

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Département des gisements miniers et pétroliers

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Présenté par :

Kherief Soufiane

Touaibia Farouk

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

Analyse structurale et petro physique de la

partie nord-ouest du périmètre Timissit

(Blocs 208-211) du bassin de Berkine.

Devant le jury :

Mr.A.ASSAS.

Mr.K.LOUMI.

Mme.BENAYAD

Mr.M.AKLI.

Président de jury.

Encadreur.

Examinatrice.

Co-Encadreur.

Année Universitaire : 2016/2017

REMERCIEMENT

Au terme de ce travail je tiens vivement à exprimer ma gratitude à tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire ; j'espère qu'ils trouveront le long de ces lignes toute notre reconnaissance.

En premier lieu, nous commencerons par exprimer notre profonde gratitude envers notre promoteur Mr. K. LOUMI, Nous tenons également à le remercier pour son dévouement, son aide, ses conseils, pour tout le temps qu'il nous a consacré ainsi que ses encouragements tout au long de ce travail.

Tous notre vif et profond remerciement à notre encadreur Mr. Akli qui nous accueilli au sein de la société SONATRACH département Berkine Est et qui a nous supervisé et mis à notre disposition les données disponibles.

Notre immense reconnaissance à tous les enseignants du département de Gisement.

En fin, nous tenons à remercier tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre01: GENERALITES.

<i>I-Cadre géologique et géographique.....</i>	2
I.1- Situation géographique.....	2
I.2- Cadre géologique.....	3
I.3-Historique de l'exploration.....	3
I.4 - Stratigraphie	3
I.5-Aspect structural.....	7
I.6-Aspect pétrolier	9
<i>II. Généralités sur la zone d'étude.....</i>	10
II.1. Cadre géologique global.....	10
II.2-Aperçu stratigraphique	11
II.3-Aspect structural.....	12
II.4-Le potentiel pétrolier de la région d'étude	12
II.5-Présentation des puits proposées à l'étude.....	13

Chapitre02: ANALYSE STRUCTURALE.

<i>I. Analyse des profils sismiques</i>	14
I.1. Le Profil sismique [N-S] de la zone d'étude.....	14
I.2. Le Profil sismique [NW-SE] de la zone d'étude	16
<i>II. Analyse des cartes.....</i>	17
II.1. L'analyse de la carte en isobathe au toit du réservoir Eifelien	17
II.2. Interprétation de la carte en isopaque du réservoir Eifelien	19
<i>III. Analyse et caractérisation des populations de fractures</i>	21
<i>IV. Conclusion.....</i>	22

Chapitre03 : ANALYSE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES.

I.	<i>La porosité</i>	23
I.1.	Évolution verticale de la porosité	24
I.2.	Analyse des histogrammes	28
I.3.	La carte en iso porosité	32
I.4.	Conclusion	33
II.	<i>La perméabilité</i>	34
II.1.	Evolution verticale de la perméabilité	34
II.2.	Analyse des histogrammes	38
II.3.	La carte en iso perméabilité.....	41
II.4.	Conclusion.....	42
III.	<i>La relation entre la perméabilité et de la porosité</i>	43
▪	Interprétation des courbes de corrélation	44
IV.	<i>Conclusion</i>	48
	Conclusion generale	49

INTRODUCTION GENERALE

Le bassin de Berkine est devenu l'un des bassins qui renferment le plus d'hydrocarbures en Algérie. L'un des objectifs principaux de l'entreprise Sonatrach, ces dernières années, c'est de découvrir de nouveaux gisements pétroliers et de nouveaux axes d'exploration dans ce bassin.

Dans le cadre de notre mémoire de fin d'étude et lors du stage, le sujet qui nous a été proposé par la division de l'exploration de la Sonatrach, a pour thème :

**Analyse structurale et petro physique de la partie nord-ouest du périmètre Timissit
(blocs 208-211) du bassin de Berkine.**

Pour atteindre cet objectif nous avons disposé des données suivantes :

- Carte isobathes au toit de l'Eifélien
- Deux profils sismiques de qualité moyenne
- Profil de corrélation
- Paramètres pétro-physiques de 4 puits

I.2- Cadre géologique

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine est de type intracratonique, il est situé dans la partie Nord-Est de la plateforme saharienne, sa superficie globale est de 102395 Km². Il s'étend sur 350 km en latitude et longitude, il correspond à la partie sud de la province triasique limité par la bordure Sud du môle de Dahar, au Nord et les frontières de la Tunisie et Libye, à l'Est. Au Sud par le môle D'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi et le prolongement structural vers le Nord du môle D'Amguid-El Biod Hassi Messaoud à l'Ouest.

I.3-Historique de l'exploration

Les premières découvertes dans la partie occidentale du bassin ont eu lieu en 1958 à HAMRA où d'importantes quantités en gaz condensât a été découvert dans les quartzites de HAMRA d'âge ordovicien.

Dans les années 60, l'exploration pétrolière dans la région a commencé, où plusieurs puits ont été forés ; le premier puits à trouver l'huile dans la partie orientale du bassin est ZK-1 de Zemlet el kalef en 1961 ou de bons indices ont été rencontrés lors d'un test de formation au cambrien. En 1962, le gisement de Rhourd el Baguel essentiellement d'huile dans le cambrien ainsi que le gisement de Mesdar ; de même le puit EAT-1 foré en 1971 a rencontré de l'huile dans le cambrien.

Durant les années 70, plusieurs découvertes réalisées surtout dans le trias argileux supérieur (TAGS) à Hassi Chergui, Nezla, Hassi Touareg, Rhourde chouf et Gassi el Adem. Cependant les premières découvertes commerciales ont été réalisées dans le bassin de Berkine en 1967-1968 à El Borma et Keskesa dans le trias, et à Wadi El Teh en 1976.

Depuis plusieurs découvertes ont été faites, Sif Fatima (1983), Bir Berkine (1984), Berkine (1985) , Rhourde Messaoud (1986), Rhourde el Roumi (1989), le gisement de gaz de Bridés a été découvert en 1989.

I.4 - Stratigraphie

Cette dépression est un bassin intra-cratonique qui a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6000 m d'épaisseur au centre du bassin allant du Paléozoïque à l'actuel, le tout repose sur un socle granitique précambrien. La série litho-stratigraphique du bassin (figure.2) est formée par le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque.

Le Paléozoïque est subdivisé en cinq étages qui sont :

- **Le Cambrien** : ces dépôts reposent sur un socle précambrien, représentés par des grés et des quartzites à passées conglomératiques, subdivisés en cinq lithozones (**R 3, R2, Ra, Ri et, La zone des alternances**), avec une épaisseur moyenne de 300 m.

- **L'Ordovicien** : Il est composé par les unités litho stratigraphique suivantes :
 - Les argiles d'El Gassi ;
 - Les quartzites de Hamra.
 - Les grés de Ouargla.
 - Les argiles d'Azzel.
 - Les grés d'Oued Saret.
 - Les argiles micro conglomératique.
 - Les grés de Ramade.

- **Le Silurien** : cette période est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600 m, cet étage est composé essentiellement par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grés argileux.

Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la Plateforme saharienne.

- **Le Dévonien** : Il est très développé, son épaisseur dépasse parfois les 1000 m, il est subdivisé en trois étages :
 - le Dévonien inférieur est constitué par :
 - **Le Gédinnien F6-3** : il est constitué de grès blanc à gris clair, translucide, fin à moyen parfois grossier sub-anguleux à subarrondi siliceux à silico-quartzitique, ferrugineux, compact, dur avec fines passées d'argile grise à gris foncé, localement brun rouge tendre à indurée silteuse. Traces de pyrite.

- **Le Siégèzien F6-2** : alternances de grès gris blanc à gris vert parfois rougeâtre et gris sombre très fin à fin, siliceux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé et d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse.
- **Le Siégèzien F6-1** : il est constitué de grès brun à blanc beige et gris sombre très fin à fin, siliceux à silico-argileux friable à moyennement dur passant parfois à siltstone gris clair, compact, dur avec fines passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuse, micacée.
- **L'Emsien** : il est constitué de grès gris blanc à gris beige très fin à fin rarement moyen siliceux à silico-argileux, localement carbonaté friable à moyennement consolidé avec passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuse, micacée, carbonatée et de calcaire gris brun à gris blanc, argileux, tendre

- le Dévonien moyen

Il est constitué par :

- **L'Eifélien** : il est constitué d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, silteuse, micacée et carbonatée avec fines passées de calcaire gris clair à blanc, microcristallin parfois argileux et moyennement dur.
- **Le Givétien** : alternances d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse, micacée, carbonatée et de calcaire gris-blanc à gris-sombre, microcristallin parfois argileux et moyennement dur.

- le Dévonien supérieur il est constitués par :

- **Le Frasnien** : il est constitué d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuse, légèrement micacée et feuilletée, parfois carbonatée avec présence de calcaire gris blanc à gris sombre, argileux, fossilifère, moyennement dur. Traces de pyrite.

- **Le Faménnien** : il est constitué d'argile gris foncé noire, charbonneuse, tendre à indurée silteuse, micacée légèrement feuilletée, pyriteuse, fossilifère avec fines passées à traces de calcaire gris beige argileux tendre et de grès gris blanc, très fin silico-argileux, dur.
- **Le Carbonifère** : représente le Paléozoïque terminal dans les domaines occidentaux, il est moins développé que dans les domaines orientaux, son épaisseur est de 900 m. Il est constitué par des grés, des argiles, et des silstones avec des passées carbonatées.

I.5-Aspect structural

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fractures (figure 4) dû à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le Précambrien (Beicip 1991). Ces fractures sont organisées suivant deux principales orientations :

- ◆ Direction subméridienne : Les failles subméridiennes sont caractérisées par un grand rejet de l'ordre de 500 m (région de Rhourd Nous).
- ◆ Direction Nord Est – Sud-Ouest : Un nombre considérable de faille alignées suivent cette direction sur tout le bassin, particulièrement sur la partie centre, ces failles ont données naissance à de grandes structures au centre et à l'Est du bassin de Berkine, sur la majorité à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

Il y'a d'autres orientations secondaires :

- Direction Nord 70 : à l'Ouest du bassin dans la région de Rhourd Nous, Gassi Touil, et Menzel Lejmat.
- Direction sub-équatoriale : au sud du mole d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.
- Direction Nord150 : au Nord Est du bassin du côté des champs de Keskesa, Bir Berkine et Bir Rebaa.

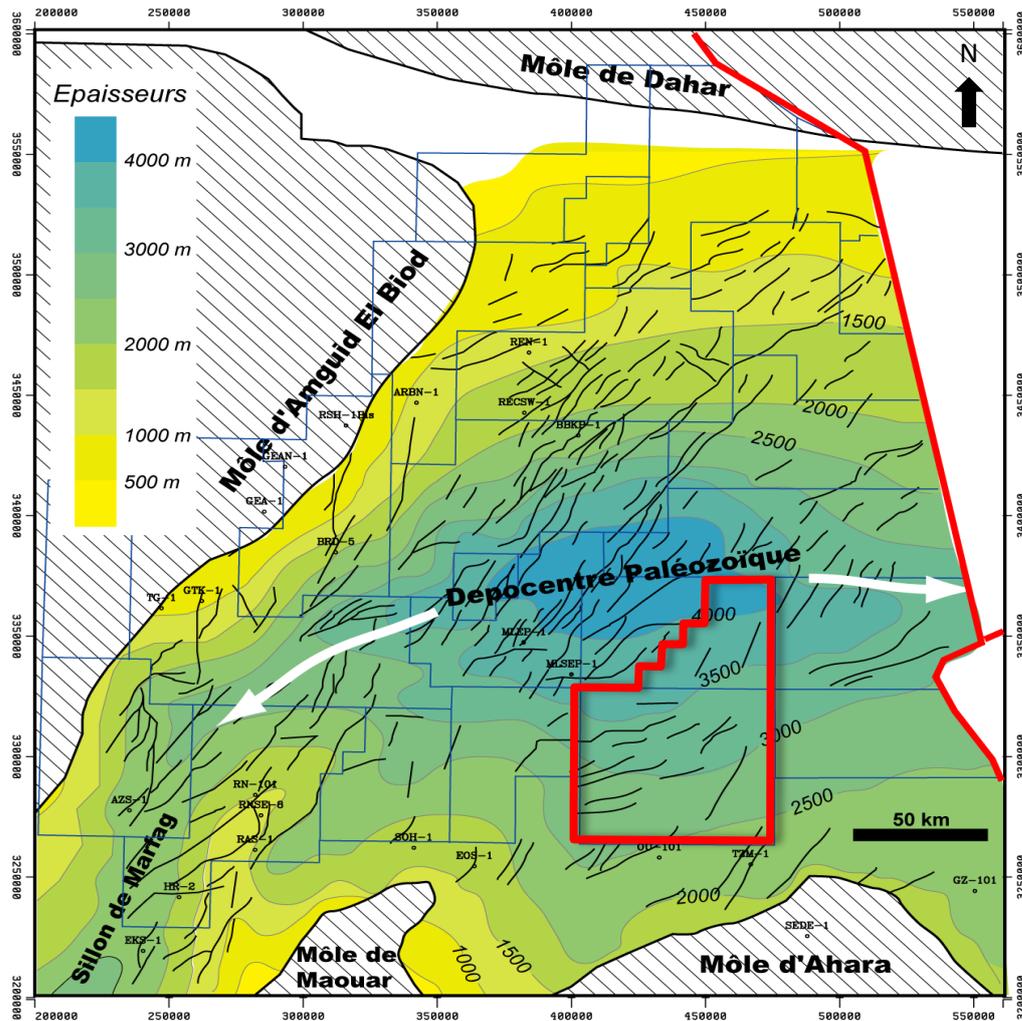


Figure 3:carte structurale du bassin de Berkine. (Document Sonatrach modifié)

L'image structurale actuelle est le résultat d'une succession de plusieurs phases tectoniques :

- Phase Panafricaine : C'est une phase précambrienne caractérisée par des accidents subméridiens verticaux, dues à une collision entre la partie Ouest africaine rigide et la partie Est moins rigide correspondant au Hoggar.
- Distension Cambro-Ordovicienne : C'est une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs, les variations d'épaisseur, et de faciès de part et d'autre d'accidents N-S, sont visible au niveau de série Cambro-Ordovisien indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leur dépôt.
- Compression tectonique : C'est une phase de compression le long des failles N-S de la distension précédente donnant naissance à l'architecture en bassin actuel.

- Distension Silurienne : C'est la phase de distension qui avec la fonte d'une calotte glacière va engendrer des dépôts d'argiles noires.
- Compression Calédonienne : C'est une phase de soulèvement général suivie d'une période détritique, elle a lieu entre le Silurien et le Dévonien.
- Phase dévonienne : Elle est caractérisée :
 - Au Dévonien inférieur : par des variations d'épaisseur et de faciès préexistants le long des axes structuraux subméridiens qui indiquent une phase distensive.
 - Au Dévonien moyen et supérieur : par une période d'érosion appelée discordance Frasnienne.
- Discordance Hercynienne : Elle est caractérisée par l'arrêt de la sédimentation carbonifère et des dépôts lagunaires (Argile rouge et Gypse). Cette phase tectonique a touché surtout le nord du bassin de Berkine, où l'érosion de l'étage carbonifère est presque entière. La discordance hercynienne a permis de mettre en contact le Trias et les roches mères du Silurien et du Frasnien. Les mouvements de cette phase ont joué un rôle important dans la structuration des bassins de la plateforme saharienne.
- Phase Autrichienne : C'est une phase de compression E-W qui a causé une inversion structurale, les failles normales créées pendant la séquence trias-lias se sont inversées durant cette phase.

I.6-Aspect pétrolier

Les données géochimiques ont révélé deux principales roches mères ; il s'agit du Silurien argileux et du Dévonien supérieur (Sonatrach,1991).

Les réservoirs dévoniens sont d'âge différents répartis dans le Dévonien inférieur, moyen et supérieur.

- Dévonien inférieur : Ces dépôts, essentiellement argilo-gréseux, présentent des faciès très variés

Le Gédinnien : est représenté par des sédiments argilo-gréseux d'une puissance maximum de 850m dans le sud-ouest de la dépression de l'oued Mya. Ils se réduisent en direction du nord-est et peuvent être absents dans le bassin d'Illizi.

Le Siégèzien: plus développé que Le Gédinnien, est surtout gréseux à variations de faciès tant latérales que verticales.

L'Emsien : argilo-calcaire à gréseux, il termine le Dévonien inférieur. Dans les régions occidentales, sa limite inférieure est à la base d'un banc calcaire appelé « Muraille de Chine ».

- Dévonien moyen et supérieur : La coupe stratigraphique du Dévonien moyen et supérieur est caractérisée par des lacunes de sédimentation. Les dépôts ont été plus touchés par l'érosion frasnienne ou faménienne et pré-mésozoïque.

-Dévonien moyen dont l'épaisseur varie de 100m à 250m, est moins développé que la série précédente. Dans les régions ouest, il est à faciès argilo-carbonaté et évolue vers l'est, à des argiles à passées marneuses et calcaires avec des bancs de grès (réservoir F3).

-Dévonien supérieur est d'extension identique au Dévonien moyen. Dans les régions occidentales, il atteint 1700m sous un faciès argilo-carbonaté tandis que dans les régions orientales ses dépôts argilo-siliceux n'atteignent que 900m environ. La paléontologie distingue le Frasnien, le Faménien et le Strunien. Cet étage constitue le réservoir F12 dans les zones hautes, il peut être érodé.

II. GENERALITES SUR LA ZONE D'ETUDE

II.1. Cadre géologique global

Le périmètre de recherche Timissit Ouest (blocs 208 et 211) est situé dans la partie centre sud du bassin de Berkine, caractérisé par une couverture sédimentaire importante de plus de 6500m.

Le bloc 211 se trouve sur le dépo-centre paléozoïque du bassin de Berkine qui a basculé vers le Nord-Ouest suite au basculement mésozoïque.

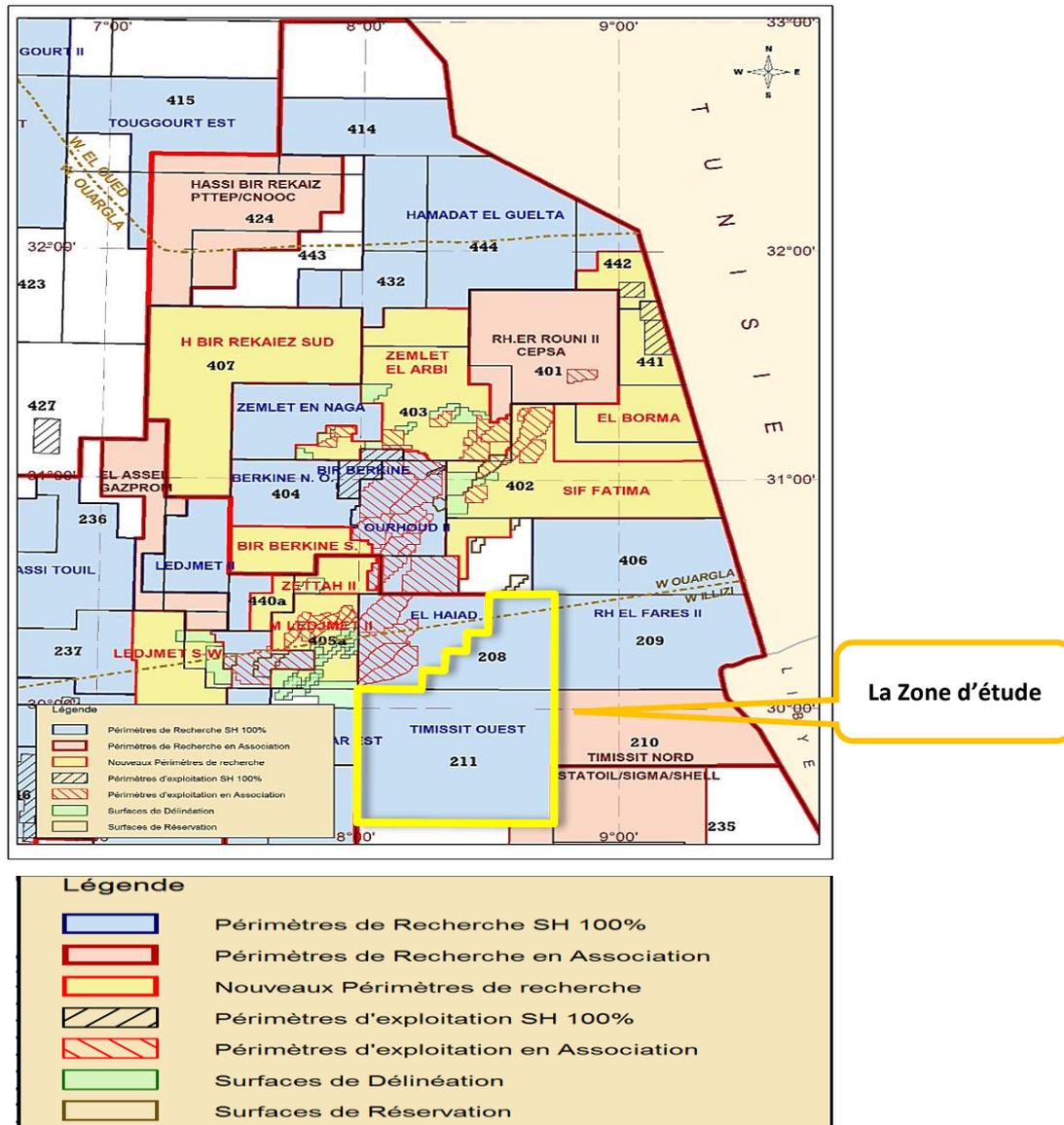


Figure 4: Carte de situation des Blocs

II.2-Aperçu stratigraphique

Le bloc 211 est caractérisé par la succession stratigraphique typique du bassin de Berkine.

- Les séries paléozoïques sont représentées généralement par des dépôts clastiques allant du Cambrien jusqu'au Viséen (Carbonifère). La phase tectonique hercynienne ayant décapé les termes supérieurs du Carbonifère, dans cette partie du bassin.
- Les séries mézo-cénozoïques sont discordantes sur le Paléozoïque et sont caractérisées par d'épaisses séries évaporitiques dont le Lias, formant une couverture régionale efficace pour les réservoirs triasiques.

II.3-Aspect structural

Les formations paléozoïques dont le pendage régional est vers l'Est, s'érodent progressivement vers l'Ouest sous la discordance hercynienne, tandis que les formations post-hercyniennes (Mésocénozoïques) remontent vers l'Est. Ceci illustre le basculement du bassin vers l'est durant les mouvements hercyniens et l'exposition par conséquent de la partie Ouest à l'érosion qui s'en est suivie. Au Mésozoïque par contre un basculement vers le NO s'est traduit par les hausses (upsides) vers l'Est et Sud Est des formations mésozoïques actuellement visibles dans le bassin.

Cette structuration est le résultat de la succession de plusieurs phases orogéniques dont les plus importantes sont :

- **Le cycle compressif hercynien** (Dévono-carbonifère) avec des contraintes de serrage NE/SO (N60°) et NO/SE (N120°) est responsable de la création des structures NE/SO et de l'érosion progressive des formations paléozoïques du SE vers le NO du bassin.

- **La phase distensive post-hercynienne** (Trias supérieur/Lias inférieur) dont les contraintes sont orientées NO/SE au début puis NE/SO durant le Lias est responsable de la création et de la réactivation de failles normales de direction NE/SO et NO/SE, et des variations latérales de faciès et d'épaisseurs des dépôts triasiques à cause d'une tectonique syn-sédimentaire. Elle a contribué à la création des structures étroites en horsts et grabens qui seront remodelés lors des phases tectoniques postérieures.

- **La phase compressive autrichienne** (Crétacé inférieur) avec des contraintes de direction E/O la tectonique autrichienne a eu un effet transpressif sur les axes structuraux NE/SO majeurs, à l'origine d'un bon nombre des gisements se greffant sur ces axes NE/SW et jusque-là découverts à travers le bassin.

- **Les mouvements tertiaires** semblent avoir un impact relativement faible dans cette partie du bassin par rapport aux mouvements précédents.

II.4-Le potentiel pétrolier de la région d'étude

- ❖ La roche mère : L'existence des roches mères silurienne et frasnienne qui ont généré et expulsé d'importantes quantités d'huile et de gaz
- ❖ La roche réservoir : le principal réservoir dans la région d'étude est **L'Eifélien**, il est constitué d'alternances d'argile et de grès fin à moyen.

- ❖ La roche couverture est assurée par :
 - Le Trias Carbonaté.
 - Les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur

II.5-Présentation des puits proposés à l'étude

La structure Timissit Ouest (blocs 208 et 211) comprend plusieurs puits notre étude s'effectue sur six puits seulement.

- **NAH-1**
- **NAHE-1**
- **SYDN-1**
- **SYDN-2**
- **EMKS-1**
- **EME-1**

La figure n =°5 montre le positionnement des puits à interpréter.

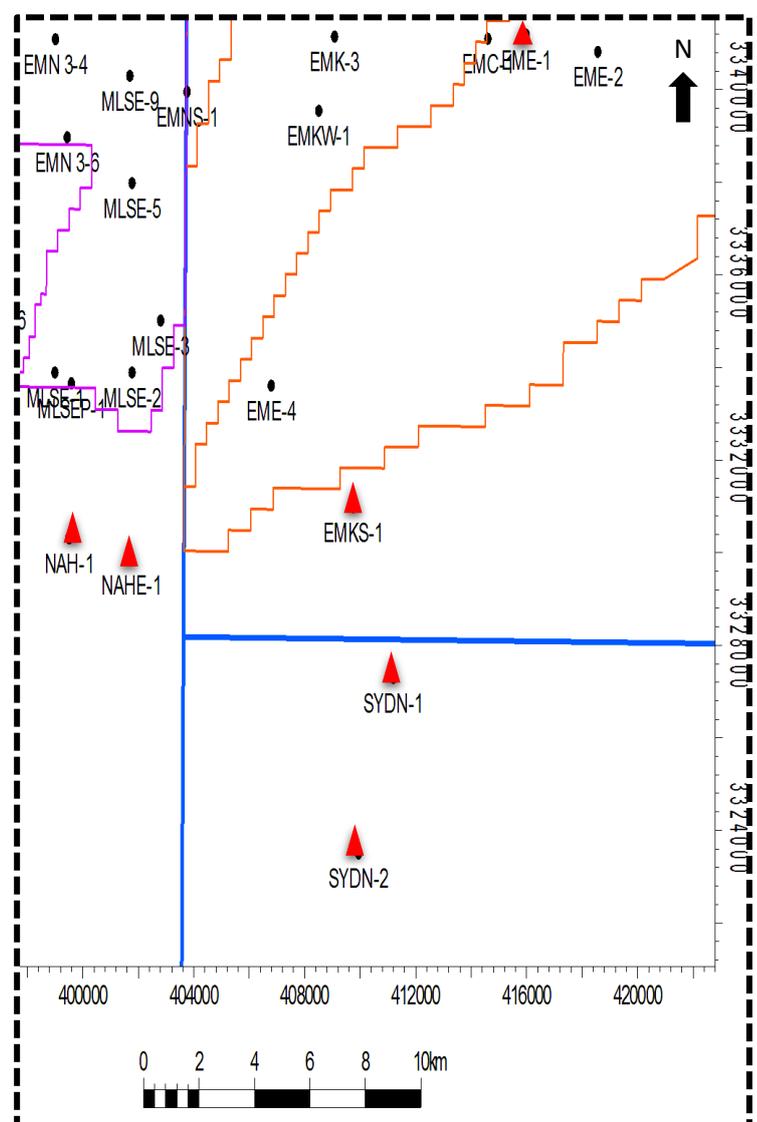
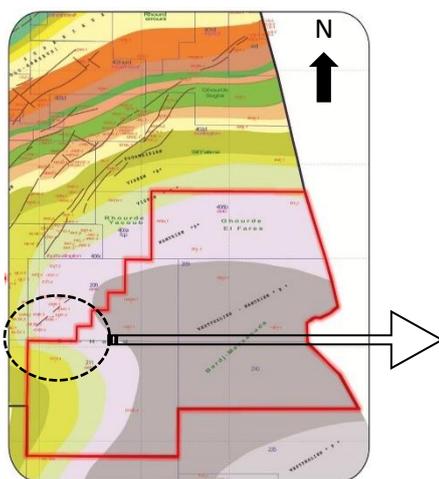


Figure 5:carte de positionnement des puits. (Document Sonatrach modifié)

Notre approche dans ce chapitre consiste à traiter et à analyser les données structurales qui sont les cartes en isobathes au toit du réservoir, la carte en isopaques, la rosace et l'histogramme établis en fonction de l'orientation des failles. Le but de cette démarche est d'émettre des hypothèses sur l'évolution du réservoir associé à notre zone d'étude.

I. Analyse des profils sismiques

I.1. Le Profil sismique [N-S] de la zone d'étude

Ce profil sismique (fig.1) est de direction N-S et passant par les puits SYDN-1, SYDN-2 et le puits X. Les couches ont une structure plutôt simple subhorizontale recoupée par plusieurs failles qui semblent être de type normal et généralement ne dépasse pas la discordance hercynienne, d'âge paléozoïque. Les rejets de ces failles sont notamment faibles.

D'abord, dans la partie nord, on remarque des ondulations qui apparaissent nettement dans le Lias. Dans ce côté où est situé le puits SYDN-1 qui est limité par les 2 faille F1 et F2.

Au centre, lorsqu'on s'éloigné du puit SYDN-2 vers le sud, on observe une zone qui a une forme chaotique due à la présence des multiples fractures, au sud de cette zone il y a une structure en fleur négative formée par les failles F3 et F4.

Dans la partie sud, il est clairement remarquable que les horizons ont tendance à remonter, cette remontée est due soit à des crochons de faille F8, soit à l'influence du mole d'Ahara sur cette structure.

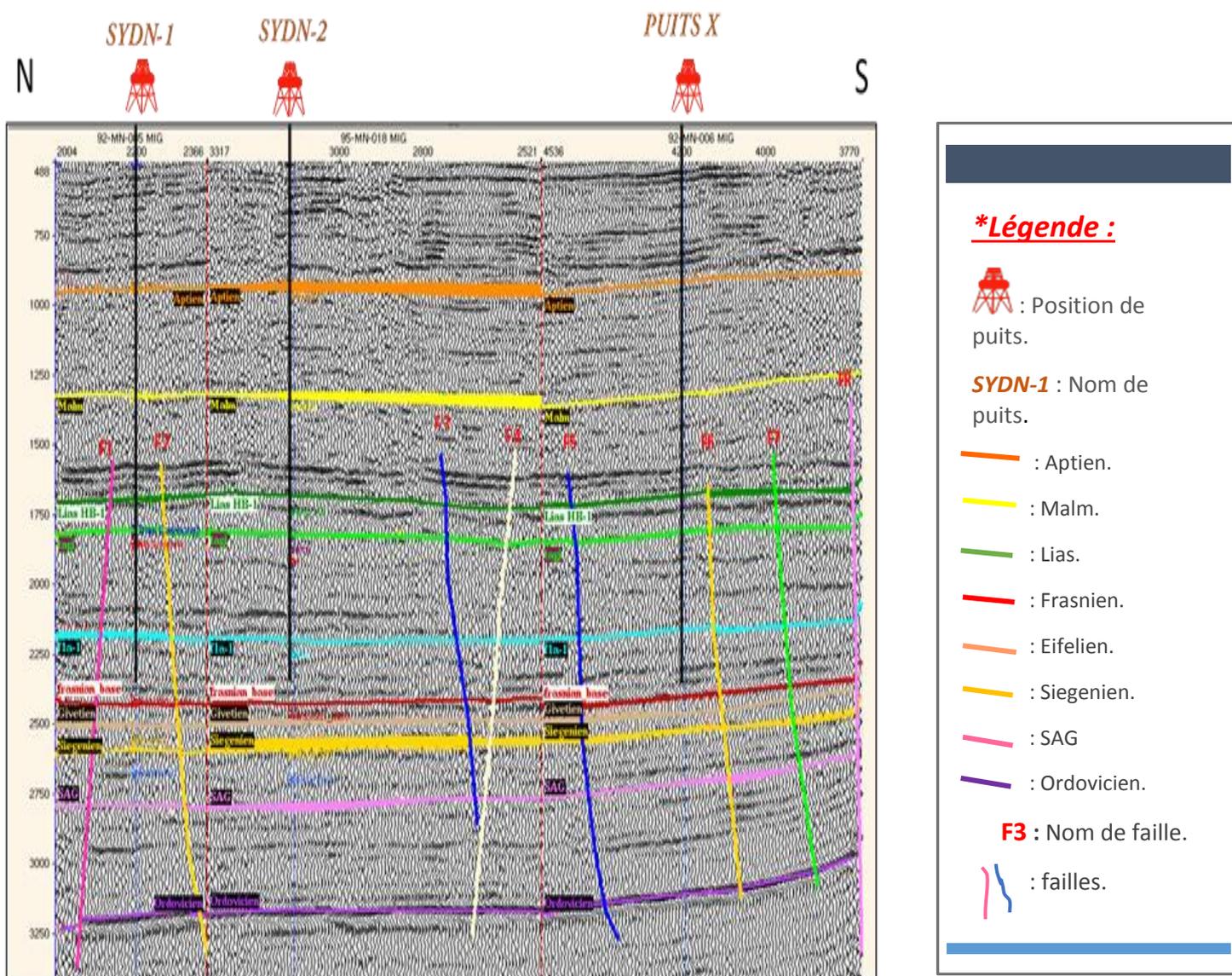


Figure 1 : Profil sismique n°1 de la zone d'étude. (Document Sonatrach modifié)

I.2. Le Profil sismique [NW-SE] de la zone d'étude

Les failles dans ce profil (fig.2) sont de type normal et sont généralement sub-verticales d'âge paléozoïque avec des rejets faibles à moyens, ce rejet est clairement observé sur la faille F3.

On remarque que les horizons dans la partie NW sont plus ou moins plissés au niveau de la faille F1, ce plissement disparaît après la discordance hercynienne. A partir de la faille F3 vers le sud-est la structure est en blocs basculés.

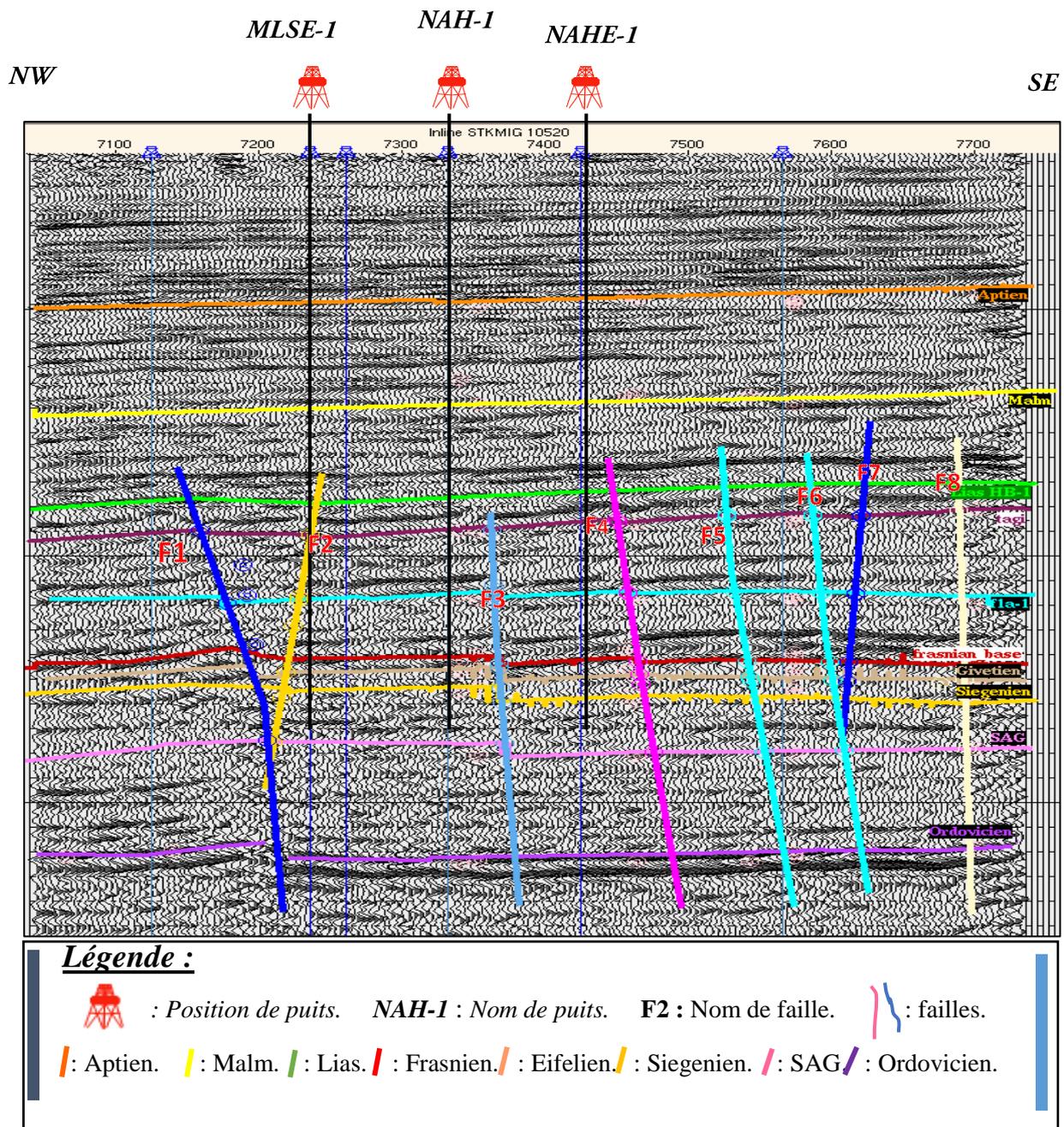


Figure 2: Profil sismique n°2 de la zone d'étude. (Document Sonatrach modifié)

II. Analyse des cartes

II.1. L'analyse de la carte en isobathes au toit du réservoir Eifélien

La carte en isobathes (fig.3) a été établie avec une équidistance de 10m. Cette carte indique que la structure du réservoir est un monoclinale plongeant vers le nord dans la partie sud de la région cependant il semble plonger vers le NW dans la partie nord car les isolignes changent de direction.

Ce plongement est perturbé dans la partie centrale par la présence des différentes failles qui subdivise ce monoclinale en plusieurs blocs.

Elle montre aussi, que les failles orientées E-W sont parallèles à la structure au sud et d'autres failles orientées NE-SW au nord

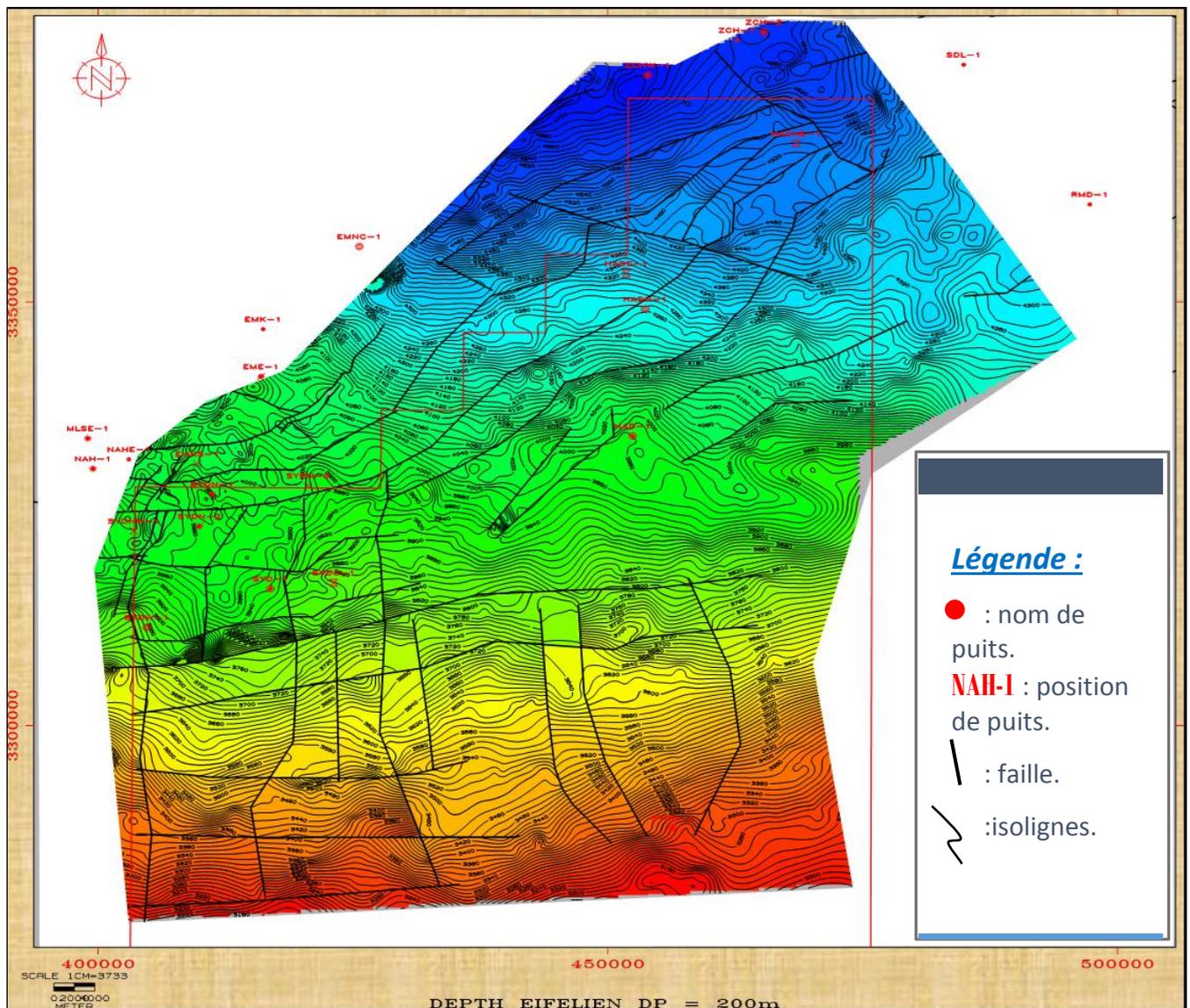


Figure 3: Carte en isobathes au toit de réservoir Eifélien. (Document Sonatrach modifié)

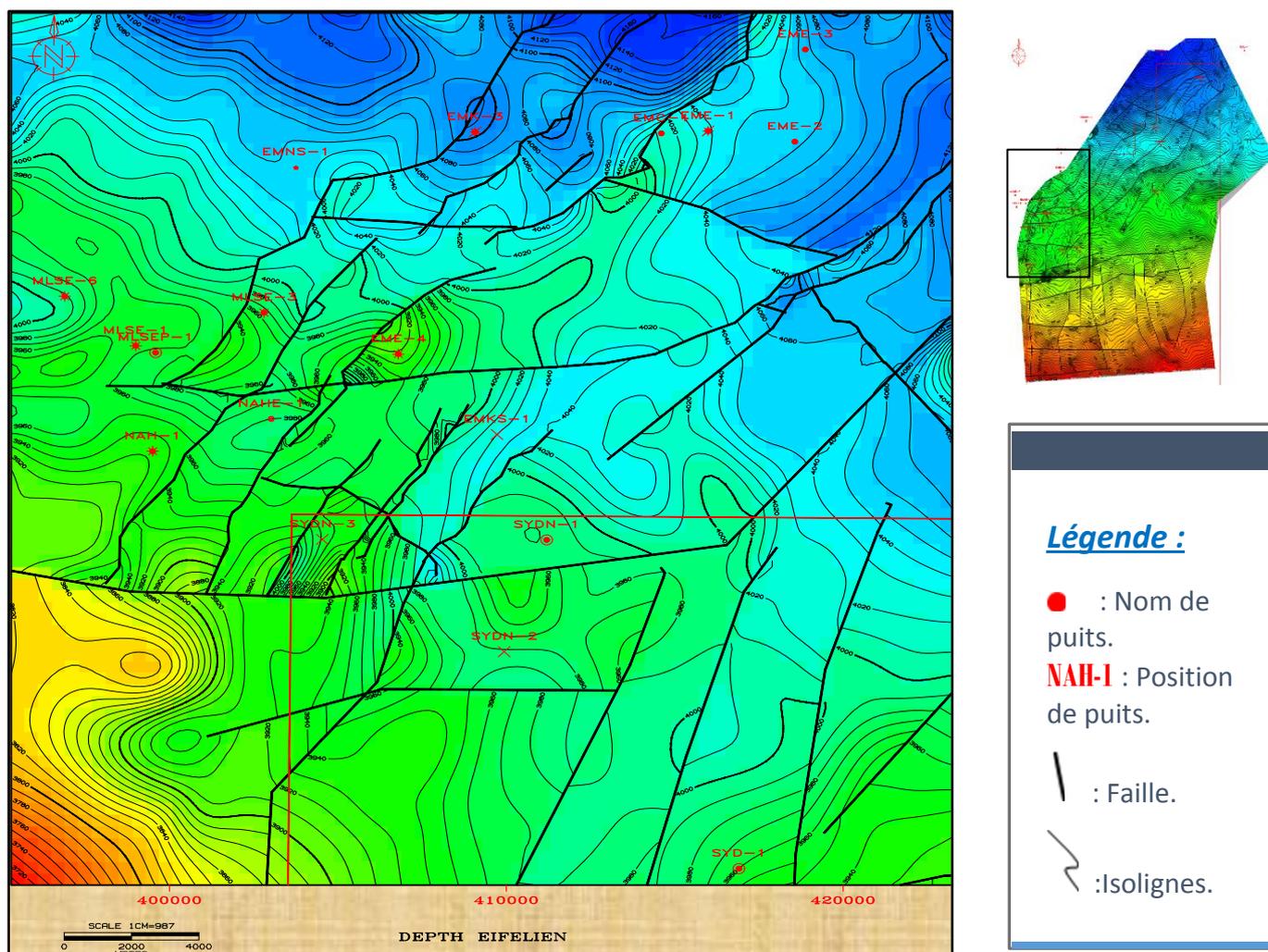


Figure 4: Carte en isobathes au toit de réservoir Eifelien. (Document sonatrach modifié)

Cette carte locale (fig.4), montre que nos puits sont situés dans une zone structurée en blocs sous forme de horsts et grabens suite à une tectonique assez complexe matérialisée par des accidents de direction NE-SO et des accidents de direction E-W

II.2. Interprétation de la carte en isopaque du réservoir Eifelien

Cette carte (fig.5) montre que l'épaisseur du réservoir augmente progressivement vers le NNE de la région, on remarque que le minimum est dans la partie sud-est et la partie nord-ouest au niveau des puits SYDN-2 et NAH-1 avec une valeur variante entre 65 et 78 m alors que le maximum est de 94 m autour du puits NAHE-1 dans la partie nord de la région.

Les isolignes sont un peu serrées et concentriques entre les puits NAH-1 et NAHE-1 ce qui implique une variation rapide d'épaisseur (de 78 à 94 m respectivement).

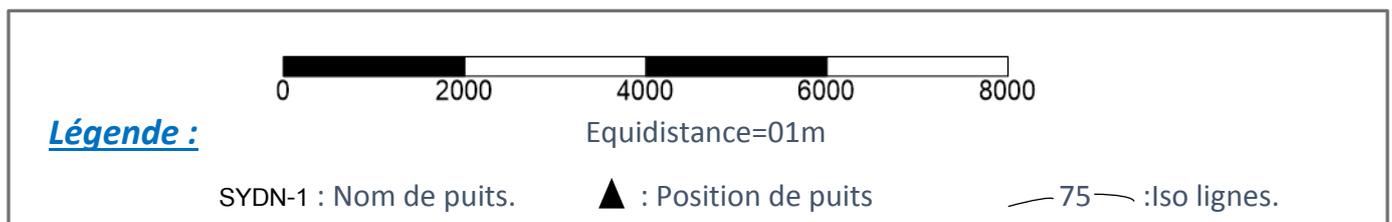
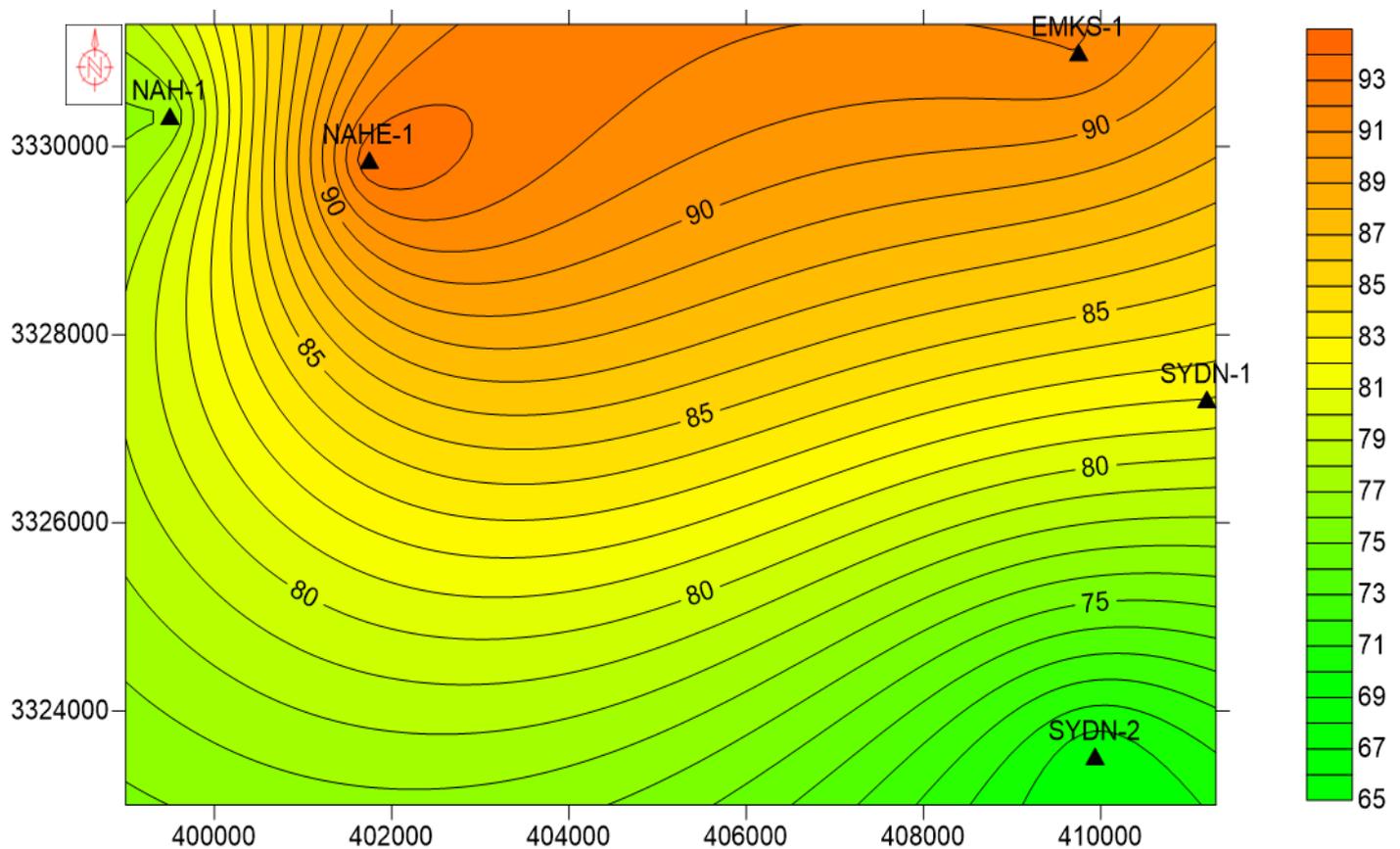


Figure 5: Carte en isopaque du réservoir Eifelien.

II.3. Variation des épaisseurs

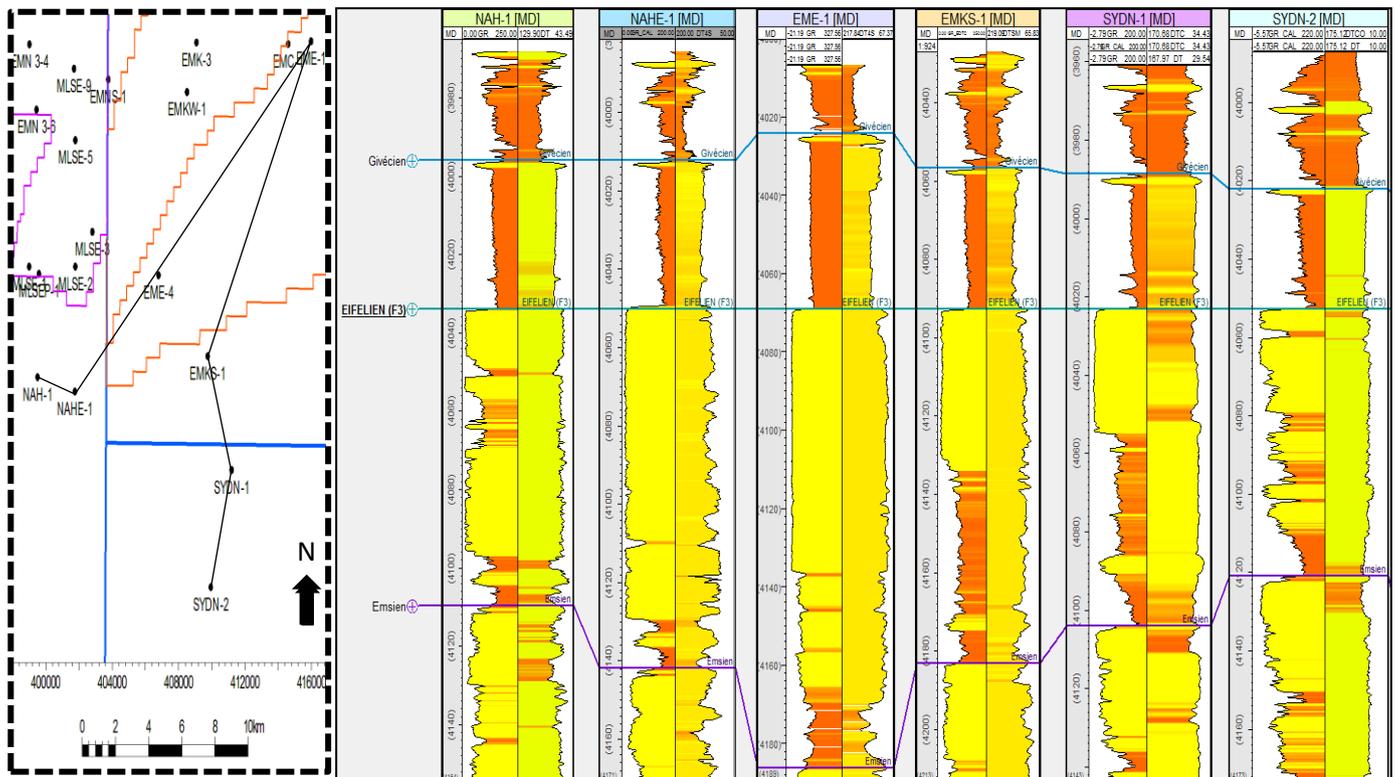


Figure 6: Profil de corrélation. (Document Sonatrach modifié)

Les travaux de sédimentologie réalisés par les géologues de la compagnie Sonatrach montrent que les dépôts sont de type deltaïque. Les corrélations des puits montrent que les épaisseurs varient et la plus grande épaisseur (puits EME-1) correspond au cœur du bassin (Fig.6).

La granulométrie va varier horizontalement des bordures du bassin vers le dépôt centre et verticalement. Il y aura également des variations verticales brutales quand on passera d'un lobe à un autre. Ces variations de granulométrie vont être visibles dans les profils de porosité et dans les histogrammes (voir chapitre 3).

III. Analyse et caractérisation des populations de fractures

La rosace et l'histogramme qui sont établies à la base de la carte en isobathes du toit du réservoir Eifelien (fig.7 et 8) nous montrent qu'on a trois familles de failles :

La première est de direction $N90^\circ$ présente la concentration maximale dans la rosace. C'est l'ensemble des failles orientées E-O.

La deuxième est de direction $N45^\circ$ présente une concentration clairement remarquable après la première famille dans la rosace. Ce sont les failles orientées NE-SO.

La troisième famille est de direction $N180^\circ$ c'est la concentration minimale des fractures.

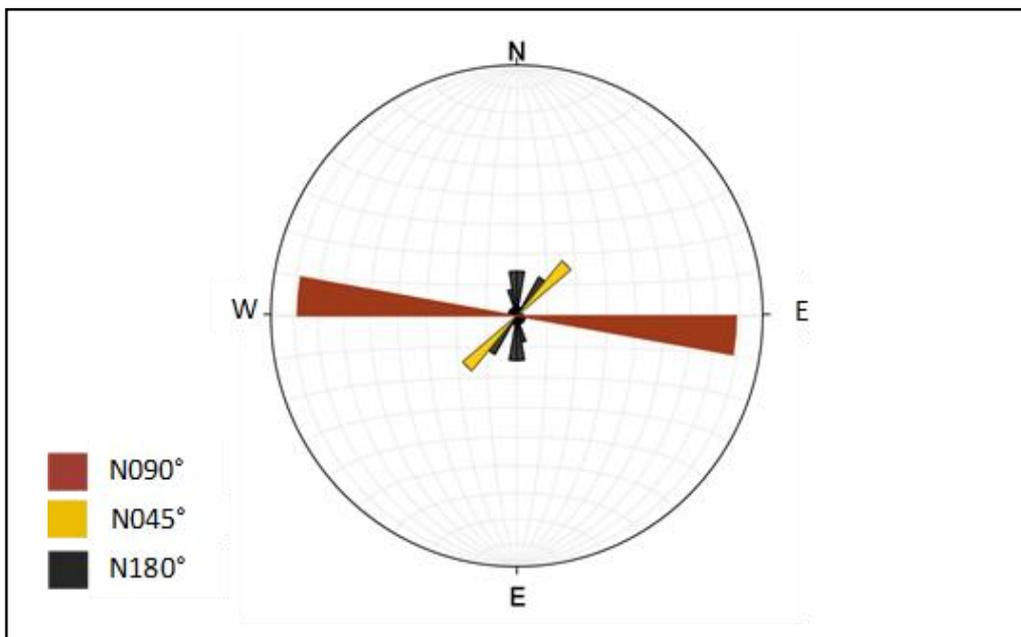


Figure 7:Rosace des directions des failles.

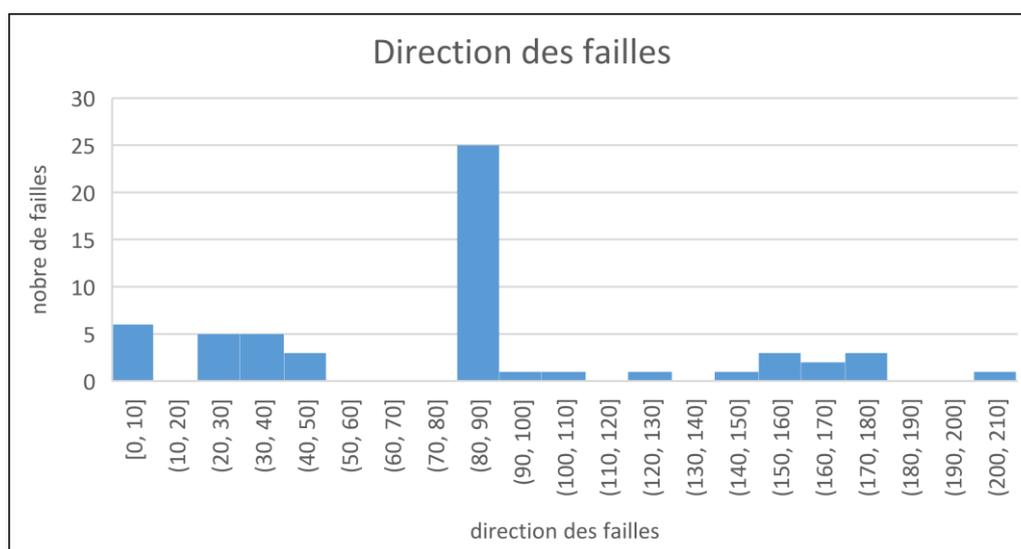


Figure 8:Histogramme des familles de failles.

IV. Conclusion

L'analyse structurale réalisée sur la base des profils sismiques et des cartes du réservoir Eifelien dans le périmètre de Timissit Ouest nous a permis de définir que :

- La zone d'étude est structurée par les accidents NE-SW et les accidents E-W qui sont dus aux mouvements distensifs durant la phase post-hercynienne qui a contribué à la création des structures étroites en horsts et grabbens qui seront remodelés lors des phases tectoniques postérieures et aux mouvements compressifs repris durant les phases autrichienne et tertiaire.
- Le réservoir Eifelien F3 est composé de zones à épaisseurs faibles et élevées orientées N-S.
- Ce réservoir peut constituer des pièges structuraux tels que des blocs basculés, de faible dimension.

La connaissance des caractéristiques petro physiques d'une roche est nécessaire dans l'étude d'un réservoir car ils entrent dans :

- La détermination de la production optimale de puits.
- La détermination des quantités de fluide et leur circulation travers les pores.

Parmi ces paramètres nécessaires à notre étude il s'agira de la porosité et de la perméabilité.

I. La porosité

On distingue trois types de porosité, à savoir :

- **La porosité primaire** : c'est le volume total des vides dans la roche obtenue juste après la sédimentation.
- **La porosité secondaire** : c'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.
- **La porosité effective ou utile** : c'est le volume des vides connectés entre eux.

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%

I.1. Évolution verticale de la porosité

Les valeurs de porosité utilisées sont des valeurs mesurées horizontalement.

- **Le puits NAHE-1**

Ce puits présente des valeurs de porosité assez bonnes qui varient entre 3 et 20%, avec une moyenne de 13%, comme on note la présence de très faibles valeurs de porosité (négligeables) inférieures à 3%. (Fig. 1)

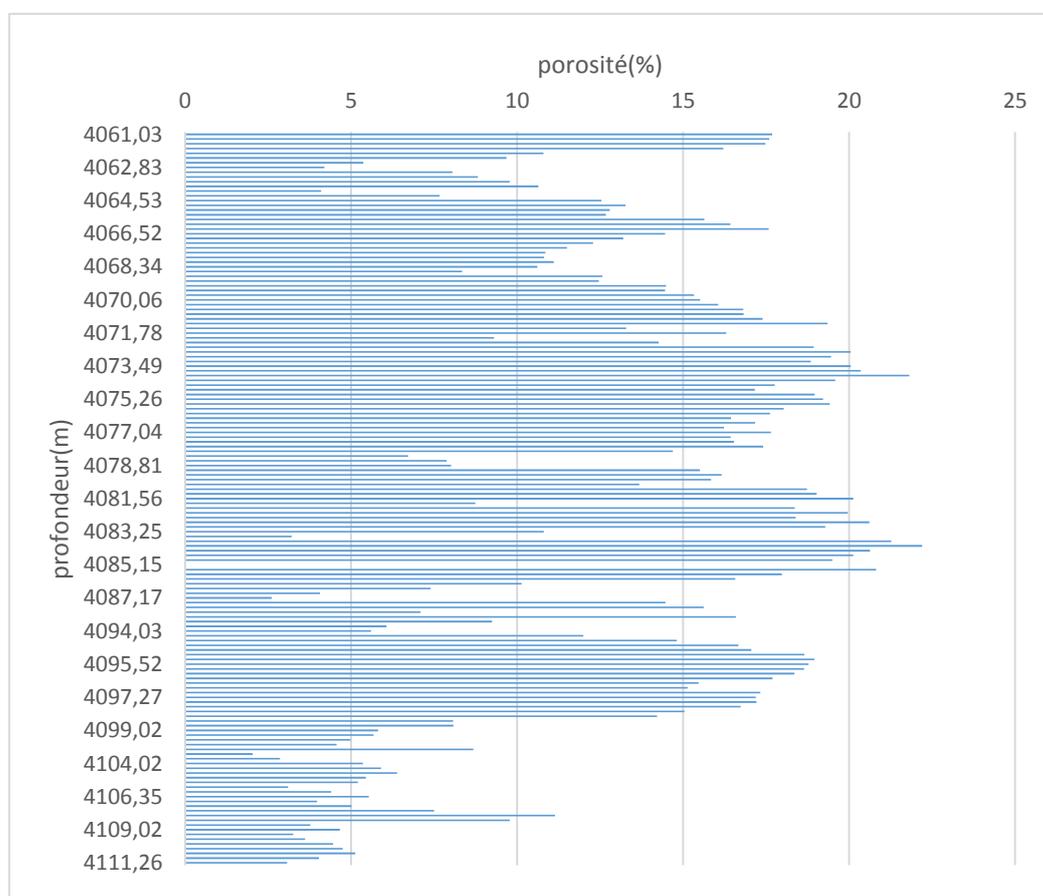


Figure 1: Evolution de la porosité du puits NAHE-1.

- **Le puits NAH-1**

Le profil de l'évolution verticale de la porosité (Fig.2) montre que la porosité tend à augmenter avec la profondeur. Cet intervalle est caractérisé globalement par des porosités moyennes variant entre 2 et 8% avec une moyenne de 5% cependant on remarque des pics atteignant les 10%.

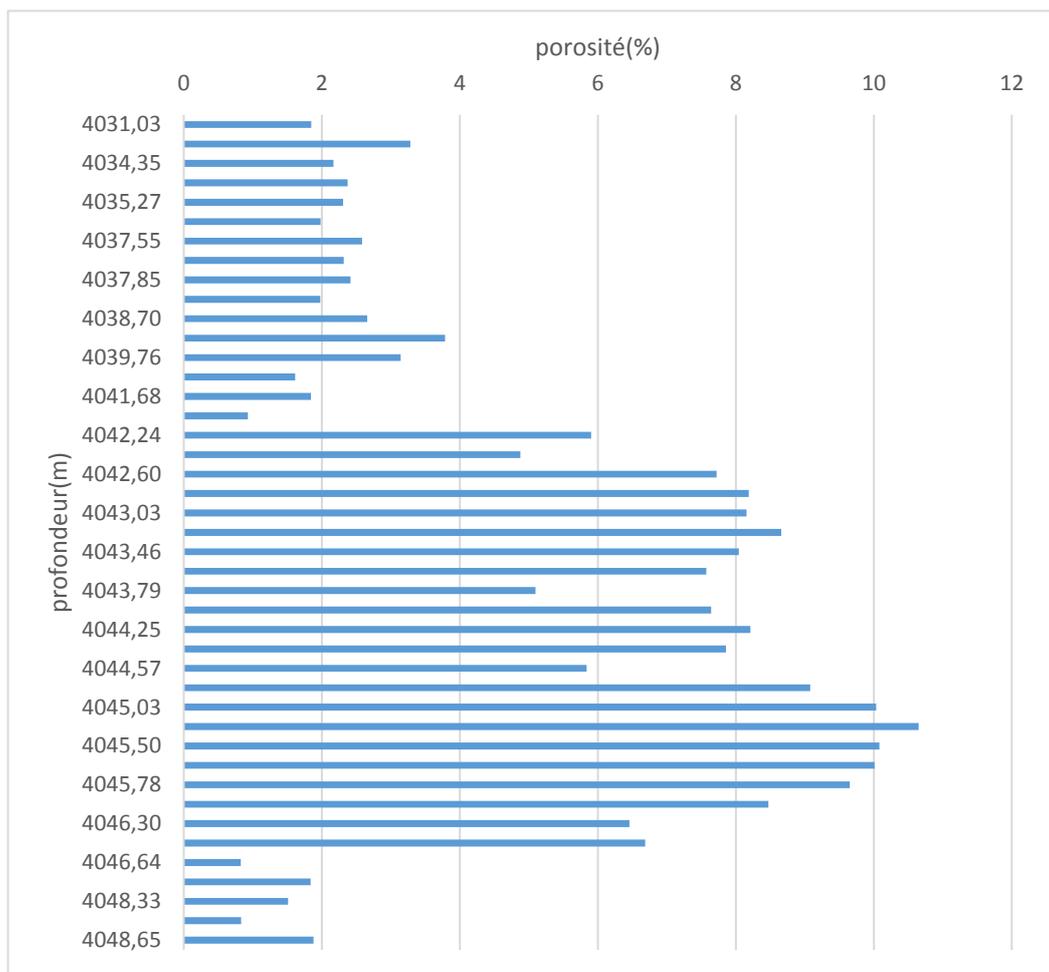


Figure 2: Evolution de la porosité du puits NAH-1.

- **Le puits SYDN-1**

Dans ce puits il est clair que la porosité diminue avec la profondeur. Mais on observe que cette diminution apparait en alternance de faibles et de grandes valeurs. (Fig.3)

Les meilleures valeurs de porosité 15%-20% sont situées dans l'intervalle 4023-4030 m, la valeur la plus faible est de 7.07% et elle est située à 4040.25 m de profondeur.

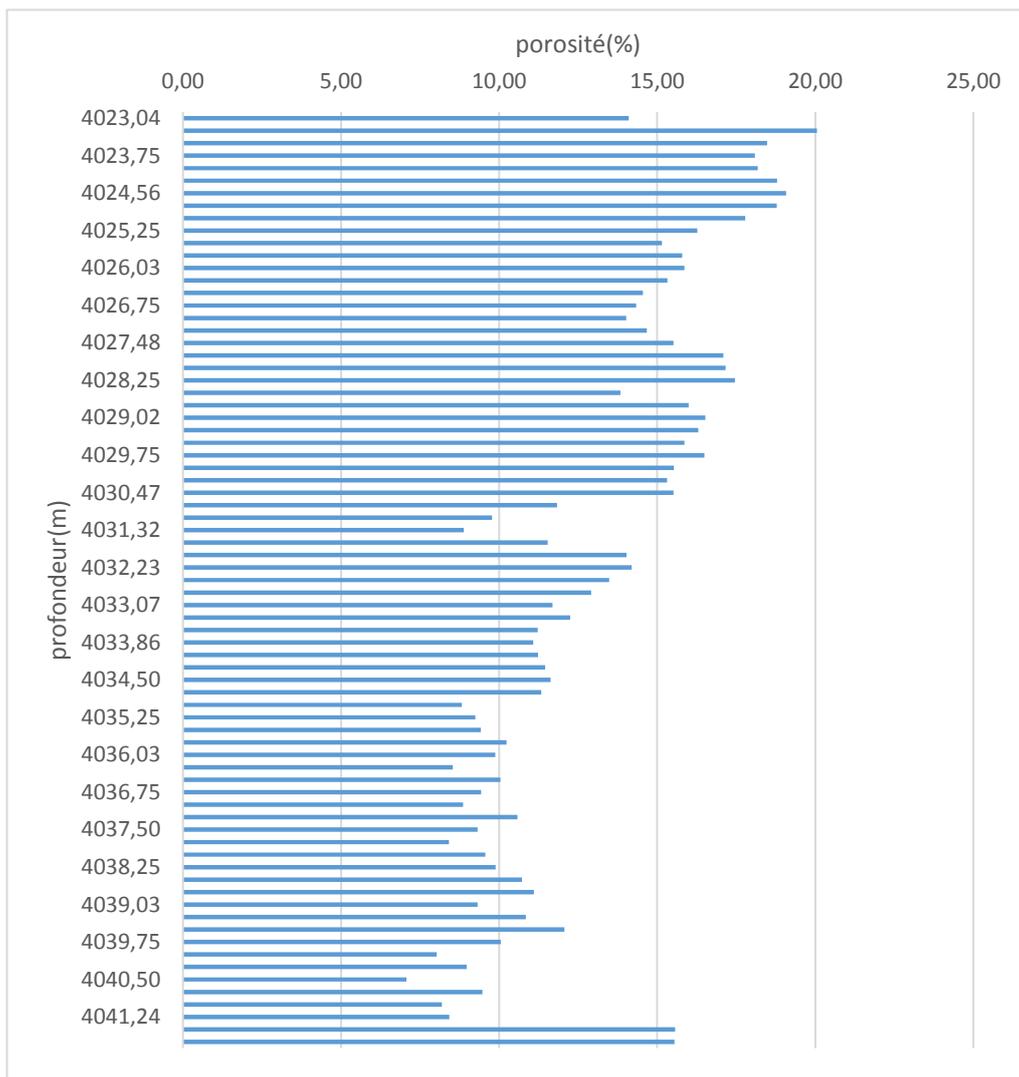


Figure 3: Evolution de la porosité du puits SYDN-1.

- **Le puits EME-1**

Globalement dans ce puits les valeurs de porosité sont faibles et elles varient entre 2 et 8%, cette variation est répartie dans tous les niveaux de cet intervalle réservoir. On a enregistré la valeur maximale 8% à 4071,35 m de profondeur. (Fig.4)

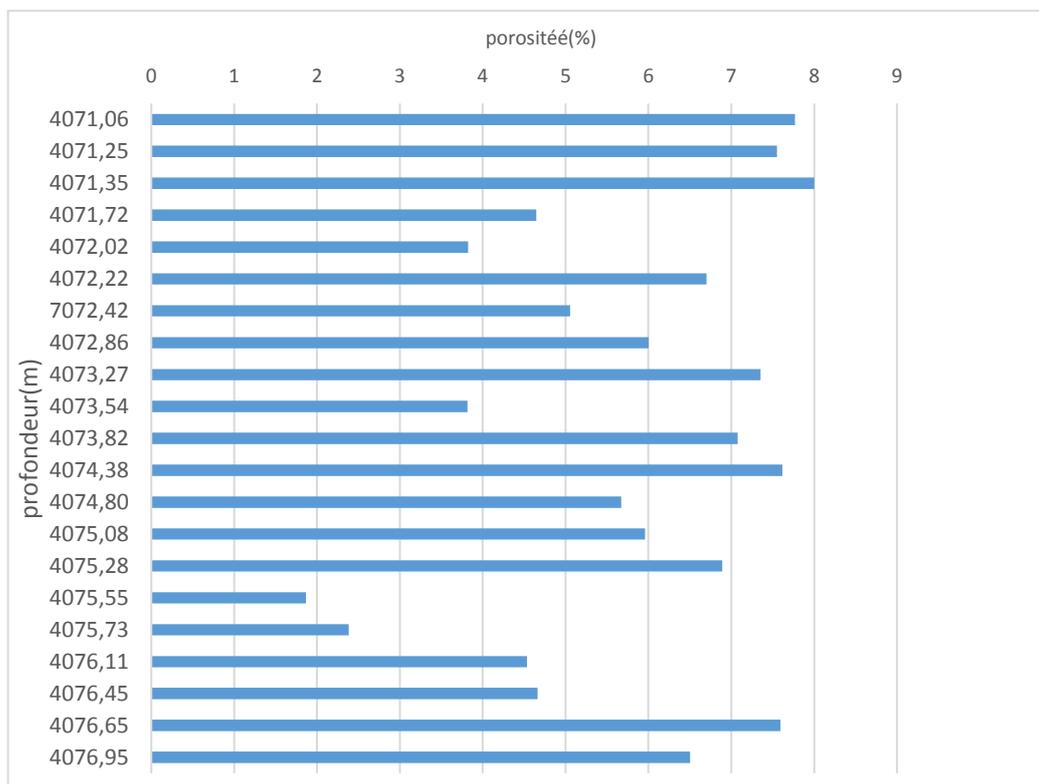


Figure 4: Evolution de la porosité du puits EME-1.

I.2. Analyse des histogrammes

Afin de mieux apprécier les paramètres pétro physiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons réalisé des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité.

- **Le puits NAHE-1**

L'histogramme des fréquences de porosité (Fig.5) présente une distribution bimodale :

- Une classe [4 ;7[, avec une fréquence de 18%.
- Une classe [15 ;19[, avec une fréquence de 29%.

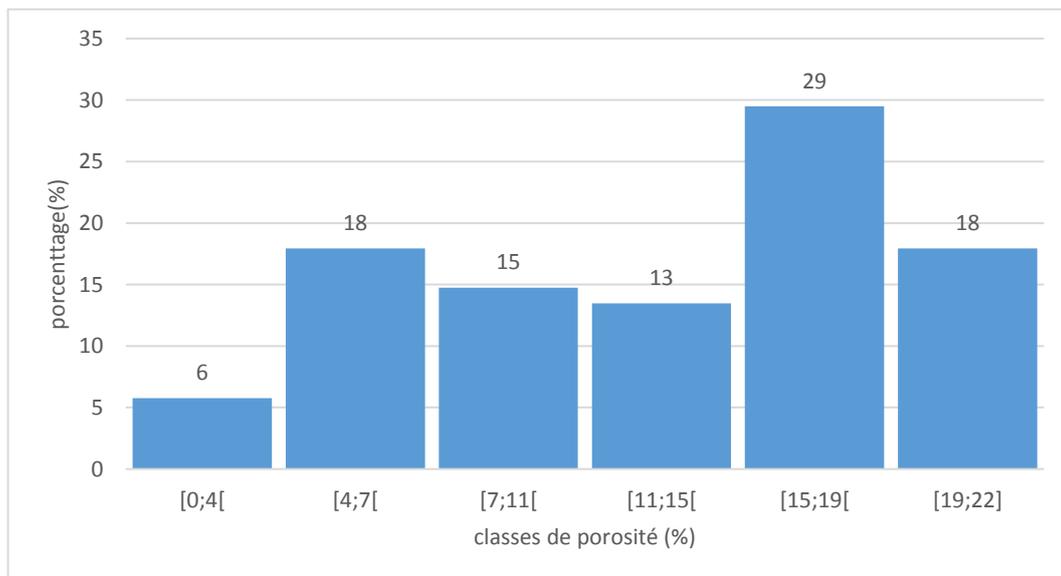


Figure 5: Histogramme de porosité du puits NAHE-1.

- **Le puits NAH-1**

L'histogramme des fréquences (Fig.6) représente un ensemble de 43 échantillons, il présente une allure bimodale :

- 16% des valeurs de porosité comprises entre [0.83 ;2.47[.
- 10% des valeurs de porosité comprises entre [7.38 ;9.01[.

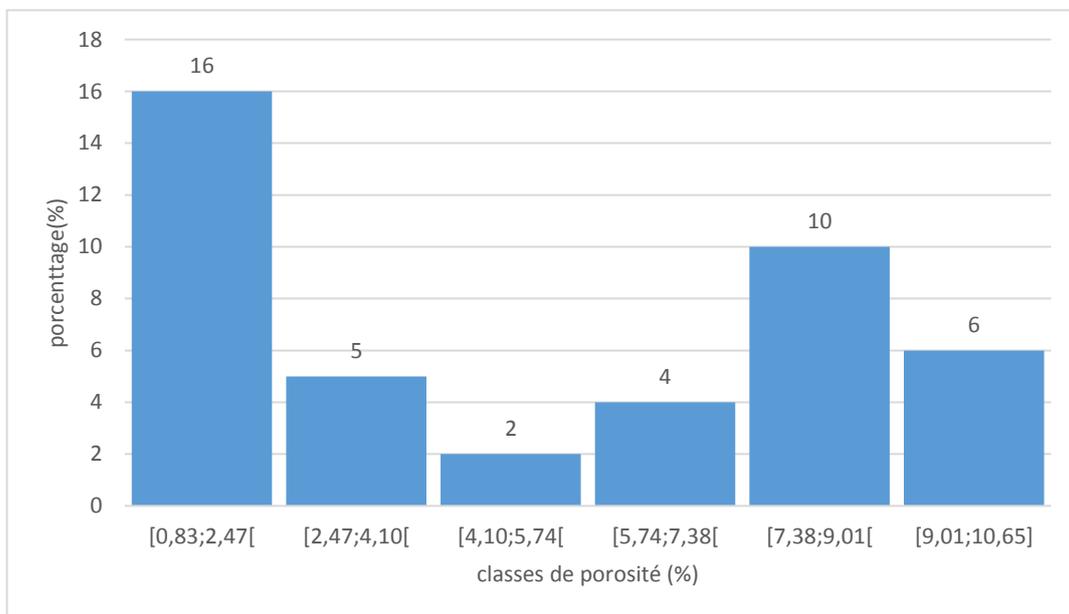


Figure 6:Histogramme de porosité du puits NAH-1.

- **Le puits SYDN-1**

On observe une distribution bimodale avec prédominance des porosités qui sont incluses dans l'intervalle [9 ;11[et [14 ;16[. (Fig.7)

Le premier mode correspond à l'intervalle [9 ;11[avec une fréquence de 21%.

Le deuxième mode correspond à l'intervalle [14 ;16[aussi avec une fréquence de 21%.

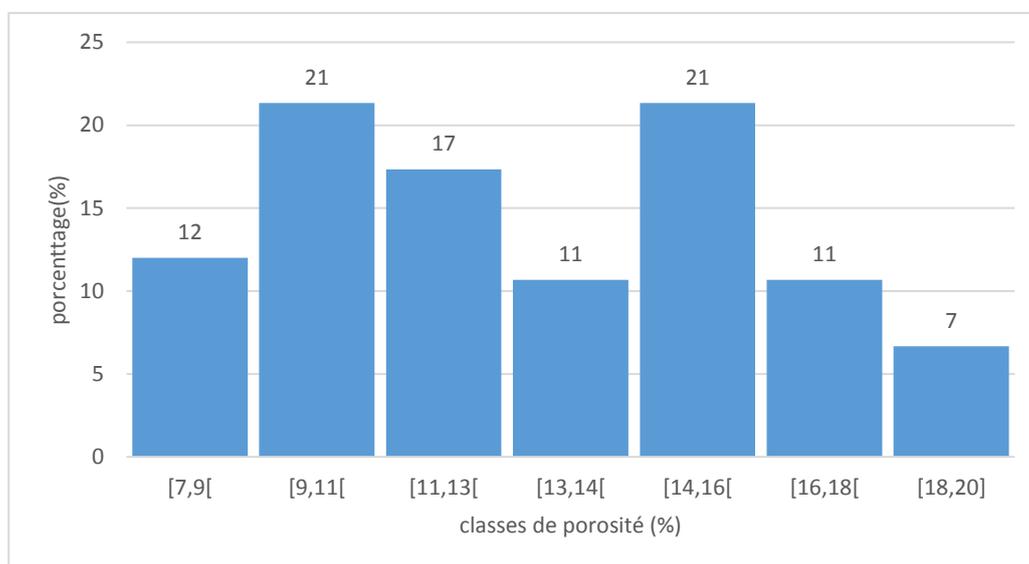


Figure 7: Histogramme de porosité du puits SYDN-1.

- **Le puits EME-1**

La distribution dans cet histogramme (Fig.8) est unimodale asymétrique gauche ; les valeurs de porosité inférieures à 5% ne sont que très peu représentées contrairement à celles de l'intervalle 5 à 8%. La classe [6,77 ;8[comporte le plus grand pourcentage qui est de 35%.

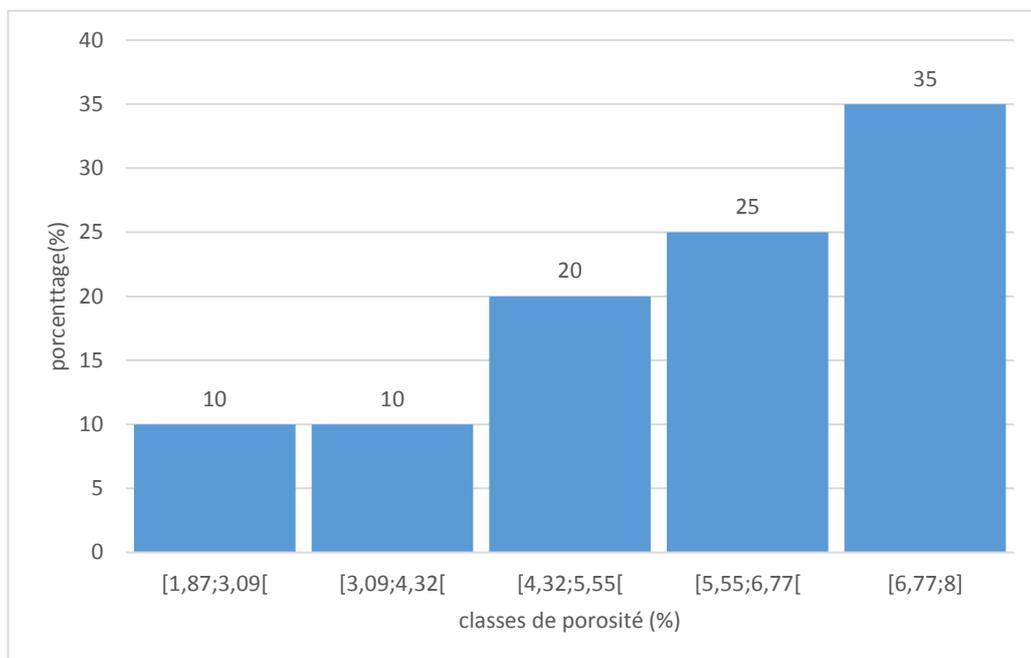
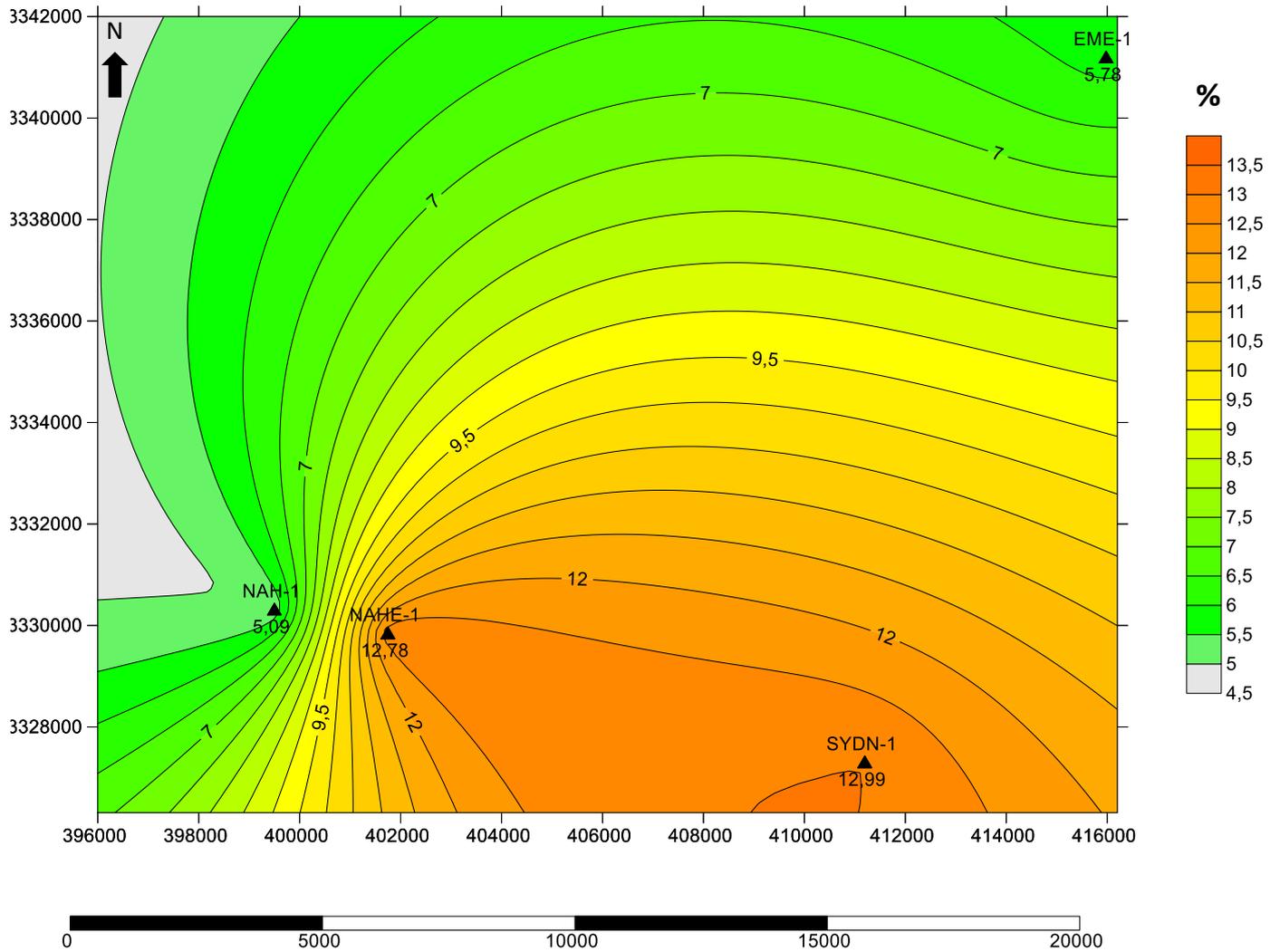


Figure 8:Histogramme de porosité du puits EME-1.

I.3. La carte en iso porosité



Légende :

SYDN-1 : Nom de puits. ▲ : Position de puits — 75 — : Iso lignes. Equidistance=0.5%

Figure 9:La carte en iso porosité de la zone d'étude.

La carte en iso porosité établie (Fig.9) présente des valeurs faibles à moyennes avec un maximum de 12.99% au niveau du puits SYDN-1 au sud-ouest de la région.

La distribution de ces valeurs montre globalement une évolution progressive de la porosité du nord vers le sud de la région ; les valeurs les plus faible sont enregistré à l'ouest dans le puits NAH-1 avec 5.09%. Cependant nous ferons remarquer le faible nombre de puits pour réaliser cette carte ce qui réduit la qualité de l'interprétation.

I.4. Conclusion

L'analyse des profils de l'évolution de la porosité ainsi que les différents histogrammes établis nous permet de déduire que :

- La porosité dans ce réservoir est faible à moyenne et varie généralement entre 0.1 et 20%.
- Les histogrammes établis au niveau de différents puits montrent globalement que le type de porosité est matricielle, toutes fois on remarque que dans le puits NAH-1, un autre type de porosité apparaît et qui est probablement la porosité de fissures.

La carte en iso porosité montre que la porosité varie progressivement du Nord vers le Sud et les valeurs les plus importantes sont enregistrées dans les puits NAHE-1 et SYDN-1.

II. La perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable. La qualité de la perméabilité est classée comme suit :

- Compact (Tight) si $k \ll 0.1$ mD
- Très faible si $K < 1$ mD
- Faible si K de 1 à 10 mD
- Médiocre si K de 10 à 50 mD
- Moyenne si K de 50 à 200 mD
- Bonne si K de 200 à 500 mD
- Excellente si $K > 500$ mD.

II.1. Evolution verticale de la perméabilité

- Le puits NAHE-1

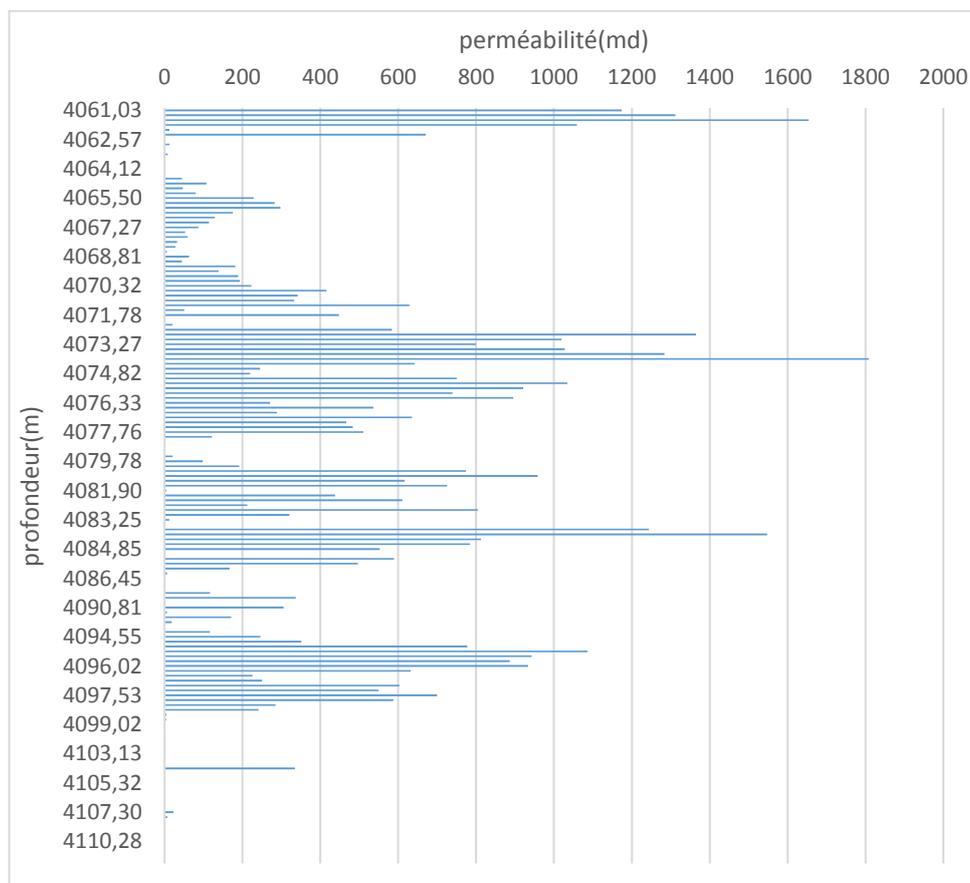


Figure 10: Evolution de la perméabilité du puits NAHE-1.

La distribution apparait en niveaux où les meilleures perméabilités sont observées au milieu du puits. Les valeurs les plus élevées dépassent les 1000 md et la diminution importante est enregistrée dans l'intervalle 4062-4070. Cependant la majorité des valeurs de perméabilité sont inférieures à 500 md et on note aussi quelques pics de perméabilité avec des valeurs qui dépassent les 1500 md. (Fig.10)

- **Le puits NAH-1**

L'évolution verticale de la perméabilité (Fig.11) montre des valeurs qui ne dépassent pas les 50 md comme on observe quelques pics de perméabilité qui dépassent les 100md. La moitié supérieure du puits présente des valeurs plus faibles que celles de la moitié inférieure.

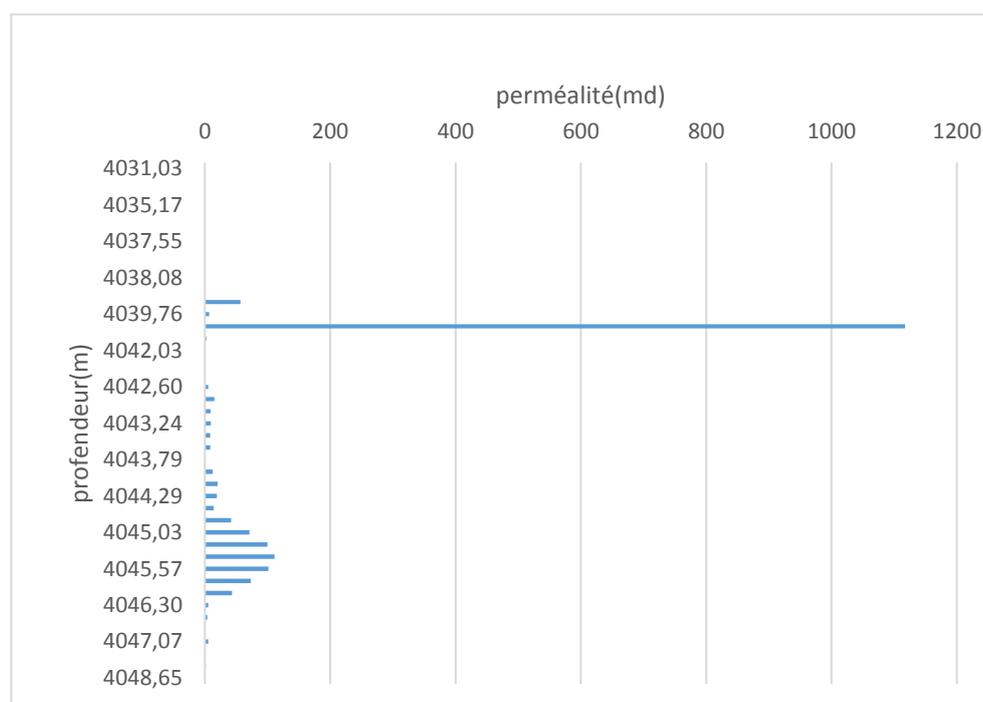


Figure 11: Evolution de la perméabilité du puits NAH1.

- **Le puits SYDN-1**

La perméabilité dans ce puits varie entre des valeurs très fortes et d'autres très faibles, la valeur maximale dans ce puit est 1974 md a 4024m. (Fig.12)

On remarque que les valeurs très fortes sont concentrées dans la partie supérieure du profil, ces valeurs vont diminuer avec la profondeur et à partir de 4035m on observe une chute de perméabilité qui atteint une valeur minimale de 0.045 md.

On peut diviser le profil en deux parties supérieure et inférieure. La partie supérieure correspondant à l'intervalle 4023-4031 m présente une perméabilité forte à moyenne définissant une alternance de niveaux de perméabilité différente. La moitié inférieure correspond à l'intervalle 4031-4041 m avec une perméabilité faible à très faible. Nous ferons remarquer que cette distribution verticale est opposée à celle du puits précédent.

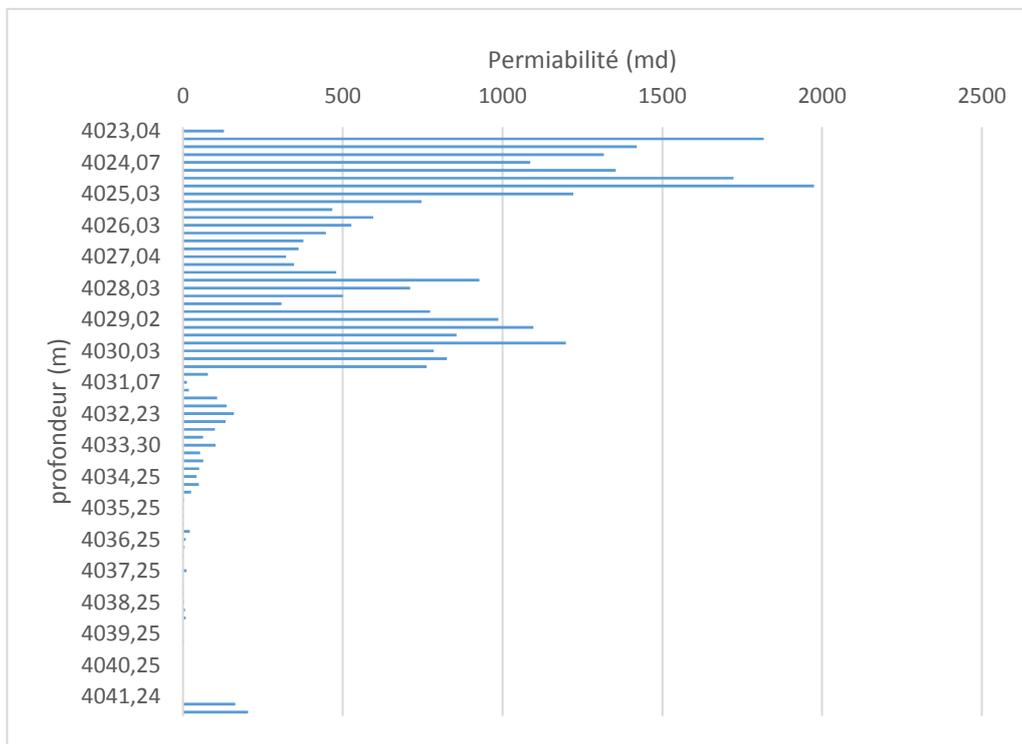


Figure 12: Evolution de la perméabilité du puits SYDN-1.

- **Le puits EME-1**

Ce puits présente une perméabilité très faible. Dans l'ensemble elle est entre 0 et 6 md pour la plupart il y a 5 valeurs dépassant 6 md formant des pics disposés en alternance. La valeur maximale est de 15.82 md à une profondeur de 4071m.(Fig.13)

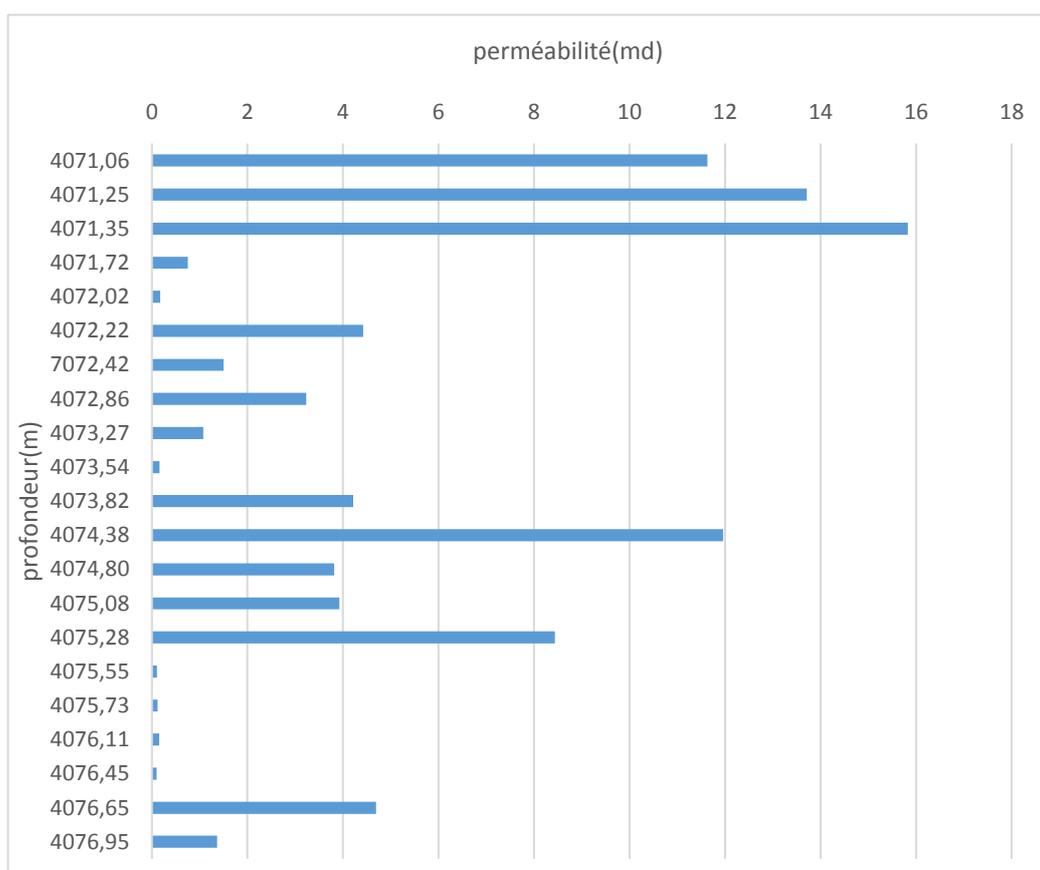


Figure 13: Evolution de la perméabilité du puits EME-1.

II.2. Analyse des histogrammes

- **Le puits NAHE-1**

L'histogramme des fréquences (Fig14) représente un ensemble de 155 échantillons et présente une allure bi modale mais on peut considérer que la distribution est asymétrique droite.

Les deux classes qui prédominent sont exprimées comme suit :

- 60% des valeurs de perméabilité comprises entre]0 ;260[.
- 13% des valeurs de perméabilité comprises entre [520 ;780[.

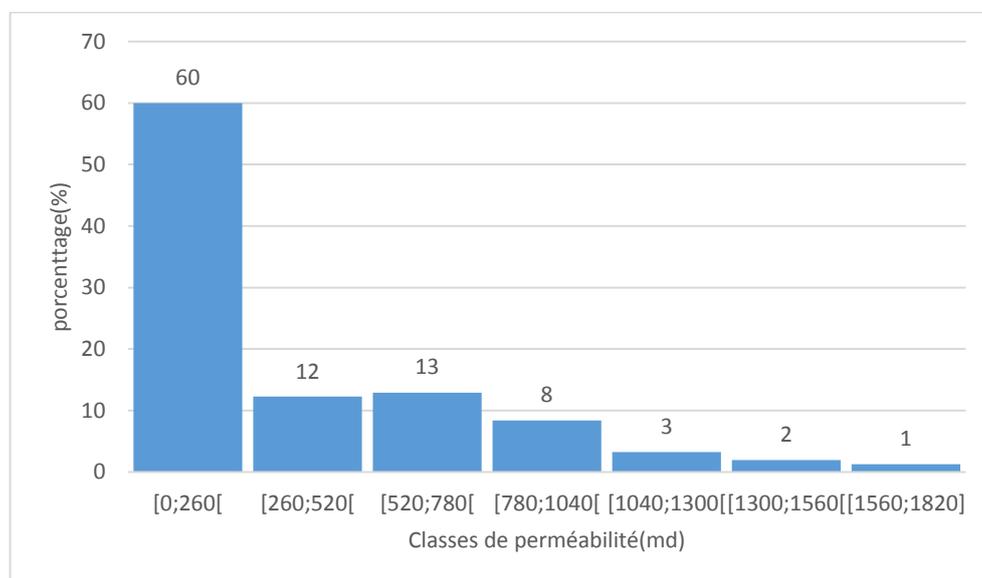


Figure 14: Histogramme de perméabilité du puits NAHE-1.

- **Le puits NAH-1**

L'histogramme des fréquences (Fig.15) représente un ensemble de 43 échantillons et présente une allure bi modale.

Les deux classes qui présentent les valeurs de perméabilité les plus fréquentes sont exprimées comme suit :

- La classe $]0 ; 186[$ comprend 42% des valeurs de perméabilité.
- La classe $]931 ; 1117[$ comprend 1% des valeurs de perméabilité et pourrait correspondre à une perméabilité de fracture.

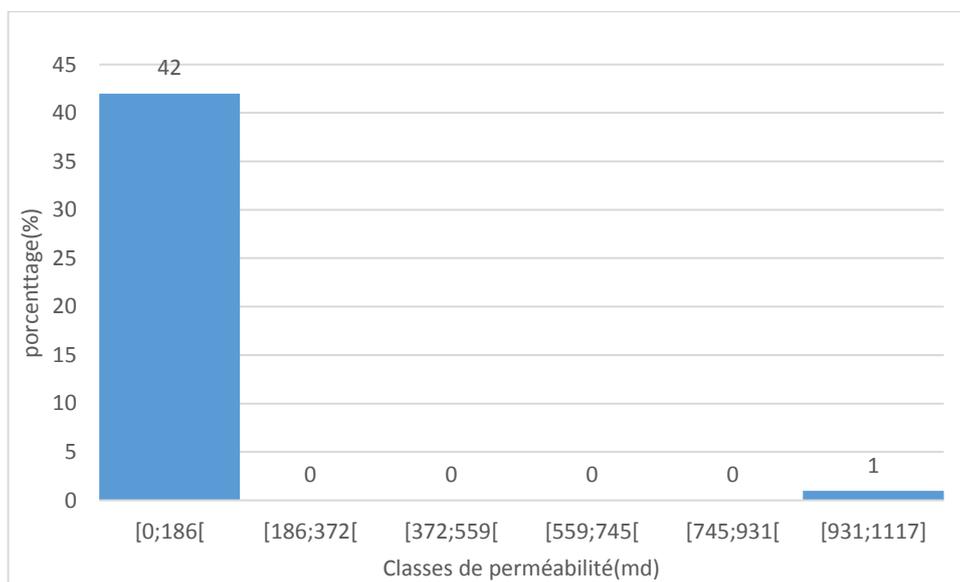


Figure 15:Histogramme de perméabilité du puits NAH-1.

- **Le puits SYDN-1**

L'histogramme des classes de perméabilité établi pour le puits SYDN-1 (Fig.16) présente une distribution bimodale mais la tendance générale est une distribution asymétrique droite :

- Le premier mode correspond à la classe $]0 ; 282[$ avec une fréquence de 61%.
- Le deuxième mode correspond à la classe $]169 ; 1975[$ avec une fréquence de 3%.

Nous avons pu déduire deux types de perméabilité l'une primaire et l'autre secondaire.

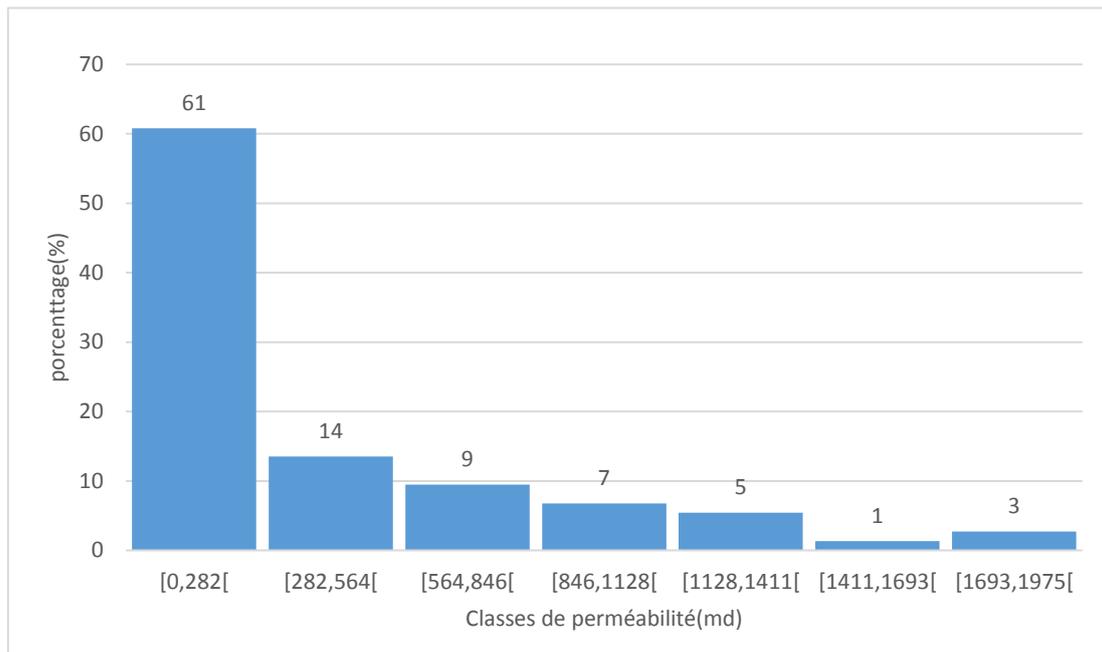


Figure 16:Histogramme de perméabilité du puits [SYDN-1].

- **Le puits EME-1**

Cet histogramme présente des valeurs de perméabilité très faibles telles que de la classe [0.1 ;3.24[avec la plus grande fréquence 52%.

La distribution des valeurs de perméabilité est bimodale :

- Le premier mode correspond à la classe dominante [0.1 ;3.24[et le second mode a la classe [9.53 ;12.7[avec une fréquence de 10% ce qui nous permet de déduire deux types de perméabilité l'une primaire et l'autre est secondaire.

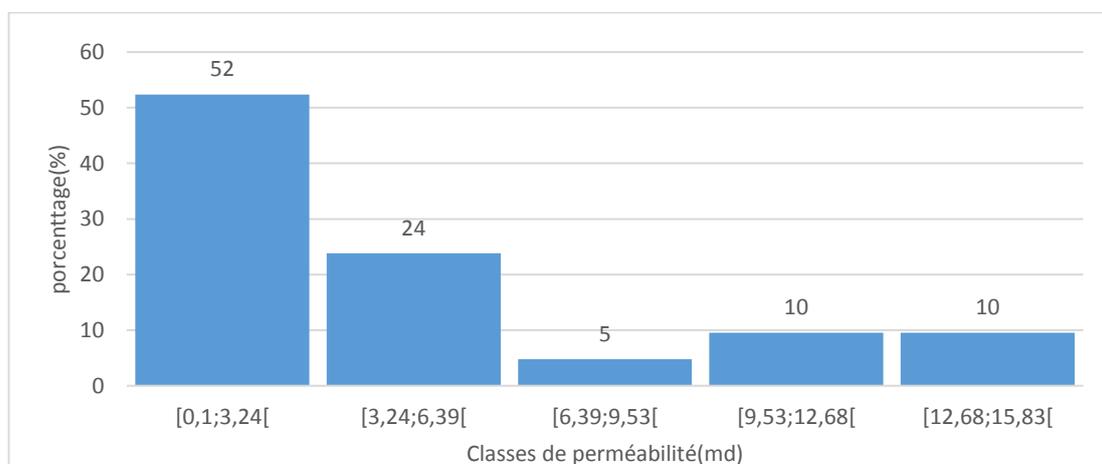
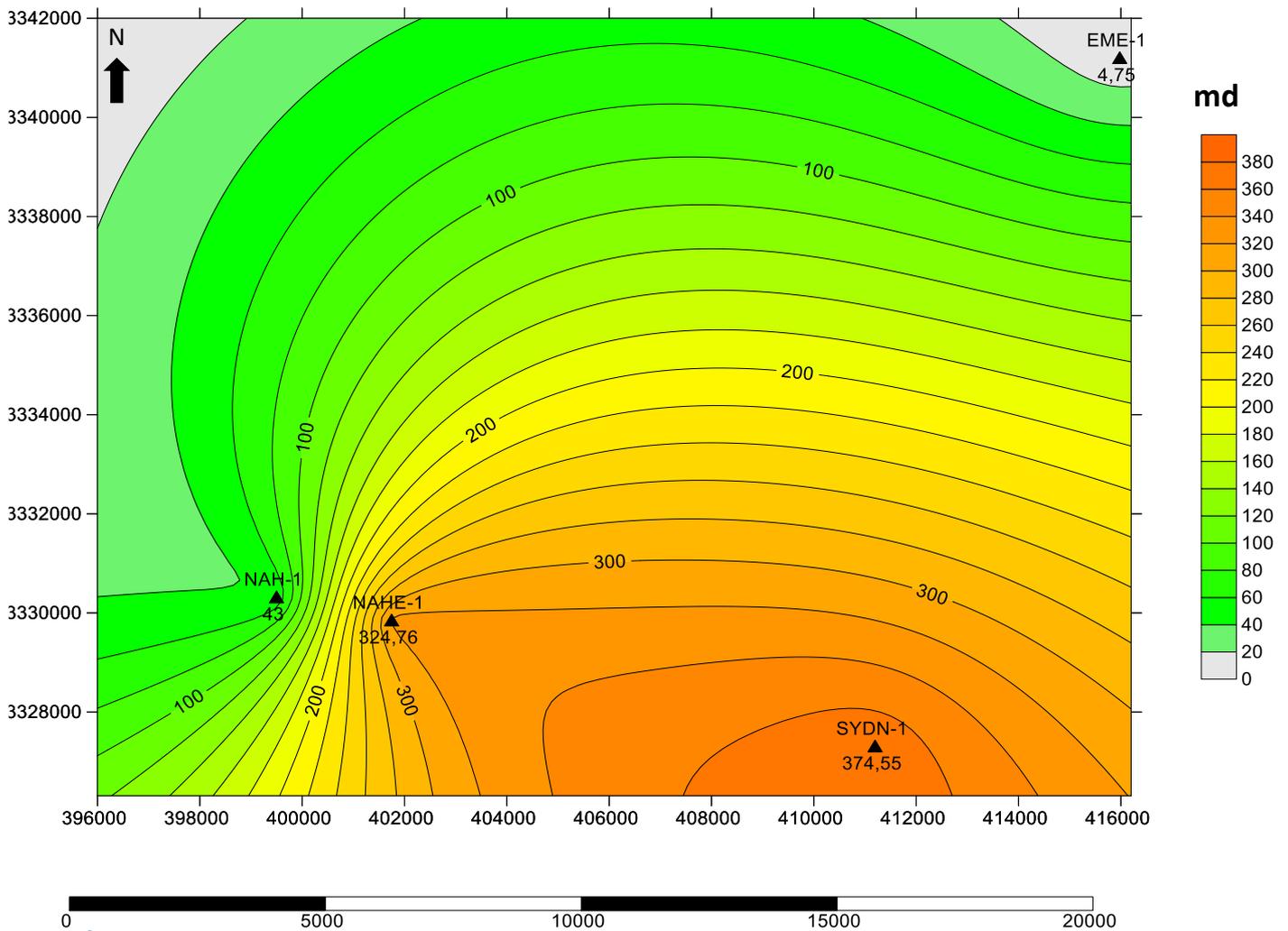


Figure 17:Histogramme de perméabilité du puits EME-1.

II.3. La carte en iso perméabilité

**Légende :**

SYDN-1 : Nom de puits. ▲ : Position de puits. — 75 — : Iso lignes. Equidistance=20 md

Figure 18: La carte en iso perméabilité de la zone d'étude.

Dans l'ensemble la carte présente des valeurs de perméabilité assez importantes dépassant les 300md dans la partie sud mais aussi des valeurs moyennes à faibles dans la partie nord de la région.

On remarque une évolution positive rapide du puits NAH-1 (43md) vers le puit NAHE-1(324.76md).

On observe cependant une zone d'anomalie négative autour du puits EME-1 avec moins de 5md au niveau de ce puits.

Les valeurs dans cette carte sont comprises entre 0 et 374.55 md qui représente le maximum au niveau du puits SYDN-1 au sud-ouest de la région.

II.4. Conclusion

L'analyse des profils de perméabilité ainsi que les histogrammes établis révèlent ce qui suit :

- Ce réservoir montre des valeurs de perméabilité faibles à bonnes variant entre 0.1 à 1975 md
- Les meilleurs puits de point de vue perméabilité sont le puits NAHE-1 et le puits SYDN-1 avec des valeurs moyennes qui atteignent 325 md pour le puits NAHE-1 et 375 md pour le puits SYDN-1
- Les histogrammes réalisés au niveau des puits traduisent généralement une perméabilité matricielle sauf que quelques histogrammes comme l'un qui est établi au niveau du puits NAH-1 qui suggère une perméabilité de fissures mais avec une fréquence relativement faible.

La carte en iso perméabilité montre que la perméabilité varie progressivement du nord vers le sud où les plus importantes sont observées dans les puits NAHE-1 et SYDN-1.

III. La relation entre la perméabilité et de la porosité

En général, il n'existe pas de relation qualitative directe entre ces deux paramètres. Dans la plupart des cas, on constate que la perméabilité est une fonction croissante du rayon des pores et de la porosité.

Les argiles ont des porosités élevées et des perméabilités très faibles. A l'inverse, les roches fissurées, généralement compactes, auront une perméabilité élevée et une porosité faible.

Il existe différentes lois de corrélation empiriques utilisées en diagraphie pour déterminer la perméabilité à partir de la porosité. La seule façon satisfaisante pour obtenir cette valeur est de faire des tests de formation (DST et / ou échantillonnage de fluides de formation) ou des mesures sur les carottes.

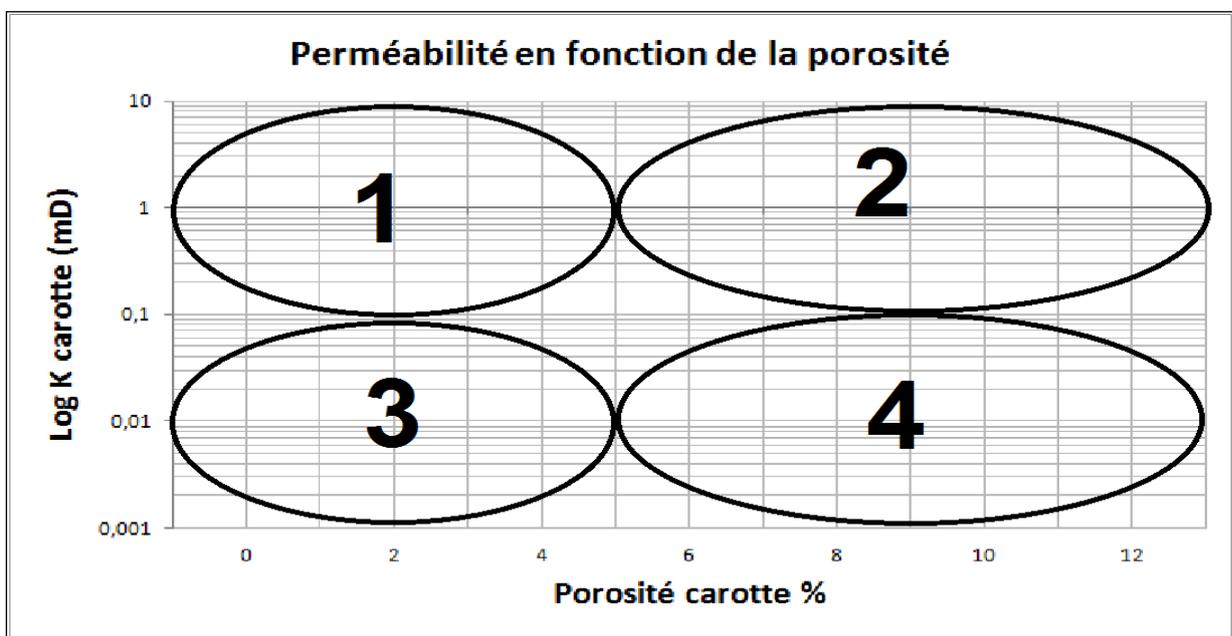


Figure 19: Les différents types de réservoirs selon la relation porosité-perméabilité.

- **La zone 1 :** La porosité inférieure à 5 % et la perméabilité supérieure à 0,1 mD, (En valeur logarithmique), dans cette zone le réservoir est fracturé.
- **La zone 2 :** La porosité supérieure à 5 % et la perméabilité supérieure à 0,1 mD, dans cette zone le réservoir est homogène (conventionnel).
- **La zone 3 :** La porosité inférieure à 5 % et la perméabilité inférieure à 0,1 mD, Dans cette zone il y a un grand effet de la compaction et de la sédimentation secondaire, donc le réservoir est compact (tight réservoir).
- **La zone 4 :** La porosité supérieure à 5 % et la perméabilité inférieure à 0,1 mD, Il y a un effet de la cimentation.

▪ **Interprétation des courbes de corrélation**

• **Le puits NAHE-1**

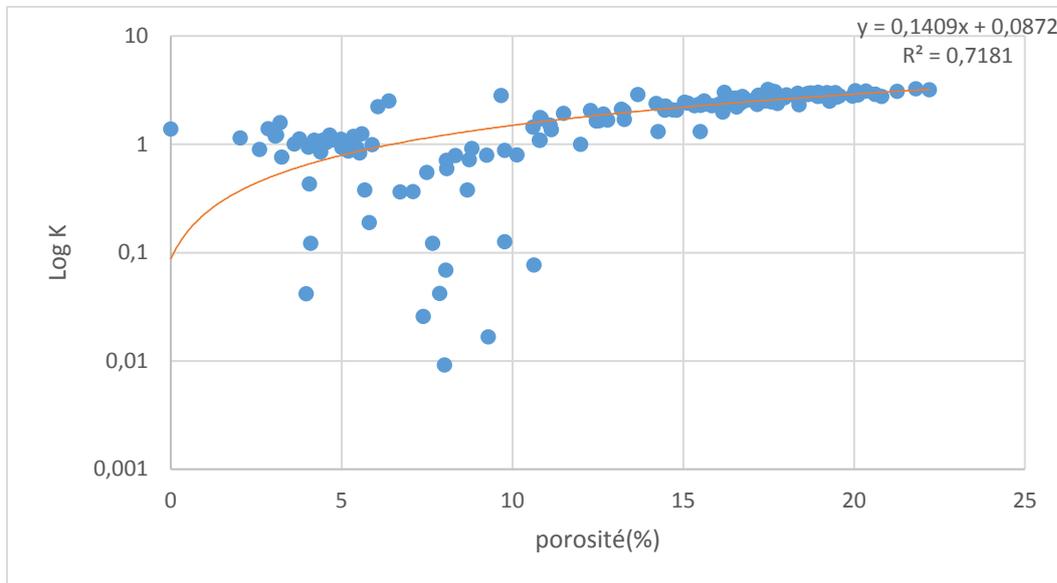


Figure 20: Courbe de corrélation du puits NAHE-1.

Le coefficient de corrélation de la perméabilité et la porosité ($R^2=0.71$) calculé d'après la courbe de corrélation (Fig.20)est nettement élevé, on remarque que pour ce puits la relation entre la porosité et la perméabilité est très forte. Comme on constate aussi qu'il y a deux concentrations des points :

- dans la premier la porosité est supérieure à 5% et la perméabilité est supérieure à 0.1 md (en valeur logarithmique).

- dans la deuxième la porosité est inferieur a 5% et la perméabilité est supérieur à 0.1 md (valeur logarithmique).

La distribution des points montre que notre réservoir est généralement homogène avec des valeurs moyennes de porosité et perméabilité et montre aussi que ce réservoir a subi une fracturation qui améliore ces paramètres petro physiques.

- Le puits NAH-1

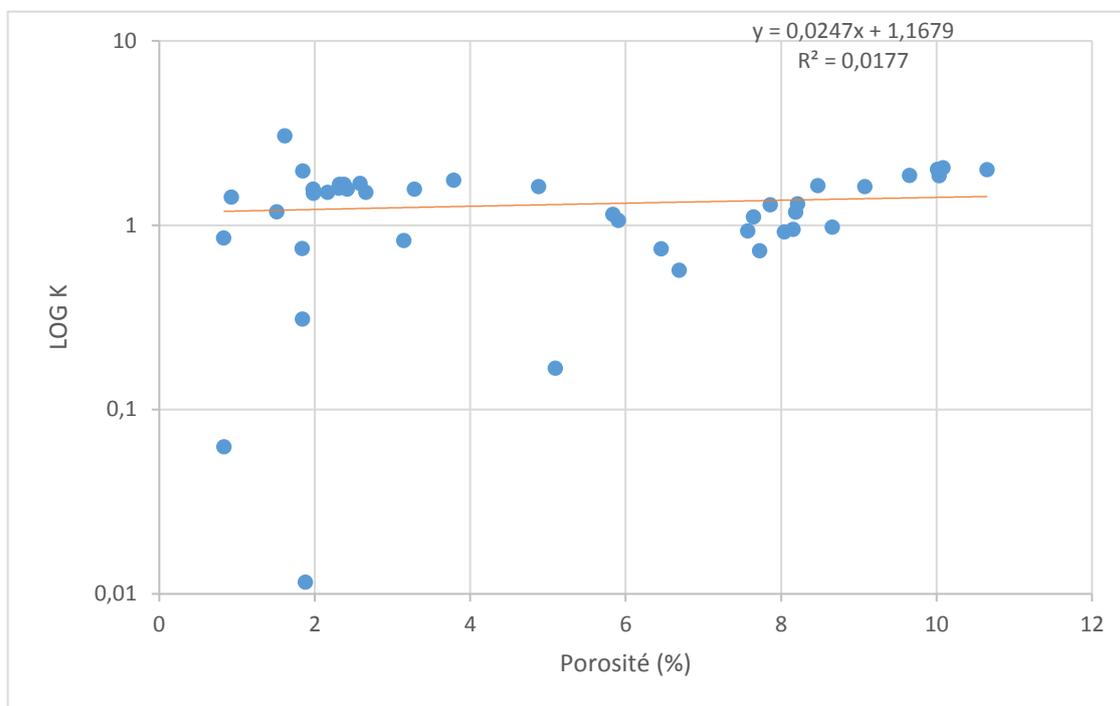


Figure 21: Courbe de corrélation du puits NAH-1.

La courbe de corrélation au niveau du puits NAH-1 (Fig.21) montre qu'il y a une faible relation entre la perméabilité et la porosité avec un coefficient de corrélation de $R^2=0.01$.

On observe aussi que la distribution des points forme deux petites concentrations qui reflète une homogénéité des paramètres et elle peut aussi montrer l'existence de quelques fractures.

- Le puits SYDN-1

On peut dire que pour ce puits les paramètres petro physiques ont une relation très forte avec un coefficient de corrélation de $R^2=0.84$. (Fig.22)

On remarque aussi que les points sont concentrés formant un nuage dans la zone où la porosité est supérieure à 5% et la perméabilité est supérieure à 0.1md (valeur logarithmique) ce qui peut indiquer une homogénéité de réservoir. Les points de plus faible perméabilité correspondraient à des niveaux cimentés.

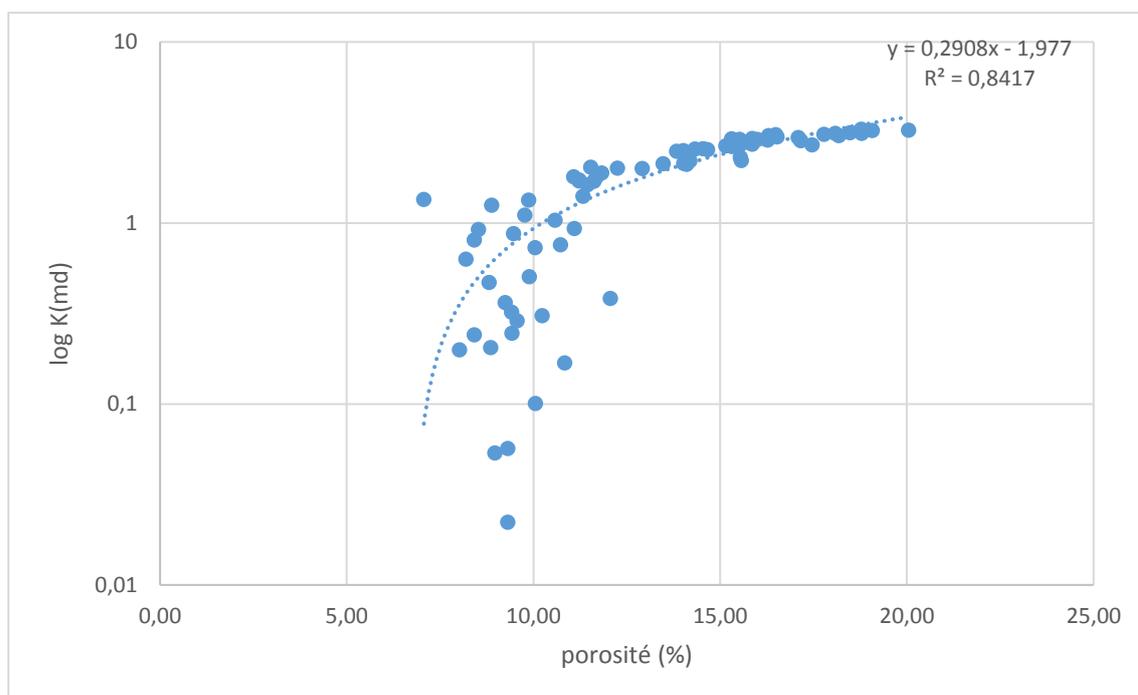


Figure 22: Courbe de corrélation du puits SYDN-1.

- Le puits EME-1

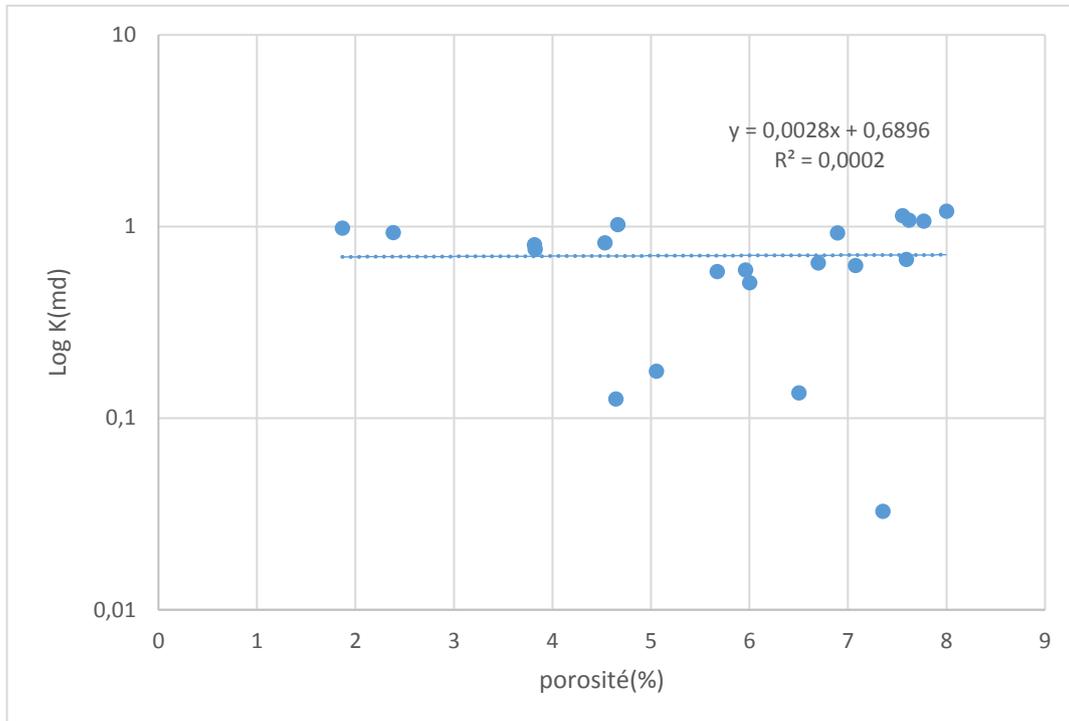


Figure 23: Courbe de corrélation du puits EME-1.

Le courbe de corrélation pour le puits EME-1 (Fig.23) montre qu'il y a une très faible relation entre la porosité et la perméabilité car $R^2 = 0.0002$.

La première chose que nous remarquons dans ce diagramme c'est que la majeure partie des points ont tendance à s'aligner horizontalement ce qui montre que la perméabilité varie légèrement avec la porosité. On peut conclure que le réservoir est hétérogène avec des niveaux compacts et des niveaux cimentés. Il aurait été intéressant de comparer cette analyse avec le Log de diagraphie.

IV. Conclusion

L'analyse des paramètres petro physiques nous permet de déduire que :

- La porosité et la perméabilité dans ce réservoir augmentent vers le sud où se trouvent les bonnes valeurs enregistrées.
- La relation entre la porosité et la perméabilité est forte pour les puits NAHE-1 et SYDN-1 qui sont situés dans la partie sud de la région.
- La relation entre la porosité et la perméabilité est très faible pour les puits EME-1 et NAH-1 qui sont situés au nord-est et au sud-ouest de la région.
- On peut subdiviser donc notre région en 2 zones l'une est au nord et l'autre au sud. Le nombre de puits mis à notre disposition est insuffisant.

CONCLUSION GENERALE

Au terme de cette étude du réservoir Eifélien nous pouvons résumer les résultats obtenus comme suit :

- Les caractéristiques pétro physiques du réservoir Eifelien montrent des valeurs de porosité faibles à bonnes allant de 0.1 à 20%. Les valeurs de perméabilité sont moyennes à fortes variant entre 0.1 à 1975 md dans tous les niveaux du réservoir.
- L'analyse statistique des paramètres pétro physiques montre que le réservoir est hétérogène et certains puits peuvent être divisés verticalement en deux parties.
- L'observation des cartes établies à la base des données pétro physiques nous a montré que ces paramètres sont bons dans la partie sud et ils sont plus au moins faibles dans le Nord et le Sud-Ouest.
- Les meilleures valeurs de porosité et de perméabilité se trouvent au niveau des puits NAHE-1.
- La relation entre la porosité et la perméabilité du réservoir dans la région d'étude est généralement bonne, et ça s'apparait clairement dans l'identification de la carte d'isoporosité avec la carte d'isopermeabilité.
- On peut constater que la distribution des hydrocarbures semble être contrôlée par les accidents de direction NE-SW car les puits positifs se situent du même côté d'un accident NE-SW. Quant aux accidents E-W on retrouve des puits positifs de part et d'autre de ces accidents. La qualité des profils sismiques ne permet pas d'approfondir cette hypothèse.

BIBLIOGRAPHIE

- **BEICIP – SONATRACH, (2013)** : Etude de Bassin de Berkine, Algérie. (Rapport interne de Sonatrach).
- **BEICIP – SONATRACH, (1991)** : Bassin de Ghadamès, Algérie - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).
- **BOUDJEMAA.A, (1987)** : Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse Doctorat Etat, Paris XI-Orsay, France.
- **RAPPORT DE LA DECOUVERTE DU GISEMENTS BIR SIF FATIMA (2005)** dans le blocs 402-401. (Rapport interne de Sonatrach).
- **RAPPORT FINAL 2013** : Etude des pièges subtils du Môle d'Ahara. (Rapport interne de Sonatrach).
- **SONATRACH / SCHLUMBERGER, 2005** : WEC (Well Evaluation Conférences), Alger. Édité par Schlumberger.
- **SONATRACH / SCHLUMBERGER, 2007** : WEC (Well Evaluation Conférences), Alger. Édité par Schlumberger.