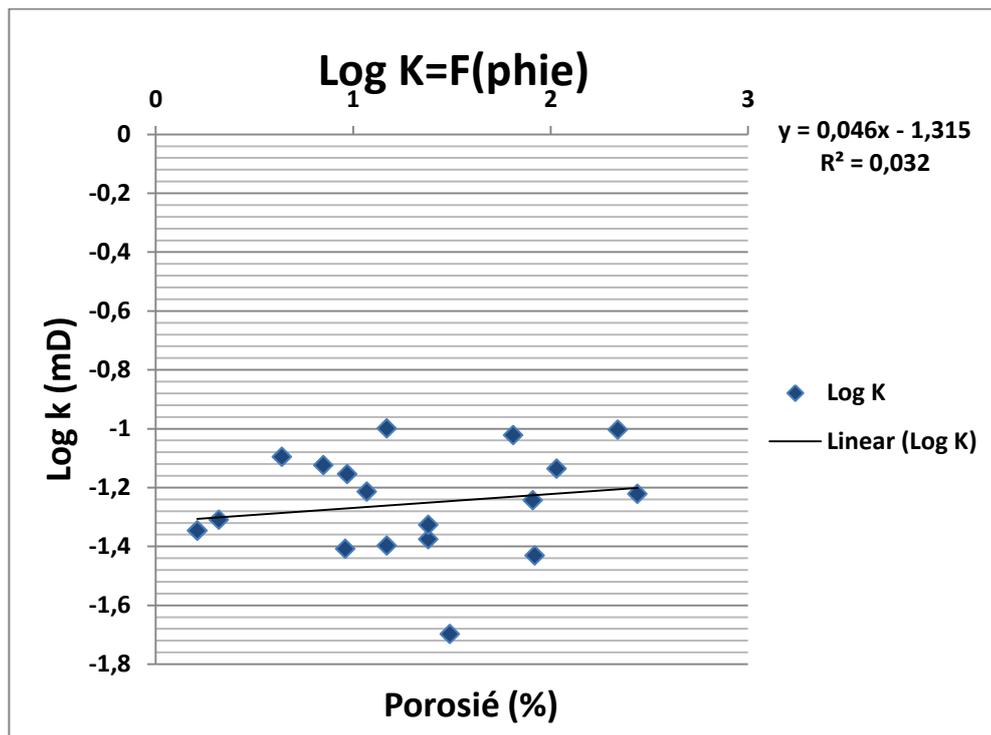


Fig. 41: Graphe de corrélation de la porosité et la perméabilité du puits C.

3. Le puits D :

➤ Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :

➤ Evolution verticale de la porosité :

La distribution de la porosité dans ce puits présente deux intervalles principaux. (Fig.42) :

- ✓ 1^{er} intervalle (2398m - 2533.5m) les valeurs de la porosité sont très faibles, varient de 0.3% et 4%.avec deux pics de valeurs élevées 8.3 et 8.5%.
- ✓ 2^{eme} intervalle (2533.5 - 2892m), les valeurs de la porosité sont médiocres, varient de 4% et 8.5% en moyenne, la valeur maximale de 8.5% est atteinte au niveau de la profondeur 2635.8m.

Les niveaux correspondant aux faibles valeurs de la porosité ont été compactés, par contre ceux qui correspondent aux valeurs élevées de la porosité sont les niveaux fissurés.

➤ **Evolution verticale de la perméabilité :**

En observant l'évolution verticale de la perméabilité, nous notons que les valeurs sont très faibles, avec une moyenne de 0.033 mD, ces valeurs se distribuent en 2 intervalles :

1. [2396.75 – 2438.5m [: dans cet intervalle on observe des pics de perméabilité allant jusqu'à 2.23 mD. ces valeurs correspondent à la perméabilité secondaire, c'est la perméabilité de fracture.
2. [2438.5 – 2988.5 m [: les valeurs de perméabilité sont très faibles, elles ne dépassent pas 0.03 mD. sous l'influence de la compaction (**Fig.43**).

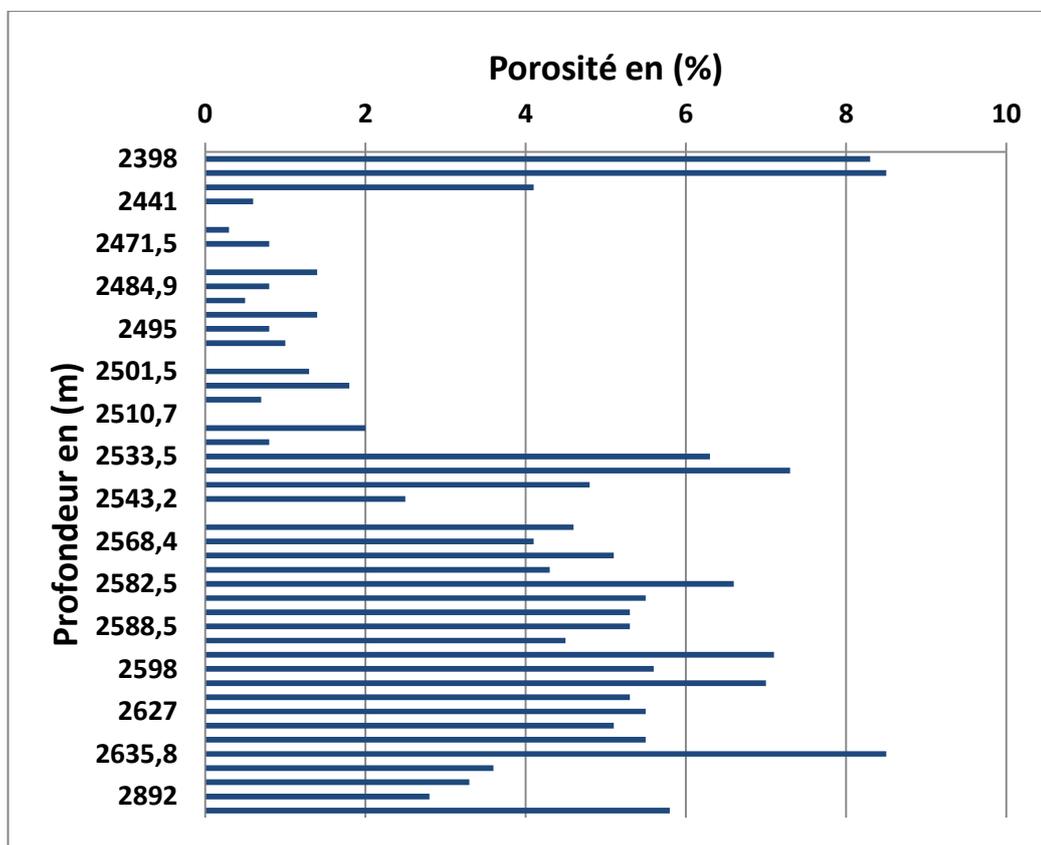


Fig. 42: Profil de la porosité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicien.

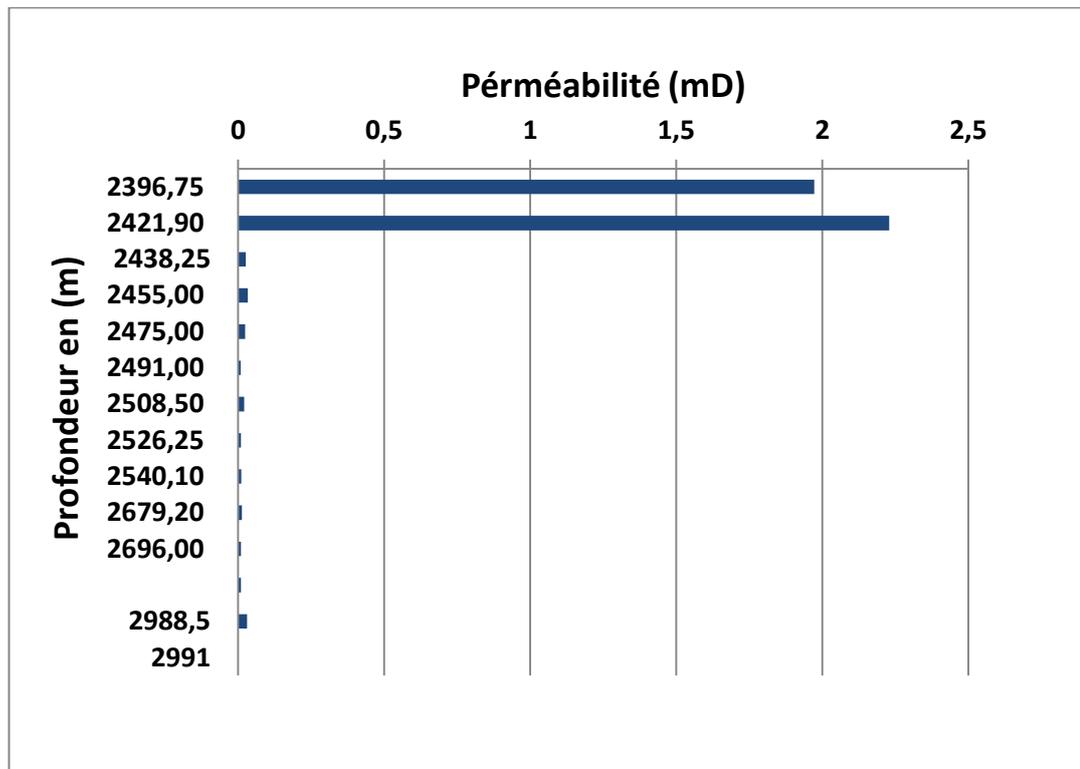


Fig. 43: Profil de la perméabilité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicien.

➤ **Analyse des histogrammes :**

➤ **Histogramme de la porosité :**

L'histogramme de la porosité montre une distribution **bimodale**, dont la classe prédominante dans le premier mode est [0-1.3 [%], avec une fréquence de 29,78% et la classe prédominante dans le deuxième mode est [5.2-6.5 [%] avec une fréquence de 19.14%.

Cette distribution de la porosité en deux modes signifie l'existence de deux types de porosité, due au type de dépôt glaciaire qui est caractérisé par des sédiments mal classés (**Fig.44**).

➤ **Histogramme de la perméabilité :**

L'histogramme de la perméabilité montre une distribution **bimodale**, dont la classe qui présente les valeurs de la perméabilité les plus fréquentes dans le premier mode est

[0.01-0.51 [md, avec une fréquence de 78.57% et la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode est [1.51-2.01 [md avec une fréquence de 14.29 %.

Donc l'analyse de cet histogramme montre la présence de deux types de perméabilité (Fig.45).

➤ **Graphe de corrélation entre la porosité et la perméabilité :**

Le graphe de corrélation entre les valeurs de la porosité et de la perméabilité montre une distribution hétérogène donnée par le nuage de points éparpillés, la relation entre la porosité et la perméabilité est faible, n'a pas la même tendance, le coefficient de corrélation est faible $R^2=0.292$ (Fig 46).

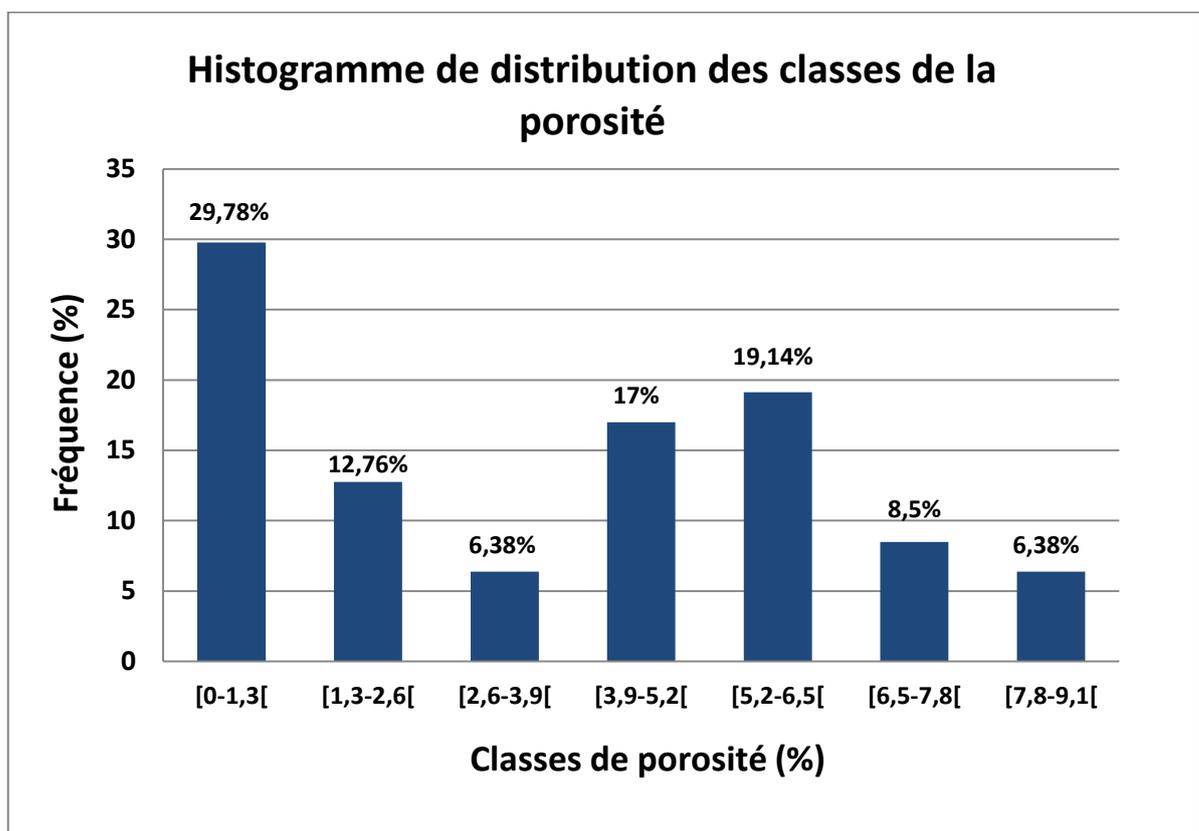


Fig. 44: Histogramme de la porosité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicien.

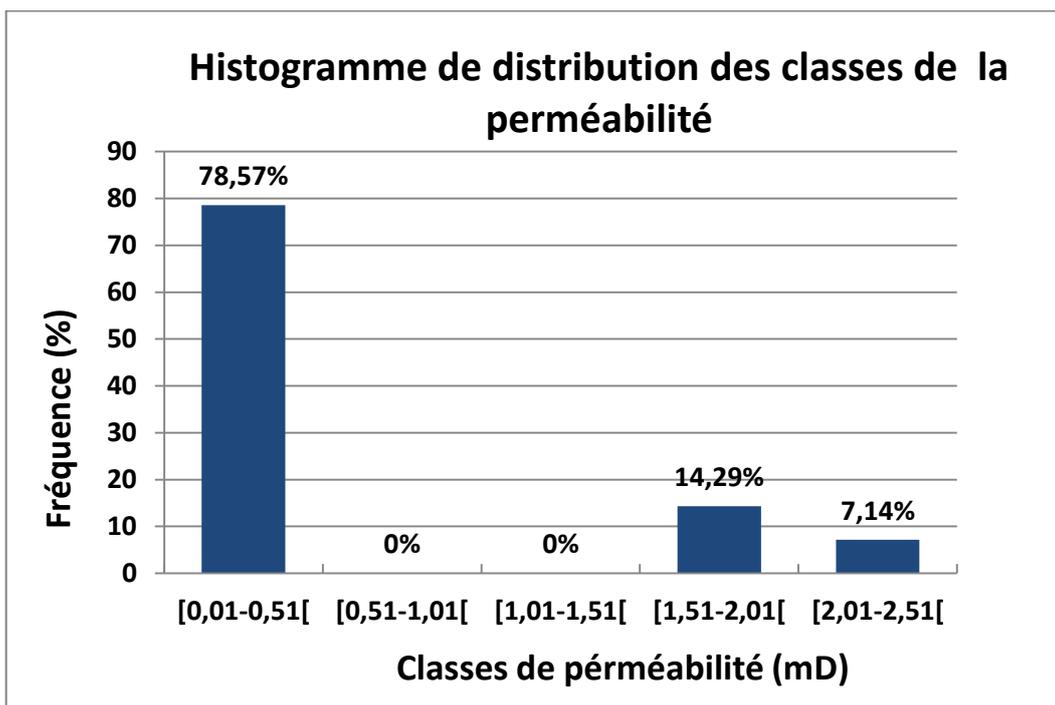


Fig. 45: Histogramme de la perméabilité du puits D de l'unité IV de l'Ordovicien.

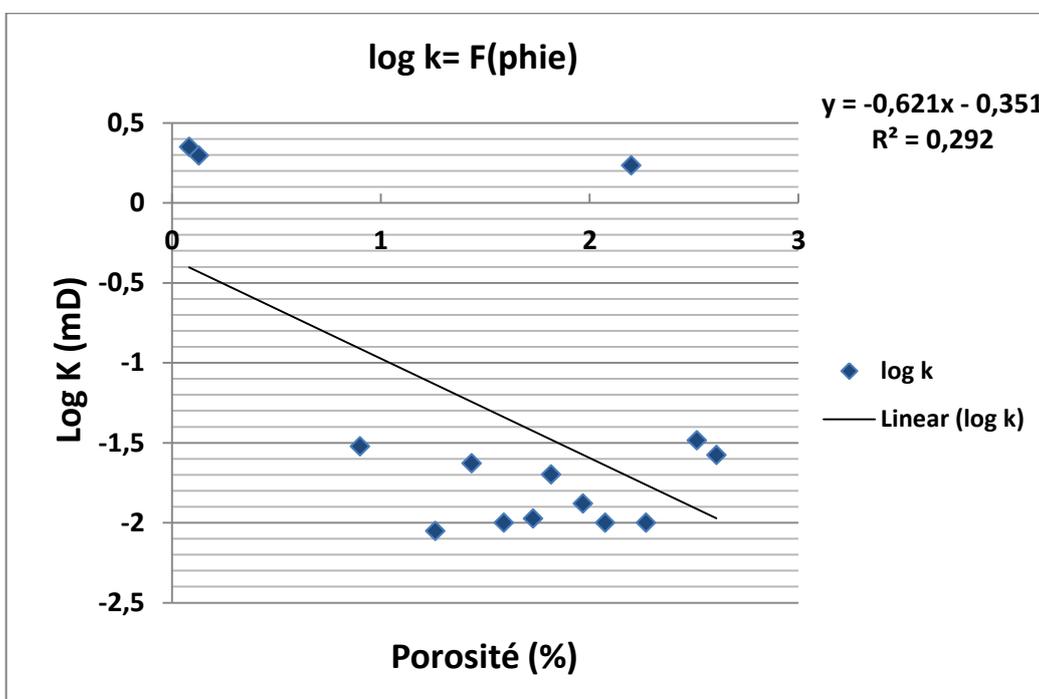


Fig. 46: Graphe de corrélation de la porosité et la perméabilité du puits D.

Conclusion :

L'analyse statistiques des paramètres pétrophysiques révèle que :

- L'existence des pics dans l'allure de la perméabilité est indicatrice d'une perméabilité de fracturation.
- Les histogrammes de la porosité montrant des distributions bimodales, se présentent par deux types : primaire et secondaire, expliqués par le type de dépôts.
- La relation entre la porosité et la perméabilité est mauvaise dans tout le réservoir
- Les faibles valeurs de la porosité et de la perméabilité sont dues à la profondeur d'enfouissement qui a causé une forte compaction et la réduction de la perméabilité, ce qui permet de classer ces réservoirs dans la catégorie **Tight**.

Donc on peut que la région d'étude est caractérisée par des paramètres pétrophysiques faibles, ce qui fait que le réservoir est compact, il ne peut produire que par fracturation.

Conclusion générale

L'analyse et l'évaluation des réservoirs tight gaz de l'unité IV de l'Ordovicien dans le périmètre de Timimoun Nord a permis d'obtenir les résultats suivants :

➤ L'analyse sédimentologique a dévoilé que :

Il ressort d'abord que le caractère « **tight** », dans les échantillons étudiés, est révélé par l'abondance du ciment siliceux et le degré de compaction traduit par les contacts concavo-convexes et suturés.

➤ L'analyse des caractéristiques pétrophysiques démontre le caractère tight de la formation ordovicienne, ce qui peut expliquer les mauvais résultats des puits de la zone d'étude, les porosités dépassent rarement les 5% et les perméabilités, généralement, inférieures à 0,1mD.

➤ L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques montre un réservoir hétérogène, avec un faible coefficient de corrélation entre la porosité et la perméabilité.

➤ L'analyse simultanée des données de carotte, de la porosité, de la perméabilité et des cartes en iso-valeurs, nous a permis de déduire que le play ordovicien (unité IV) comporte des réservoirs tight gas sands. Par ailleurs, la perméabilité très faible (inférieure à 0.1 mD) et la meilleure moyenne de la porosité enregistrée au niveau du puits A de 4,29 %, nous amène à préciser que les formations ordoviciennes de notre zone d'étude sont des réservoirs **ultra tight** et par conséquent le play ordovicien peut être défini comme économiquement non rentable.

Recommandation :

La zone d'étude présente une faible densité de forages et donc une pauvreté en termes de données, ce qui nous permet de recommander :

- Augmenter la densité de forage et implanter des nouveaux puits de prospection pour éclairer la connaissance géologique de la région.

- Appliquer une méthodologie non conventionnelle et utiliser des technologies spécifiques à l'exploration des ressources non conventionnelles, tel que le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

Références Bibliographiques

- **Algeria WEC (well evaluation conference). 2007.** SONATRACH/Schlumberger, Ahnet-Gourara, Bassin, PP 38 - 44.

- **Ben Law, Ahnet -Timimoun Basin Study, Gustavson, Juin 2000** (mémoire CRD-2015).

- **BEICIP – Franlab, internal report. 2002.** Upper Ordovician Reservoir (Unit IV interval) in the IA-112 Well from the Ohanet/In Adaoui field. Prepared for BHP Petroleum.

- **B.E.C.I.P, (1975).** Synthèse du bassin de l’Ahnet-Tidikelt.

- **Beuf, 1971.** Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuités, Evolution structurale d’un craton. Editions Technip, Paris.

- **Boubahziz Makhoulf :** Caractérisation et modélisation des réservoirs Cambro-Ordovicien du gisement horst Nord In Amenas (mémoire 2012).

- **Boudjamaa, A. 1987.** Evolution Structurale du Bassin Pétrolier « Triasique » du Sahara Nord Oriental, Algérie. Thèse de Doctorat.

- **BOURCART et MONOD, 1931 :**L’Adrar, Ahnet contribution à l’étude physique d’un district Saharien, Description géologique, volume 4,p 223-263.

- **DRID, 1989 :** Sur quelques aspects de la diagenèse organique et minérale dans le bassin de Timimoun et le sillon de Sbaâ (Sahara Central Algérien). Thèse doctorat, Université Bordeaux, 239 p.

- **Etude du potentiel pétrolier du réservoir Tournaisien** du périmètre ZERAFa, bassin d’Ahnet-Gourara (mémoire 20115).

- **Fabre, J. 1976.** Introduction à la géologie du Sahara Algérien et des régions avoisines, Sned, Alger. P 142.

- **FLAMANT et HAUG, 1908** : dont les résultats furent illustrés dans la thèse de FLAMANT sur la géologie saharienne.
- **GAUTIER, 1908** : Contribution à l'étude géologique du Sahara (Saour a-Gourara-Touat), P 729-766.
- **MEZLAH, 2006** : les muds moonds du dévonien moyen du bassin de l'Ahnet.
- **Rapports internes CRD.**
- **SERRA .O, (1986)** : Diagraphie différée, pp.13-21, dans Association des Sédimentologiste. Dynamiques et Méthodes d'étude des Bassins Sédimentaires, Paris.
- **SONATRACH-DIVISION EXPLORATION** : Rapports de fin sondage.
- **SONATRACH-DES** : Etude du bassin d'Ahnet-Gourara.

- **ZAZOUN, 2001**, la tectogénèse hercynienne dans la partie occidentale du bassin de l'Ahnet, Sahara Algérien, volume 32, issue 4, P 869 – 887.