

N° Ordre/Faculté/UMBB/2017

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

Mémoire de Fin d'études en vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MOSBAH Walid

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Caractérisation du réservoir Trias Argilo-Gréseux Inférieur dans la
structure de Hassi Berkine Nord-Sud Bassin de Berkine-Plateforme
Saharienne. Algerie**

Devant le jury :

Mr.ASSES A.	MC(A)	UMBB	Président
Mr.LOUMI K.	MC(A)	UMBB	Encadreur
Mme.YSBAA S.	MA(A)	UMBB	Examinatrice
Mr.BELHADI A.	MC(B)	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2016/2017

Sommaire

I.	Généralités.....	2
I.1	Situation géographique et géologique	2
I.1.1	Situation géographique	2
I.1.2	Contexte géologique	3
I.2	Historique des travaux réalisés sur le bassin de Berkine.....	4
I.3	Stratigraphie	4
I.3.1	Le socle	5
I.3.2	Paléozoïque	5
I.3.3	Mésozoïque	9
I.3.4	Le Cénozoïque	12
I.3.5	Le Quaternaire	12
I.4	Evolution structural	13
I.5	Cadre structural du bassin de BERKINE.....	15
I.5.1	Les directions tectonique	15
I.5.2	Conclusion	16
I.6	Aspect pétrolier	17
I.6.1	Les roches mères.....	17
I.6.2	Les roches réservoirs	18
I.7	Cadre locale	21
I.7.1	Situation géographique du Champ HBNS	21
I.7.2	Géologie du réservoir TAGI-HBNS et méthodologie de reconnaissance	21
II.	Structural.. ..	28
II.1	Carte en isobathe au toit de l'unité U3.....	28
II.2	Les profils sismiques de HBNS et HBSE.....	31
II.2.1	Les profils de la zone HBNS.....	31
II.3	Le champ HBNS.....	33
II.3.1	Le profil sismique de direction SW-NE (LINE 11500).....	33
II.4	Conclusion.....	35
III.	Pétrophysique	36
III.1	Analyse pétrophysiques par puits	36
III.1.1	La porosité.....	36

III.1.2	La perméabilité.....	41
III.1.3	Les histogrammes	45
III.1.4	Interprétations des courbes de corrélation	51
III.1.4.1	Conclusion.....	53
III.2	Interprétation des cartes iso-porosités des différentes unités.....	54
III.2.1	L'unité U-3	54
III.2.2	L'unité U-1b	56
III.2.3	L'unité U-1a	57
III.2.4	L'unité M-1c.....	58
III.2.5	L'unité M-1b	59
III.2.6	L'unité M-1a	60
III.2.7	L'unité L.....	61
III.3	Interprétation des cartes iso-perméabilités.....	62
III.3.1	L'unité U-3	62
III.3.2	L'unité U-1b	63
III.3.3	L'unité M-1c	64
III.3.4	Conclusion.....	65
IV.	Relation fracturation pétrophysique et conclusion générale.....	66

Remerciements

Je tiens avant tout à remercier, ALLAH, le tout puissant, le tout miséricordieux, qui, grâce à sa protection et sa bienveillance, m'a permis d'acquérir le savoir et d'arriver à ce niveau.

Toute mon infinie gratitude va à mon promoteur, Mr LOUMI Khaled pour son encadrement et ses conseils précieux.

Je remercie beaucoup, Mr BELOUATTAR Abdelghafour pour son aide et ces bénéfiques orientations.

Je remercie aussi l'ensemble des membres de jury qui ont accepté de juger ce travail.

Je tiens à exprimer ma gratitude et mes sincères remerciements à mes parents et à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce mémoire.

Liste des figures

Chapitre I : Généralités

Fig. I-1: Carte de situation géographique du bassin de Berkine (WEC, 2007).

Fig. I-2 : Cadre géologique du bassin de Berkine. (WEC, 2007).

Fig. I-3 : Coupe géologique du bassin de Berkine

Fig. I-4 : Colonne stratigraphique du bassin de BERKINE (WEC, 2007).

Fig. I-5 : Les principales phases tectoniques sur la plateforme saharienne

Fig. I-6 : Les éléments tectoniques dans le bassin de BERKINE. WEC (2007).

Fig. I-7 : Colonne stratigraphique du TAGI du champ HBNS

Fig. I-8: Plan et directions des dépôts fluviaux (d'après Scott et al. 1999).

Chapitre II : Structurale

Fig. II-1 : Schéma structural et position des structures de Hassi Berkine.

Fig. II-2 : Carte en isobathe de la structure Hassi Berkine Nord

Fig. II-3 : Schéma structural de Hassi Berkine (HBNS, HBSE et HBN).

Fig. II-4 : Le profil sismique de direction NW-SE

Fig. II-5 : Le profil sismique de direction SW-NE

Fig. II-6 : Le profil sismique de direction SW-NE à travers les puits HBNS

Fig. II-7 : Le profil sismique de direction NW-SE

Chapitre III : Petrophysique

Fig. III-1 : diagramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-8

Fig. III-2 : diagramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-9

Fig. III-3 : diagramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-11

Fig. III-4 : diagramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-26

Fig. III-5 : diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-8

Fig. III-6: diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-9

Fig. III-7: diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-11

Fig. III-8: diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-26

Fig. III-9: Histogramme de porosité du puits HBNS-8

Fig. III-10: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-8

Fig. III-11: Histogramme de porosité du puits HBNS- 9

Fig. III-12: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-9

Fig. III-13: Histogramme de porosité du puits HBNS-11

Fig. III-14: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-11

Fig. III-15: Histogramme de porosité du puits HBNS-26

Fig. III-16: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-26

Fig. III-17: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-8

Fig. III-18: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-9

Fig. III-19: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-11

Fig. III-20: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-26

Fig. III-21: carte en iso-porosité de l'unité U-3

Fig. III-22: carte en iso-porosité de l'unité U-1b

Fig. III-23: carte en iso-porosité de l'unité U-1a

Fig. III-24: carte en iso-porosité de l'unité M-1c

Fig. III-25: carte en iso-porosité de l'unité M-1b

Fig. III-26: carte en iso-porosité de l'unité M-1a

Fig. III-27: carte en iso-porosité de l'unité L

Fig. III-28: carte en iso-perméabilité de l'unité U-3

Fig. III-29: carte en iso-perméabilité de l'unité U-1b

Fig. III-30: carte en iso-perméabilité de l'unité M-1c

PROBLEMATIQUE

Nous n'avons pas eu de place de stage au niveau de la Sonatrach mais nous avons pu obtenir au fur et à mesure des données .Les premières données obtenues sont celles des paramètres pétrophysiques des différents niveaux producteurs. Après nous avons pu obtenir successivement les profils sismiques, les cartes isobathes et enfin les données pétrophysiques de quatre puits. A partir de là nous nous sommes fixés un objectif qui consistait à analyser les paramètres pétrophysiques verticalement et horizontalement et essayer d'établir l'existence ou pas de l'effet des accidents sur ces paramètres. Nous avons organisé notre étude comme suit :

-) Etat des connaissances sur le Bassin de Berkine
-) Analyse tectonique à travers, les cartes structurales et les profils sismiques.
-) Analyse des paramètres pétrophysiques.
-) Relation entre la tectonique et les paramètres pétrophysiques
-) Recommandations.

I. Généralités sur le bassin de Berkine

I.1 Situation géographique et géologique

I.1.1 Situation géographique :

Le bassin de BERKINE (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss (Fig. I- 1). Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

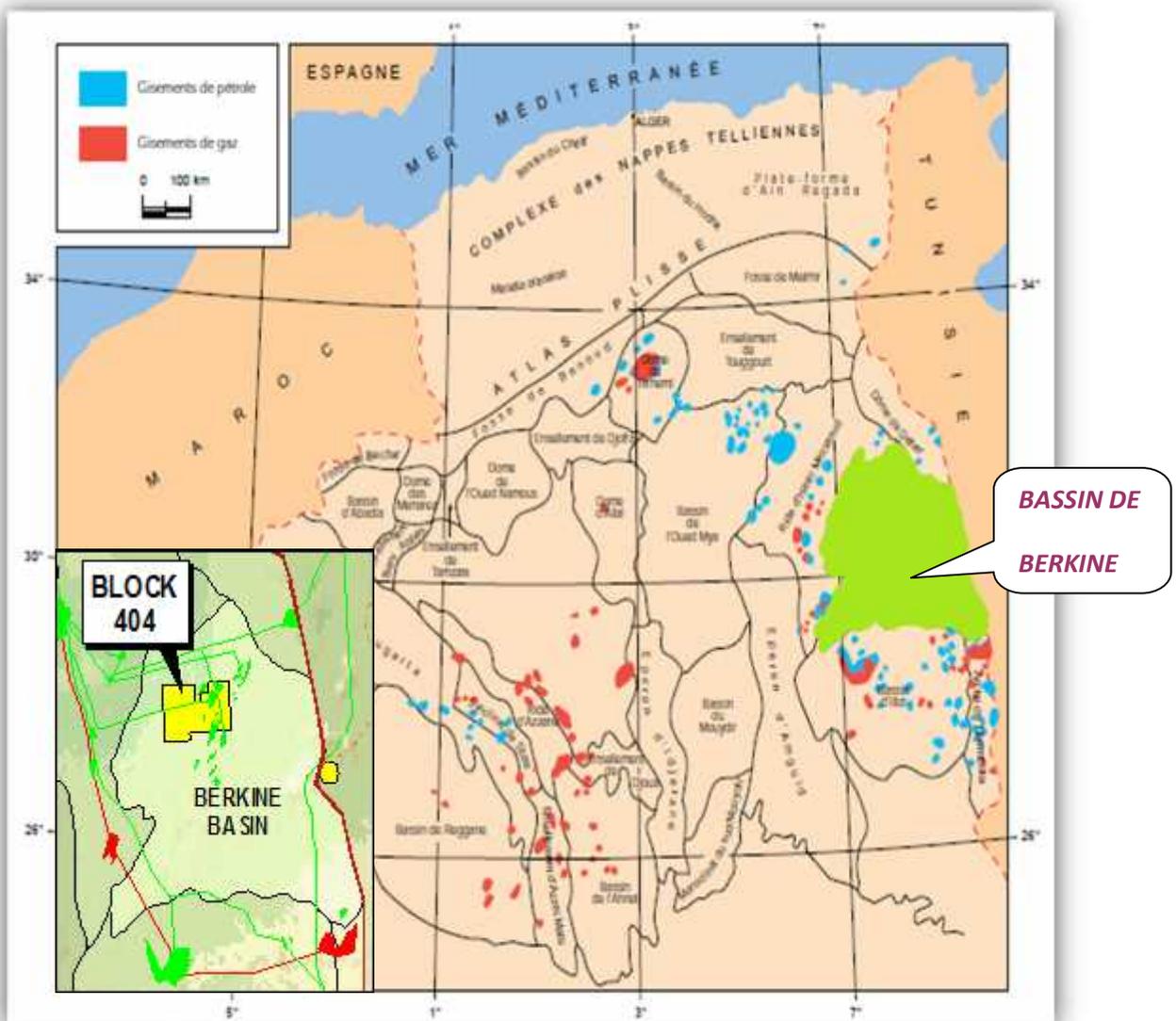


Fig. I-1: Carte de situation géographique du bassin de Berkine (WEC 2007).

I.1.2 Contexte géologique :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (Wec 2007), il est situé dans la partie Nord- Est de la plateforme saharienne, sa superficie globale est de 102395 Km².

Le bassin est limité :

- ❖ Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar.
- ❖ A l'Est, par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- ❖ Au Sud, par le môle de d'Ahara qui le sépare du bassin d' Illizi.
- ❖ Et à l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

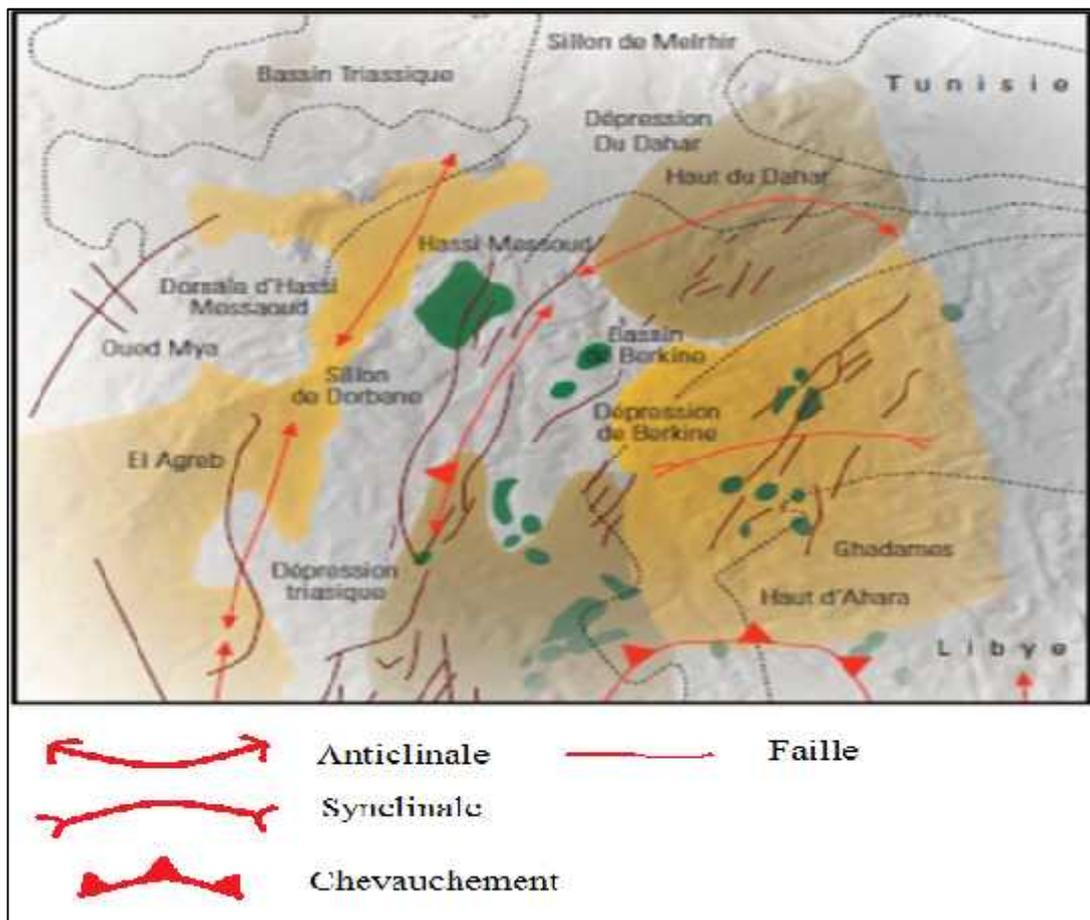


Fig. I-2 : Cadre géologique du bassin de Berkine. (WEC, 2007).

I.2 Historique des travaux réalisés sur le bassin de Berkine:

Le bassin de Berkine est constitué d'un certain nombre de blocs dont celui qui porte le numéro 404. Ce dernier est subdivisé en sept champs : HBN, HBNSE, RBK, QBN, BKNE, ORD et HBNS qui est le principal.

- En 1989 Anadarko a signé, avec Sonatrach, le premier contrat d'exploration dans le bassin de Berkine. Le premier puits a été foré en 1991 (SONATRACH, 2002).

- Entre 1993 et 1998, d'autres découvertes sont faites, et c'est le 4 Mai 1998 que le Groupement Berkine-Sonatrach était né (association Sonatrach, 51%- Anadarko, 49%). Cette naissance coïncidait avec l'entrée en production du premier puits (HBNS-NB) qui a été réalisé en 1995 avec une capacité initiale de 60 000 b/j portée ensuite à 75 000 b/j. En parallèle, avec l'entrée en production de ce puits, le groupement entame la deuxième phase du projet avec le forage de trois autres puits, chacun d'une capacité de 75 000 b/j. Le deuxième puits a été démarré en août 2001 et les troisième et quatrième puits ont été démarrés respectivement le 25 décembre 2001 et en avril 2002. La capacité des quatre puits était de 300 000 b/j dans le bloc 404.

Le bassin de Berkine est l'un des bassins du Sahara algérien les plus importants en matière de production en hydrocarbures. L'effort d'exploration de ce bassin est continu. L'activité sismique a été étendue, incluant :

- * 43 097 km en 2D sismique acquis entre 1986 et 2004.
- * 8 119 km² de sismique 3D acquis entre 1995 et 2004.
- * 215 puits ont été forés de 1985 à 2004.

I.3 Stratigraphie :

L'évolution du remplissage sédimentaire dans le bassin de Berkine comporte deux étapes majeures qui sont :

- ❖ La création d'un premier bassin au paléozoïque.
- ❖ La surimposition d'un autre bassin au Mésozoïque.

Dans le bassin de Berkine, en dehors de la phase Hercynienne et localement des mouvements intra-dévonien qui l'ont soulevé, le reste de son histoire géologique est marquée par l'enfouissement continu des séries qui lui confère une puissance considérable. (Fig. I-3)

La dépression de Berkine correspond à un bassin intracratonique, Elle a enregistré un remplissage sédimentaire d'environ 6000m depuis le Cambrien jusqu'à l'Actuel.

I.3.1 Le socle :

Peu connu, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissée et faillée.

I.3.2 Paléozoïque :

Le dépôt de paléozoïque discordant sur le Précambrien. La stratigraphie régionale des formations paléozoïques inférieures est généralement continue, par contre les formations Dévoniennes et sus-jacentes montrent des systèmes de dépôt localisés, et constitué de bas en haut par :

I.3.2.1 Le Cambrien :

Durant la fin du Précambrien et le début du Cambrien, le soulèvement panafricain a provoqué l'érosion intense du craton préexistant au Sud. Les dépôts érodés ont été déposés au Nord sous forme d'alluvions et de dépôt fluviatiles, composant les grés épais Cambrien, qui sont représentés par deux formations Hassaoua et Mourizidie (in mémoire de Dahmani Hacéne).En Algérie ,le Cambrien est subdivisé en 5 lithozones R3,R2,Ra,Ri et La zone des alternances .

- ❖ **R3** : Grés grossiers à conglomératiques à la base, mal classés, feldspathiques et argileux.
- ❖ **R2** : Grés moyens à grossiers, mal classés, très argileux à passées d'argiles.
- ❖ **Ra** : Grés grossiers à fins. anisométriques, quartzitiques avec des passées d'argiles.

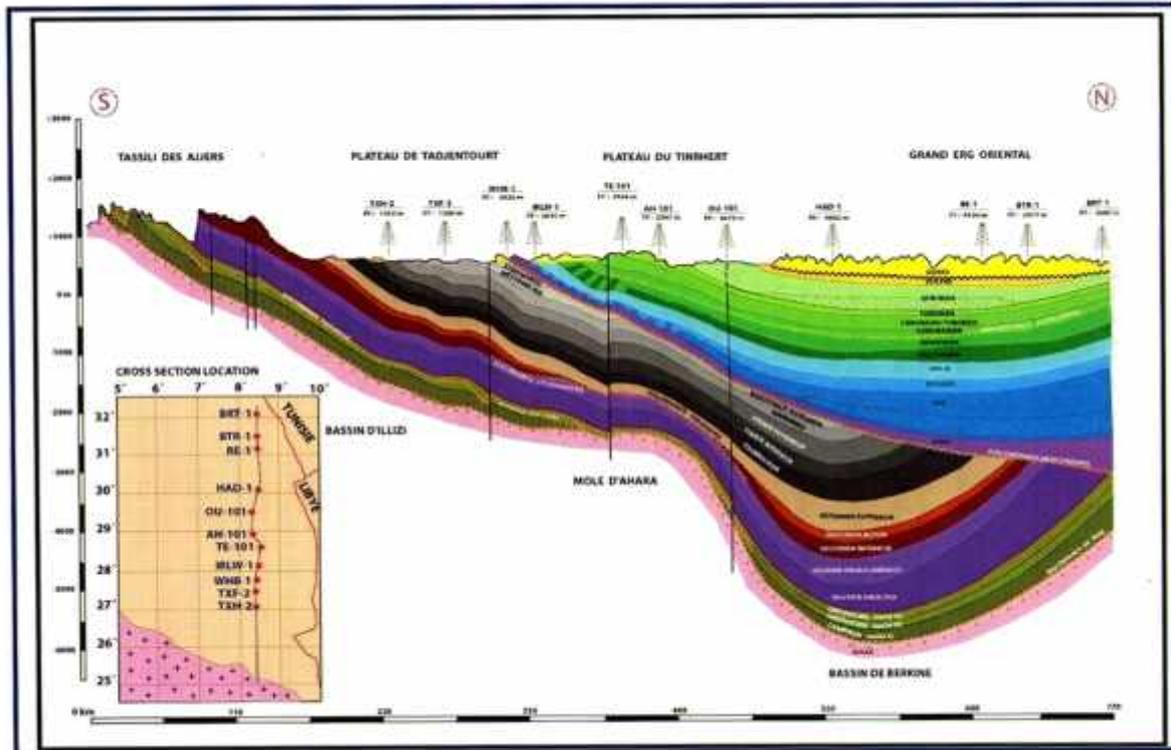


Fig. I-3 : Coupe géologique du bassin de Berkine (WEC, 2007).

1.3.2.2 La zone de passage :

Cette zone reste indéterminée est considérée comme le passage du Cambrien à l'Ordovicien, difficile à distinguer. Cette zone est subdivisée en deux autres sous zones :

- ❖ **La zone Ri :** Composée de grés isométriques, bien classés, glauconieux avec l'abondance de tigillites.
- ❖ **La zone des alternances :** Constituée d'une alternance d'argile grise silteuse et de grés quartzitiques blancs, fins à très fins.

I.3.2.3 L'Ordovicien :

Il se compose de bas en haut des :

- ❖ **Les Argiles d'El Gassi :** Argiles noires, parfois verdâtres, carbonatées, glauconieuse à faune marine.
- ❖ **Les Grés d'El Atchane :** Grés feldspathiques, localement conglomératiques, glauconieux à faune marine.
- ❖ **Les Quartzites de Hamra :** Quartzites à rares passées d'argiles azoïques.
- ❖ **Les grés de Ouargla :** Grés fins à moyens, quartzitiques, argileux.
- ❖ **Les argiles d'Azzel :** Argiles noires, micacées, fossilifères.
- ❖ **Les grés d'Oued Saret :** Grés argileux ou quartzitiques à banc d'argiles et zones conglomératiques, avec un banc de calcaire au sommet.
- ❖ **Les Argiles Micro-Conglomératiques :** Argiles noires silteuses à nombreux galets de quartz indiquant un milieu de dépôt glacio-marin.
- ❖ **les Grés de Ramade :** A la base, grés quartzitiques et fins passés d'argile surmontées par des grés quartzitiques de la dalle de M'Kratta.

I.3.2.4 Le Silurien :

Au-dessus des sédiments Ordovicien se trouvent les argiles siluriennes noires marines à graptolites de la formation de Tanezrouft. Cette formation est déposée pendant un événement d'inondation régionale, elle contient une matière organique essentiellement de type I et II.

La formation de l'Oued Imerhou : La plus puissante et répondant à l'appellation d'argile à Graptolites. Elle est essentiellement formée d'argiles grises à noires d'âge variant Llandolvery au wenlock.

- ❖ **la Zone de Passage :** Connue sous le nom de formation de l'Attafaitafa, présente un faciès Argilo-Gréseux avec de nombreuses intercalations silteuses; Elle correspond à la sous unité M du réservoir F6 (Chaouch, 1992).
- ❖ **La Barre Inférieure ou sous unité A :** (du réservoir F6) est la nature gréseuse (grés moyens et grossiers à stratification obliques).
- ❖ **le Talus à Tigillites :** Représente sous l'unité B du réservoir F6 ; montre une altération d'argiles et de silts à nombreuses tigillites traduisant un environnement mixte.

1.3.2.5 Le Dévonien :

Les roches dévoniennes sont discordantes sur les sédiments du Silurien supérieur. Celles-ci consistent en des intercalations marines et deltaïques de grés et d'argiles. La section Dévonienne inclut les formations : Ttadrart, Hassi Tabankort, Ouankasa, Orsine, Aouinet Ouenine, Tin Meras, Gara mas Malouki et une partie des formations de Tahara.

- ❖ **Le Gédinnien (275 m) :** Grés gris-vert à gris clair. Fin à moyen, parfois grossier , moyennement dur, parfois quartzitique et compact, ferrugineux au sommet, avec d'intercalation d'argile grise verdâtre, grise sombre à noire, induré feuilletée, finement micacée et pyriteuse.
- ❖ **Le Siégèzien (270 m) :** Alternance d'argile grise à grise sombre, parfois noire, silteuse feuilletée, micacée, pyriteuse et de grés gris-beige à gris-blanc parfois gris sombre, fin à très fin, rarement moyen, argileux.
- ❖ **L'Emsien (30 à 90 m) :** Il est constitué d'argile grise-noire à noire, indurée, silteuse, **micacée**, avec des passées de grés gris, blanc moucheté noir, fin à moyen, silico-argileux et traces de pyrite.
- ❖ **L'Eifélien (30 à 50) :** Il est constitué d'alternances d'argile brune-foncée, micacée, pyriteuse et à débris de coquilles et de grés fin à moyen, beige à gris foncé.
- ❖ **Le Givétien (30 à 80m) :** Il est constitué d'intercalations de calcaire gris clair à gris noir, parfois argileux, moyennement dur et d'argile noire à grise noire, silteuse, micacée, feuilletée, pyriteuse.
- ❖ **Le Frasnien (0 à 260m) :** Il est constitué d'argile noire à brune foncée feuilletée, très riche en matière organique, pyriteuse, avec des intercalations de calcaire argileux et gréseux, blanc.
- ❖ **Le Famennien (0 à 400m) :** Il est constitué d'argile grise-noire, finement silteuse et micacée, feuilletée, indurée avec des passées de grés gris-clair, beige, très fin à fin et de calcaire blanc, avec la présence de pyrite et de fossiles.
- ❖ **Le Strunien (0 à 110m) :** Il est constitué d'argile grise-noire, silteuse, micacée et de grés fin à ciment siliceux, parfois argileux, légèrement glauconieux.

1.3.2.6 Le Carbonifère :

Les roches du Carbonifère inférieur à moyen consistent en des cycles de calcaires ou d'argiles, silts, grés et de conglomérats témoignant d'un milieu deltaïques et marin peu profond.

Les roches du Carbonifère moyen à supérieur consistent en des calcaires, marnes, dolomies et d'argiles gypsifères, déposés dans un milieu évaporitique marin, tidal peu profond.

- ❖ **Le Tournaisien « A » (0 à 350m)** : Alternances des grés gris-clair fin à très fin, siliceux, quartzitique et d'argile noire, indurée, micacée, silteuse, et de silt gris micacé.
- ❖ **Le Viséen « B » (0 à 270m)** : Alternances de grés gris clair à gris sombre, très fin à moyen, sub-arrondi à anguleux et d'argile grise à grise-noire, silteuse.
- ❖ **Le Viséen « C » (0 à 346m)** : Il est constitué d'argile grise, grise-noire, parfois brune rouge, silteuse, micacée, carbonatée par endroits, et de grés gris-clair à gris blanc, très fin, friable, parfois glauconieux avec la présence de trace de pyrite et de lignite.
- ❖ **Le Namurien « D » (0 à 165m)** : Il est constitué de grés gris-blanc à blanc, fin à moyen, localement grossier, sub-arrondi à sub-anguleux, mal consolidé avec des passées d'argile grise, de calcaire et de gypse.
- ❖ **Le Westphalien-Namurien « E » (0 à 162m)** : Il est constitué d'argile grise à grise-verte, indurée, silteuse, carbonatée, devenant noire à la base, passée de dolomie micro-cristalline, gréseuse, avec la présence de bancs d'anhydrite blanche et traces de pyrite.

1.3.2.7 Le Permien :

Les sédiments Permien sont présents seulement dans la partie orientale de la province. Ceux-ci incluent les argiles et les calcaires pélagiques du Permien inférieur ; les carbonates, biohermes, et les roches clastiques du Permien supérieur.

I.3.3 Mésozoïque :

Les sédiments Mésozoïques sont relativement peu épais au centre du bassin, mais s'épaississent vers le Nord où des sédiments paléozoïques ont été érodés par la phase hercynienne (El –Rweini-1991), ils se caractérisent par une série salifère localisée dans le Nord et Nord-Est du bassin.

Les dépôts mésozoïque sont discordants (phase hercynien) et transgressifs sur la formation de paléozoïque, ils sont évaporitique (sel, anhydritique et calcaire) avec passage de argilo-gréseux de Trias (dépôt continentale caractérisé par des sédiments fluviatile et deltaïque), pour de devenir lagunaire au Jurassique et au Crétacé.

I.3.3.1 Le Trias :

- ❖ **Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (T.A.G.I) (75m) :** Constitué d'alternances de grés gris-clair à gris-vert ,parfois blanc, fin à moyen, rarement grossier, et d'argile grise, brune-rouge, silteuse, micacée, avec des passées de siltstone.
- ❖ **Le Trias carbonaté (60 à 145m) :** Constitué d'argile brune-rouge, silteuse, parfois feuilletée, avec des bancs de grés brun-rouge et gris-blanc, fin à moyen et d'argile grise-foncée à noire, feuilletée, dolomitique, à passées de calcaire blanc à gris-blanc, de dolomie argileuse grise-beige.
- ❖ **Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (T.A.G.S) (50m) :** Formé de grés blanc, brun-rouge à gris-vert, fin à grossier, parfois très fin, moyennement consolidé, avec des passées d'argile brune-rouge, tendre, silteuse, avec la présence d'anhydrite blanche.
- ❖ **Le Trias argileux (40 m) :** Argile rouge à grise-verte, tendre, salifère et anhydritique à la base avec des passées de siltstone gris-vert moyennement dur.
- ❖ **Le Salifère « S4 » (30 à 95m) :** Alternances de sel blanc, translucide, rosâtre et d'argile brune-rouge et grise-verte.

I.3.3.2 Le Jurassique :

- ❖ **Le Lias argileux (27 à 88 m) :** Constitué d'argile brune-rouge, salifère, plastique, avec des passées de sel translucide à la base.
- ❖ **Le «S3 » (100 à 190 m) :** Représenté par des sels massifs, translucides, rosâtres, avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, plastique, à rares bancs d'anhydrite, blanche au sommet.
- ❖ **Le « S1 »+ « S2 » (34 à 295 m) :** Constitué de sel translucide, avec des intercalations d'anhydrite blanche à beige pulvérulente et d'argile brune-rouge salifère tendre.
- ❖ **L'Horizon « B » (20 à 25 m) :** Constitué de calcaire blanc, parfois argileux, avec des passées d'argiles grises dolomitiques et des marnes.
- ❖ **Le Lias salifère (50 à 84) :** Représenté par un sel translucide avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, tendre.
- ❖ **Le Lias anhydritique (164 à 249 m) :** Constitué d'alternance d'anhydrite blanche translucide, massive, de sel translucide, et d'argile brune-rouge salifère, tendre.
- ❖ **Le Dogger lagunaire (75 à165 m) :** Constitué d'argile brune-rouge, silteuse carbonatée, avec d'intercalation de grés gris-blanc, très fin, argileux, de calcaire beige, argileux et de traces de lignite et d'anhydrite .

- ❖ **Le Dogger argileux (180 m) :** Formé d'argile brune à brune-rouge silteuse, tendre avec des intercalations de silstone brun-rouge argileux et de grés très fin argileux.
- ❖ **Le Malm (205 à 253 m) :** Constitué d'alternances d'argile versicolore, dolomitique, de calcaire gris à gris-blanc, argileux et de grés gris-blanc, fin à moyen, argileux, friable, et trace de lignite et de pyrite

1.3.3.3 Le Crétacé :

- ❖ **Le Néocomien (226 à 325 m) :** Composé à la base de grés blanc, fin, carbonaté, avec d'intercalation d'argile carbonatée et des passées de calcaire gris, argileux, devenant argile avec intercalations de grés fin carbonaté au sommet. L'importance de grés augmente rapidement vers le Sud.
- ❖ **Le Barrémien (250 m) :** Grés blanc à gris-clair, fin à grossier, sub-arrondi à sub-anguleux, devenant par endroit non consolidé, et d'intercalation d'argile brune-rouge, grise-verte, sableuse, carbonatée avec la présence de lignite.
- ❖ **L'Aptien (20 à 30 m) :** Constitué de calcaire blanc, micro-cristallin, argileux, à passées de dolomie et d'argile grise-verte carbonatée.
- ❖ **L'Albien (125 à 237 m) :** Formé de grés gris-blanc, fin à moyen, parfois grossier, argileux, peu consolidé, avec des intercalations d'argile brune-rouge, silto-sableuses et présence de lignite.
- ❖ **Le Cénomaniens (187 à 236 m) :** Constitué d'alternances d'argile grise-verte, brune-rouge, dolomitique, d'anhydrite blanche, translucide, de sel blanc et de calcaire blanc.
- ❖ **Le Turonien (60 à 132 m) :** Constitué de calcaire blanc, gris, argileux, avec des intercalations de marne gris-verdâtre, tendre, parfois dolomitique.
- ❖ **Le Sénonien salifère (86 à 224 m) :** Constitué de sel blanc, translucide, massif, avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, de dolomie gris-beige et d'anhydrite blanche pulvérulente.
- ❖ **Le Sénonien lagunaire (85 à 250 m) :** Constitué d'une alternance de calcaire, parfois dolomitique, blanc à beige, de dolomie gris-claire à beige, d'anhydrite blanche, translucide, dure et d'argile grise-verte à gris-noire, dolomitique, tendre.
- ❖ **Le Sénonien carbonaté (200 à 305 m) :** Constitué de calcaire gris-beige, micro-cristallin, moyennement dur, par endroit argileux, de marne grise pâteuse, de dolomie beige, micro-cristalline et d'anhydrite blanche.

I.3.4 Le Cénozoïque :

Le Cénozoïque est représenté par une série sableuse du Mio-Pliocène qui recouvre localement les formations terminale du Mésozoïque, constituant le dernier élément de la série stratigraphique.

- ❖ **Le Mio-Pliocène (30 à 25à m) :** Constitué de sable translucide, jaunâtre, localement rougeâtre, fin à grossier, avec d'intercalation d'argile brune-rouge, sableuse, et la présence de banc de calcaire argileux et de pyrite.

I.3.5 Le Quaternaire :

Ce sont des sables représentant des ensembles dunaires.

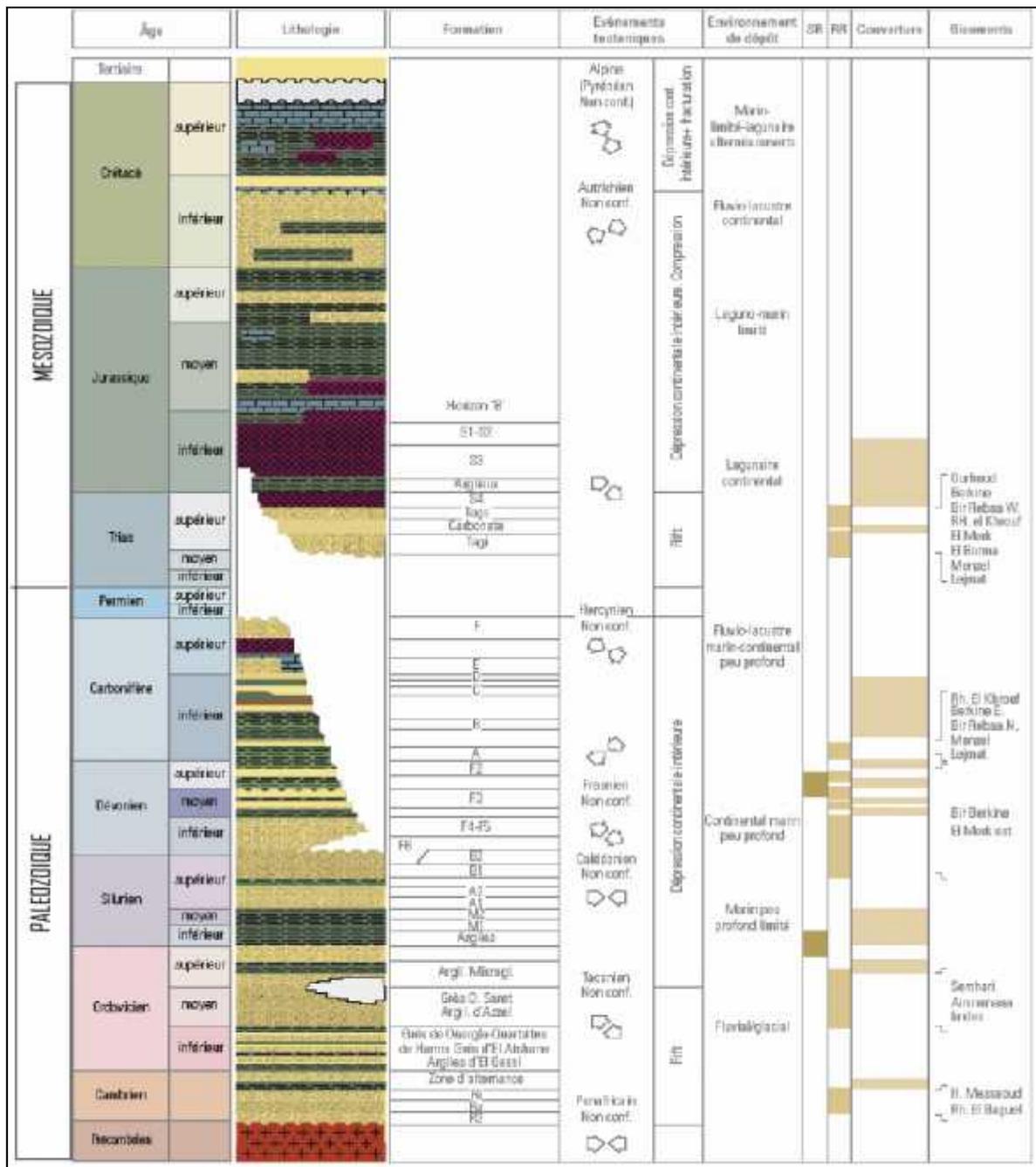


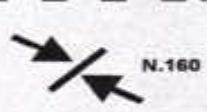
Fig. I-4 : Colonne stratigraphique du bassin de BERKINE (WEC, 2007).

I.4 Evolution structural :

L'évolution tectonique du bassin de BERKINE est liée à la tectonique globale de la plateforme saharienne. D'après la synthèse structurale du Beicip-Franlab (1975), Boudjemaa

(1987) et Saifi (2006), la plateforme saharienne a été soumise à plusieurs phases de déformation.

La (Fig. I-5) résumé des principales phases tectoniques de la plateforme saharienne

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
	PALEOGENE EOCENE	TERTIAIRE 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
	DEVONNIEN Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
	Moyen			
	DEVONNIEN Inferieur	PHASE		Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")
	SILURIEN			
	ORDOVICIEN	CALEDONNIENNE	 E.W ?	
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonsation du sahara central)	

D'après Boudjemaa (1987) et Beicip -Franlab (1975).

Fig. I-5 : Les principales phases tectoniques sur la plateforme saharienne

I.5 Cadre structural du bassin de BERKINE :

Le bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle qui sont :

- ❖ Le domaine Ouest est fortement structuré, où Les accidents présentent des rejets très importants (500m ou plus), et les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques (900m a Rhourde Nous).
- ❖ Centre du bassin où La structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud.

Les structures affectant la couverture sédimentaire sont associées à des failles profondes ; la plupart des structures sont polyphasées.

I.5.1 Les directions tectonique :(Fig. I-6)

-La direction subméridienne : Elle est surtout sensible au Sud-Ouest du bassin dans le prolongement Nord du mole d'Amguid el Biod ; les accidents et les structures associées à cette direction sont de grande ampleur (faille de Ramade, Hassi chergui/Gassi Touil).

-La direction Nord-Est : Evoluant de N30 à N60 et interférant avec le système d'accidents subméridiens dans l'Ouest du bassin; ces failles représentent la principale famille d'accidents dans le centre du bassin et le Nord du bassin. Les structures associées à cette orientation peuvent être de grande ampleur à l'Ouest du bassin (Rhourde El Baguel, Rhourde Adra, , Brides); elles sont de faible dimension dans le centre du bassin (Bir Rebaa Nord).

Des orientations d'importance secondaire ont également été mises en évidences :

-N70 : Cette direction se ressent particulièrement dans la région de Rhourde Nous. Tel le trend recoupant le périclinal Nord de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Ledjmet.

-La direction subéquatoriale : Sensible au Sud-Est sur la mole d'Ahara, et à l'Ouest sur le trend de Tartrat.

-La direction N150 : Est observable dans le secteur Nord-Est du bassin au niveau des trends de Keskassa, Bir Rebaa, Zemlet El Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde Naga.

I.5.2 Conclusion :

Tous les accidents décrits ci-dessus affectent le bassin de Berkine ont pour conséquences la création de dépression au SW et des hauts fonds au NE qui va influencer sur la sédimentation.

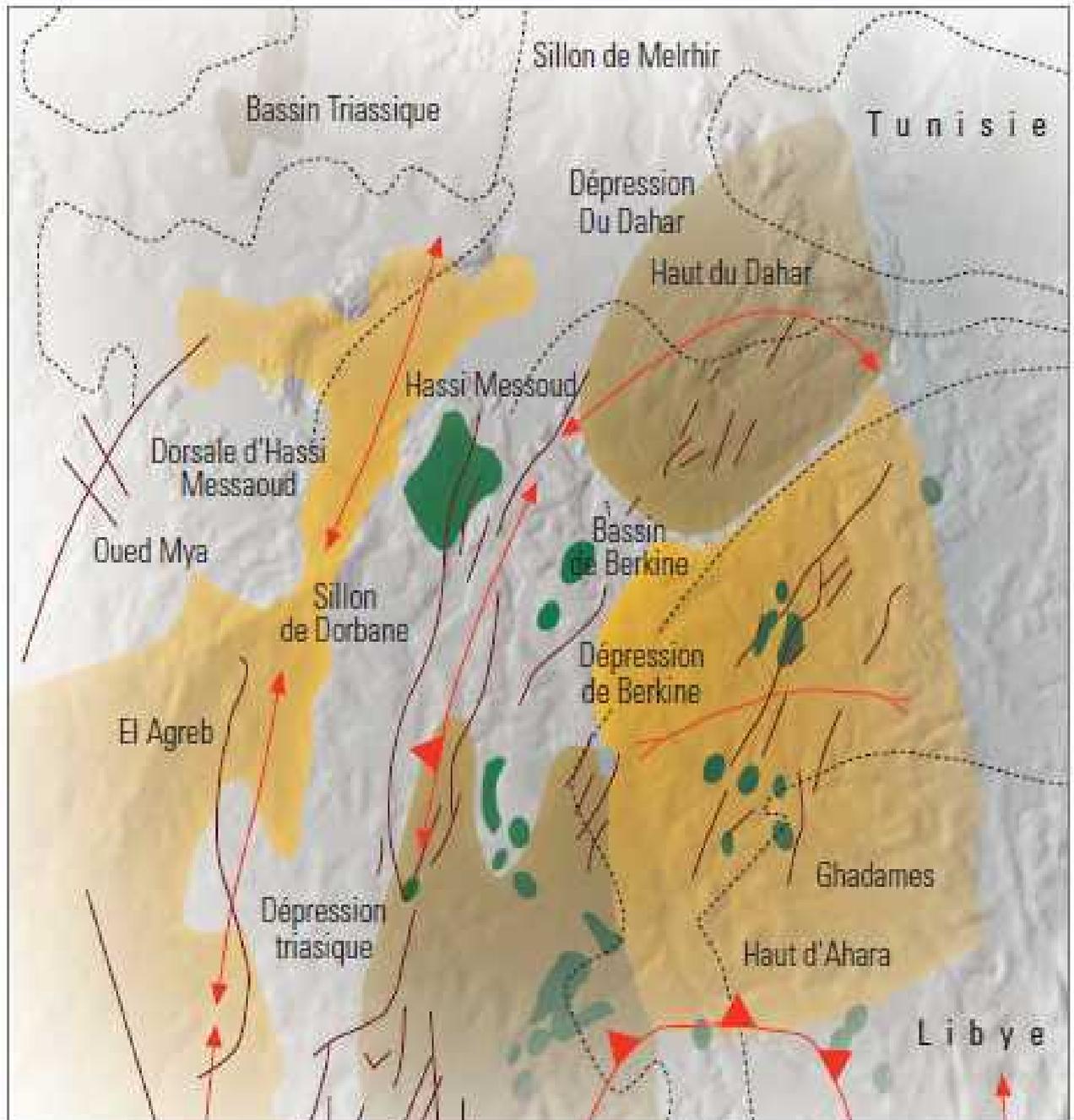


Fig. I-6 : Les éléments tectoniques dans le bassin de BERKINE. WEC (2007).

I.6 Aspect pétrolier :

I.6.1 Les roches mères :

Dans le bassin de BERKINE, existe des roches mères principales et d'autres secondaires on cite :

I.6.1.1 Les roches mères principales :

➤ La roche mère Silurienne :

Le Silurien argileux est présent sur la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne ; son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale. La zone la plus subsidante se trouve sur l'axe de Hassi Chergui-Brides.

Le Silurien argileux est subdivisé en deux parties :

❖ Une partie basale :

Marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20 m d'argiles noires à Graptolites riche en matière organique.

❖ Une partie supérieure : Moins radioactive.

➤ La roche mère Dévonienne :

Localisée dans le Dévonien supérieur ; elle est subdivisée en deux zones :

❖ La zone inférieure radioactive au Frasnien :

Présente les meilleurs Potentiels avec une épaisseur variant de 150 à 300 m.

❖ Une zone supérieure du Frasnien-Famenien :

Avec une épaisseur qui varie de 50 à 500m.

I.6.1.2 Les autres roches mères :

❖ La roche mère Ordovicienne :

Localisée dans les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur ; la matière organique est de type II.

❖ La roche mère Carbonifère :

Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétroliques ; la matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.

I.6.2 Les roches réservoirs :

Principalement il y'a les formations gréseuses du paléozoïque et du Trias argilo gréseux.

I.6.2.1 Les réservoirs du paléozoïque :

❖ Le réservoir Cambrien :

Il a été atteint sur la bordure Nord et Sud - Ouest du bassin ou sa profondeur est faible ; son épaisseur varie de 500 à 600 m où on a une réduction sur le mole de Dahar ainsi que vers la partie Sud-Ouest du bassin en raison de son érosion partielle. Le Cambrien produit avec une porosité variant de 4 à 11 % . .

Ce réservoir est formé par le niveau Ri, Ra où la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi de l'Ordovicien.

❖ Le réservoir Ordovicien : (Quartzite de Hamra) ;

C'est dans la partie Sud-Est de la province que les quartzites de Hamra ont révélées leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325m, situé sur l'axe Gassi Touil-Nezla. Dans la région de Nezla la porosité varie de 5 à 10 %. Les principaux résultats de ce réservoir sont :

-Huile et gaz à Nezla.

-Gaz à condonsat à Nezla Nord.

❖ Le réservoir Silurien argilo-gréseux :

(unités M, A et B) : Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir " F6".On note que cette formation est particulièrement subsidante dans la partie Nord-Est de la province triasique ou elle atteint près de 900 m d'épaisseur dans le sillon de Marafag. Les grés sont fins à moyen avec une porosité variant de 8 à 12 % et une perméabilité de 100 md.

Cette série produit de l'huile et du gaz à condensât à Rhourd Nous et à Rhourd Adra ; l'étanchéité de ces réservoirs est formée par les argiles assurant une bonne couverture.

❖ Les réservoirs du Dévonien inférieur :

Ils sont constitués par des grés massifs de la base du Gédinnien ainsi que le Siégènién et l'Emsien ; (alternance de grés et d'argile).

❖ Les Grés massif GEDINNIEN ou grés de TADRAAT :

Ils peuvent avoir une épaisseur utile de l'ordre de 300 m ; ils sont présentés dans la partie Sud du bassin où ils ont été épargnées par l'érosion hercynienne ; ces

paramètres pétro-physiques sont assez bons, la porosité varie entre 5 et 7 % alors que la perméabilité atteint les 500 md.

❖ **Le réservoir Siégèzien-Emsien :**

Il est constitué par des alternances d'argiles et de grès fins à moyens ; son épaisseur varie de 30 à 90m ; ces paramètres pétro-physiques sont meilleurs avec une porosité variant de 15 à 20 % et une perméabilité de 100 md. D'importantes accumulations d'huile ont été rencontrées dans ce réservoir à Bir-Berkine (BBK-1) et Bir-Rebaa Nord (BRN).

❖ **Le réservoir Carbonifère :** (grès de Rhourd El Khrouf (RKF)) :

Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétro-physiques, où la porosité varie entre 8 et 17 % ; il produit à Rhourd El Khrouf et Berkine

1.6.2.2 Les réservoirs Mésozoïques :

Au niveau du Mésozoïque, il y a les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels ; Ces réservoirs sont subdivisés en trois :

❖ **Le TAGI :**

Les iso-paques du Trias argilo-gréseux inférieur sont présents dans tout le bassin sauf sur la bordure Sud-Ouest où ils présentent une lacune dépôt, son épaisseur est de 100 m dans la partie centre et Ouest. Au Nord son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement des roches éruptives dans la partie Nord-Ouest perdant toutes ses qualités réservoirs on aura ainsi une porosité qui varie entre 7 et 26 % et une perméabilité moyenne de 27 à 35 md. De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été faites dans ce niveau sur des pièges situés sur le trend Nord Est - Sud Ouest axe El Merk-Rhourd El Khrouf. La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.

❖ **Le TAC :**

D'origine lacustre, il est constitué d'argile brune-rouge dolomitique et siliteuse, passée de dolomie microcristalline et de grès fins siliceux à silico-argileux, il est aussi caractérisé par la présence de roches éruptives dans la région de Nezla .Dans la dépression Sud-Est triasique, le Trias carbonaté est subdivisé de la base au sommet par trois unités :

-Intermédiaire 1

-Argileux moyen.

-Intermédiaire 2.

Les réservoirs du Trias Carbonaté correspondent aux grés de l'unité intermédiaire 1 et 2, séparés par l'argileux moyen, l'étanchéité de ces derniers est assurée par les argiles sus-jacentes.

❖ **Le TAGS :**

Il a une extension limitée à la dépression du Sud -Est triasique ; il est d'origine fluviatile formé de grés blancs, silico-argileux localement anhydritique, fin à moyen, son épaisseur est de 200 m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud- Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

I.7 Cadre locale :

I.7.1 Situation géographique du Champ HBNS :

Le champ de pétrole HASSI BERKINE Nord-Sud (HBNS) est situé à 1100 Km d'Alger, 300 Km au SUD-EST de Hassi Messaoud, 114 Km de la frontière Tunisienne et à 160 Km de la frontière Libyenne.

Le champ Hassi Berkine N-S est situé dans le bloc 404 au centre du bassin de Berkine, a approximativement de 20 Km de longueur sur 4 Km de largeur, limité au nord par le champ de Hassi Berkine Nord (HBN), au sud et l'est par les champs satellites Bir Berkine N-E (BKNE), Rhourd Berkine (RBK), Hassi Berkine N-S Est (HBNSE), Qoubba Nord (QBN), et à l'ouest par le champ Bir Berkine (BBK).

I.7.2 Géologie du réservoir TAGI-HBNS et méthodologie de reconnaissance :

1.7.2.1 Géologie du réservoir TAGI- HBNS :

Le réservoir du TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) au niveau du bloc 404, recouvre immédiatement la discordance hercynienne .Ce réservoir est reconnu comme étant le plus important dans le bassin de Berkine.

Les grès du réservoir TAGI sont d'origine fluviale et se sont déposés dans un large système de vallées à relief peu prononcé. Selon les données des puits, l'épaisseur du réservoir du réservoir TAGI varie entre 97 et 117 m. Dans cet intervalle, l'épaisseur utile nette varie entre 6 m et 42 m. Les faciès du réservoir sont à prédominance fluviales avec une influence éolienne mineure et sont interprétés comme étant latéralement continus à travers la structure. En raison du bas-relief peu marqué de la structure, les sables à la base du réservoir TAGI ne sont présents dans la colonne d'hydrocarbures qu'au sommet de la structure.

Lithostratigraphie du réservoir TAGI- HBNS :

Le réservoir TAGI est le principal réservoir au niveau du champ HBNS. Il a un caractère transgressif et gît en discordance sur les formations paléozoïques. Il est représenté par les grès de dépôts fluviaux, éoliens, et lacustres. Ces dépôts incluent parfois les dépôts deltaïques intercalés. Le faciès dominant dans le réservoir se compose de chenaux fluviaux de direction Nord Est Sud-Ouest

L'environnement du dépôt a été interprété comme étant celui d'une large tresse plate qui change légèrement en un système à méandre vers les couches supérieures du TAGI.

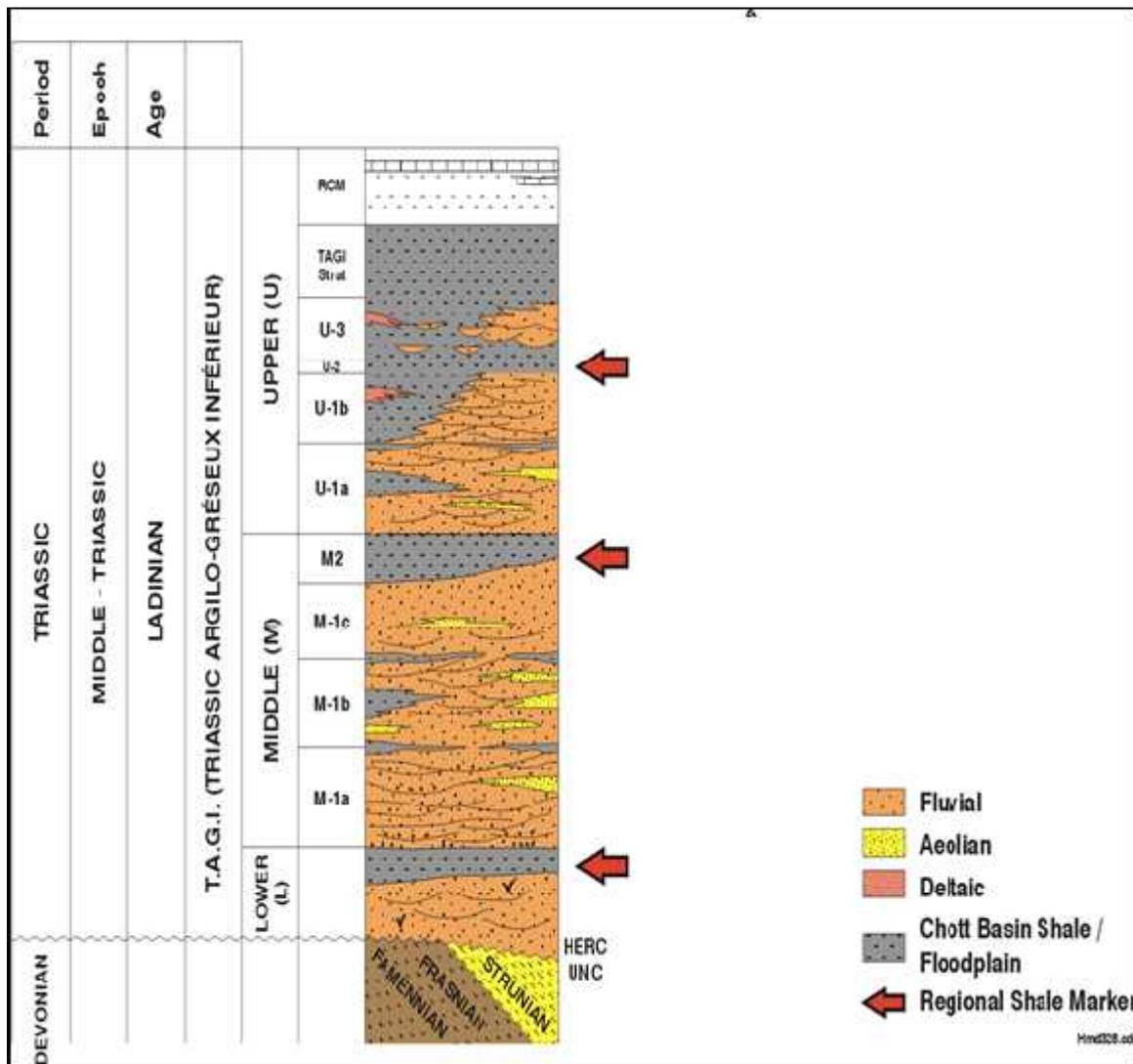


Fig. I-7 : Colonne stratigraphique du TAGI du champ HBNS

(Groupement Berkine, 2001).

Le réservoir de TAGI est subdivisé en trois couches principales (**Figure 1.7**): TAGI supérieur, TAGI moyen, et TAGI inférieur. Ces couches sont-elles même constituées d'un total de neuf niveaux. Les corrélations entre puits dans le TAGI sont fondées sur l'hypothèse que les deux principaux niveaux d'argile M2 et U2, sont régionalement continus – Ils se présentent donc comme un horizon repère.

* - **TAGI supérieur** : La couche du TAGI supérieur est constituée de quatre niveaux:

U1a, qui est constitué des grès de dépôt fluviatile et parfois traversé par les dépôts éoliens. La prolongation latérale de ce niveau est importante, l'épaisseur moyenne de ce niveau est variée (4.1 à 10,52m) à la moyenne 6.42m.

U1b, c'est un niveau de grès dont les qualités de réservoir sont moins bonnes dans le Sud-est. Il inclut également quelques dépôts deltaïques intercalés, l'épaisseur moyenne de ce niveau est 5.73m.

U2 est un niveau d'argile. Il est rencontré dans toute la région. Il est caractérisé par sa petite épaisseur 1.05m. Il est également marqué par les dépôts lacustres.

U3 a une épaisseur variable. Les premiers lits de grès sont intercalés avec les dépôts deltaïques. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 5.15m.

* - **TAGI moyen**: La couche du TAGI moyen est subdivisée en quatre niveaux :

M2 est un niveau d'argile. On considère que c'est un dépôt lacustre d'une ampleur régionale. Son épaisseur est très variable- Au niveau de HBNS elle est en moyenne de 1.7m.

M1c, M1b, et M1a : Ces niveaux sont constitués des grès ayant des caractéristiques moyennes de réservoir (de bien en général). Ils sont marqués par des épaisseurs variables selon la distribution locale des chenaux. Le niveau M1 montre la plus grande variation dans l'épaisseur il est de moyenne 4.54m.

* - **TAGI inférieur** : La partie inférieure TAGI L qui se trouve directement sur la discordance hercynienne, est subdivisée en deux niveaux :

Un niveau de grès, caractérisé par les dépôts fluviatiles.

Un niveau d'argile.

L'épaisseur des grès est très petite est égale en moyenne à 1.3m. les caractéristiques pétrophysiques sont relativement faibles. L'épaisseur du TAGI est variable, elle s'amincit vers le Nord, alors que le niveau M2 d'argile s'épaissit dans la même direction.

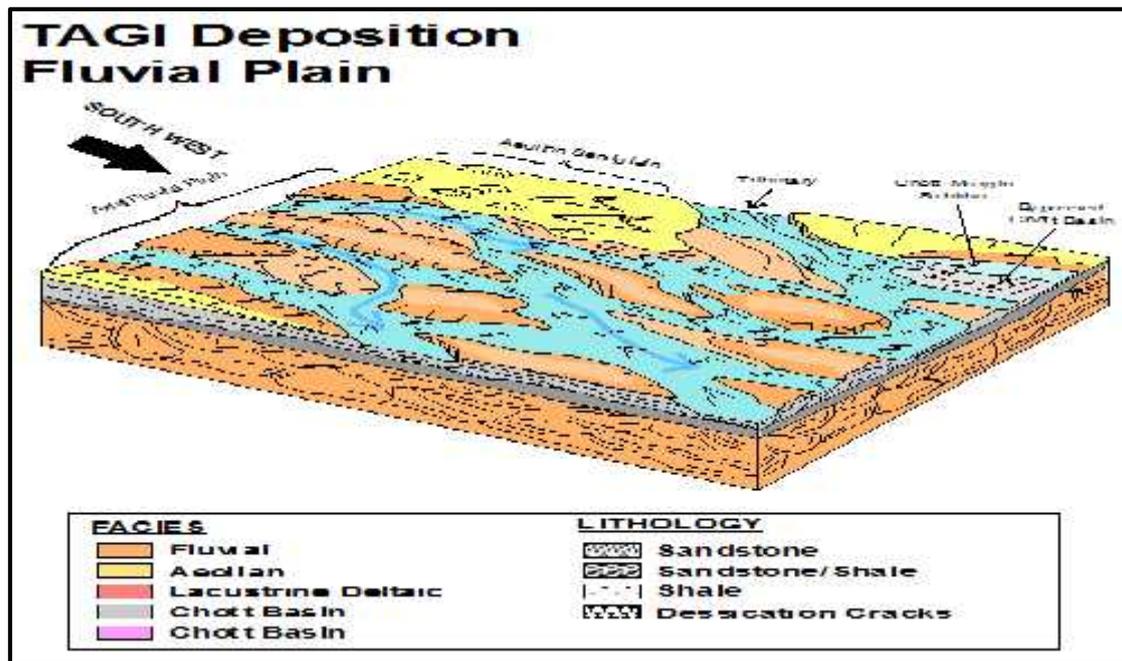


Fig. I-8: Plan et directions des dépôts fluviaux (d'après Scott et al. 1999).

Structure géologique du réservoir TAGI :

Le champ de HBNS comporte plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales, de même direction, orientées NE-SW.

1.7.2.2 Méthodes et méthodologie de reconnaissance du réservoir TAGI-HBNS :

Le bloc 404 dont fait partie le réservoir TAGI-HBNS, a été l'objet de plusieurs travaux de reconnaissance et d'études à différentes échelles. Ces derniers ont eu pour objectif l'exploration et la caractérisation des différents réservoirs. Les recherches dans ce bloc sont assez récentes. Elles remontent à l'année 1991 après la signature du premier contrat entre la compagnie nationale d'hydrocarbure SONATRACH et ANADARKO nommé Groupement Berkine (Association Sonatrach, 51 %- Anadarko, 49 %).

La recherche et l'exploration du pétrole dans ce bloc a été continue essentiellement entre l'année 1993 et 1998.

La découverte du champ de HBNS a eu lieu en 1995. Son développement est le résultat d'une approche intégrée des éléments pluridisciplinaires des deux compagnies mères SONATRACH et ANADARKO. L'intégration du développement de HBNS s'est fait à

travers plusieurs disciplines: géophysique, géologie, sédimentologie, pétrophysique, ingénierie de production, ingénierie de gisement et de simulation. Cependant les principaux travaux réalisés sur ce réservoir sont :

- Le levé sismique en 1986.
- le forage.
- les diagraphies.
- les tests aux puits.
- et les modélisations du réservoir, que ce soit géologique statique ou dynamique qui ont été utilisées pour l'optimisation du développement du champ de HBNS.

A l'issue de ces travaux, des données d'analyses et mesures pétrophysiques, chimiques et géologiques ont été enregistrés. Leur dépouillement et compilation a permis leur utilisation pour la caractérisation et simulation géostatistique de ce réservoir.

a- La méthode sismique :

La méthode géophysique la plus utilisée pour déterminer les structures du sous-sol est la méthode sismique. La mise en œuvre la plus répandue est celle de type couverture multiple en sismique de réflexion. Cette technique fournit une échographie du sous-sol à 2 ou 3 dimensions (2 ou 3D). Pour obtenir un calage en profondeur plus précis que celui obtenu en utilisant les vitesses issues des données sismiques de surface, les géophysiciens utilisent des données de puits telles que carottage sismique et diagraphie sonique. La sismique de puits est utilisée pour une meilleure connaissance du gisement en phase d'exploration, mais elle peut être également utilisée en phase d'exploitation en sismique répétitive pour l'étude du gisement au cours du temps (monitoring).

Dans le bassin de Berkine, un levé sismique a été effectué. Il y a eu au total 43097,0 km en 2D sismique acquis entre 1986 et 2004 et 8119 km² de sismique 3D acquis entre 1995 et 2004.

Au niveau du champ HBNS, le traitement des données sismiques par le groupe SONATRACH – ANADARKO, était basé sur les résultats de la sismique 2D réalisés au début de l'année 1990. Dès que la découverte du champ a été faite, une campagne sismique à 3D a eu lieu pour l'obtention de données de hautes qualités. Cette campagne sismique 3D a

été réalisée durant le deuxième semestre 1996. L'intégration des résultats de la 3D et des données aux puits a permis d'obtenir une image haute résolution de la structure du réservoir à construire, tant au niveau de la surface du réservoir elle-même que du système de failles associées exemple. Ces données sont importantes dans la compréhension de l'interconnexion du réservoir et des compartiments. La surface du réservoir et le système de failles définissent la structure de base du modèle de simulation du réservoir.

B – Le forage :

Une fois détectés par des travaux de surface (séismique, géologie,...), les réservoirs potentiels souterrains sont étudiés à l'aide de forages. Il faut en étudier les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir pétrolier. Ces qualités sont principalement son volume, sa porosité (ϕ), ses taux de saturation en eau et huiles qui sont exprimés par les coefficients S_w and S_H et sa perméabilité (K). Un forage est une cavité, approximativement tubulaire, ayant un diamètre nominal défini par l'outil de forage. En prospection pétrolière, il s'agit en général de forages carottant et/ou destructifs. Le forage est généralement rempli d'un fluide qui peut être de nature variable : boue à la bentonite, eau, mousse, boue à l'huile ou air. Il existe plusieurs types de forages qui sont : le forage de production d'huile, forage de l'injection de gaz, forage de l'injection de l'eau forage d'injection de gaz et eau et forage d'observation.

Au niveau de HBNS au total 61 puits ont été effectués: 34 puits de production du pétrole, 22 puits injection l'eau, trois puits injection de gaz, deux puits injection de gaz-eau et 2 puits comme puits d'observation.

c - Les diagraphies ou logging :

Une diagraphie est un enregistrement continu des variations d'un paramètre physique en fonction de la profondeur. Les diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage, et les paramètres mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de **diagraphies différées**. Les outils, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer. Les paramètres mesurés et leurs variations sont

interprétés fonction des propriétés physiques et/ou chimiques des formations géologiques et des fluides connus.

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès géophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies. Le "faciès géophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec le même outil, dans le même trou. Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique. Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

Lors de l'exploration, dans le champ de HBNS les principaux paramètres pétrophysiques mesurés sont : La perméabilité (K), la porosité (Φ), la saturation (S_w), gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), densité (RHCC) et Neutron (TNPCC). Ces paramètres ont été mesurés chaque 0.15 m. Les résultats ont été enregistrés dans deux fichiers qui sont "pétrophysique data" et "log curve".

d – Les tests aux puits :

Les tests aux puits consistent à évaluer le comportement réel du réservoir en phase de production (pression, débit,...). Ils permettent de caractériser, de façon indirecte, la qualité du réservoir dans un domaine de taille hectométrique autour des puits.

Avant la mise en production du champ HBNS, un certain nombre d'essais de pré-production fut réalisés sur les puits. Ces tests incluent aussi bien des essais de remontée de pression pour évaluer la présence de failles et d'hétérogénéités dans les environs des puits, que des essais d'interférences pour déterminer les connexions entre puits. Un des résultats les plus importants de ces essais a été la mise en évidence de **la très bonne connexion observée dans la partie principale du champ**. Des réponses de pression entre puits ont été observées sur des distances allant de 7 à 10km. Ces données ont permis l'élaboration d'un plan de développement avec un haut degré de confiance dans lequel est inclus un scénario d'injection d'eau périphérique qui permet un maintien de niveau de pression fixé et efficace ainsi qu'un balayage du réservoir tout aussi efficace.

II. Structurale

II.1 Carte en isobathe au toit de l'unité U3

La figure 1 représente la position des différentes structures de Hassi Berkine comprenant au nord Hassi Berkine Nord(HBN), à l'ouest Hassi Berkine NORD-SUD (HBNS) et au sud est Hassi Berkine SUD-EST.

La carte en isobathe (Figure II.2) au toit de l'unité U3 montre des iso-lignes qui définissent des structures de direction NE-SW dans l'ensemble.

Dans la partie Nord Orientale les iso-lignes sont de direction NW-SE; toutes ces structures sont recoupées par des accidents de direction NE-SW. L'allure de ces accidents suggère la présence d'au moins deux phases de déformation une compressive et décrochante et l'autre distensive (figure II.3). A partir de cette carte nous avons tiré un schéma structural où l'on voit trois familles d'accidents de direction NE-SW (N040), N060 et E-W. La famille largement dominante est la famille NE-SW

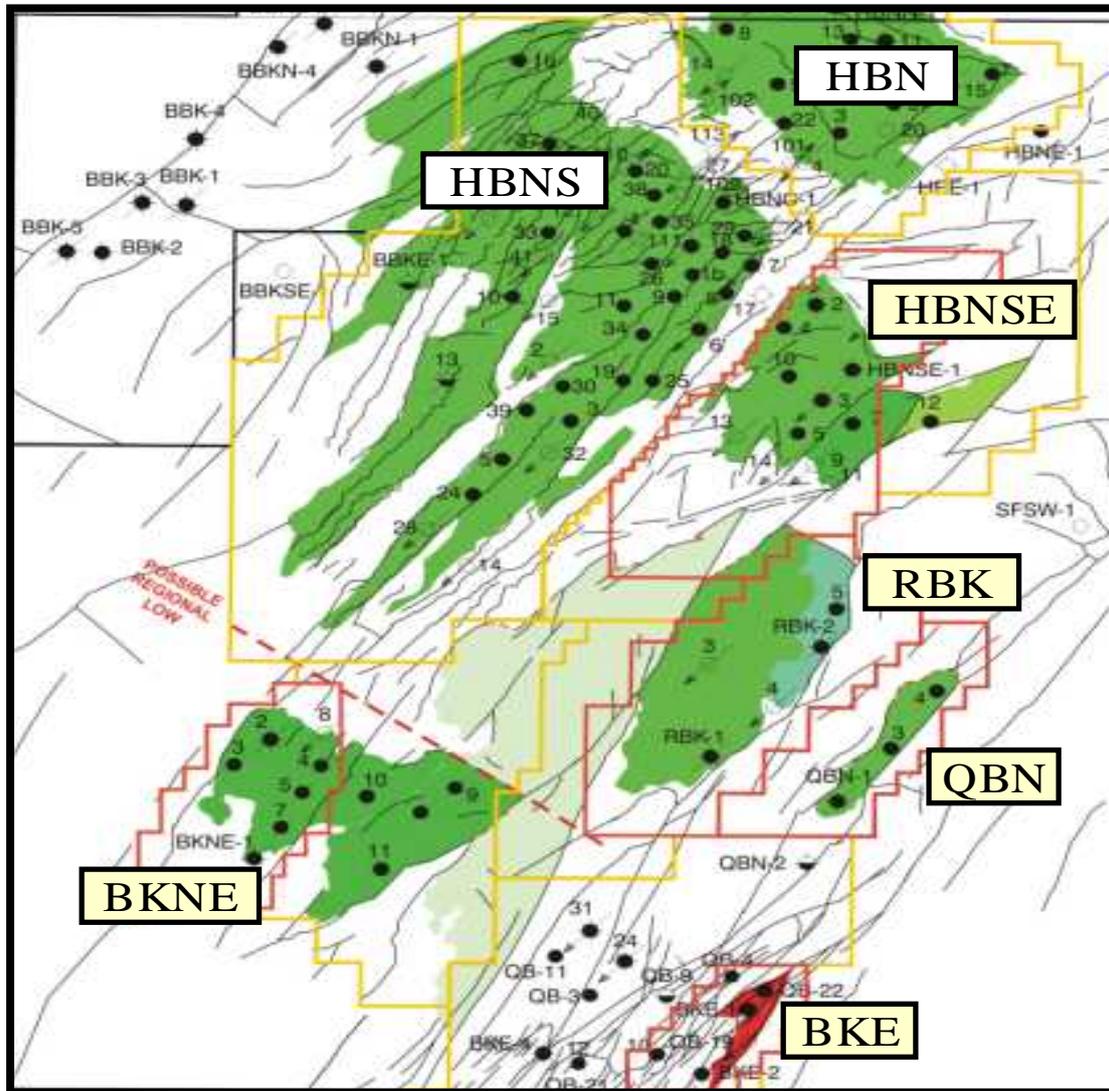


Fig. II-1 : Schéma structural et position des structures de Hassi Berkine.

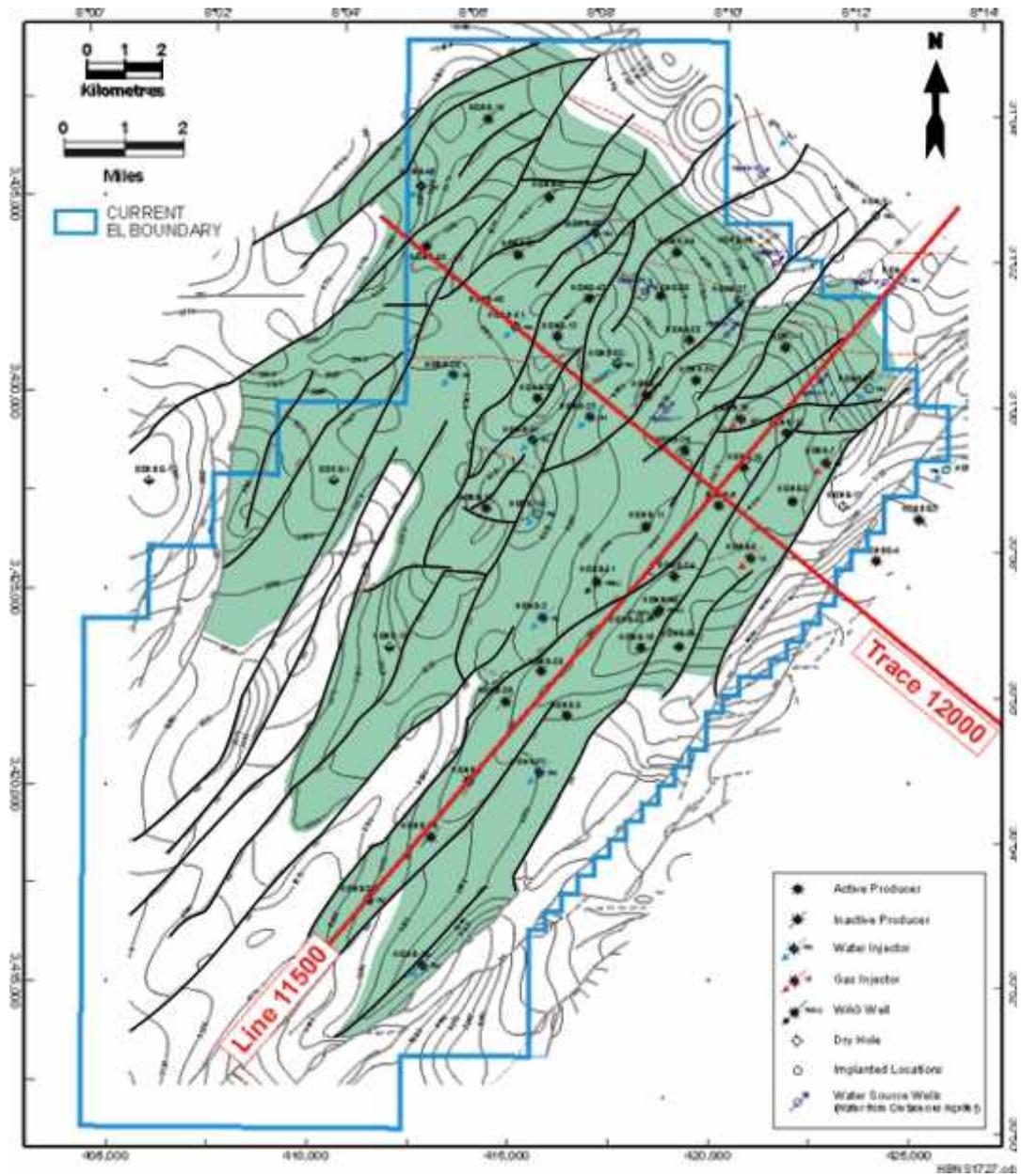


Fig. II-2 : Carte en isobathe de la structure Hassi Berkine Nord

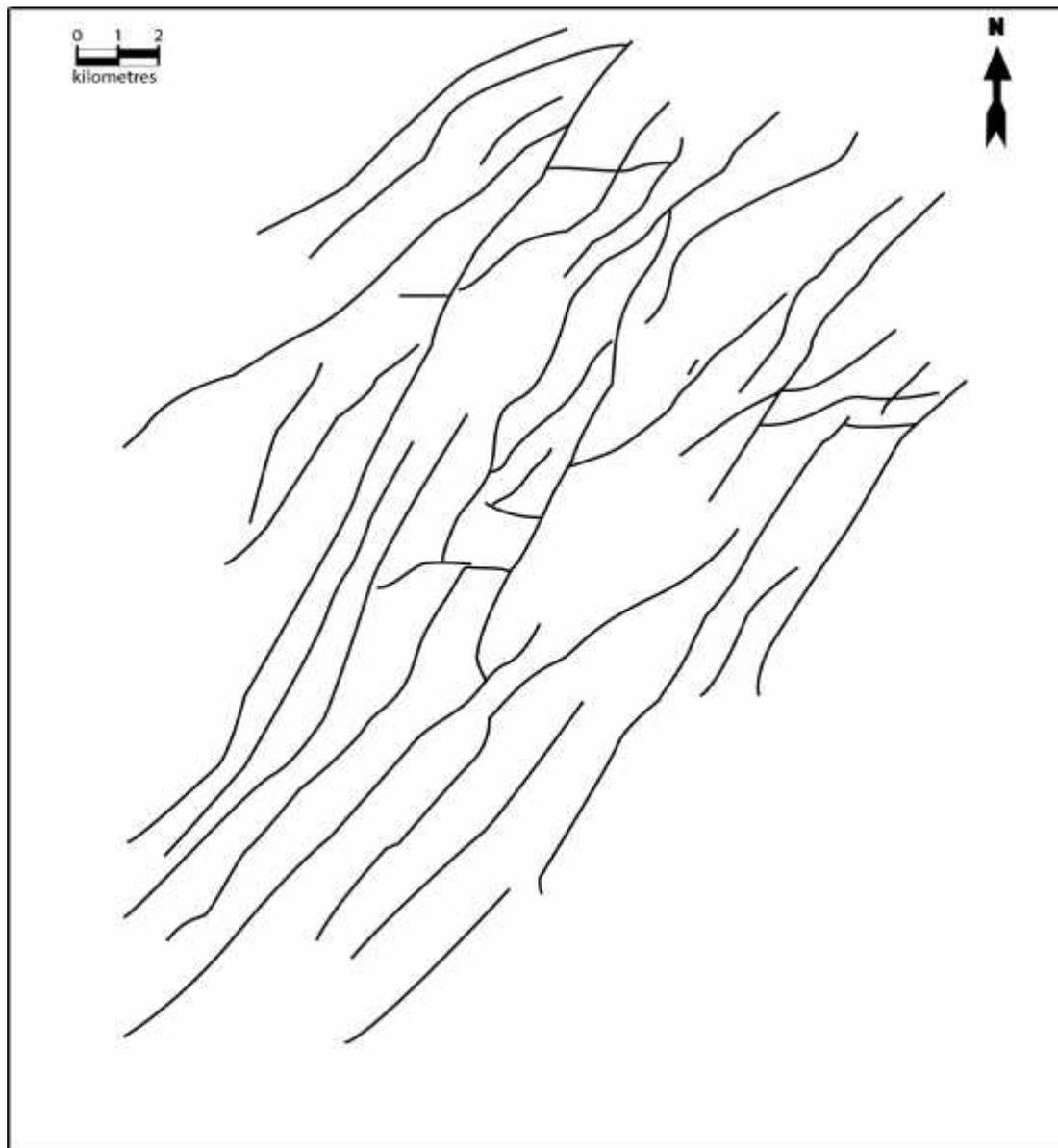


Fig. II-3 : Schéma structural de Hassi Berkine (HBNS, HBSE et HBN).

II.2 Les profils sismiques de HBNS et HBSE

II.2.1 Les profils de la zone HBNS

📍 Le profil sismique de direction NW-SE (Trace 12000)

Ce profil est orienté NW-SE et il comporte la zone d'étude HBNS. A travers ce profil nous observons 29 failles leur jeu est de type normal, cependant la composante horizontale n'est pas visible sur le profil, la structuration apparait comme une succession de Horst et Graben.

Les failles de plus grande extension sont les failles qui affectent les niveaux profonds jusqu'au Lias salifère.

On observe très bien la discordance hercynienne sur laquelle reposent en discordance les terrains triasiques.

Les failles de plus faible extension sont concentrées entre TrCM et le Lias S3.

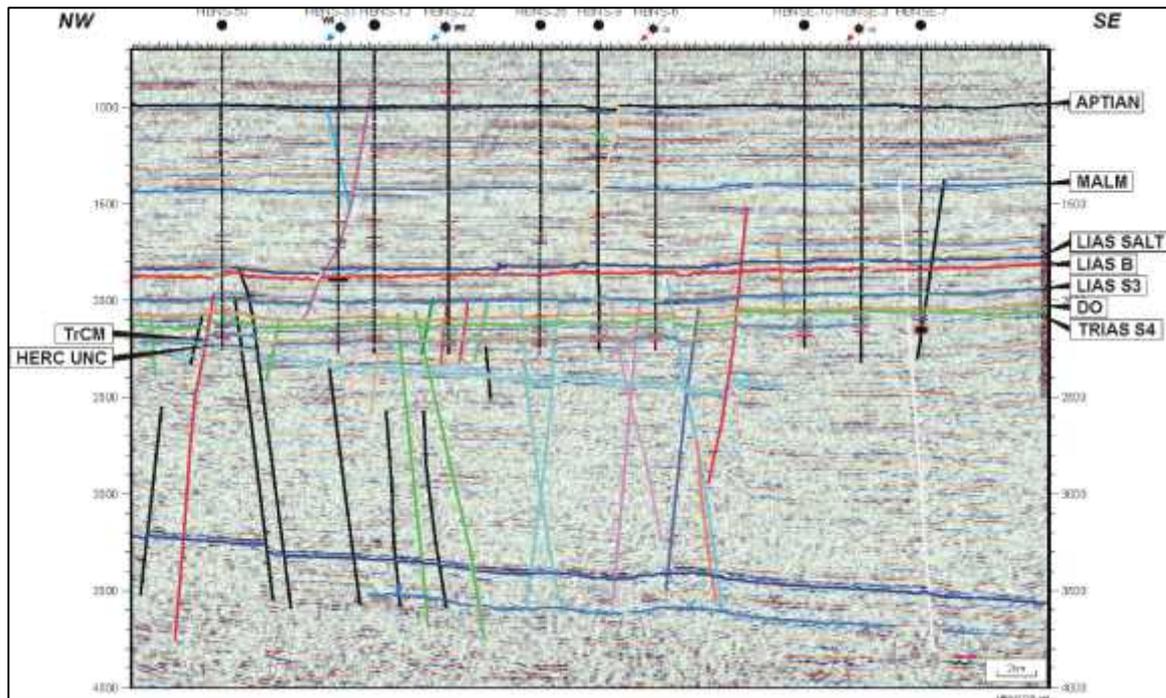


Fig. II-4 : Le profil sismique de direction NW-SE

Le profil sismique de direction SW-NE (LINE 11500)

Le profil est orienté SW-NE et il comporte la zone d'étude Hassi Berkine Nord Sud.

A travers ce profil nous observons 11 failles et leur jeu est de type normal. Cependant la composante horizontale n'est pas visible sur le profil, on observe qu'il existe un Graben ce qui nous confirme que le Trias commence par des sels puisque juste là commence la transgression.

Les failles de plus grande extension sont les failles qui affectent les niveaux moins profonds, et ceux de ces failles affectent l'Aptien.

Les failles de plus faible extension sont concentrées entre le Lias S3 et le TrCM .

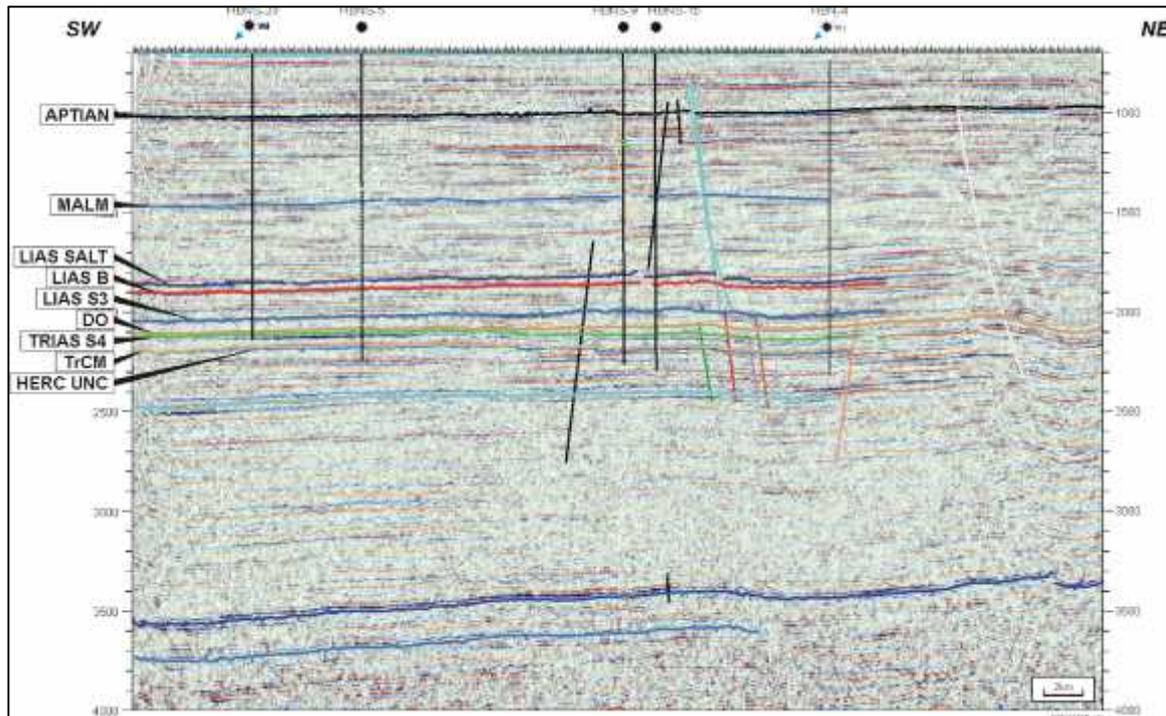


Fig. II-5 : Le profil sismique de direction SW-NE

II.3 Le champ HBNS

II.3.1 Le profil sismique de direction SW-NE (LINE 11500)

Le profil est orienté SW-NE et à travers ce profil nous observons 16 failles de type normal. Il existe une structuration en blocs basculés, certaines failles d'âge D2 et dans la partie supérieure ils sont d'âge Aptien (Phase autrichienne).

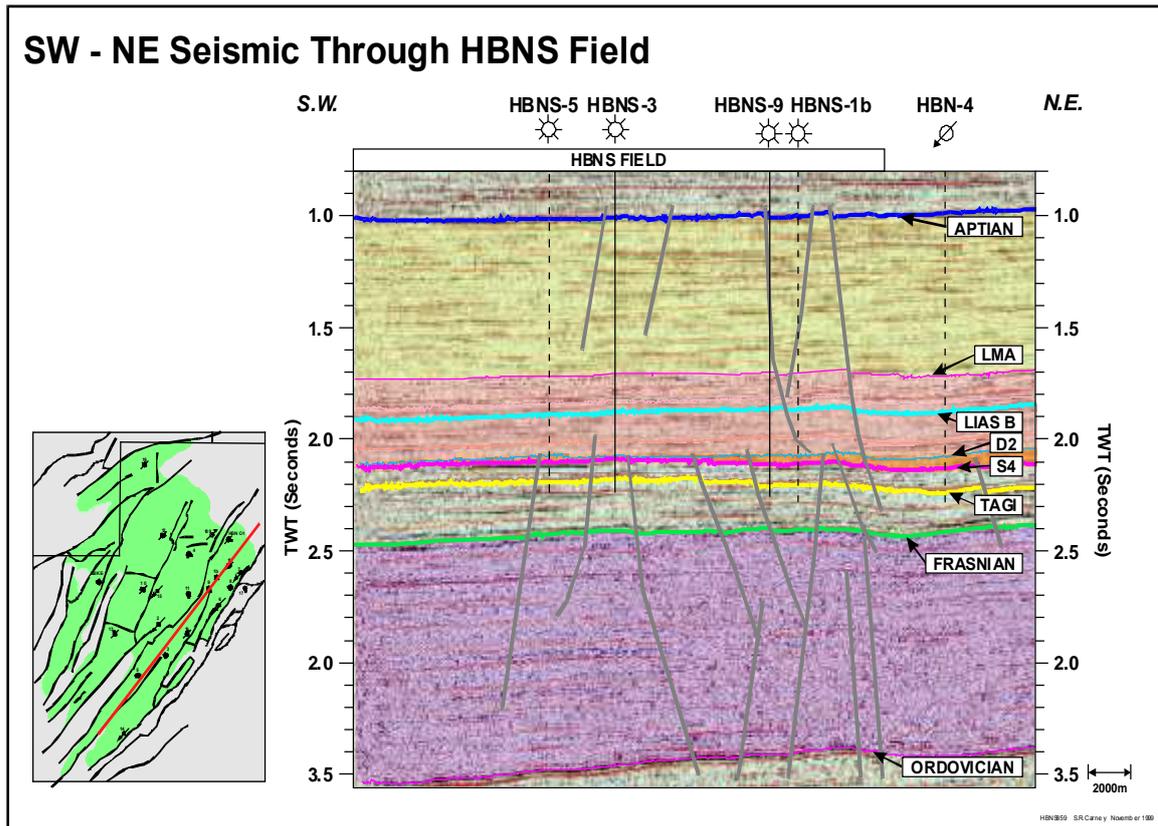


Fig. II-6 : Le profil sismique de direction SW-NE à travers les puits HBNS

Le profil sismique de direction NW-SE (Trace 12000)

Le profil est orienté NW-SE, à travers ce profil nous observons 21 failles de type normal, la structuration apparait comme une succession de Horst et Graben.

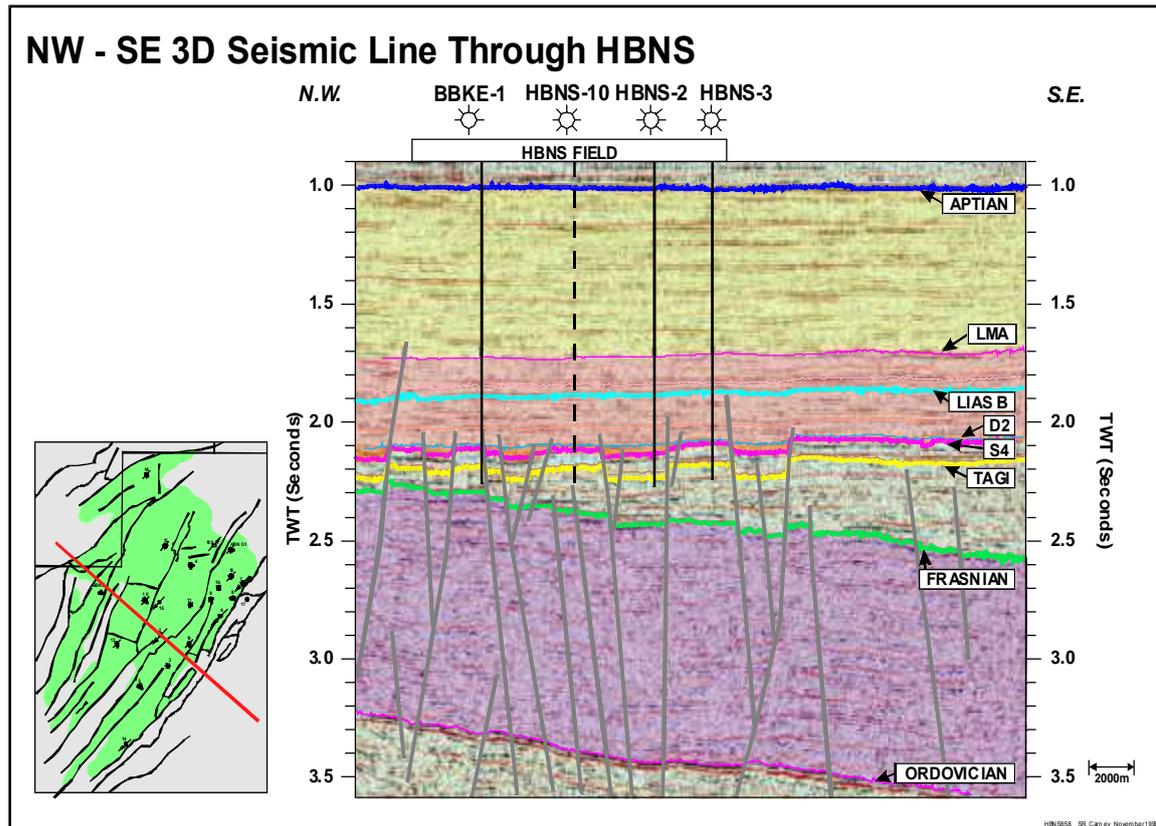


Fig. II-7 : Le profil sismique de direction NW-SE

II.4 Conclusion

Le champ HBNS situé dans le bloc 404 dans le bassin de Berkine fait partie du bassin de Berkine-Ghadames intra-cratonique régionalement étendu. Le champ se trouve dans un cadre structuralement complexe sur le flanc nord-ouest du bassin. Le réservoir gréseux TAGI recouvre directement la discordance Hercynienne séparant les dépôts du Paléozoïque et du Jurassique.

La configuration structurale actuelle visible sur les cartes structurales du champ La structure est formée à la suite d'une tectonique polyphasé avec cinq phases principales interprétées à l'aide des données sismiques (cartes et profils). Les rejeux des failles orientés NE-SW ont un rejet de l'ordre de 40mètres.

En outre, l'absence d'imagerie du TAGI ne nous a pas permis de définir avec précision le jeu des accidents et leur réactivation durant les différentes phases de déformation. De plus cela nous aurait certainement une meilleure compréhension de l'architecture du réservoir.

III. ANALYSE PETROPHYSIQUE

Afin de mieux étudier un réservoir, il est nécessaire d'analyser les valeurs et la distribution des paramètres pétrophysiques.

Dans ce chapitre, nous tenterons d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité à travers : les courbes de corrélation, les histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité, les cartes en iso-porosités, les cartes iso-perméabilités, les cartes iso-paques, les cartes isobathes et les profils de porosité et de perméabilité.

Le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir.

Nous disposons des données de porosité et de perméabilité de quatre puits et les valeurs moyennes des différents unités définies par la Sonatrach, nous traiterons les données d'abord par puits ensuite par niveaux.

I Analyse pétrophysiques par puits

I.1 La porosité

) Le puits HBNS-8

Le diagramme de porosité Vs profondeur montre des niveaux a porosité bonnes alterné a des zones à faible porosité qui correspond probablement a des argiles , trois intervalles possèdent des qualités réservoir importantes, [3226m-3229,8m], [3231,6m-3234,7m] et [3236,4m-3261m] les porosités dépassent les 10%, ces intervalles correspondent respectivement aux unités (U-3), (U-1b), (U-1a, M-2, M-1a, M-1b, M-1c).

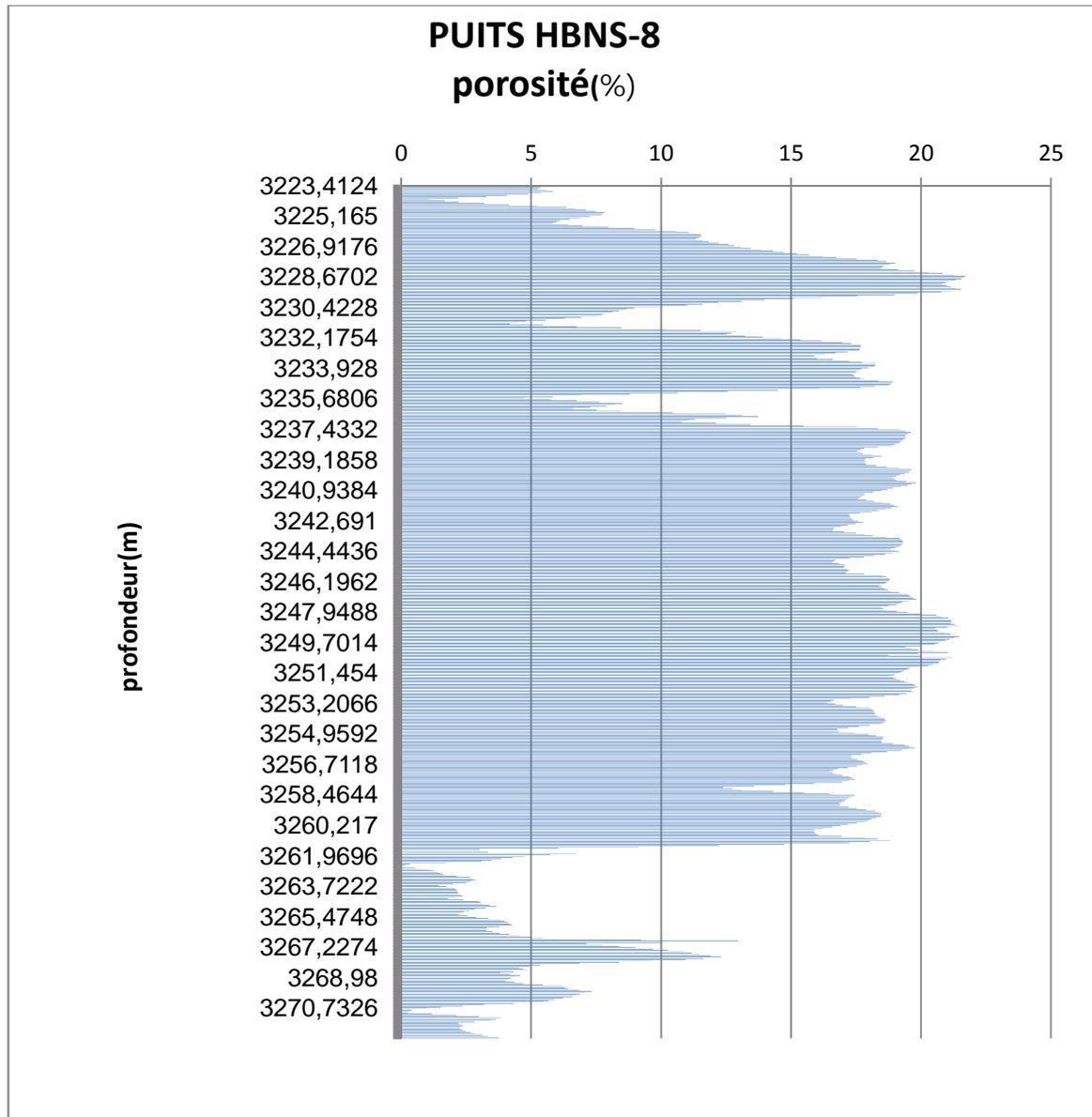


Fig. III-1 : digramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-8

) Le puits HBNS-9

D'après le profil les porosités sont généralement bonnes à très bonnes alternant avec des niveaux à faible porosité qui correspondent probablement à des argiles (enrichissement), trois intervalles possèdent des bonnes qualités réservoir avec des porosités qui varient de 10-15 %, [3227.6m-3230m], [3241,3m-3245.2m] et [3260.2m-3261m]. Ces intervalles correspondent respectivement aux unités (U-3), (M-1c), (L). Deux intervalles possèdent de très bonnes porosités qui sont [3232.2m-3239.7m], [3245.8m-3254.3m] avec des porosité de 15-21% correspondant aux unités (M-1c), (M-1a), (M-1b).

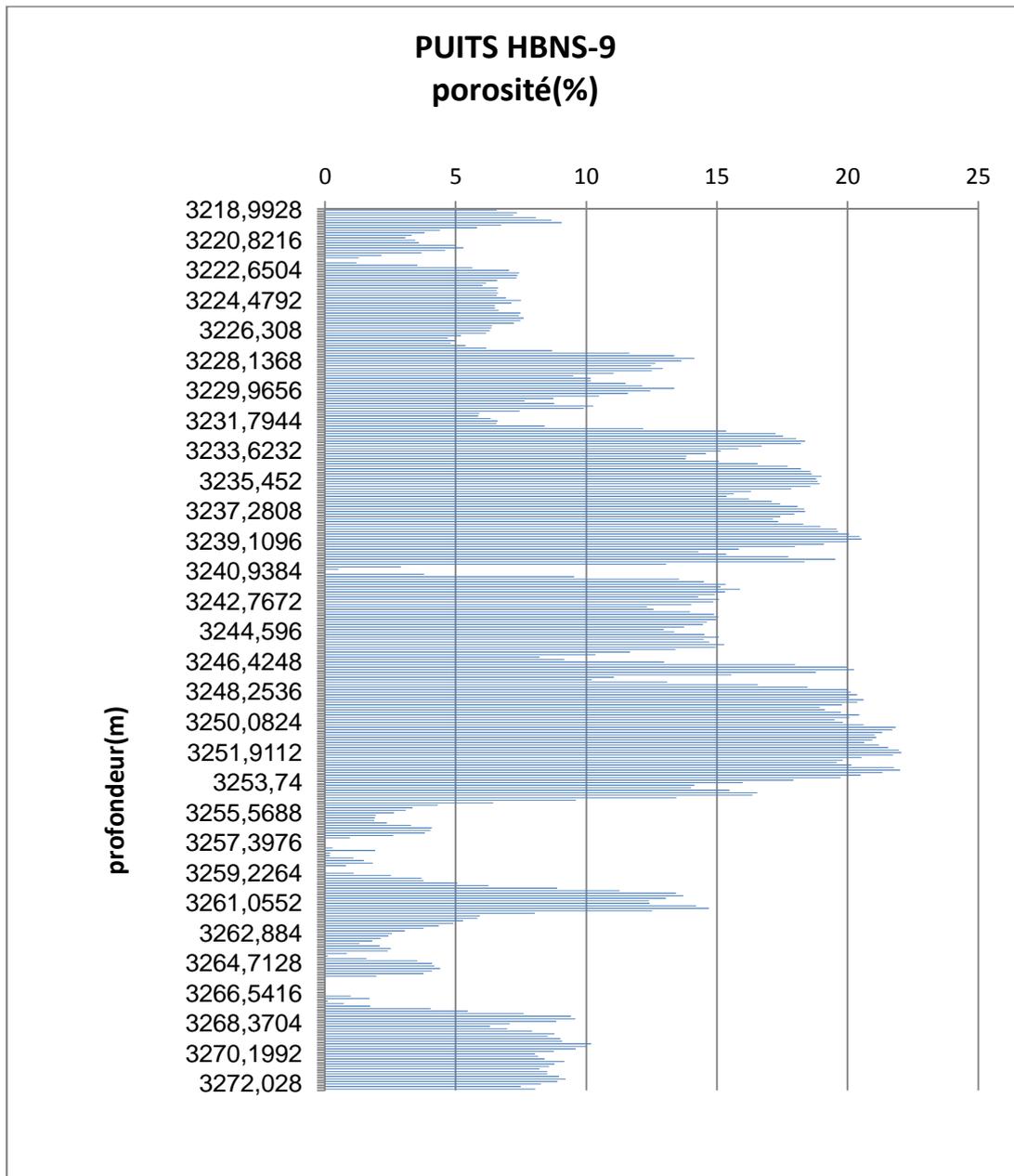


Fig. III-2 : diagramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-9

J Le puits HBNS-11

D'après le profil les porosités sont généralement bonnes à très bonnes alternant avec des zones à faible porosité qui correspondent probablement à des argiles. Trois intervalles possèdent de très bonnes qualités avec des porosités qui varient de 15-20 %, [3250.8m-3260.2m], [3263.7m-3267.6m] et [3273.2m-3280.2m], ces intervalles correspondent respectivement aux unités (U-1a, U-1b), (M-1c), (M-1a).

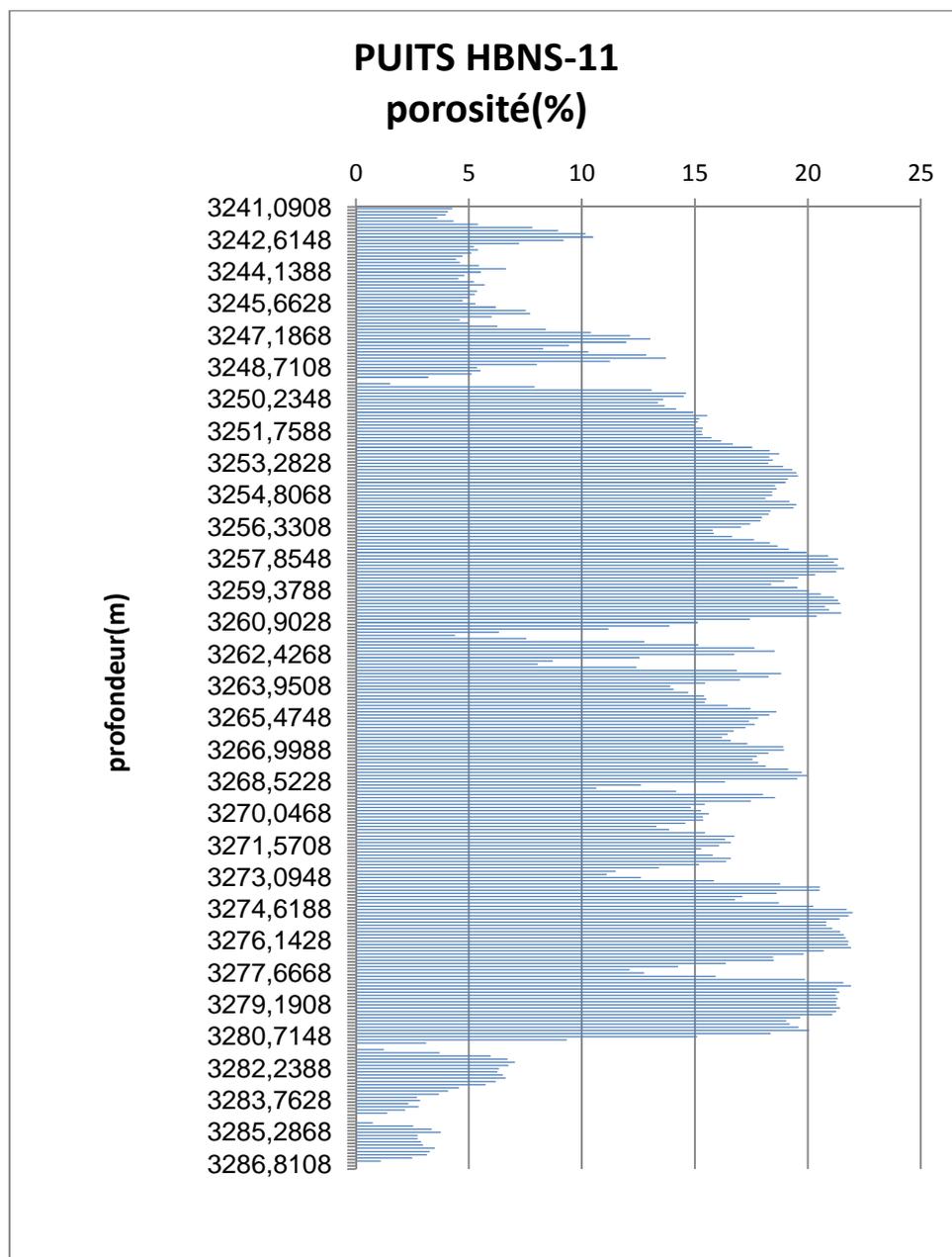


Fig. III-3 : diagramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-11

) Le puits HBNS-26

Les porosités sont généralement bonnes à très bonnes alternées avec des niveaux à faible porosité qui correspondent probablement à un enrichissement en argile. Trois intervalles possèdent des très bonnes qualités réservoir avec des porosités qui varient de 15-20 %, [3265m-3274.3m], [3279.3m-3285m] et [3287.7m-3294.7m], ces intervalles correspondent respectivement aux unités (U-1a, U-1b), (M-1b, M-1c), (M-1a).

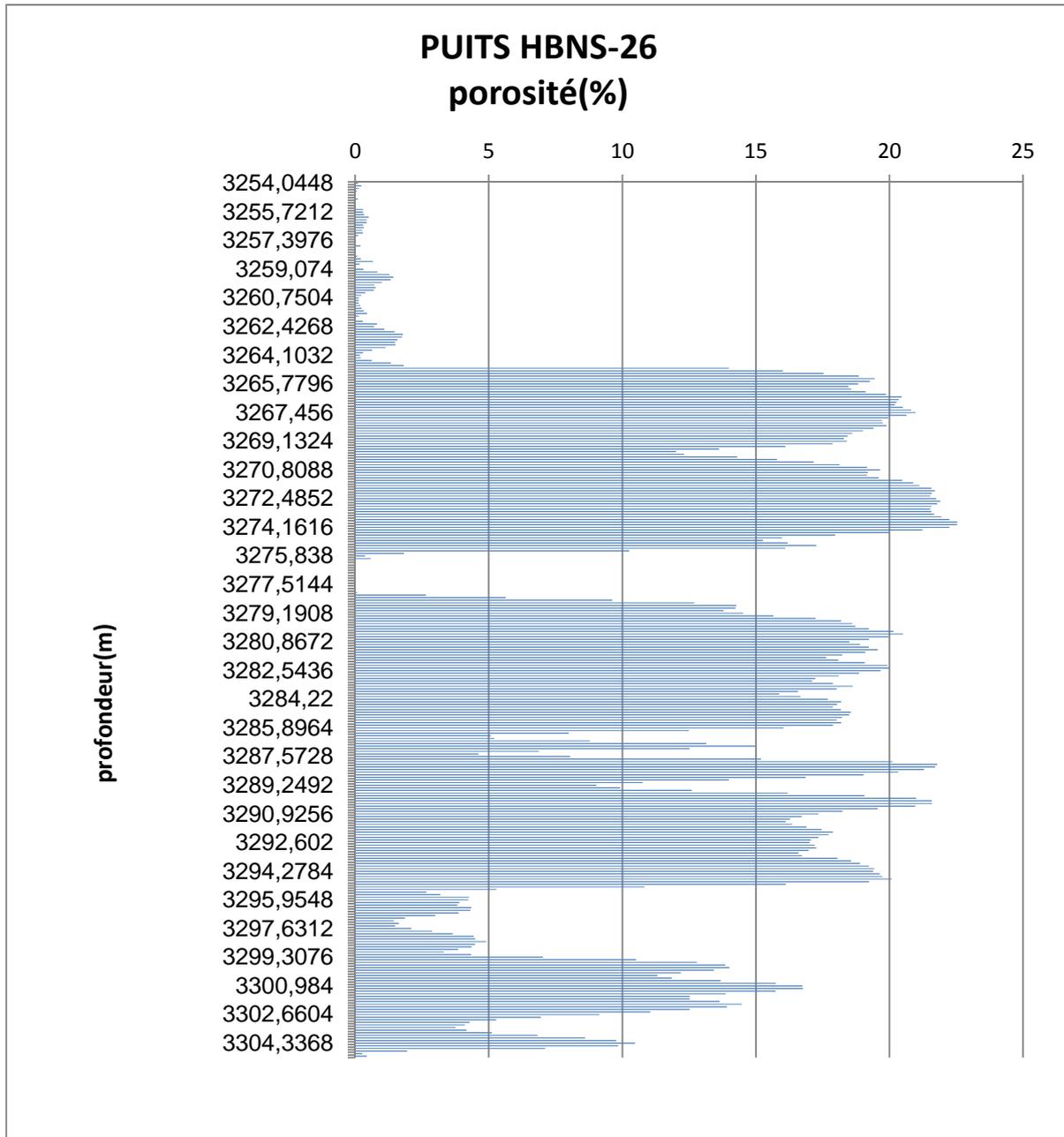


Fig. III-4 : diagramme de porosité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-26

I.2 La perméabilité

) Le puits HBNS-8

Le diagramme de perméabilité montre des niveaux à faible perméabilité alternant avec des zones à bonne perméabilité, on remarque qu'il existe des pics à la profondeur 3248,7108m dépassant les 1400md et qui correspondent probablement à des perméabilités de fractures. Les perméabilités sont en général bonnes à excellentes, l'intervalle le plus important est [3247m-3250,5m] qui possède des perméabilités qui dépassent les 500md. Cet intervalle correspond à l'unité M-1c.

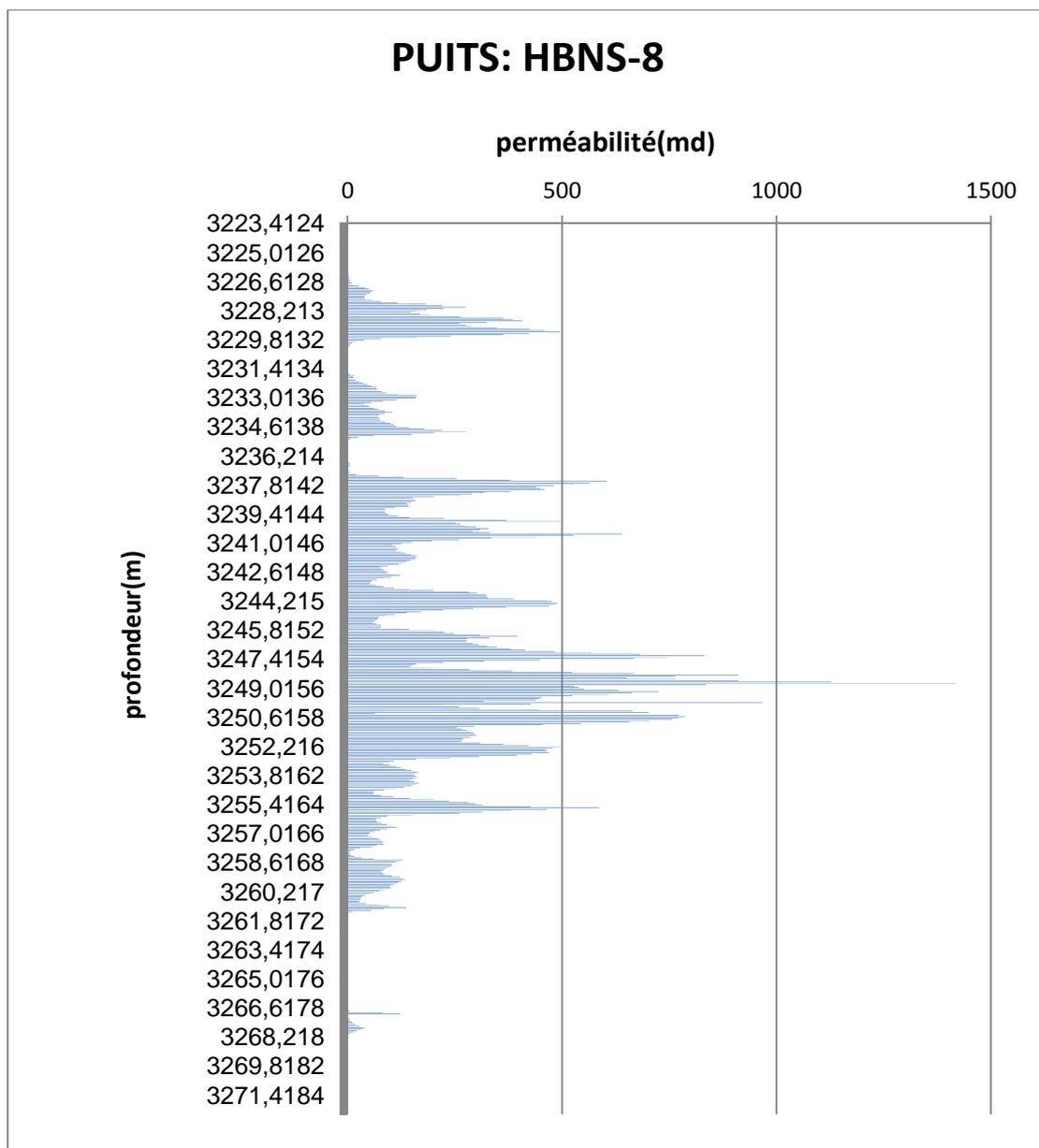


Fig. III-5 : diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-8

) Le puits HBNS-9

D'après le profil de perméabilité les valeurs de perméabilité sont faibles mais il y'a des pics à la profondeur 3239m dépassant les 1500md qui se trouve au niveau de l'unité U-1a correspondant probablement a des perméabilité de fractures et des pics à la profondeur 3250,3252,3253m dépassant les 1200md qui se trouve au niveau de l'unité M-1a et qui correspond probablement à des perméabilités des fractures.

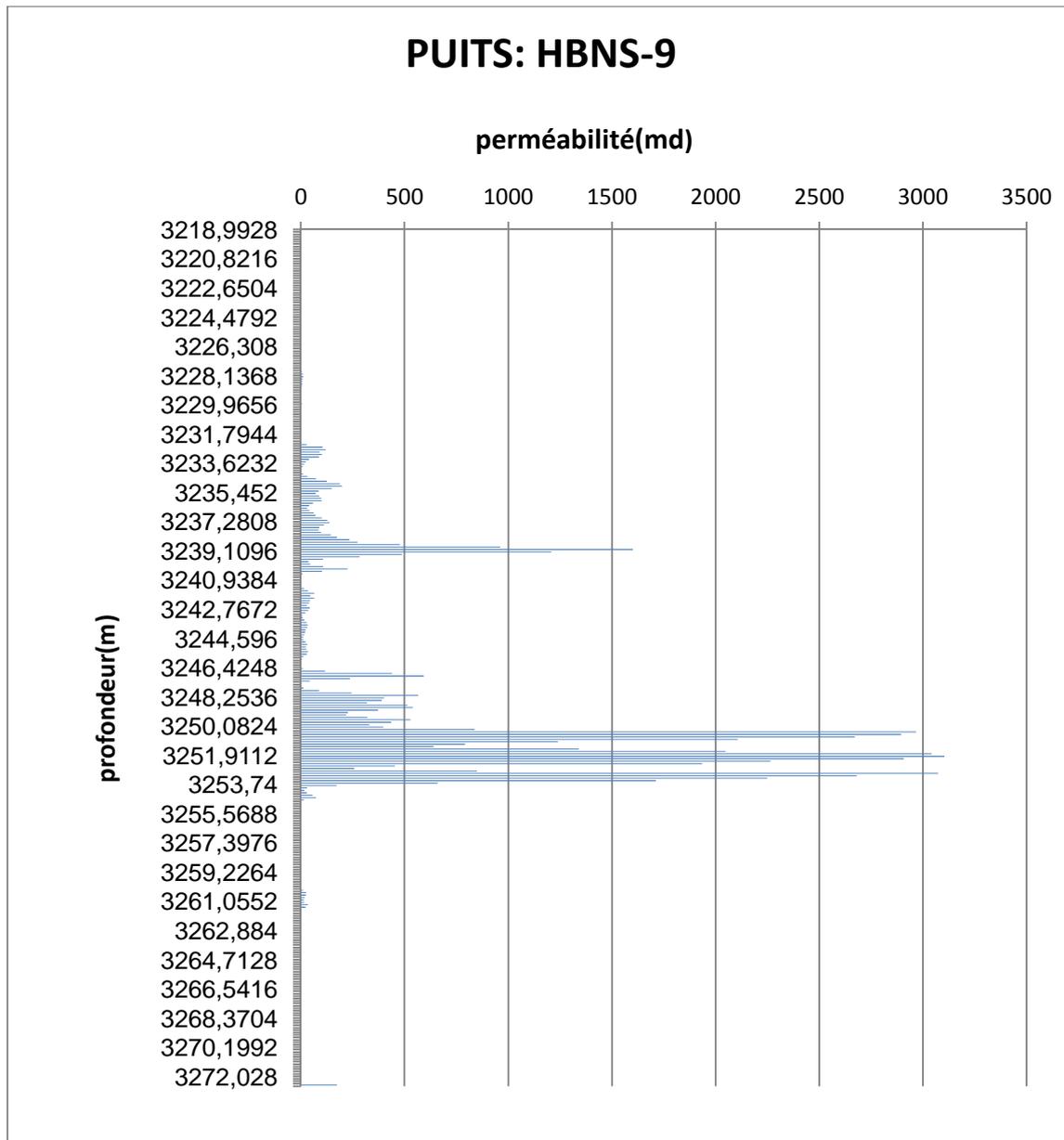


Fig. III-6: diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-9

) Le puits HBNS-11

Le diagramme de perméabilité montre des niveaux à faible perméabilité alternant avec des zones à bonne perméabilité. Il y a des pics à la profondeur 3259m dépassant les 1500md et qui correspondent probablement à des perméabilités de fractures. Trois intervalles sont intéressants, le premier est [3257.7m-3260.4m] qui possède des perméabilités variant de 500md à 2000md correspondant à l'unité U-1a, le deuxième [3274.6m-3276.4m] qui possède des perméabilités variant de 1000 md à 3800 md et le troisième [3279,8m-3280m] dépassant les 2000md ces intervalles correspondent à l'unité M-1a.

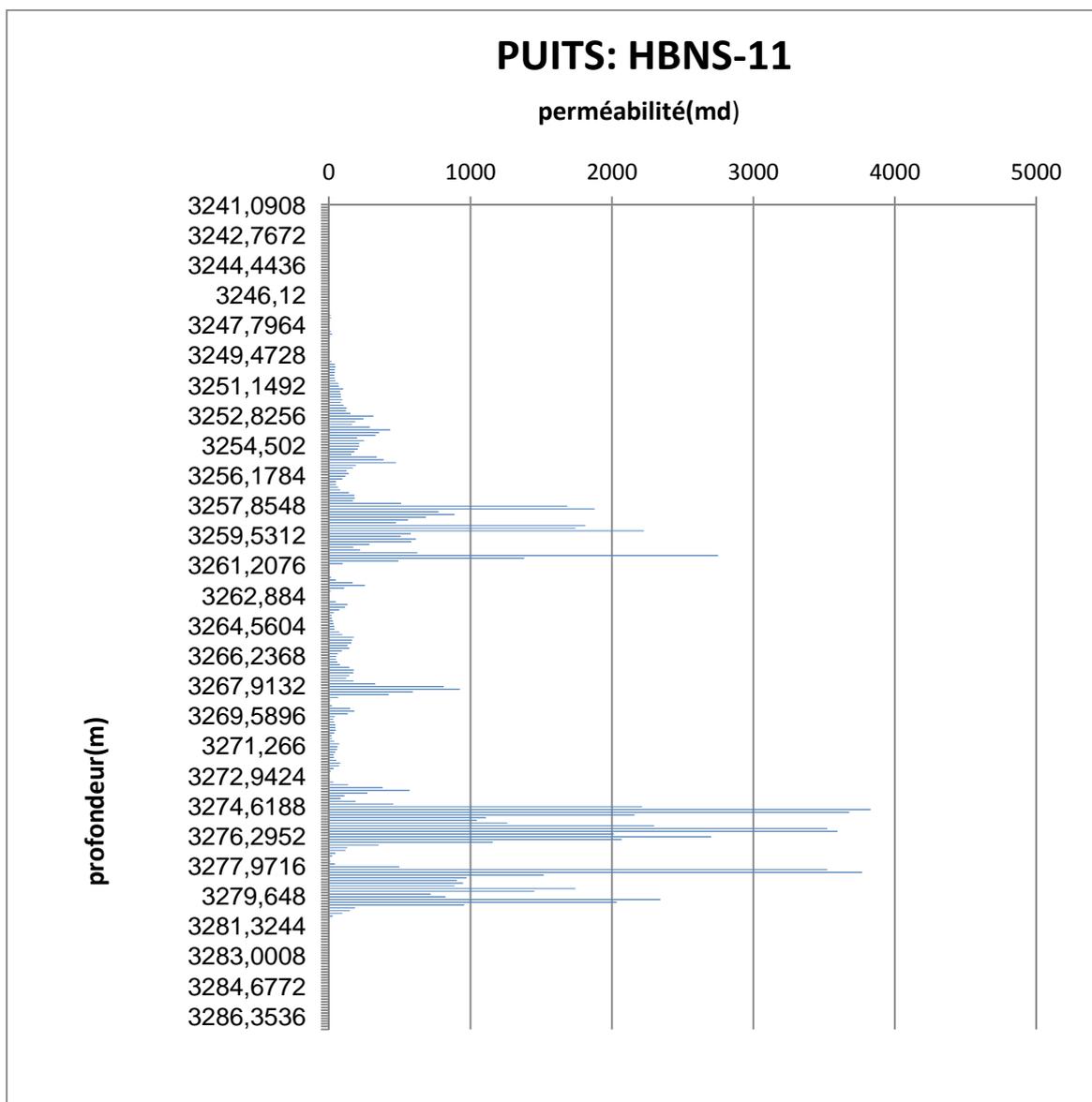


Fig. III-7: diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-11

Le puits HBNS-26

Le diagramme montre des niveaux à faible perméabilité alternant avec des zones à bonne perméabilité. Il y a des pics à la profondeur 3274,16m dépassant les 4000md, les intervalles les plus importants sont [3266.5m-3268,8m], [3271.5m-3274.4m], [3288m-3290m] qui possèdent des perméabilités qui dépassent les 1000 md ces intervalles correspondent respectivement aux unités (U-1b), (U-1a), (M-1a).

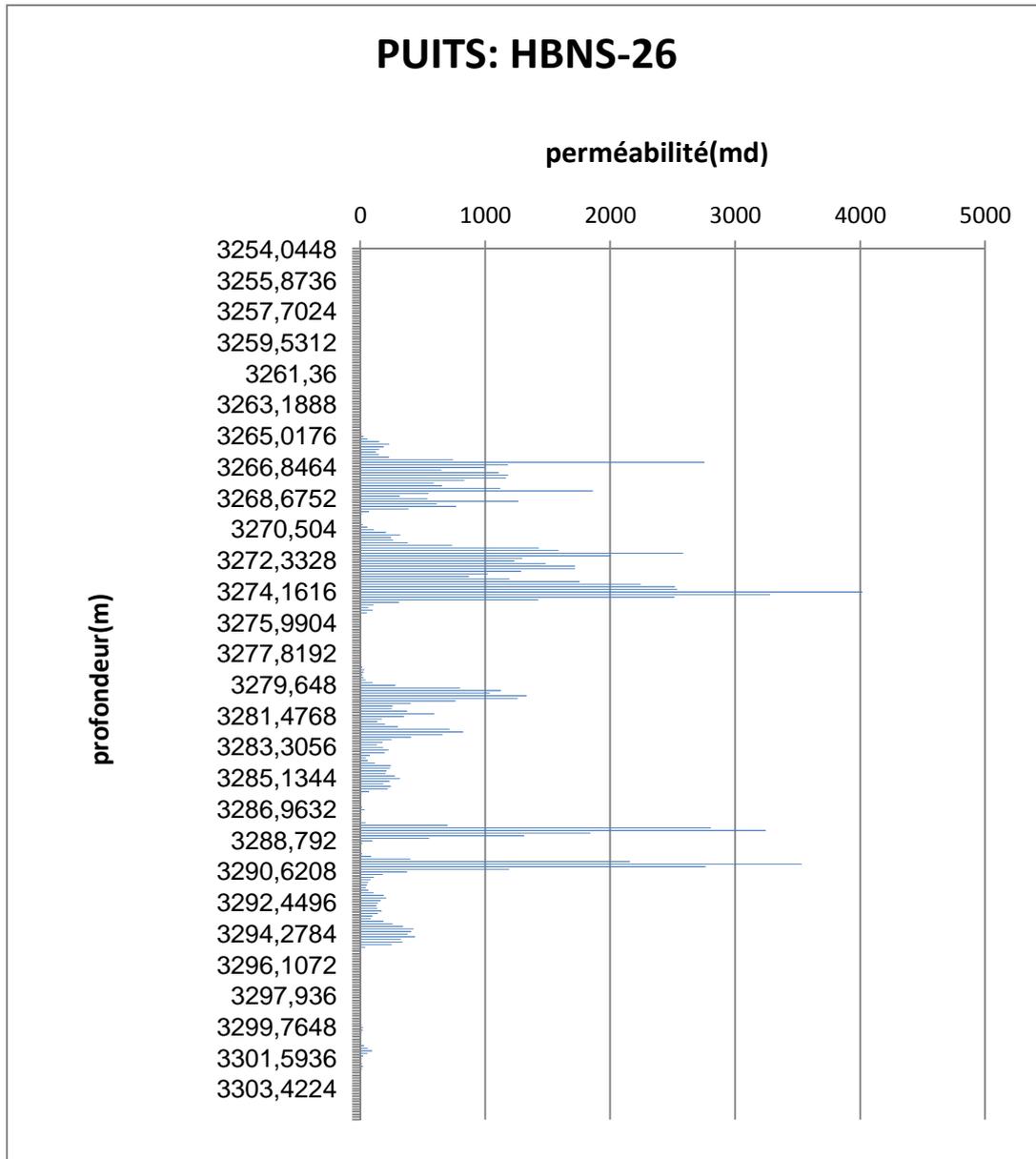


Fig. III-8: diagramme de perméabilité Vs profondeur au niveau du puits HBNS-26

I.3 Les histogrammes

Nous avons établi les histogrammes de la porosité et de la perméabilité de quatre puits HBNS-8, HBNS-9, HBNS—11 et HBNS-26 et en utilisant la loi de Sterges.

) Le puits HBNS-8

L'histogramme de porosité présente une distribution polymodale, le mode prédominant appartient à la classe [17,36-19,53] avec une fréquence de 33.23%.

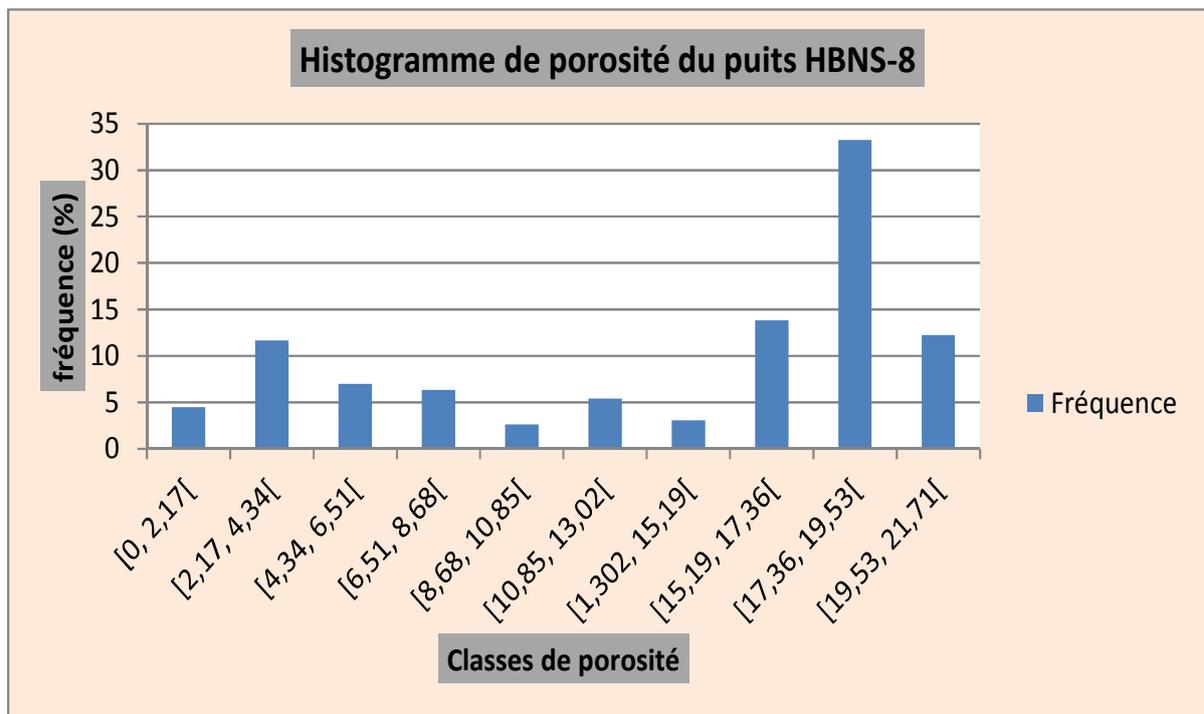


Fig. III-9: Histogramme de porosité du puits HBNS-8

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution unimodale asymétrique, à asymétrie gauche. Le mode prédominant appartient à la classe [0-141.57] avec une fréquence 67%.

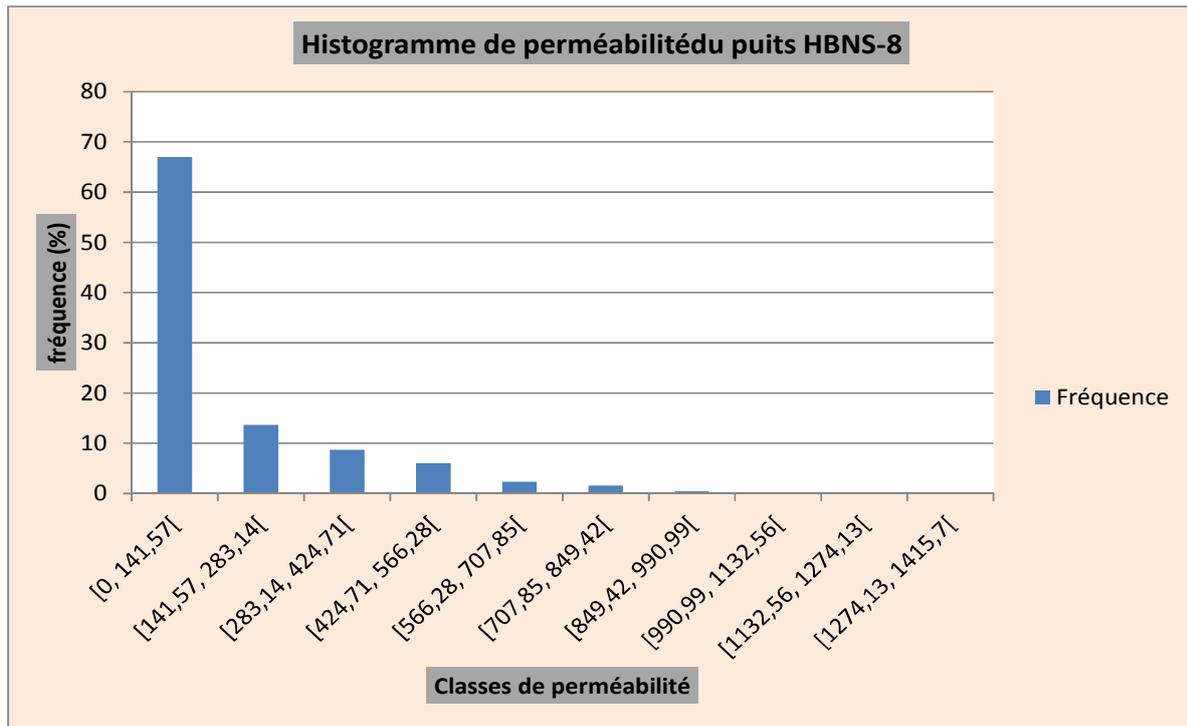


Fig. III-10: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-8

) Le puits HBNS-9

L'histogramme de porosité présente une distribution polymodale. Le mode prédominant appartient à la classe [7,35, 9,8[avec une fréquence de 13.95%.

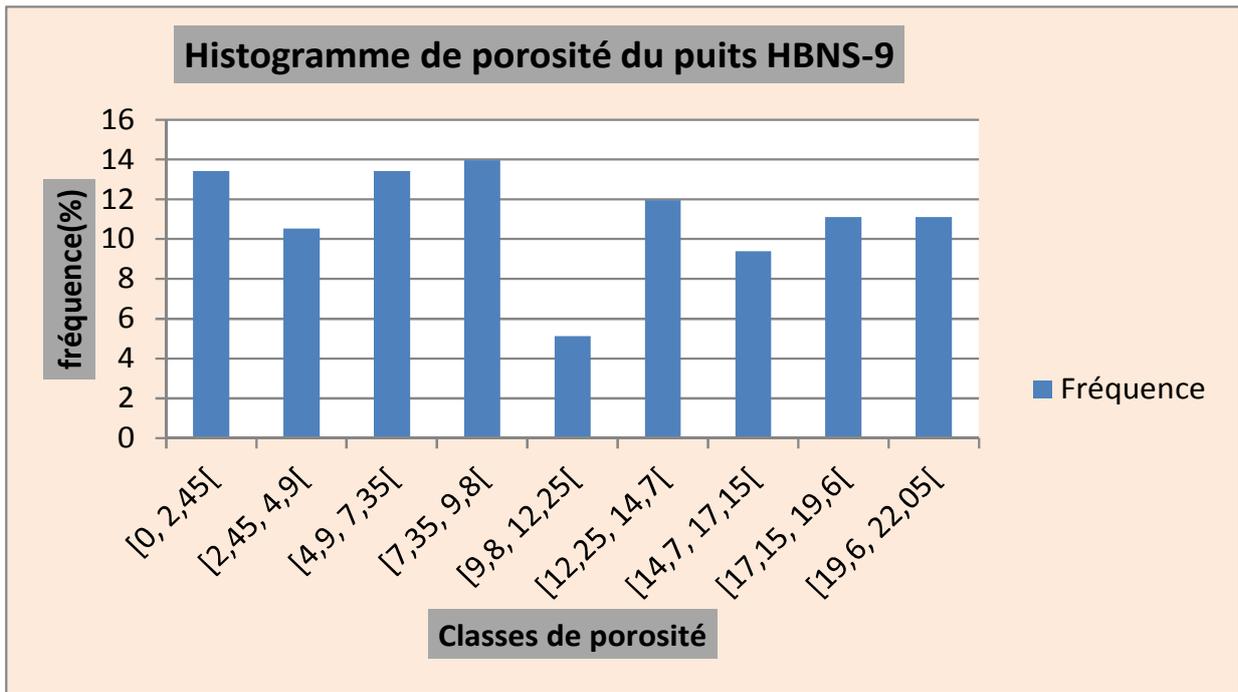


Fig. III-11: Histogramme de porosité du puits HBNS-9

L’histogramme des classes de perméabilité montre une distribution polymodale. Le mode prédominant appartient à la classe [0-344.93] avec une fréquence de 89.2%, un deuxième mode appartient à la classe [2759,44-3104,37[correspond à une perméabilité de fracture.

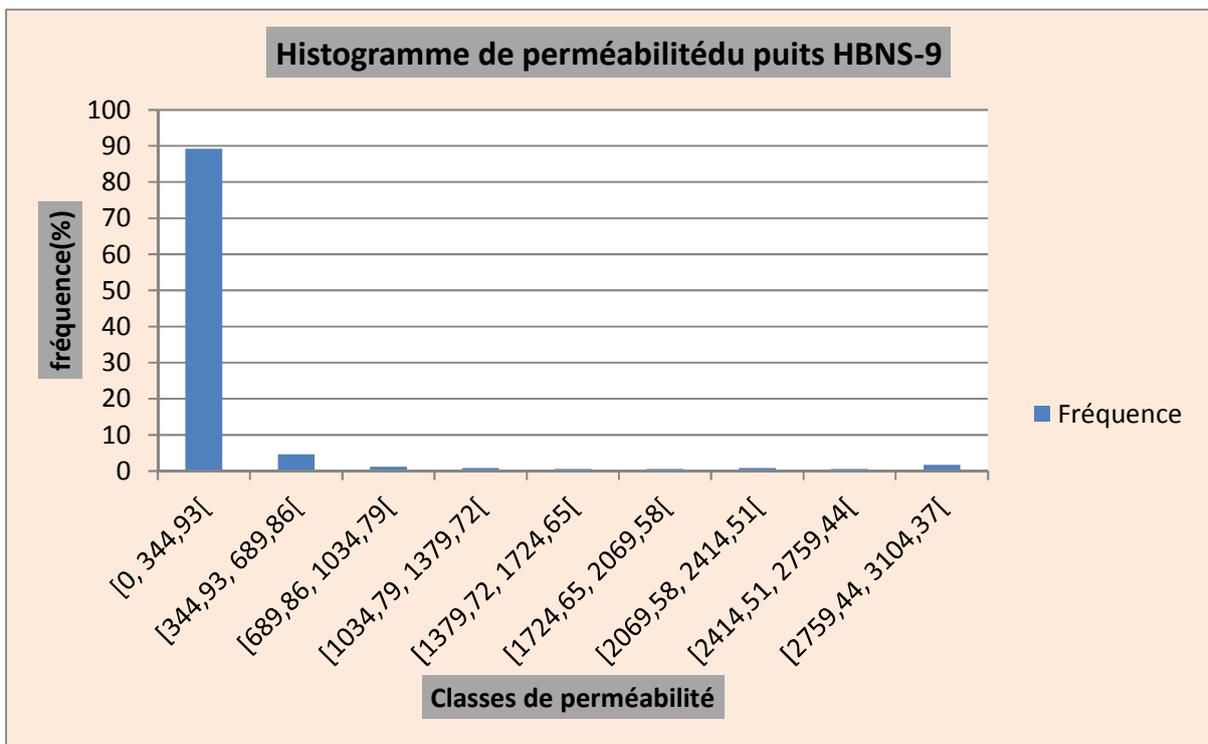


Fig. III-12: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-9

Le puits HBNS-11

L'histogramme de porosité présente une distribution bimodale. Le mode prédominant appartient à la classe [17,08-19,52[avec une fréquence de 20.9%, et le deuxième mode appartient à la classe [2,44 -4,88[avec une fréquence de 11%.

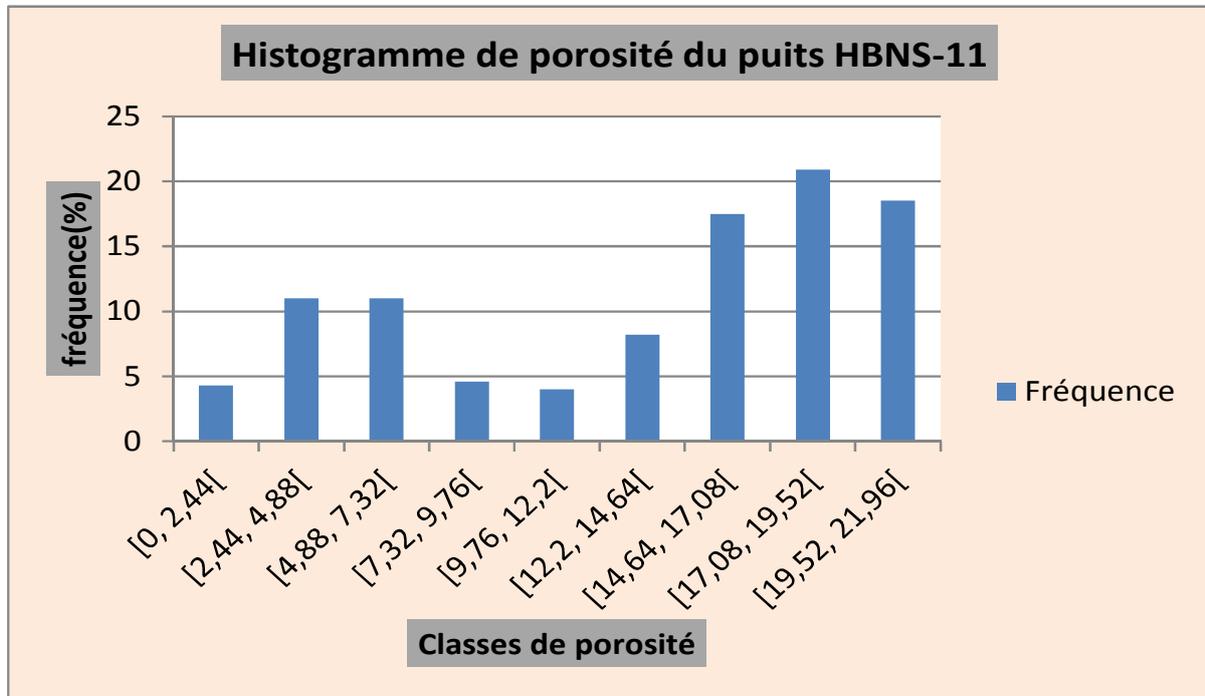


Fig. III-13: Histogramme de porosité du puits HBNS-11

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution polymodale. Le mode prédominant appartient à la classe [0-425,345] avec une fréquence de 81.8% et le mode qui appartient à la classe [3402,76-2828,105[avec une fréquence de 2% correspondant à une perméabilité de fracture.

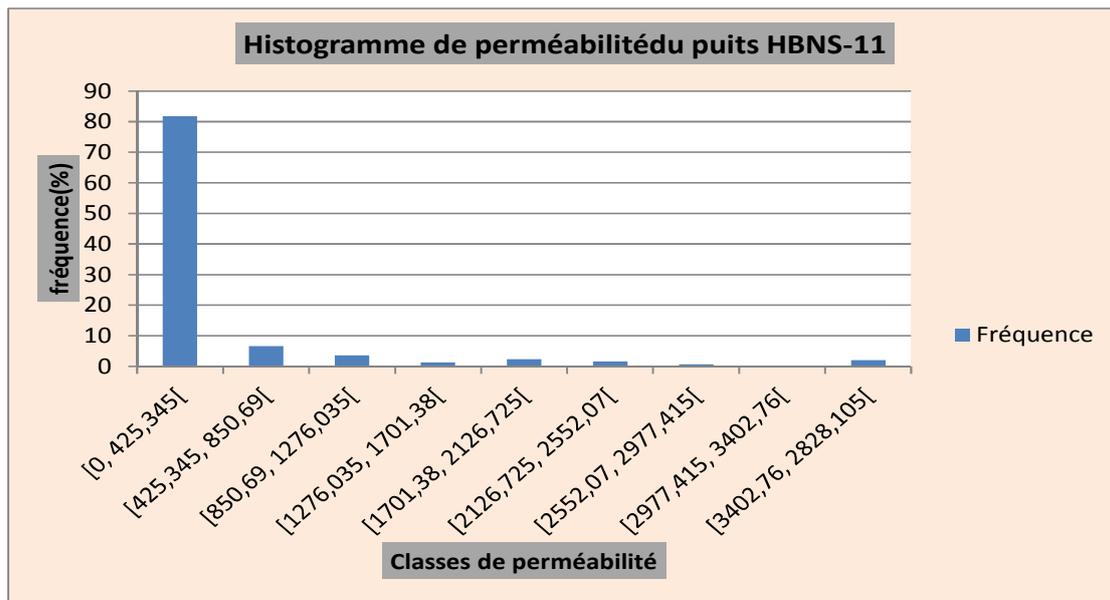


Fig. III-14: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-11

) Le puits HBNS-26

L'histogramme de porosité présente une distribution bimodale. Le mode prédominant appartient à la classe [0, 2,5[avec une fréquence de 28,3%, le deuxième mode appartient à la classe [17,5-20[avec une fréquence de 22,6 %.

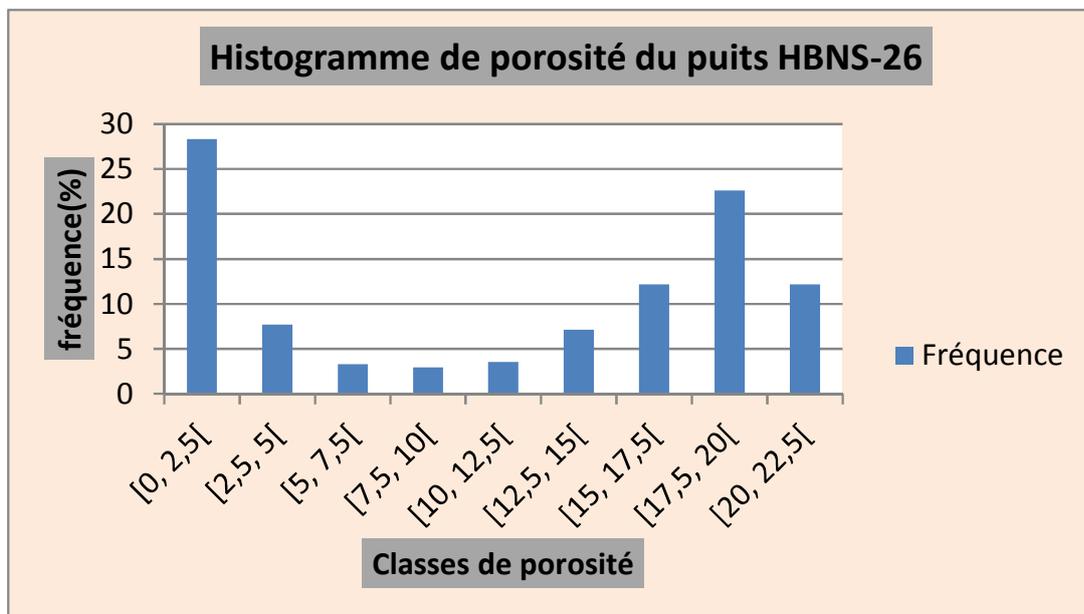


Fig. III-15: Histogramme de porosité du puits HBNS-26

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution bimodale. Le mode prédominant appartient à la classe [0-446,46] avec une fréquence 82.14% le deuxième mode appartient à la classe [2232,3-2678,76] avec une fréquence 1,49 % correspond à une perméabilité de fracture.

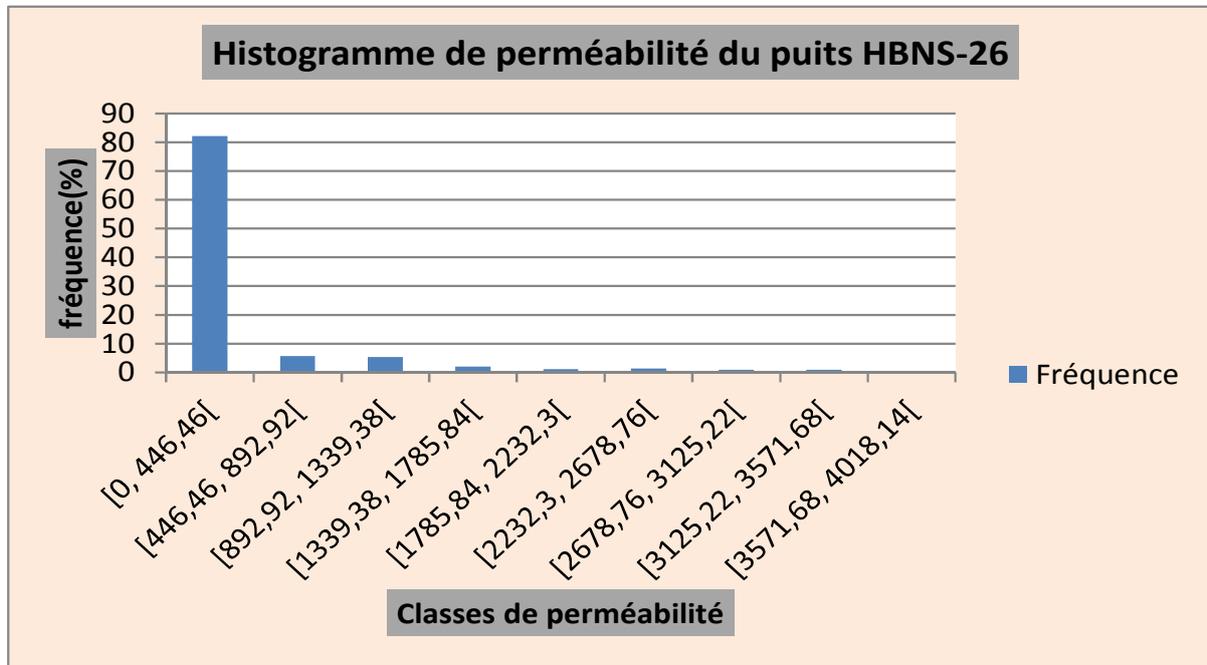


Fig. III-16: Histogramme de perméabilité du puits HBNS-26

) Conclusion

Les histogrammes de la porosité montrent une distribution polymodale et bimodale qui indique la présence de plusieurs types de porosité, primaire (inter-granulaire) et secondaire. Cette dernière est probablement de fissuration mais elle est surtout liée aux conditions de dépôt donc à la lithologie.

I.4 Interprétations des courbes de corrélation

) Le puits HBNS-8

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et ceux de la porosité montre une relation exponentielle. Le coefficient de corrélation $R^2=0.961$ traduit ainsi une très bonne corrélation. La porosité varie en même temps que la perméabilité.

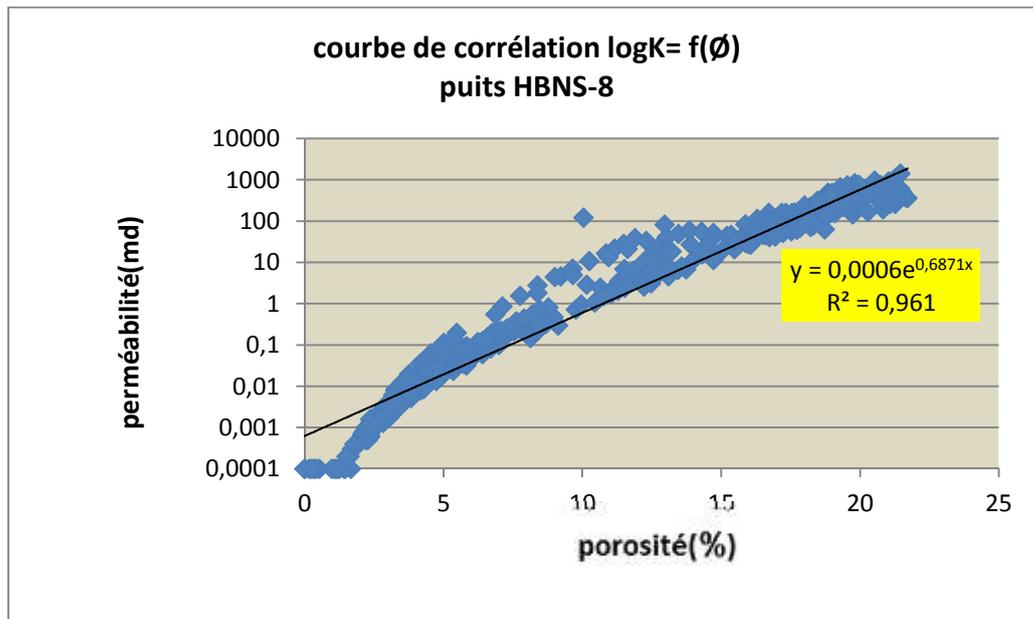


Fig. III-17: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-8

) Le puits HBNS-9

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et ceux de porosité montre une relation exponentielle. Le coefficient de corrélation $R^2=0.9601$ traduit ainsi une très bonne corrélation. La porosité varie en même temps que la perméabilité.

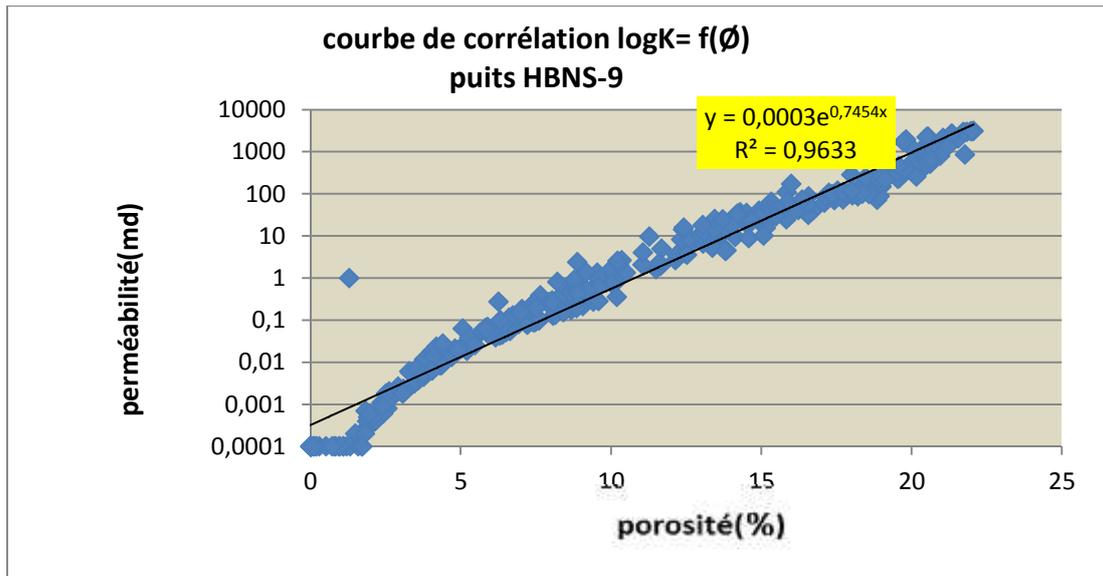


Fig. III-18: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-9

) **Le puits HBNS-11**

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et ceux de porosité montre une relation exponentielle. Le coefficient de corrélation $R^2=0.9632$ traduit ainsi une bonne corrélation. La porosité varie en même temps que la perméabilité.

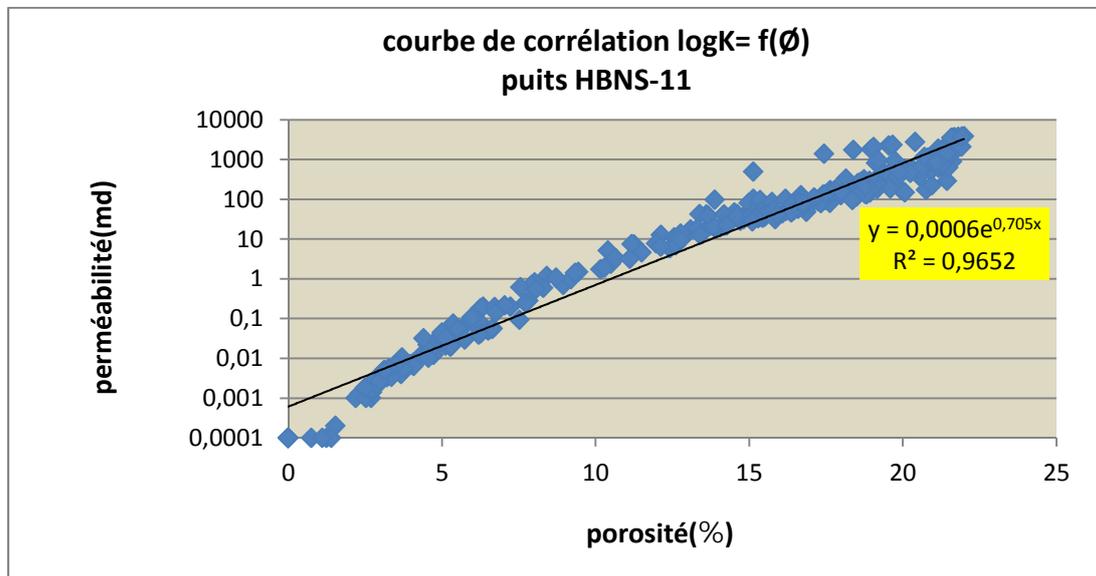


Fig. III-19: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-11

) Le puits HBNS-26

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et ceux de porosité montre une relation exponentielle. Le coefficient de corrélation $R^2=0.9676$ traduit ainsi une bonne corrélation. La porosité varie en même temps que la perméabilité.

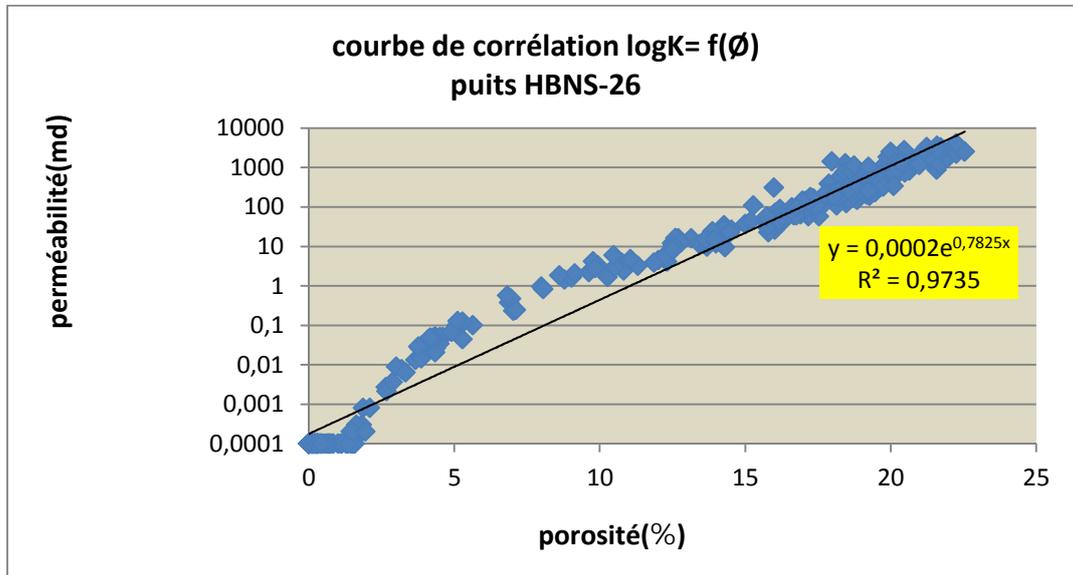


Fig. III-20: Courbe de corrélation, de porosité et perméabilité HBNS-26

I.4.1 Conclusion

Les courbes de corrélation montrent que la relation perméabilité – porosité est très bonne et que ces deux paramètres sont étroitement liés avec un coefficient de corrélation R^2 proche de 1 dans les puits étudiés : HBNS-8: $R^2=0.961$, HBNS-9 : $R^2=0.9601$, HBNS-11 : $R^2=0.9632$, HBNS-26 : $R^2=0.9676$. Il s'agit d'un réservoir conventionnel.

II Interprétation des cartes iso-porosités des différentes unités

La répartition spatiale des puits n'est pas idéale car ils sont disposés dans un couloir de direction NE-SW. Les courbes ne sont significatives que lorsqu'elles sont plus ou moins parallèles au couloir NE-SW.

II.1 L'unité U-3

D'après cette carte on remarque que les valeurs de porosité ont une répartition irrégulière, elles varient de 11 à 16 %. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie Nord, Nord-Est et Nord-Ouest de la région avec une valeur maximale 16.4 % au niveau du puits HBNS-13 et elles diminuent du centre et vers le sud de la région avec une valeur minimale de 10.9 % au niveau du puits (HBNS-9). En dehors du puits HBNS 8 il y a une organisation NE-SW, vers le NW les valeurs augmentent.

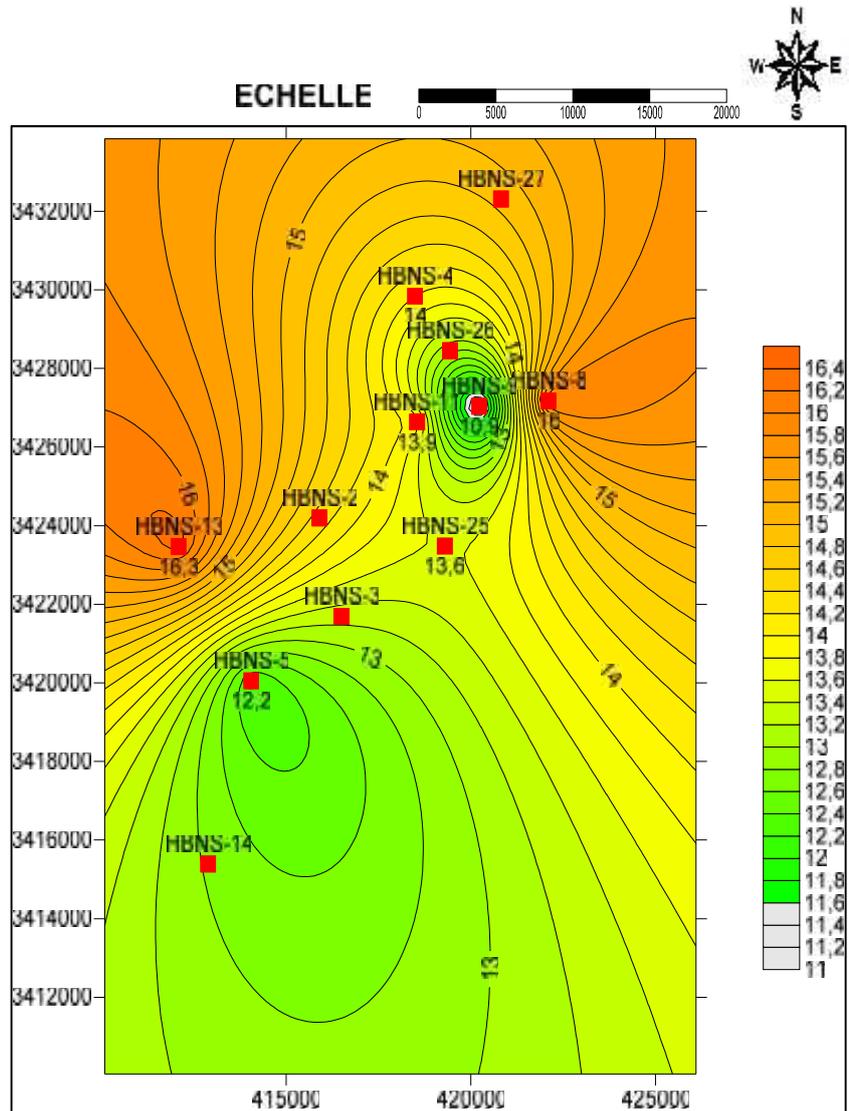


Fig. III-21: carte en iso-porosité de l'unité U-3

Légende:

■: position du puits.

HBNS-25: nom du puits.

13,6% : valeur de la porosité.

Equidistance: 0,2%

II.2 L'unité U-1b

On remarque que les valeurs de porosité ont une répartition irrégulière, elles varient de 12 à 18 % du Nord-Est vers le Sud-Ouest. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie Nord-Ouest de la région avec une valeur maximale 17.9 % au niveau du puits HBNS-4 et elles diminuent vers le Nord-Est de la région avec une valeur minimale de 12.6 % au niveau de puits (HBNS-27). Les isolignes dessinent NE-SW au centre et NW-SE dans la partie septentrionale de la carte.

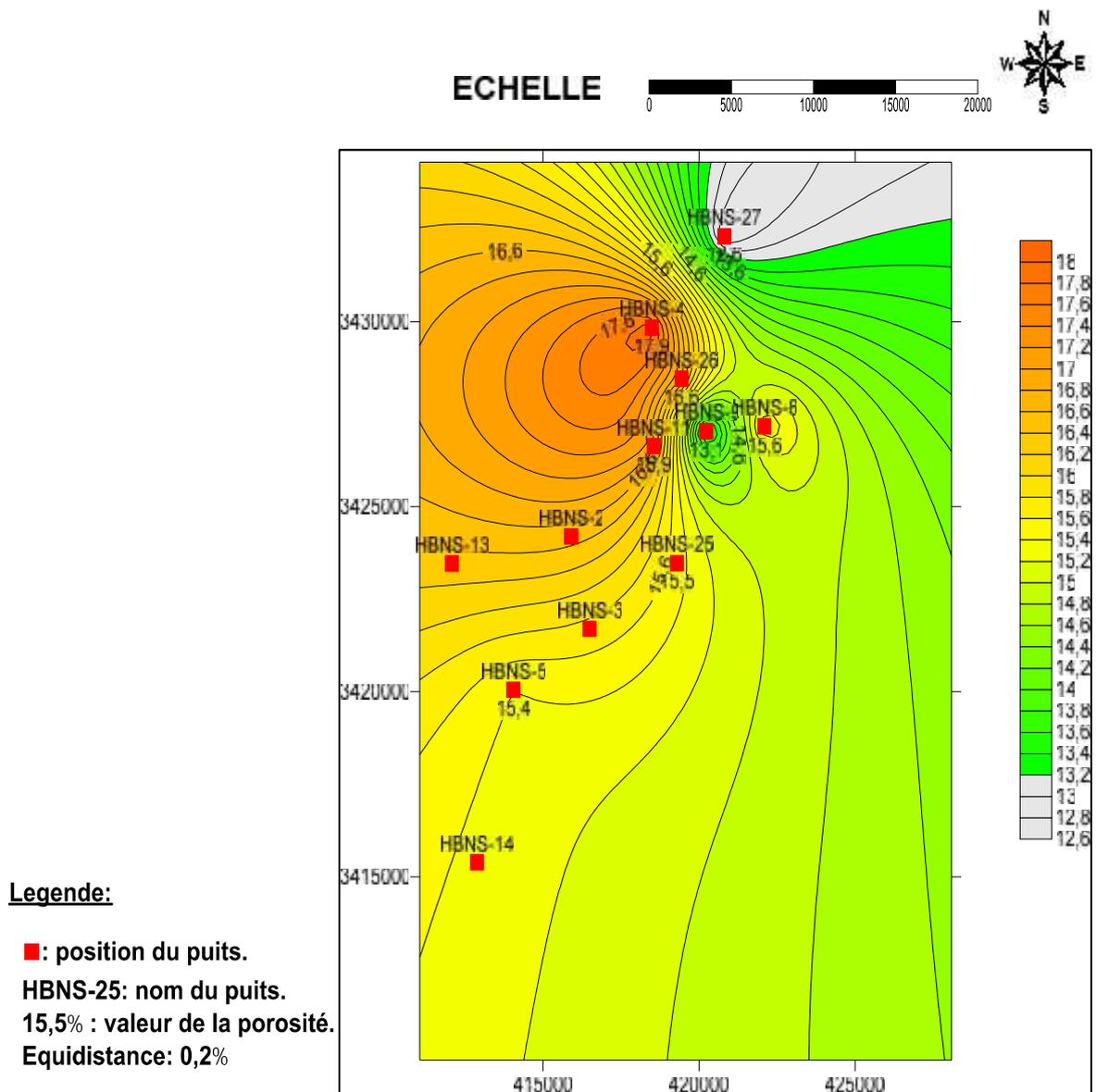


Fig. III-22: carte en iso-porosité de l'unité U-1b

II.3 L'unité U-1a

Les isolignes définissent une organisation suivant une direction NW-SE. Les valeurs de porosité ont une répartition irrégulière, elles varient de 10 à 19 %. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie centrale de la région avec une valeur maximale de 18.9 % au niveau du puits HBNS-4 et elles diminuent vers toutes les directions, les valeurs minimales apparaissent dans la partie Ouest de la région avec une valeur de 10.7 % au niveau du puits HBNS-13.

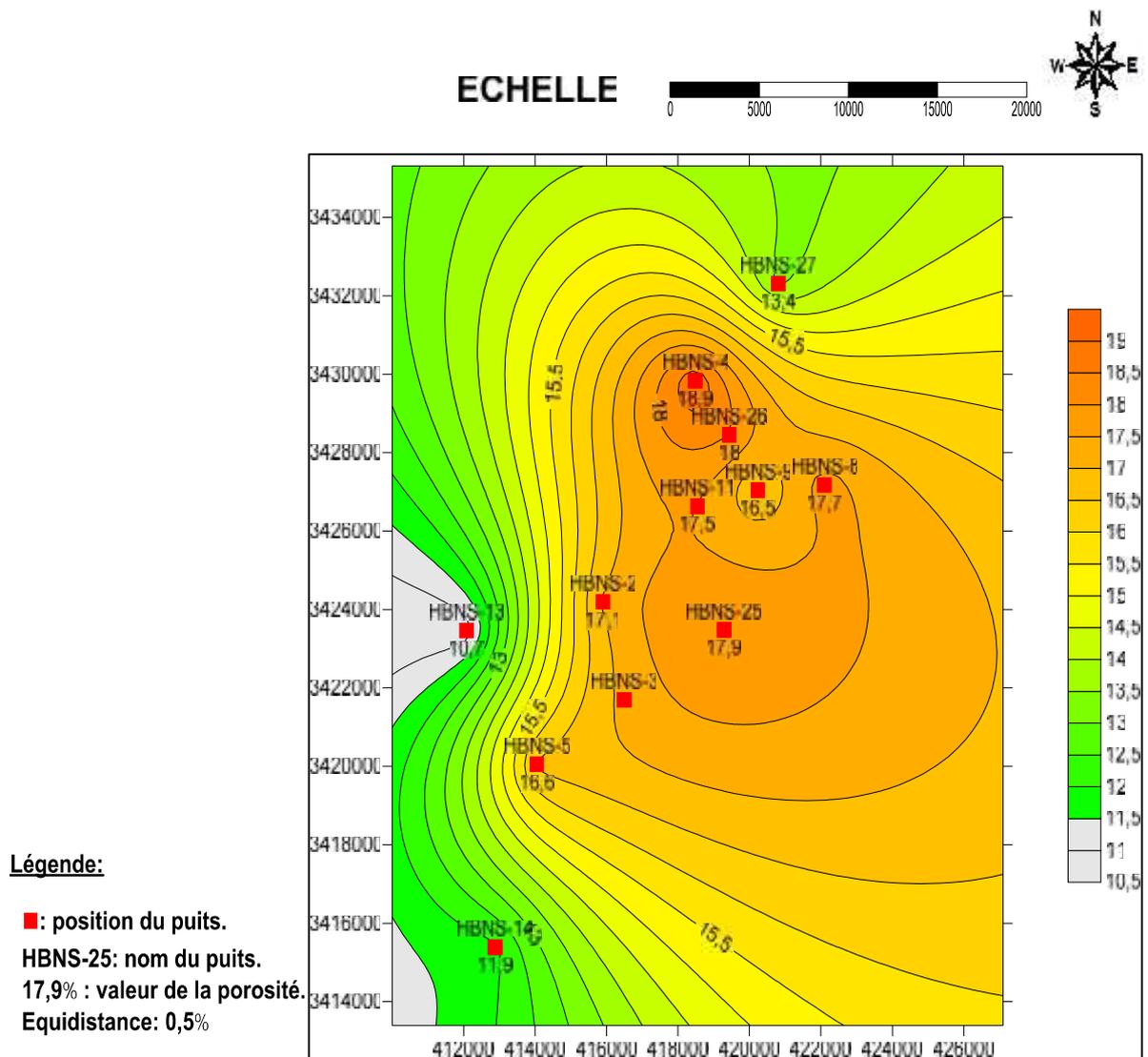


Fig. III-23: carte en iso-porosité de l'unité U-1a

II.4 L'unité M-1c

Les isolignes dessinent une organisation dans la direction NW-SE moins bien marquée que précédemment. D'après la carte en iso-porosité de l'unité M-1c on remarque que les valeurs de porosité ont une répartition irrégulière, elles varient de 14 à 19 %, les valeurs minimales se trouvent dans le centre et diminuent vers le Sud-ouest de la région avec une valeur minimale de 13.9 % au niveau du puits HBNS-9. Elles augmentent vers le Nord, vers le Sud et surtout vers le Nord-Est de la région avec une valeur maximale de 18.7 % au niveau du puits (HBNS-27).

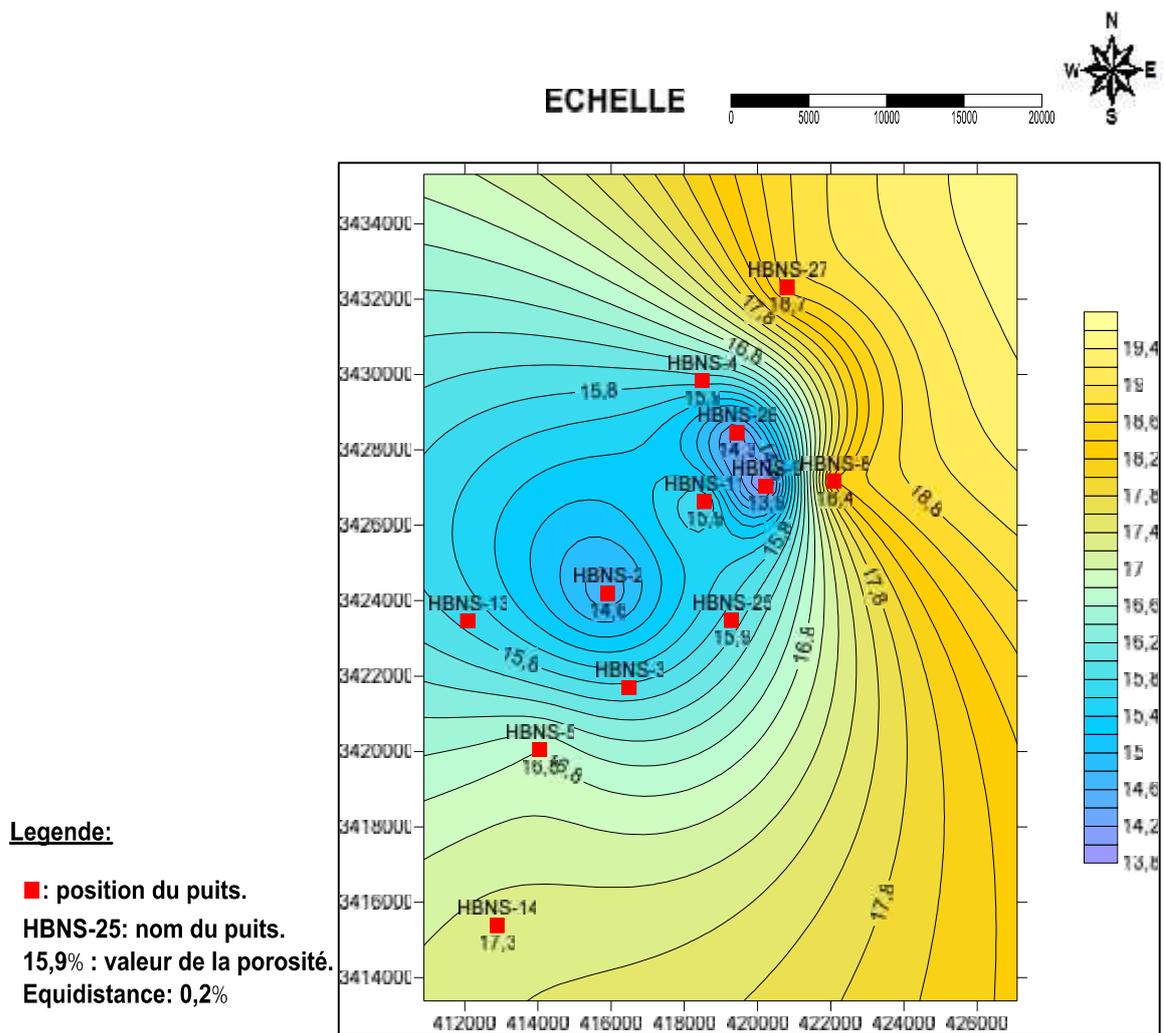


Fig. III-24: carte en iso-porosité de l'unité M-1c

II.5 L'unité M-1b

Les isolignes dessinent une organisation suivant la direction NE-SW et les faibles valeurs sont à l'ouest. On remarque que les valeurs de porosité ont une répartition irrégulière, elles varient de 11 à 19 %. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie centrale Est de la région avec une valeur maximale 19.6 % au niveau du puits HBNS-25 et les valeurs minimales apparaissent surtout dans la partie centrale Ouest de la région avec une valeur de 11.9 % au niveau du puits HBNS-3.

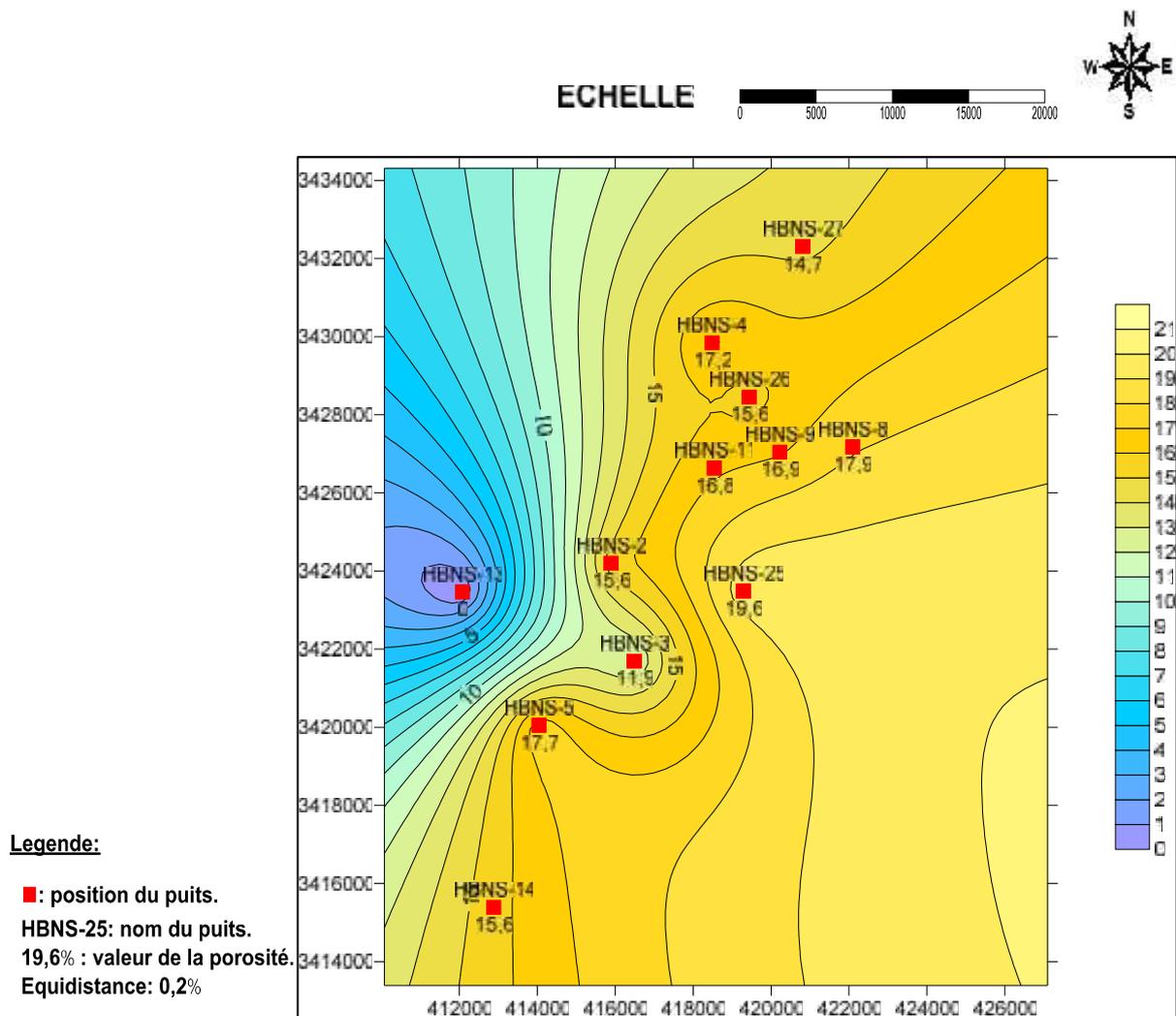


Fig. III-25: carte en iso-porosité de l'unité M-1b

II.6 L'unité M-1a

Les isolignes définissent un couloir de direction NW-SE dans la moitié sud et un couloir de direction NE-SW dans la moitié Nord, il 'agit des mêmes directions déjà définies dans les cartes précédentes. On remarque que les valeurs de porosité ont une répartition irrégulière, elles varient de 13 à 20 %. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie Nord de la région avec une valeur maximale de 20 % au niveau du puits HBNS-4 et elles diminuent vers le sud. Les valeurs minimales apparaissent dans les directions Sud-Est et Sud-Ouest de la région avec une valeur de 13,5 % au niveau du puits HBNS-25.

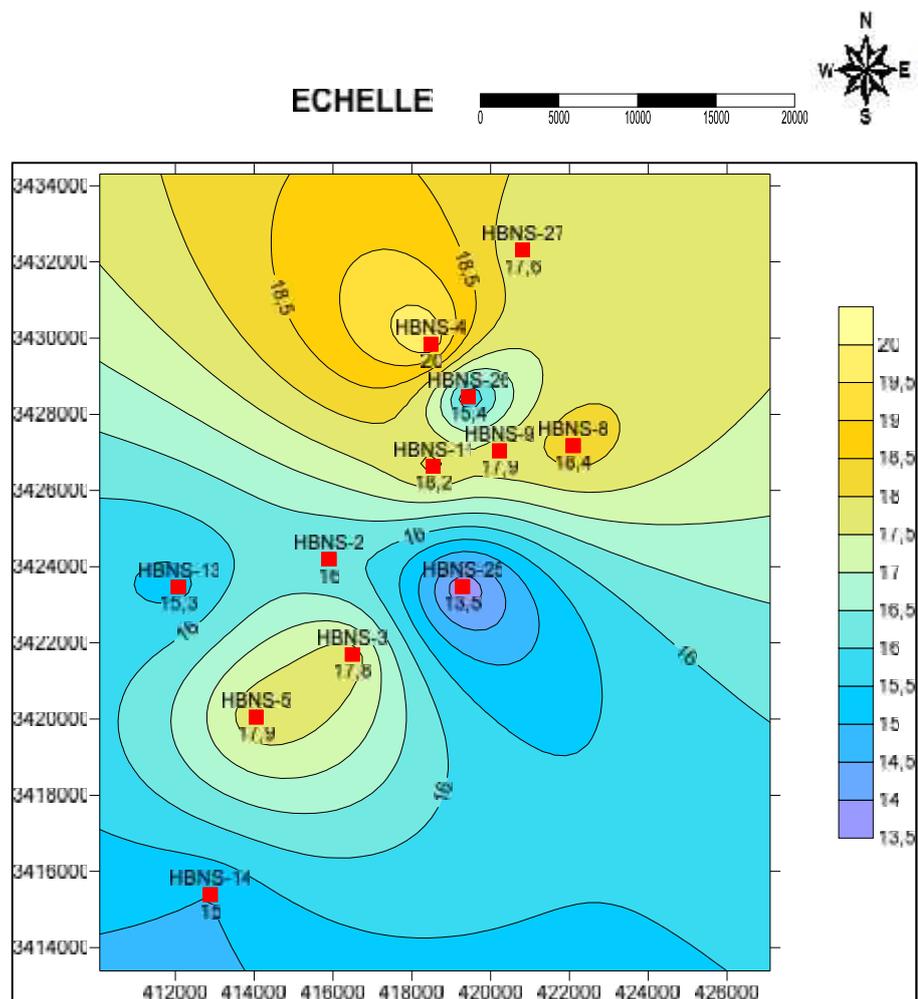


Fig. III-26: carte en iso-porosité de l'unité M-1a

Légende:

- : position des puits.
- HBNS-25: nom du puits.
- 13,5% : valeur de la porosité.
- Equidistance: 0,5%

II.7 L'unité L

Les isolignes définissent une organisation de direction NE-SW avec les faibles valeurs à l'est. On remarque que les valeurs de porosité ont une répartition irrégulière, elles varient de 10 à 16 %. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie Ouest de la région avec une valeur maximale de 16.4 % au niveau du puits (HBNS-4) et elles diminuent vers l'Est, avec une valeur de 10.6 % au niveau du puits HBNS-27.

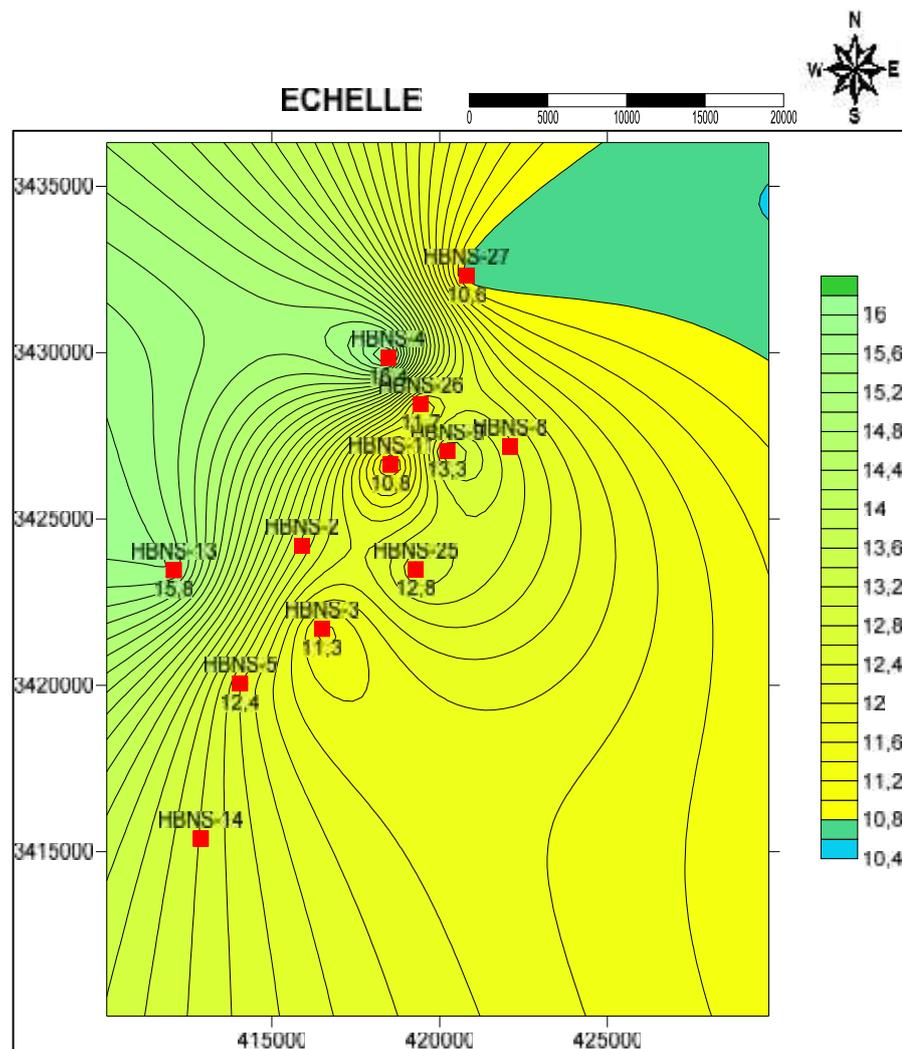


Fig. III-27: carte en iso-porosité de l'unité L

Legende:

- : position du puits.
- HBNS-25: nom du puits.
- 12,6% : valeur de la porosité.
- Equidistance: 0,2%

III Interprétation des cartes iso-perméabilités

III.1 L'unité U-3

Les isolignes s'organisent suivant une direction NE-SW et les valeurs les plus faibles se situent dans la partie ouest. On remarque que les valeurs de perméabilité ont une répartition irrégulière, elles varient de 0 à 120 md. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie Est de la région avec une valeur maximale 118.08 md au niveau du puits HBNS-8 et elles diminuent vers l'Ouest de la région avec des valeurs minimales au niveau des puits HBNS-2, HBNS-3, HBNS-13.

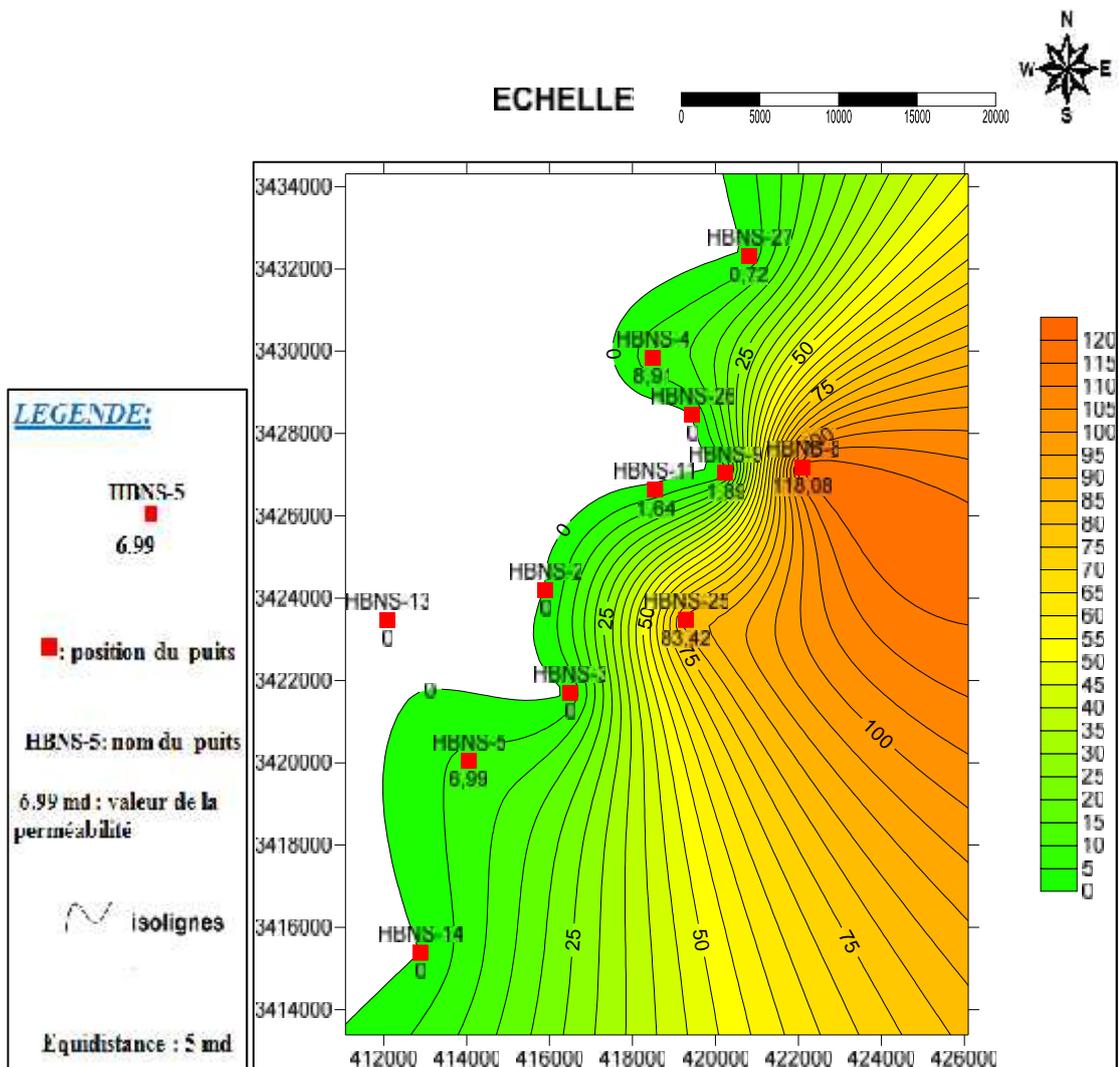


Fig. III-28: carte en iso-perméabilité de l'unité U-3

III.2 L'unité U-1b

Les isolignes s'organisent suivant la direction NW-SE. On remarque que les valeurs de perméabilité ont une répartition irrégulière, elles varient de 0 à 700 md. La valeur la plus élevée est de 703 md et elle se trouve au niveau du puits HBNS-26 et la valeur minimale se trouve au niveau du puits HBNS-13 et elle est de 0 md.

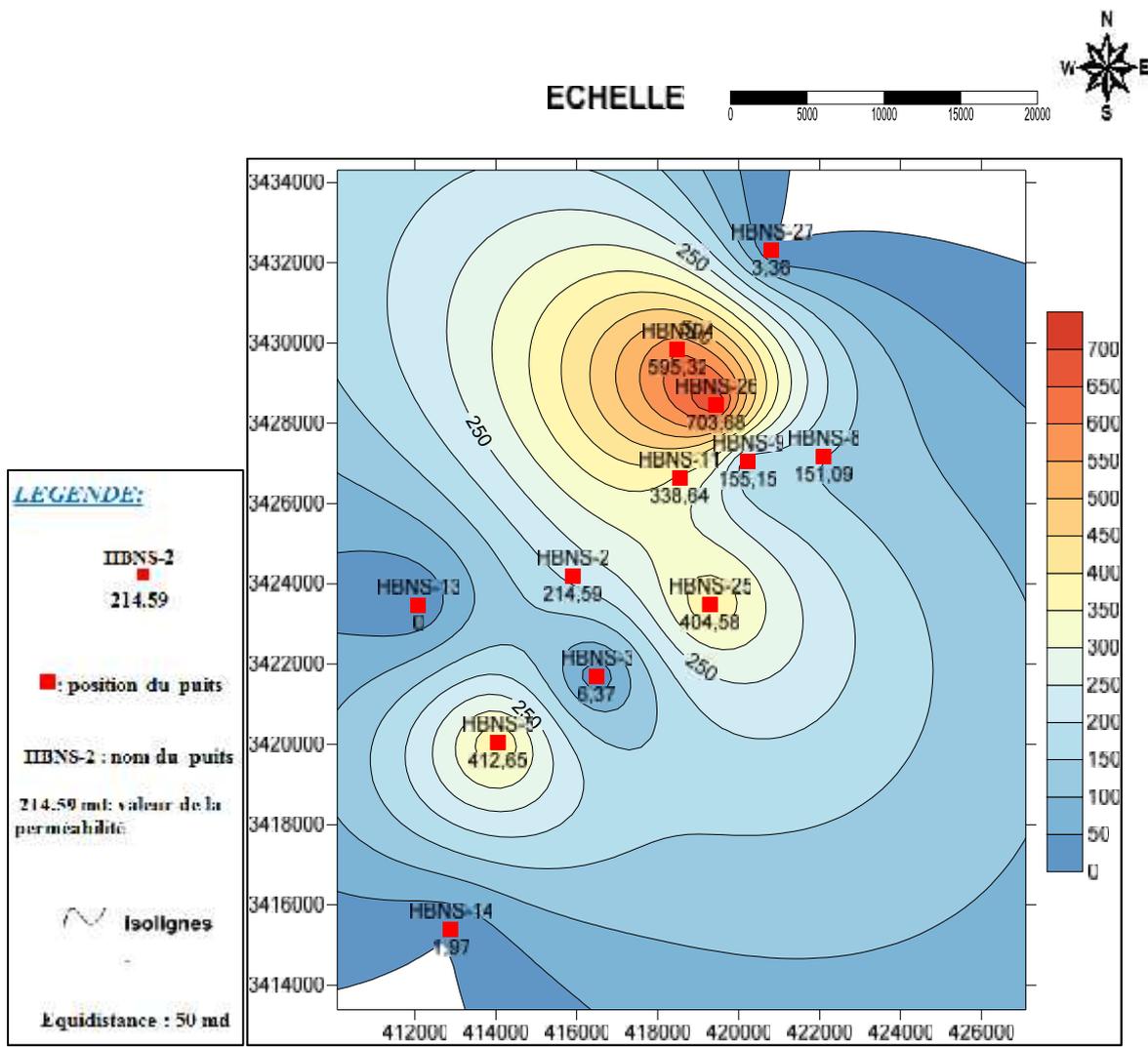


Fig. III-29: carte en iso-perméabilité de l'unité U-1b

III.3 L'unité M-1c

Les isolignes définissent des couloirs de direction NW-SE. On remarque que les valeurs de perméabilité ont une répartition irrégulière, elles varient de 60 à 960 md. Les valeurs les plus élevées sont situées dans la partie centrale et Sud-Ouest de la région avec une valeur maximale 961.69 md au niveau du puits HBNS-5 et elles diminuent vers le Nord-Ouest et le Sud-Ouest avec une valeur minimale de 68.78 au niveau du puits HBNS-13.

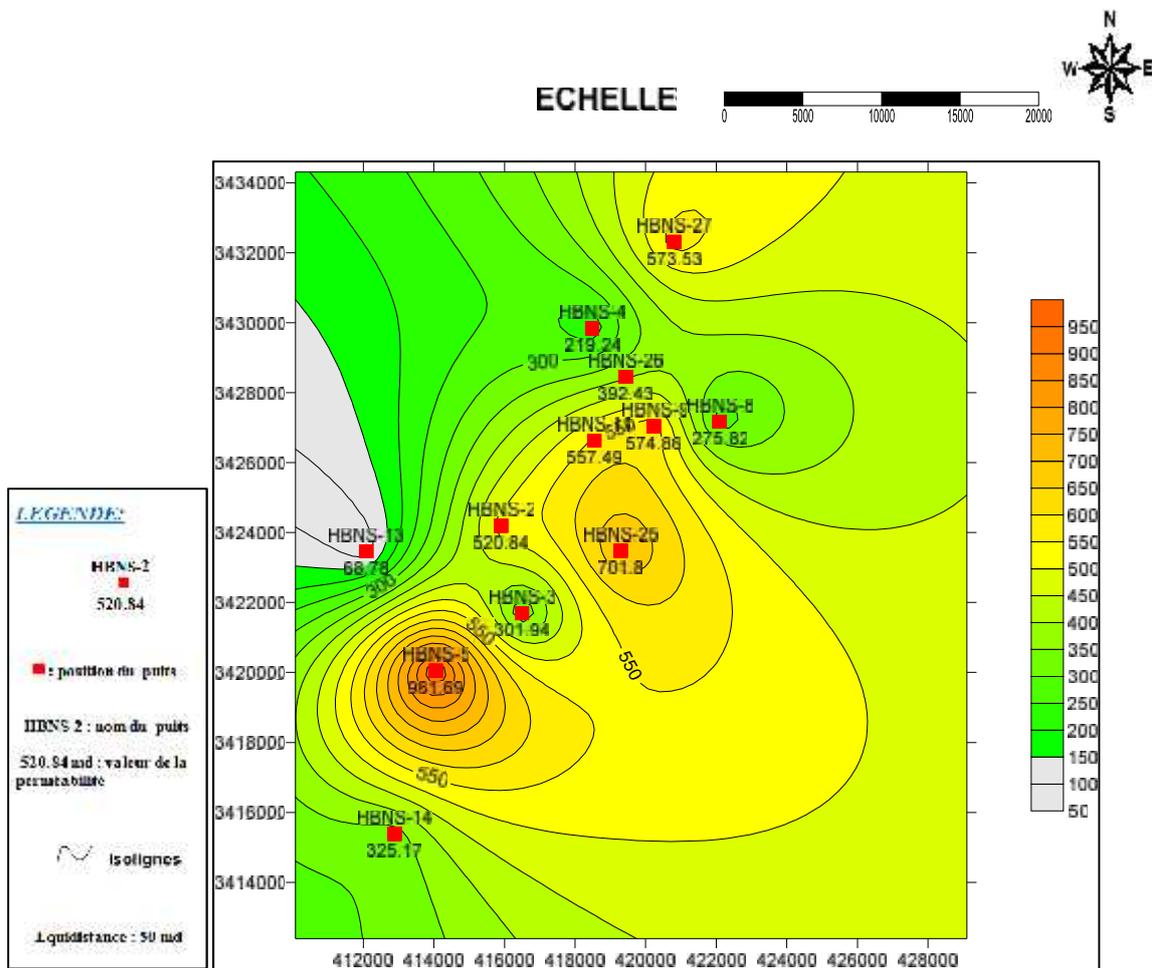


Fig. III-30: carte en iso-perméabilité de l'unité M-1c

IV Conclusion

-) Au niveau du TAGI la porosité varie de 10 à 20%. Elle est considérée comme moyenne à bonne.
-) D'après les cartes iso-porosités la zone intéressante se trouve dans la partie centrale et septentrionale de la région d'étude où se trouvent les puits HBNS-4, HBNS-8, HBNS-9.
-) D'après les cartes en iso-perméabilités la zone intéressante se trouve dans la partie centrale et Sud-Ouest de la région d'étude.
-) D'après les résultats acquis à la suite de l'analyse des cartes illustrant les différents paramètres du réservoir **TAGI**, on constate que les parties ayant de bon paramètres pétrophysiques se localisent dans les chenaux. C'est à la suite de l'activité de ces derniers qu'on a un maximum d'apport détritique dans les parties où les paramètres pétrophysiques sont de bonne qualité qui sont des critères d'un bon réservoir. En s'éloignant de ce chenal, l'hydrodynamisme de l'eau diminue, ce qui va permettre aux particules fines de se déposer et on aura tendance à avoir beaucoup plus d'argiles que de grés, ceci a eu pour effet la détérioration de la qualité du réservoir.
-) Les iso-lignes des cartes en isoporosité et en iso perméabilité s'organisent suivant deux directions principalement NE-SW et NW-SE. Ces zones pourraient correspondre à la direction des chenaux.

IV. DISCUSION ET CONCLUSION GENERALE

Nous avons vu que la structure HBNS est dans une zone fortement structurée et a subi plusieurs phases déformation. La phase hercynienne qui s'est déroulé sur un temps assez long avec deux évènements Viséen et fini Carbonifère correspondant d'abord à une contrainte S1 de direction N040 puis une contrainte S2 de direction N120. A chaque évènement il va y avoir développement de fractures de types fractures de tension, fractures diagonales, fentes de tension qui vont accompagner les plissements et les failles. L'analyse des carottes est indispensable pour faire la part des choses en déterminant les types de déformation et en attribuant chaque déformation à la phase correspondante. Il s'agit aussi de déterminer la distribution de la fracturation et pour cela les données d'imagerie nous ont manqué.

Les cartes structurales montrent bien que la zone est fortement affectée par des accidents compressifs d'abord puis repris ultérieurement par des phases distensives et compressives. On s'attendait à voir l'effet des différentes contraintes à travers les histogrammes des paramètres pétrophysiques et les courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité. Certes nous avons relevé des perméabilités de fracture indiquant la présence de fractures importantes mais le réservoir va produire à partir des paramètres de la matrice qui sont très bonnes. La compagnie Sonatrach et ses partenaires considèrent que cette zone fortement structurée est fortement complexe. En effet la carte isobathe montre que les accidents ont fonctionné au moins deux fois en compression et donc en transpression marquée par l'allure des accidents et leur orientation. Les isohypses définissent des structures qui sont toutes affectées par les accidents et sont découpées. Nous n'avons pas pu avoir des informations sur les autres puits.

Les cartes en iso porosité et en iso-perméabilité ont toutes montré des isolignes orientées NW-SE ou NE-SW. Cette dernière direction correspond aux trends tectoniques majeurs du Bassin de Berkine, ceci laisse supposer qu'il ya une relation entre la distribution des paramètres pétrophysiques et l'évolution tectonique et certainement beaucoup plus à travers la répartition des faciès.

Après cette analyse nous rappellerons les résultats essentiels de notre travail :

- Du point de vue tectonique la structure a une orientation NE-SW et il en est de même pour les accidents et les trends.
- Les accidents sont d'âge différent et sont souvent concentrés dans des niveaux.

RELATION FRACTURATION PETROPHYSIQUE ET CONCLUSION GENERALE

- Les histogrammes de la porosité montrent une distribution polymodale et bimodale qui indique la présence de plusieurs types de porosité, primaire (inter-granulaire) et secondaire. Cette dernière est probablement de fissuration mais elle est surtout liée aux conditions de dépôt donc à la lithologie.
- Les courbes de corrélation montrent que la relation perméabilité / porosité est très bonne et que ces deux paramètres sont étroitement liés avec un coefficient de corrélation R^2 proche de 1. Il s'agit d'un réservoir conventionnel.
- Au niveau du TAGI la porosité varie de 10 à 20%. Elle est considérée comme moyenne à bonne.
- D'après les cartes iso-porosités la zone intéressante se trouve dans la partie centrale et septentrionale de la région d'étude où se trouvent les puits HBNS-4, HBNS-8, HBNS-9.
- D'après les cartes en iso-perméabilité la zone intéressante se trouve dans la partie centrale et Sud-Ouest de la région d'étude.
- D'après les résultats acquis à la suite de l'analyse des cartes illustrant les différents paramètres du réservoir **TAGI**, on constate que les parties ayant de bons paramètres pétrophysiques se localisent dans les chenaux. C'est à la suite de l'activité de ces derniers qu'on a un maximum d'apport détritique dans les parties où les paramètres pétrophysiques sont de bonne qualité qui sont des critères d'un bon réservoir. En s'éloignant de ce chenal, l'hydrodynamisme de l'eau diminue, ce qui va permettre aux particules fines de se déposer et on aura tendance à avoir beaucoup plus d'argiles que de grés, ceci a eu pour effet la détérioration de la qualité du réservoir.
- Les iso-lignes des cartes en isoporosité et en iso perméabilité s'organisent suivant deux directions principalement NE-SW et NW-SE. Ces zones pourraient correspondre à la direction des chenaux.

Comme recommandation il serait judicieux de réaliser une campagne d'imagerie de puits.

Bibliographie

- J AL, SCOTT. (1999).Groupement Berkine G&G review.
- J Azoug et al., 2007. Groupement Berkine review.
- J BEICIP – SONATRACH, (1991): Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).
- J Beicip- Franlab. 1975 : Etude structurale et cartographique. Bassin d'Illizi-mole d' El Biod. Rapport interne. Sonatrach.
- J Boudjemaa, A. 1987. Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord Orientale (Algérie). Thèse Doctorat Etat, Paris XI-Orsay, France, 290p.
- J Carney et al., (1999).Groupement Berkine G&G review.
- J Chaouche .A (1992) : Genèse et mise en place des hydrocarbure dans les bassin d'Erg orientale (Sahara Algérien). (Thèse Doctorat. Université Michel de Montaigne-bordeaux 3 en science de la terre).
- J D. Chapellier. (2003).diagraphies pétrole, université de Lausanne institut français du pétrole.
- J Document berkine 2008.HBNS-40 Daily Wtr and gaziinj volume.01May 2007 to 01Sep 2007.
- J Document sur l'interprétation diagraphique. Sonatrach DP. Berkaoui.
- J Groupement Berkine, 2013. Rapport Acide Stim, HBNS-40 Daily Wtr and gaziinj volume. 17 Mars 2012 to 16 Apr 2013.
- J H.Mohamed. 26 may 2007.Hydrolic fracturing proposal, version3 (Halliburton).
- J Mapping study. (Mars 2000). Hassi Berkine South Field. Algeria.

- J Rapport d'implantation Hassi Berkine South -40, Berkine Basin, Algérie (janvier 2001).
- J SCHLUMBERGER, 1993. Séminaire d'interprétation des diagraphies. Edition RAPIDOCOLOR, France.
- J SONATRACH - SCHLUMBERGER, 2007. WEC (well evaluation conference), Alger.
- J Sa fi, S. 2006. Caractérisation du réservoir R2 de la partie Centrale du champ de Hassi Messaoud, Mémoire d'Ingénieur d'Etat en Géologie Pétrolière, Université M'Hamed Bougara, Boumerdès. 123p.