

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BELDJILLALI Ahlem

AÏT AMBER Kahina Khalidja Zahia

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Thème

---

**L'intérêt pétrolier du réservoir Trias Argilo-Gréseux de la  
Série Inferieure dans la région de Benkahla, bassin d'Oued  
Mya**

---

Devant le jury :

Mr. Zellouf Khemissi	UMBB	Président
Mr. Assas Amer	UMBB	Promoteur
Mr. Loumi Khaled	UMBB	Examineur
Mem.Ouibrahim Zohra	UMBB	Examineur
Mlle .Benayad Soumia	UMBB	Examinatrice

## *Remerciements*

*En premier lieu, nous remercions notre Créateur ALLAH, pour nous  
avoir*

*Accordé la connaissance de la science et de nous avoir donné la force, le  
courage, la patience, la volonté pour accomplir ce travail.*

*Nous exprimons nos sincères gratitudees à Mr A. ASSES pour son aide et  
ses conseils avisés. Et sa disponibilité au cours des périodes les plus critiques  
de notre cursus.*

*Nos vives remerciements revient à l'ensemble des enseignants du  
département « Gisements pétroliers et miniers » de Boumerdès.*

*Nous remercions le personnel de la division exploration de Boumerdès, en  
particulier notre encadreur Mr. K. HACHOUR, L'ingénieur  
Mr. M. BELKARFA, Mr. DJABAR, L'ingénieur N. GHOUILLEM ;  
L'ingénieur SABEG Naima.*

*Nos plus sincères remerciements à Mr. S. MAZOUZI qui nous a tant  
aidée et orientée dans nos stages, sans oublier Mr A. DERRADJ pour son aide  
fructueuses.*

*Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou  
de loin pour l'aboutissement de ce travail.*



# Dédicace

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

*A mes chers parents qui m'ont donné vie, et qui me donnent sans cesse amour, qui ont su m'élever et m'orienter sur le droit chemin.*

*A mes deux chères sœurs Baya et Yasmine à qui je souhaite la réussite dans leurs études et leurs vies, à mon très cher et unique frère Abd-Azake que j'aime plus que tout et à qui je souhaite la réussite dans c'est études et sa vie.*

*A ma grand-mère que dieu la protège et à Amatie Baya.*

*A toute la famille Semmani, surtout à Loucif*

*A Adidi et toute sa famille*

*A mon binôme et chère copine ainsi qu'à tout sa famille*

*A tout mes copines sur tous les filles de géologie pétrolière (MAGL11).*

*A Mr. Ouchaou Rachid mon cher collègue qui m'a aidée dans mon cursus.*

*A tout le groupe MAGL11.*

*Et en fin pour conclure je tiens à te dédier ce travail à toi ma chère maman qui a tout donné pour quand puisse arriver là .maman merci.*

*K.S.Ait Amber.*



# Dédicace

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

*A mes chers parents qui m'ont donné vie, et qui me donnent sans cesse amour et qui ont su m'élever et m'orienter sur le droit chemin.*

*A mes chères sœurs Hayat, Rachada et Khouloud à qui je souhaite la réussite dans leurs études et leurs vies, à mon très cher et unique frère Mohammed que j'aime plus que tout et à qui je souhaite la réussite.*

*A ma grand-mère que dieu la protège et tous mes oncles et leur famille.*

*A mon binôme et chère copine ainsi qu'à toute sa famille*

*A tous mes copines et collègue et plus précisément (Ikram, Kahina, Imilia , Naima)*

**BELDJILLALI A**

# Table des matières

Remerciement	
Dédicaces	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux.	

## CHAPITRE I : présentation de l'étude

I.1.Introduction .....	1
I.2.Situation géographique .....	1
I.3.Situation géologique .....	2
I.4Bref historique des travaux dans la région.....	3
I.5.Intérêt Pétrolier.....	4
I.5.1.La roche mère.....	4
I.5.2.La roche réservoir.....	5
I.5.3.La roche couverture.....	6
I.5.4.Les phénomènes de migration.....	6
I.5.5.Les pièges géologiques rencontrés.....	6

## CHAPITRE II: Présentation de la région de Benkahla

II.1.Cadre géologique.....	7
II.1.1.Stratigraphie et morphologie du bassin triasique.....	7
II.1.2.Description des unités stratigraphique rencontrées.....	8
II.1.2.1. Le Paléozoïque.....	8
II.1.2.1.1.L'Ordovicien .....	8
II.1.2.1.2.L'Ordovicien Inferieur.....	8
II.1.2.1.3.L'Ordovicien moyen.....	9
II.1.2.1.4. L'Ordovicien supérieur.....	9
II.1.2.1.5. Silurien.....	9
II.1.2.1.6.Dévonien Inferieur.....	10
II.1.2.2. Le Mésozoïque.....	10

II.1.2.2.1.Le Trias.....	10
II.1.2.2.2. Le Jurassique.....	10
II.1.2.2.3.Le Crétacé .....	11
II.1.2.3. Le Cénozoïque.....	12
II.1.2.3.1.Le Mio-Pliocène.....	12
II.1.3.Evolution tectonique.....	14
II.1.3.1. L'orogénèse hercynienne .....	15
II.1.3.1.1. La phase hercynienne précoce.....	15
II.1.3.1.2. La phase hercynienne principale.....	15
II.1.3.1.3.La phase hercynienne tardive.....	15
II.1.3.2.Les déformations alpines.....	15
II.1.3.3.Les différents phases tectoniques ayants affectés la région de Benkahla.....	15
II.1.3.3.1.La phase Trias - Lias.....	15
II.1.3.3.2. La phase autrichienne.....	15

### **CHAPITRE III: Etude sédimentologique**

III.1.Introduction.....	16
III.2.Méthodologie.....	16
III.3. Analyse des puits de la région d'étude.....	17
III.3.1. Etablissement des Logs synthétiques des puits étudiés.....	17
III.3.2.Corrélation entre les puits avec une analyse séquentielle .....	27
III.3.2.1.Le profil de corrélation de direction NW-SE.....	27
III.3.2.2.Le profil de corrélation de direction SW-NE.....	27
III.3.2.3.Conclusion.....	28
III.4. Description des facies de la Série Inferieure.....	29
III.4.1.Rapport de la sédimentation détritique de la Série Inferieure dans les différents puits...29	
III.4.2.Etablissements de carte en isovaleurs.....	35
III.4.2.1.Carte en isovolume d'argile de la Série Inferieure.....	35
III.4.2.2.Carte en isovolume de silt de la Série Inferieure.....	35



III.4.2.3 Carte en isovolume des grés de la Série Inferieure.....	35
III.4.2.4. Carte en isovolume de net to Gross de la Série Inferieure.....	36
III.3. Réalisation de la carte du paléo- environnement .....	40
III.4 conclusion.....	40
III.5. Aspect géophysique.....	42
III.5.1. Interprétation de la carte structurale.....	42
III.5.2. Analyse des profils sismiques.....	43

## **CHAPITRE IV:ETUDE PETROPHISYQUE**

IV.1. Introduction.....	45
IV.2.Méthodologie.....	45
IV 3.Tableau des données.....	46
IV.4. Etudes pétrophysique.....	46
IV.4.1 Analyse et interprétation des cartes .....	46
IV.4.1.1. Interprétation des cartes en isobathes au toit et au mur de la Série Inferieure.....	46
IV.4.1.2. Carte en isopaques du réservoir.....	49
IV.5. Les paramètres pétrophysiques .....	50
IV.5.1. Etablissement des cartes en isoporosité et isoperméabilité.....	50
IV.5.2. Représentation de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur.....	51
IV.5.3 Analyse statistique.....	58
IV.5.3.1. Etablissement des histogrammes et des courbes enveloppe au niveau de chaque puits... .....	58
IV.5.3.2. Interprétation des histogrammes et des courbes enveloppe de la porosité et de la Perméabilité pour les puits étudiés.....	63
IV.6. Commentaire sur les cartes en isovaleurs.....	64
IV.6.1. Aspect géométrique.....	64
IV.6.2. Qualité du réservoir.....	64
IV.6.3. Corrélation.....	66
IV.7. Conclusion.....	70

## **Conclusion générale**

Conclusion

## **Recommandation**

Recommandation

# Liste des figures

Figure1 : Situation géographique du champ de Benkahla sans échelle .....	2
Figure 2 : Situation Géologique du gisement de Benkahla (Sonatrach \PED - modifié).....	3
Figure 3. Situation de la région d'étude par rapport au bassin Triasique.....	8
Figure 4. Colonne stratigraphique type de la région de Benkahla.....	13
Figure 5. Eléments tectoniques du Bassin Oued Mya (BLOC 438) .....	14
Figure 6. Analyse séquentielle du puits TTG-1.....	19
Figure .7. Description des carottes dans le puits TTG-1.....	20
Figure .8. Analyse séquentielle du puits HKB-1.....	21
Figure.9. .Description des carottes dans le puits HKB-1.....	22
Figure 10. Analyse séquentielle du puits BBH-1.....	23
Figure11 .Description des carottes dans le puits BBH-1.....	24
Figure 12. Analyse séquentielle du puits DAL-1.....	25
Figure13 .Description des carottes dans le puits DAL-1.....	26
Figure.14. Le profil de corrélation de direction NW- SE.....	26
Figure.15. Profil de corrélation de direction SW- NE.....	26
Figure.16. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits TTG.....	29
Figure.17. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits HKBE-1.....	30
Fig.18. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BKHE-2.....	30
Fig.19. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BKHE-1.....	31
Fig.20. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BBH-2. ....	32
Fig.21. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BBH-1. ....	32

Figure.22. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits ESM-1. ....	33
Figure.23. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits DAL-1.....	34
Figure.24. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits HKB-1.....	34
Figure.26. Carte en isovolume de silt de la Série Inferieure. ....	37
Figure.27. Carte en isovolume de grés de la Série Inferieure. ....	38
Figure.28. Carte de net to Gross de la Série Inférieure.....	39
Figure.29. Carte de paléo-environnement de la région d'étude.....	40
Figure. 30. Schéma représentatif du modèle de dépôts de la région d'étude.....	41
Figure.31. Carte structural au toit de la discordance hercynienne.....	42
Figure.32. Profil sismique de direction NW-SE de la région de Benkahla.....	43
Figure.33. Profil sismique de direction SW-NE de la région de Benkahla.....	43
Figure .34. Carte en isobathes au toit de la Série Inferieure... ..	47
Figure .35. Carte en isobathes au mur de la Série Inferieure.....	48
Figure.36. Carte en isopaques de la série inferieure.....	49
Figure.37. Variation de la porosité du puits BBH-1 en fonction de la profondeur.....	51
Figure.38. Variation de la perméabilité du puits BBH-1 en fonction de la profondeur.....	51
Figure.39. Variation de la porosité du puits TTG-1 en fonction de la profondeur.....	53
Figure.40. Variation de la Perméabilité du puits TTG-1 en fonction de la profondeur.....	53
Figure.41. Variation de la Porosité du puits HKBE-1 en fonction de la profondeur.....	54
Figure 42. Variation de la perméabilité du puits HKBE-1 en fonction de la profondeur.....	54
Figure. 43. Variation de la Porosité du puits BKHE-2 en fonction de la profondeur.....	55
Figure.44. Variation de la Perméabilité du puits BKHE-2 en fonction de la profondeur.....	55
Figure.45. Variation de la Porosité du puits BKHE-1 en fonction de la profondeur. ....	56

Figure.46. Variation de la perméabilité du puits BKHE-1 en fonction de la profondeur.....	57
Figure 47. Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits BBH-1.....	58
Figure. 48. Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits BBH-1..	58
Figure.49. Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits TTG-1.....	59
Figure.50. Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits TTG-1....	59
Figure.51. Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits HKBE-1.....	60
Figure.52.Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits HKBE-1...	60
Figure.53.Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits BKHE-2.....	61
Figure.54.Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits BKHE-2...	61
Figure.55.Histogramme et courbe enveloppe de Porosité au niveau du puits BKHE-1.....	62
Figure.56.Histogramme et courbe enveloppe de Perméabilité au niveau du puits BKHE-1....	62
Figure.57.Carte en isoporosité de la Série Inferieure.....	65
Figure.58.Carte en isoperméabilité de la Série Inferieur.....	66
Figure.59.Corrélation de la porosité et de la Perméabilité de la Porosité du puits BBH-1.....	66
Figure.60.Corrélation de la Porosité et de la perméabilité du puits BKHE-1.....	67
Figure.61.Corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits BKHE-2.....	68
Figure.62.Corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits BKHE-1.....	69
Figure.63.Corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits TTG-1.....	70

# **LISTE DES TABLEAUX**

Tableau .1 : Tableau Représentatif des valeurs de porosité et perméabilité des puits.....46

## I.1. Introduction:

Le gisement de Benkahla se trouve dans le bloc 438 du bassin d'Oued Mya au centre de la province triasique au sud -est du gisement de Berkaoui.

Du point de vue structural, il s'agit d'une structure allongée Sud Ouest - Nord Est de quelque dizaine de km.

La complexité de la région de Benkahla se distingue par la nature des réservoirs: barres de méandre dans la Série Inferieure, dans le T1 et T2 donc les changements latéraux de lithologie grés / argiles sont fréquent et se réalisent sur des courtes distances (1,5 à 2Km). Sur le plan sédimentologique, la fluctuation de l'épaisseur de la Série Inférieure qui est un ensemble argilo-gréseux d'origine continentale, reposant en discordance sur le Paléozoïque la caractérisé par un milieu de dépôt fluviatile. Ce dernier est très bien étudié dans la mesure où il contient de très bons réservoirs pétroliers.

Notre étude s'inscrit dans le cadre de développement du champ de Benkahla. Pour mieux étudier la région nous avons établi une corrélation entre la formation acquise à l'université de Boumerdes et les données récoltées au sein de la division exploration "Sonatrach" qui nous a proposé un sujet ayant pour thème : "intérêt pétrolier du réservoir Trias Argilo- Gréseux (Série Inferieure) de la région Benkahla-bassin Oued Mya ". L'objectif de cette étude est de cerner les caractéristiques du réservoir de la série inférieure dans cette région. Ce qui va nous mener à préciser l'intérêt de ce type de milieu de dépôts dans la formation des biseaux stratigraphiques et l'intérêt de ces derniers dans la production.

A fin de mieux réaliser notre travail nous avons consulté :

- ❖ Une description de carottes.
- ❖ Des analyses diagraphiques.
- ❖ Des profils sismiques.
- ❖ Des rapports de fin de sondage.
- ❖ Des cartes en iso pâques et en isobathes.
- ❖ Des cartes en isoporosités et en isoperméabilités.

## I.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE :

Le gisement de Benkahla est situé dans la région, anciennement nommée Garackrima à 80 kilomètres environ à l'Ouest de Hassi Messaoud, à une vingtaine de kilomètres au Sud du gisement de Guellala et à la même distance à l'Est de Haoud Berkaoui. Sa superficie est de l'ordre de 83.5 km<sup>2</sup>, Il se positionne entre les deux régions de Hassi Massaoud et de Hassi R'mel a 600Km au sud de la capitale algérienne.

La figure ci-dessous représente la situation géographique du champ de Benkahla.

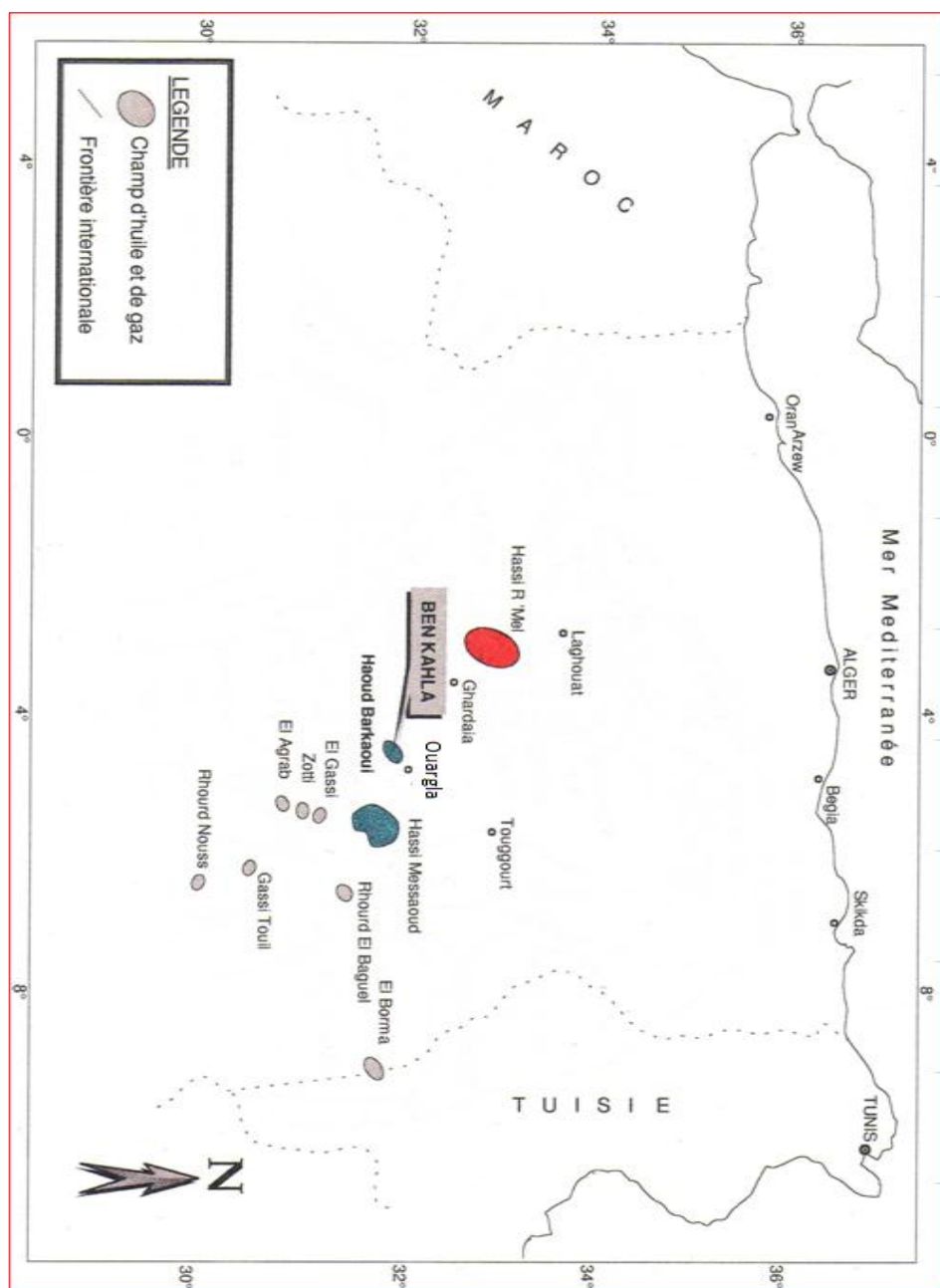


Fig I.1. Situation géographique du champ de Benkahla sans échelle (document SH/EXP).

### I.3. Situation géologique :

Le gisement de Benkahla se situe dans la dépression d'Oued Mya, au centre de la province triasique, où elle est limitée :

- Au Nord Est par gisement de Galalla.
- Au Nord ouest par gisement de Barkaoui.
- Au Sud par gisement d'El-Gassi.



- A l'Est par champs de Hassi Messaoud.
- A l'Ouest par champs de Hassi R'Mel.

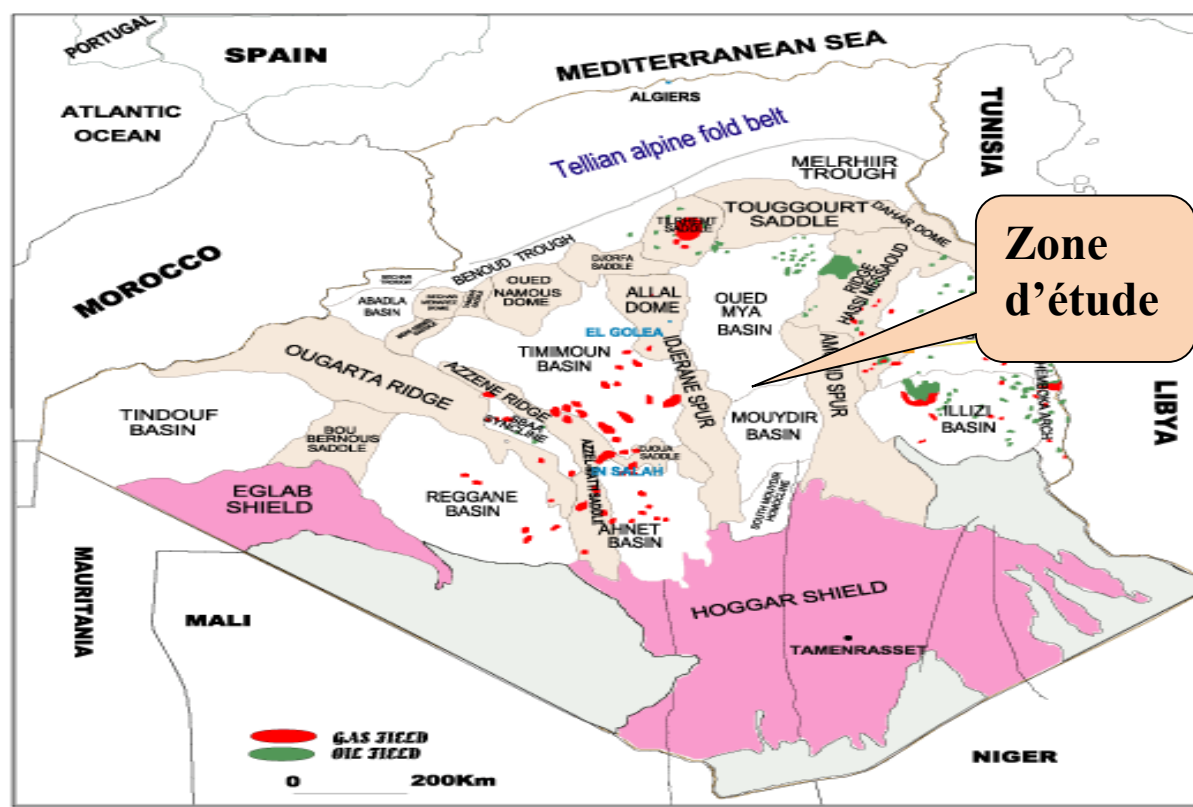


Fig.2. Situation Géologique du gisement de Benkahla (Sonatrach \PED – 2001).

#### I.4. Bref historique des travaux dans la région :

L'étude géophysique réalisée dans la région de Ouargla a permis de révéler l'existence de deux structures appelés Haoud Berkaoui et Benkahla toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600km<sup>2</sup>. En 1965, la CFPa a exploré les structures de Benkahla et Berkaoui où le Trias gréseux a donné de l'huile et du gaz. L'exploration de cette région a abouti à la découverte du champ de Berkaoui et Benkahla. OK101 est le premier forage implanté au sommet de la structure de Berkaoui en 1965, il a mis en évidence un gisement d'huile dans la Série Inférieure du Trias argilo-gréseux (T.A.G.). Suite à ce forage et aux interprétations sismiques, un deuxième puits OKP24 a été foré le 31/08/1966 dans la structure de Benkahla, il a rencontré également de l'huile dans le T.A.G, pour évaluer cette nouvelle structure un autre puits OKS55 a été foré. Le premier test de production effectué par la CFPa donna un débit de 11.8m<sup>3</sup>/h avec une pression de fond de 520 Kg/cm<sup>3</sup> et un GOR de 101m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Ce test réussi était très prometteur, il persuada les producteurs à implanter d'autres puits de production aux alentours du premier et longeant la structure de Benkahla.

Aujourd'hui, le gisement de Benkahla compte 38 puits dont :

- 08 puits injecteurs ;
- 03 puits secs ;
- 27 puits producteurs.

### **I.5. Intérêt pétrolier :**

Dans un bassin sédimentaire, l'existence d'un gisement d'hydrocarbure nécessite les conditions suivantes :

- L'existence d'une roche mère génératrice d'huile et/ou de gaz.
- La présence des hydrocarbures.
- L'existence d'une roche réservoir, favorable à l'accumulation des hydrocarbures.
- L'existence de piège, susceptible d'interrompre la migration des hydrocarbures et de les accumuler.
- L'existence d'une roche couverture.

#### **I.5.1. La roche mère :**

C'est une formation sédimentaire dans laquelle prennent naissance les hydrocarbures à cause de sa richesse en matière organique. Cette matière organique doit-être rapidement enfouie avec le sédiment dans des conditions anaérobies. Par la suite, au cours de la pression et surtout la température transforment cette matière organique en hydrocarbures. Les roches mères principales dans le bassin d'Oued Mya sont d'âge paléozoïque, dont on peut les citer par ordre d'importance décroissant :

##### **A. Le Silurien :**

Les différentes études géochimiques faites ultérieurement par le CRD et la DES ont montré que c'est la principale roche mère reconnue dans le bassin d'Oued Mya, pour sa richesse en matière organique, son état de maturation et sa bonne extension dans le bassin. Cette roche est constituée par les argiles radioactives du Silurien avec un bon potentiel de génération en hydrocarbures, elle est à l'origine du remplissage des grands gisements d'huile et de gaz de Hassi-Messaoud, Haoud-Berkaoui, Benkahla, Ait Kheir, Oued Noumer et Guellala. Le Silurien d'épaisseur moyenne plus ou moins constante d'environ 50m, rencontré à une profondeur moyenne de 3500m présente un faciès d'argile noire très radioactive et riche en matières organiques. Son extension se cantonne principalement dans l'axe central du bassin d'Oued Mya, où elle est recouverte généralement par les faciès du Dévonien inférieur.

##### **B. L'Ordovicien :**

Représentée par les argiles d'Azzel, les argiles d'El Gassi et les argiles micro conglomératiques, sont très développées à travers tous les systèmes à hydrocarbures d'Oued Mya, mais sont assez mal étudiées pourtant elles sont très riches en hydrogène, et ont une capacité de génération importante. Elles ont donc contribué d'une manière secondaire à la génération des hydrocarbures, vu leurs caractéristiques géochimiques faibles à moyennes. Ces argiles ont contribué à la génération et au remplissage en hydrocarbures des réservoirs ordoviciens tels que la Dalle de M'kratta et les grés d'Oued Saret.

### **I.5.2. La roche réservoir :**

La région d'Oued Mya est constituée de plusieurs réservoirs de type détritiques .Les principaux sont ceux du Trias et du silurien supérieur.

Les objectifs du Cambro- Ordovicien sont mal étudiés vu le nombre réduits des puits profonds. On commence par présenter les réservoirs du Trias vu leur importance dans le bassin.

#### **I.5.2.1. Trias Argilo- gréseux :**

Le Trias argilo- gréseux, caractérisé par une importante variation de faciès est constituée de trois (03) réservoirs : T2-T1- et la Série Inférieure.

##### **a. L'unité T2:**

Ce réservoir, très souvent compact présente de mauvaises qualités pétrophysiques dues essentiellement à l'infiltration des solutions salées à partir des formations évaporitiques sus jacentes (Trias S4 et dépôts lagunaires du Lias). A N'GOUSSA -1 (NGS-1) qui est le seul puits de la région où l'unité T2 présente un intérêt pétrolier il produit de l'huile.

L'aspect compact et argilo- silteux du réservoir T2 prouvé dans tous les puits à l'exception du puits (NGS-1) en fait un objectif secondaire présentant un faible intérêt pétrolier au niveau de la région.

##### **b. L'unité T1:**

Cette dernière représente un objectif principal.

##### **c. Le Trias Série Inférieure :**

Cette unité constituée d'une multitude de bancs gréseux alternant avec les argiles, se caractérise par des variations de faciès rapides.

Elle est développée dans le bassin et diminue progressivement vers les bordures jusqu'à disparition complète dans certains endroits .Au niveau du bassin elle surmonte directement la roche mère silurienne d'après le nombre de découvertes, la Série Inférieure constitue le réservoir

le plus important dans la région. Les caractéristiques pétrophysiques sont généralement bonnes, la porosité varie de 5,6 à 16, 6% et la perméabilité de 0,1 à 497md. Toutes les découvertes se situent dans le bloc 438 à l'exception du gisement MEK-1 qui se trouve au N-E du bassin.

### **I.5.3. La roche couverture :**

La couverture régionale commune à tous les réservoirs est représentée par le Trias salifère (S4) et les épaisses Séries Évaporitiques du Trias (S1, S2, S). La présence de ces séries a favorisé la conservation des hydrocarbures dans le complexe sous-jacent.

Le Trias lui-même comprend des unités intérieures suffisamment épaisses et imperméables pour servir de couverture mais d'extension locale. Ainsi les coulées des roches éruptives assurent une bonne couverture spéciale des réservoirs de la Série Inferieure, néanmoins là où l'épaisseur est très réduite et où la zone est faillée, il peut exister un contact hydrodynamique entre les réservoirs supérieurs et la Série Inferieure .De même la Série Argileuse qui surmonte les grés de l'unitéT1 peut assurer une bonne étanchéité de ce réservoir.

La couverture des réservoirs siluriens et Cambro-ordoviciens est assurée par le Silurien argileux et les différentes séries argileuses de l'Ordovicien.

### **I.5.4.les phénomènes de migration :**

L'alimentation dans le bassin d'Oued Mya se fait à partir des zones basses aux zones hautes, en effet, les hydrocarbures générés, surtout dans la partie nord-est de ce bassin la plus affaissée, ont migré vers les zones hautes où a eu lieu le piégeage. La migration s'est effectuée de l'ouest d'Oued Mya vers Hassi-Messaoud et du nord vers le sud dans les directions de Haoud-Berkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi-Messaoud. Deux phases de migration caractérisent cette région :

- ❖ Migration au Paléozoïque effectuée à la fin du Carbonifère.
- ❖ Migration au Mésozoïque se rattachant au Crétacé.

Ce qui implique que toute la quantité d'hydrocarbures générée, accumulée et piégée dans ce même bassin en l'absence de fuite.

### **I.5.5. Les pièges géologiques rencontrés:**

Les pièges présents et fréquents dans la région d'Oued Mya sont de type structural (Structure de faible amplitude), mixte ou purement stratigraphique (Biseau et point bar des réservoirs de la Série Inférieure et du T1). L'alimentation des réservoirs se fait verticalement à l'aide des failles et/ou latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoir.

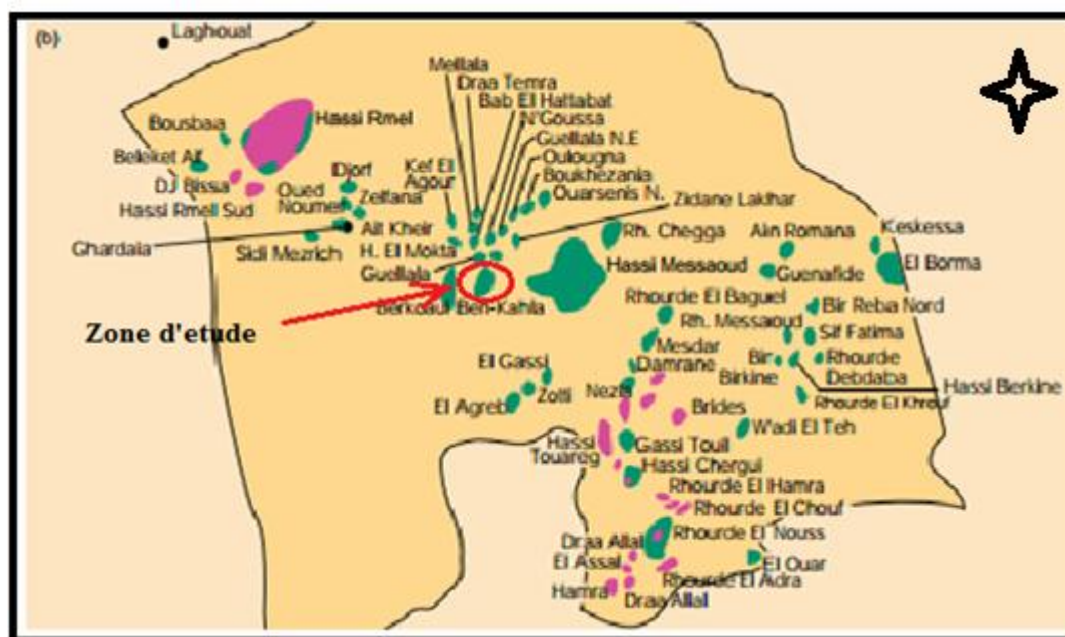
## II.1. Le cadre géologique :

### II.1.1. Stratigraphie et morphologie du bassin triasique :

Le bassin triasique dit également la province triasique, ou la province nord orientale du Sahara, elle est située dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne Cette province est un anticlinorium de direction E-O. Elle est limitée au nord par L'Anti-Atlas et L'atlas saharien et le grand erg occidental à L'ouest. Elle est comprise entre le bassin de grand erg oriental à est et la frontière tunisienne .Au Sud par les Boucliers Reguibat et Touareg.

Cette province avec un soubassement précambrien, métamorphique constitue la plateforme saharienne où les dépôts du Paléozoïque seront affectés par l'orogénèse hercynienne. Les premiers dépôts mésozoïques sont datés du Trias supérieur (ACHAB, 1970). Ils reposent en discordance sur les différents termes du Paléozoïque. BUSSON a distingué cinq provinces géologiques qui sont comme suit :

- La sous province septentrionale : " région de Hassi R'mel " Située sur le flanc NW de la province Triasique.
- La sous province centrale: "région de Oued Mya" .C'est une vaste dépression NE-SW située entre deux axes structuraux :
  - Le haut fond du M'Zab Talamezane au NW.
  - Le haut fond d'El-Agreb-Hassi Messaoud au SE.
- La sous province du grand Erg oriental : Elle s'étend de l'extrême Est de Gassi Touil et de Rhourde El- Baguel jusqu'à la frontière tunisienne, et de la province septentrionale jusqu'à la bordure sud Zemoul El - Akbar au sud.
- La sous province de Gassi Touil : limitée au sud par la Hammada de Tinhert, au Nord par la région de Rhourde El -Bague, à l'Est par la province de l'Erg oriental et à l'Ouest par la limite d'extension du Trias gréseux.
- La sous province de la Hammada de Tinhert: " Région de Zrzaitine " elle est située dans le Sud Est Algérien à proximité de la frontière libyenne. Dans cette région le Trias affleure en discordance en dessinant une falaise s'étendant sur 160m.



**Fig.3.** situation de la région d'étude par rapport au bassin Triasique (Document /SH).

## II.1.2. Description des unités stratigraphiques rencontrées :

La couverture sédimentaire de la région est représentée par les dépôts PALEOZOIQUE, MESOZOIQUE, CENOZOIQUE. Son épaisseur moyenne est d'environ 3952 m.

### II.1.2.1. Le Paléozoïque :

Il repose directement sur le socle granitique et s'amincit d'une générale progressivement vers l'est et l'ouest, il se compose du Cambrien, de l'Ordovicien du Silurien et du Dévonien.

#### II.1.2.1.1. L'Ordovicien :

Il débute avec transgression marines qui marque la fin des dépôts continentaux et se termine par une période glaciaire vue sa grande profondeur .Son épaisseur totale moyenne est de 429 m, il se présente comme suit :

**II.1.2.1.2. L'Ordovicien Inferieur :** D'une épaisseur moyenne de 151m, il se compose des formations suivantes :

- **FORMATION ARGILE D'EL GASSI :** argile noire à gris-noire très silteuse, indurée avec très fines passées de grés blanc- beige, siliceux au sommet.
- **FORMATION GRES D'EL ATCHANE :** alternance d'argile grise à gris verdâtre, silteuse, indurée et de grés gris-blanc, fin et rarement moyen, siliceux à silico-argileux, bien consolidé. Présence de silstone et traces de pyrite.

- **FORMATION QUARTZITES DE HAMRA** : cette formation est représentée par un facies homogène est constituée de grés quartzitique à quartzite blanc à gris blanc, fin à moyen su-arrondis a su-anguleux, avec de fines passées d'argile à la base.

#### II.1.2.1.3. L'Ordovicien moyen : Son épaisseur moyenne 241m, il comporté:

- **FORMATION GRES D'OUARGLA:** est une alternance irrégulière d'argile noire à gris-noir silteuse à gréseuse indurée à tendre avec fines passées de grés gris, et passées de silstone par endroit, moyennement consolidée, traces de calcaire argileux. Roche éruptive au sommet gris-beige à grisâtre, incluant des minéraux blancs.
- **FORMATION ARGILE D'AZZEL** : argile noire à gris-foncé, silteuse, indurée à tendre, avec fines passées de grés fin, avec passées de silstone par endroits, silico-argileux moyennement consolidé.
- **FORMATION GRES D'OUED SARET** : alternance de grés gris blanc fin , silico-argileux , friable à moyennement consolidé , rarement blanc , translucide , hétérogène , siliceux à silico-quartzitique dur , passant parfois à du silstone avec passées d'argile gris , silteuse , tendre à indurée , avec intercalations de grés blanc à blanc-beige fin .

#### II.1.2.1.4. Ordovicien supérieur : Son épaisseur est de 23 m, Il se compose de:

- **FORMATION ARGILES MICRO-CONGLOMERATIQUES** : argile noire à gris foncé, silteuse feuilletée et micacée, pyriteuse, indurée. Traces de grains de quartz blanc, bien arrondi.
- **FORMATION DALLE DE M'KRATTA:**  
Grés blanc a beige fin a moyen, mal classée, siliceux, présence d'argile gris foncer silteuse.

#### II.1.2.1.5. Silurien : d'une épaisseur de 51 m, il se compose de

- **SILURIEN RADIO-ACTIF** : argile noire radioactive, charbonneuse, foncé, silteuse, micacée, rarement pyriteuse. Présence de grés blanc-beige, très fin à ciment carbonaté, traces de calcaire blanc- beige, microcristallin.

**II.1.2.1.6. DEVONIEN INFÉRIEUR:** son épaisseur est de 68 m Argile gris-noir, devenant charbonneuse vers la base, silteuse, indurée à tendre avec traces de grés blanc-beige, très fin, moyennement consolidé.

### II.1.2.2. Le Mésozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 3336 m. Il est subdivisée en TRIAS, JURASSIQUE, et CRETACE.

**II.1.2.2.1. Le TRIAS :** Son épaisseur moyenne est de 126m. Il est subdivisé en :

- **La SERIE INFÉRIEURE :** qui est composé de grés grossier beige clair verdâtres à bases conglomératiques érosives, mal classée micacé, à stratifications obliques et entrecroisées, galets argileux verdâtres, avec présence de charbon et intercalation d'argiles silteuse grises et noires présence des rides de courant et hydrocarbures. Son épaisseur moyenne est de 22m.
- **TRIAS T2:** argile-rouge, silteuse à gréseuse rarement salifère avec fine passées de grés –blanc, très fin, silico-argileux.
- **TRIAS ARGILEUX:** argile brun rouge rarement gris vert, indurée, silteuse.
- **TRIAS SALIFERE S4 :** alternance de sel blanc, translucide, parfois rosâtre et d'argile brun rouge tendre, silteuse.

**II.1.2.2.2. JURASSIQUE :** c'est une épaisse série laguno-marine de 1450 m. Il est à prédominance évaporitique, devenant argilo-gréseux dans sa partie supérieure.

- ✓ **LE LIAS:** d'une épaisseur moyenne de 853m, Il est constituée de :
  - **LIAS ARGILEUX:** argile brun rouge parfois grise à gris vert tendre à indurée, silteuse, avec passée de sel blanc, translucide.
  - **LIAS S3:** sel blanc massif. translucide parfois rosâtre avec fines passées d'argile brun-rouge tendre, silteuse.
  - **LIAS S1et S2:** sel blanc translucide massif parfois rosâtre avec passées d'anhydrite blanche microcristalline dure et d'argile grise, tendre à indurée, silteuse.
  - **LIAS HORIZON B:** calcaire gris à gris blanc microcristallin, et argile grise à gris vert légèrement carbonatée.



- **LIAS SALIFERE:** sel blanc translucide massif avec passées d'argile brune tendre a indurée silteuse.
- **LIAS ANHYDRITIQUE:** anhydrite blanche a grise massif, avec passer d'argile grise, indurée silteuse l'égerment carbonate, présence de calcaire dolomitique grise moyennement dur.
- ✓ **DOGGER:** avec une épaisseur de 253m, il est constituée de :
  - **Dogger lagunaire:** argile grise à gris vert, tendre a indurée silteuse, localement anhydritique blanche, dolomie gris a gris beige microcristalline, moyennement dure.
  - **Dogger Argileux :** calcaire blanc microcristallin, argile brun rouge, silteuse localement gréseuse avec fine passes d'anhydrite blanche, massive.
- ✓ **MALM:** d'une épaisseur de 220m, il constituée de calcaire gris a gris claire, microcristalline, argile brune et grise tendre a indurée silteuse, grés gris a beige fin a moyen, avec passées d'anhydrite blanche tendre.

**II.2.2.3. CRETACE:** c'est la série du Mésozoïque la plus puissante avec 1900m d'épaisseur moyenne elle est subdivisé comme suite :

- ❖ **Le NEOCOMIEN:** avec une épaisseur de 198 m; il est constituée d'argile brun rouge gris vert , silteuse a silto-sableuse tendre a indurée de grés blanc, brun rouge fin , siliceux a silico -argileux , avec passées de dolomie microcristalline moyennement dure a la base , fin passées d'anhydrite blanche massive dur.
- ❖ **LE BARREMIEN:** avec une épaisseur de 368m , il est composé de grés gris a blanc , brun rouge fin a moyen , arrondi à subarrondi , argile gris vert brun- rouge silteuse , tendre avec passées de dolomie beige microcristalline tendre.
- ❖ **L'APTIEN:** avec une épaisseur de 20m, il est constitué de calcaire dolomitique beige à blanc, microcristalline dur, avec intercalation de marne gris vert tendre, argile gris vert silteuse.
- ❖ **L'ALBIEN:** avec une épaisseur de 553m, il est constitué de grés gris-blanc brun-rouge fin, subarrondi à arrondi, bien classé friable à dur, avec intercalation d'argile grise gris vert, parfois silteuse tendre, avec rares passées de dolomie blanche microcristalline au sommet.

- ❖ **LE CENOMANIEN:** avec une épaisseur de 9m, il est composé d'argile gris-vert tendre, avec intercalations d'anhydrite blanche, massive, rare passées de marne grise tendre.
- ❖ **LE TURONIEN:** avec une épaisseur de 90m, il est composé de calcaire blanc à beige, dure avec rares passées de marne grise à gris-vert tendre, calcaire dolomitique blanc à beige dur.
- ❖ **LE SENONIEN:** son épaisseur est de 576m, il est subdivisé comme suit :
  - ✓ **Le Sénonien salifère:** sel blanc dur avec à la base banc d'anhydrite blanche massive tendre, intercalation d'argile brun-rouge tendre.
  - ✓ **Le Sénonien anhydritique:** anhydrite blanche, translucide localement massive avec intercalation d'argile grise à gris vert tendre, carbonatée avec passée de marne grise.
  - ✓ **Le Sénonien carbonaté:** calcaire blanc à beige dolomitique, microcristallin, tendre à dur devenant dolomie-calcaire beige à grise microcristallin tendre à dur.

### II.1.2.3. LE CENOZOIQUE:

Il est peu épais, il est constitué de sable et grés du Mio-Pliocène.

**II.1.2.31. LE MIO-PLIOCENE:** son épaisseur est de 68m il est constituée de sable rosâtre, fin à moyen subarrondi, passant localement à grés blanc à rosâtre fin à très fin, arrondi dur, carbonate avec passage de calcaire blanc à grisâtre, localement microcristallin tendre à dur, avec intercalation de dolomie blanche tendre.

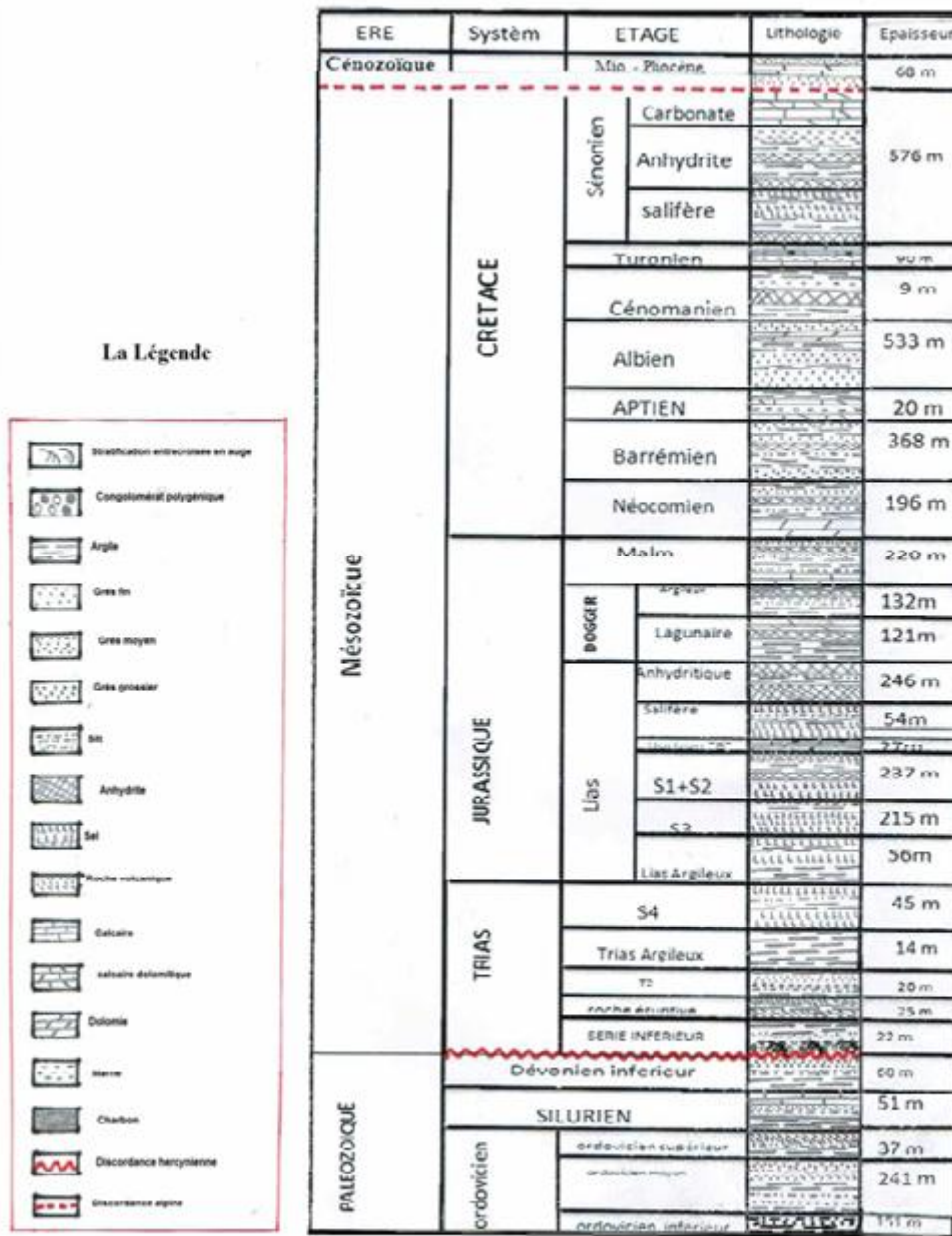
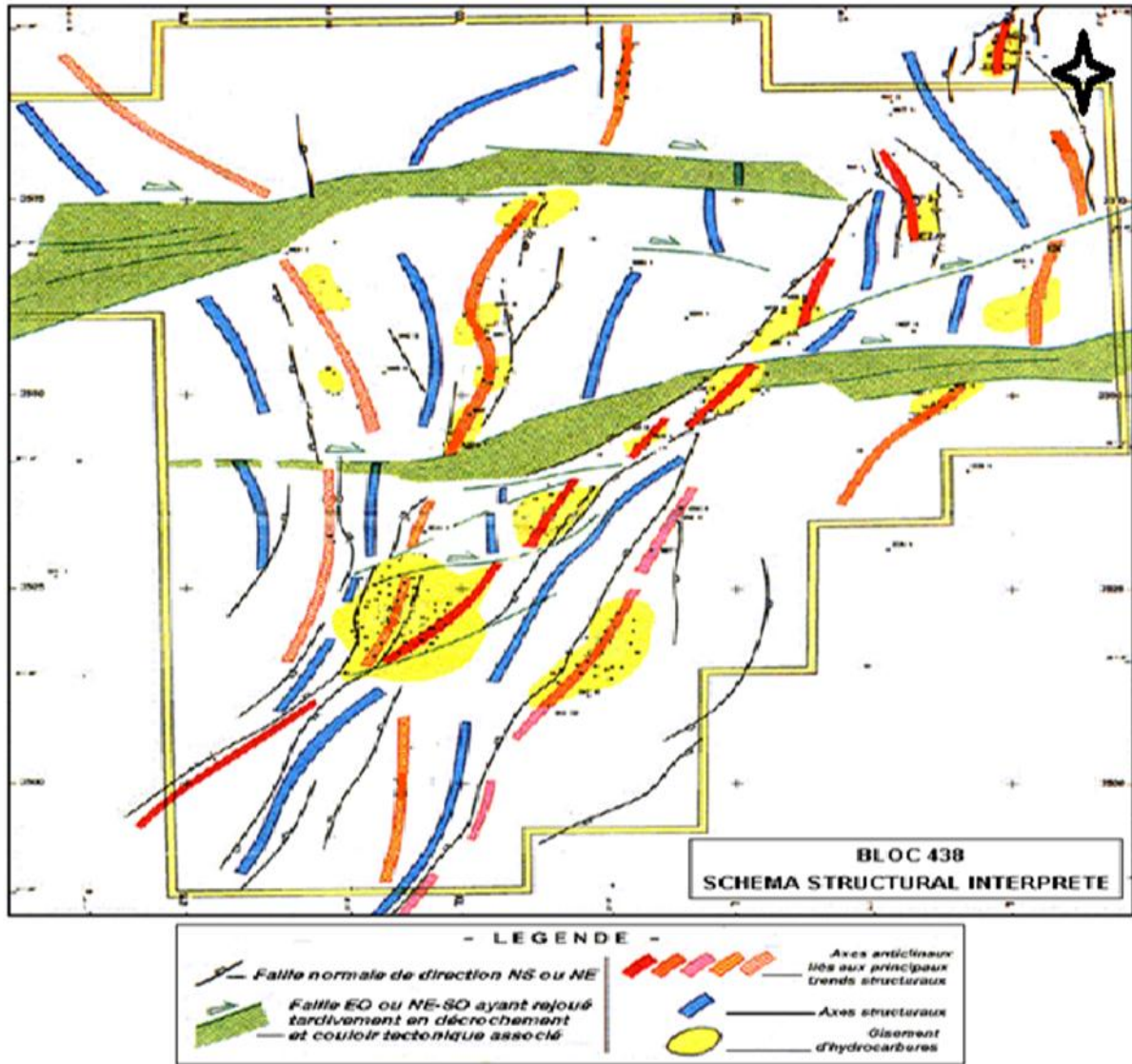


Fig .4. Colonne stratigraphique type de la région de Benkahla.

### II.1.3. Evolution tectonique:

La tectonique du champ de Benkahla s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plateforme saharienne, qui a subi une structuration au cours de deux cycles tectoniques principaux : hercynien et alpin. Ces deux cycles principaux de l'histoire régionale conduisent à considérer deux Méga -cycles sédimentaires paléozoïque et Mésozoïque séparés par la discordance hercynienne

Le schéma structural actuel du bassin d'Oued Mya (fig. 5) est le résultat d'une longue et complexe histoire tectonique qui peut être résumée chronologiquement comme suit :



] Fig .5. Eléments tectoniques du Bassin Oued Mya (BLOC 438) [document SONATRACH

### II.1.3.1. L'Orogenèse hercynienne :

Cette phase est caractérisée par des directions structurales NO-SE et Nord-sud.

#### II.1.3.1.1. La phase hercynienne précoce :

C'est une phase compressive de direction N40° qui est responsable du mouvement le long des failles NE-SO.

#### II.1.3.1.2. La phase hercynienne principale :

C'est une compression de direction N120° qui est responsable de l'inversion du mouvement le long des failles NE-SO.

Cette discordance hercynienne aurait occasionné la déformation le long des accidents NE-SO, et elle est responsable du sort de la roche mère silurienne.

#### **II.1.3.1.3. La phase hercynienne tardive:**

Avec un soulèvement de la région et une intense érosion des reliefs, les mouvements hercyniens majeurs ont enregistré une direction de serrage N120°.

#### **II.1.3.2. Les déformations alpines :**

Elles sont caractérisées par des mouvements compressifs et distensifs qui avaient pour conséquence une sédimentation très active et le déplacement de l'axe de subsidence du bassin d'Oued Mya vers l'Est.

#### **II.1.3.3. Les différentes phases tectoniques ayant affecté la région de Benkahla :**

La tectonique de Benkahla s'inscrit dans le cadre global de la plate-forme saharienne, l'architecture actuelle est un résultat d'une longue évolution, comme l'aboutissement des déformations qui se sont poursuivies d'une façon plus ou moins continue tout au long de l'histoire du bassin, parmi les principales phases qui ont affecté la région de Benkahla on a :

##### **II.3.3.1. La phase Trias- Lias :**

C'est une phase distensive de direction NO-SE, cette phase est responsable de la réactivation des failles de direction NE-SO.

##### **II.1.3.3.2. La phase autrichienne :**

C'est une compression de direction Est-Ouest, elle a réactivé les mouvements brusques le long des failles Nord-Sud et NE-SO qui résulte des différents mouvements des plaques africaine et européenne, elle est responsable de l'individualisation des pièges structuraux.

### III.1.Introduction :

L'intérêt d'établir une analyse de sédimentologie sur la région d'étude est essentiel pour mieux comprendre l'évolution des sédiments qui se sont déposés dans l'espace et dans le temps et de déduire le milieu de dépôts qui a favorisé cette sédimentation. Pour aboutir un schéma représentatif qui nous permet de retracer l'électrofacies et de réaliser un modèle de dépôts, et ensuite arriver à caractériser le réservoir.

### III.2.Méthodologie :

Pour réaliser cette étude on s'est basée sur l'utilisation de différentes méthodes à savoir :

- L'analyse des faciès à partir des données diagraphiques qu'on a introduit dans le logiciel « pétrel ». Ce dernier nous a permis d'obtenir un log synthétique complété par un apport diagraphique. L'analyse des résultats obtenus peut nous donner une idée sur les milieux de dépôts qui ont affecté la région à partir des résultats obtenus.
- L'analyse des carottes plus précisément dans les puits DAL-1, HKB-1, TTG-1 et BKHE-2.
- Réalisation d'un découpage séquentiel à l'échelle des 2, 3 et 4 ordres.
- Réalisation des corrélations pour suivre l'évolution latérale des sédiments.

Pour réaliser cette corrélation on a utilisé un logiciel appelé « Illustrator. » Pour cela on réalise :

- En premier lieu traduction des données sous format PDF dans l'Illustrator.
- Ensuite on reporte le travail sur un calque.
- Et enfin on établit la corrélation. Le travail est ensuite recopié sur Word pour faciliter l'interprétation.
- Puis en recopie ce travail dans le Word pour l'interpréter.

Etablissements des cartes en isopourcentage de grés, de silt et d'argile.

- Etablir une carte de faciès.
- Etablissement d'un modèle de dépôts.

### III. 3. L'analyse des puits de la région d'étude :

#### III.3.1. Etablissement des logs synthétiques des puits étudiés :

##### 1) Le puits TTG-1 :

a. **Log synthétique avec découpage séquentiel : (Voir fig.6).**

b. **Description de carotte du puits TTG-1 : (voir fig.7).**

c. **Interprétation :**

D'après la description de carottes et les réponses diagraphiques on remarque que les dépôts de la Série Inferieure débutent par une succession de conglomérat granocroissant qui nous indique qu'on a un milieu de dépôts formé de cônes de déjection. Cette série est suivie d'un empilement de séquences unitaires granodécroissantes marqué par la présence des stratifications entre croisée et en auges qui indiquent des chenaux fluviatiles en tresse quelquefois entre coupés de barres vers le sommet. Ceci annonce l'entrée dans une plaine d'inondation. La forme cylindrique du **GR** montre cet aspect de chenaux superposés qui indique l'enchevêtrement de ces dépôts fluviatiles au cours du temps.

##### 2) Le puits HKB-1 :

a. **Log synthétique avec découpage séquentiel (voir Fig. 8)**

b. **Description de carotte du puits HKB-1(voir Fig. 9)**

c. **Interprétation :**

D'après la description des carottes de ce puits et leur réponse diagraphique on remarque dans ces dépôts de la base au sommet :

- des séquences unitaires granodécroissantes formée de grès grossier à stratification oblique, ce qui signifie quand à un milieu de dépôts à fortes énergie.
- surmontées par des ensembles de chenaux fluviatiles en tresses.
- des niveaux argileux bien développés.

Ce qui nous permet de dire que le milieu du dépôt est donné sous formes d'une plaine d'inondation en allant vers le sommet.

##### 3) Le puits BBH-1 :

a. **Log synthétique avec découpage séquentiel (voir Fig. 10)**

b. **Description de carotte du puits BBH-1(voir Fig.11)**

c. **Interprétation :**

D'après la description des carottes de ce puits et leur réponse diagraphique on remarque que ces dépôts débutent par un empilement de séquences unitaires granodécroissantes formée par des grés grossier a moyen mal classé à base érosive, conglomératique et présence de stratification oblique et entre croisée en auge. Comme on remarque la présence de trace de charbon ce qui nous indique qu'on est dans un milieu de dépôts représenté par les chenaux fluviatiles en tresse vers le sommet qui annonce l'entrée dans une plaine d'inondation.

La forme cylindrique du **GR** montre cet aspect de chenaux superposés qui nous renseigne sur l'enchevêtrement de ces dépôts fluviatiles au cours du temps.

On remarque dans ces dépôts de la base au sommet :

- Des séquences unitaires granodécroissantes.
- Surmontées par des ensembles de chenaux fluviatiles en tresses.
- Des niveaux argileux bien développés.

En conséquence dans ce puits le milieu montre une différence avec **TTG-1** qui est données par l'importance de la plaine d'inondation.

#### **4) Le puits DAL-1 :**

##### **a. Log synthétique avec découpage séquentiel (voir fig.12)**

##### **b. Description de carotte du puits DAL-1(voir fig.13)**

##### **c. Interprétation :**

L'empilement de séquences unitaires granodécroissantes formées de chenaux fluviatiles quelque fois entre coupes de barres vers le sommet qui annoncent la proximité ou l'entrée dans une plaine d'inondations.

La forme cylindrique du **GR** montre cet aspect de chenaux superposés qui nous renseigne sur l'enchevêtrement de ces dépôts fluviatiles ou cours du temps.



- Le puits TTG-1 :

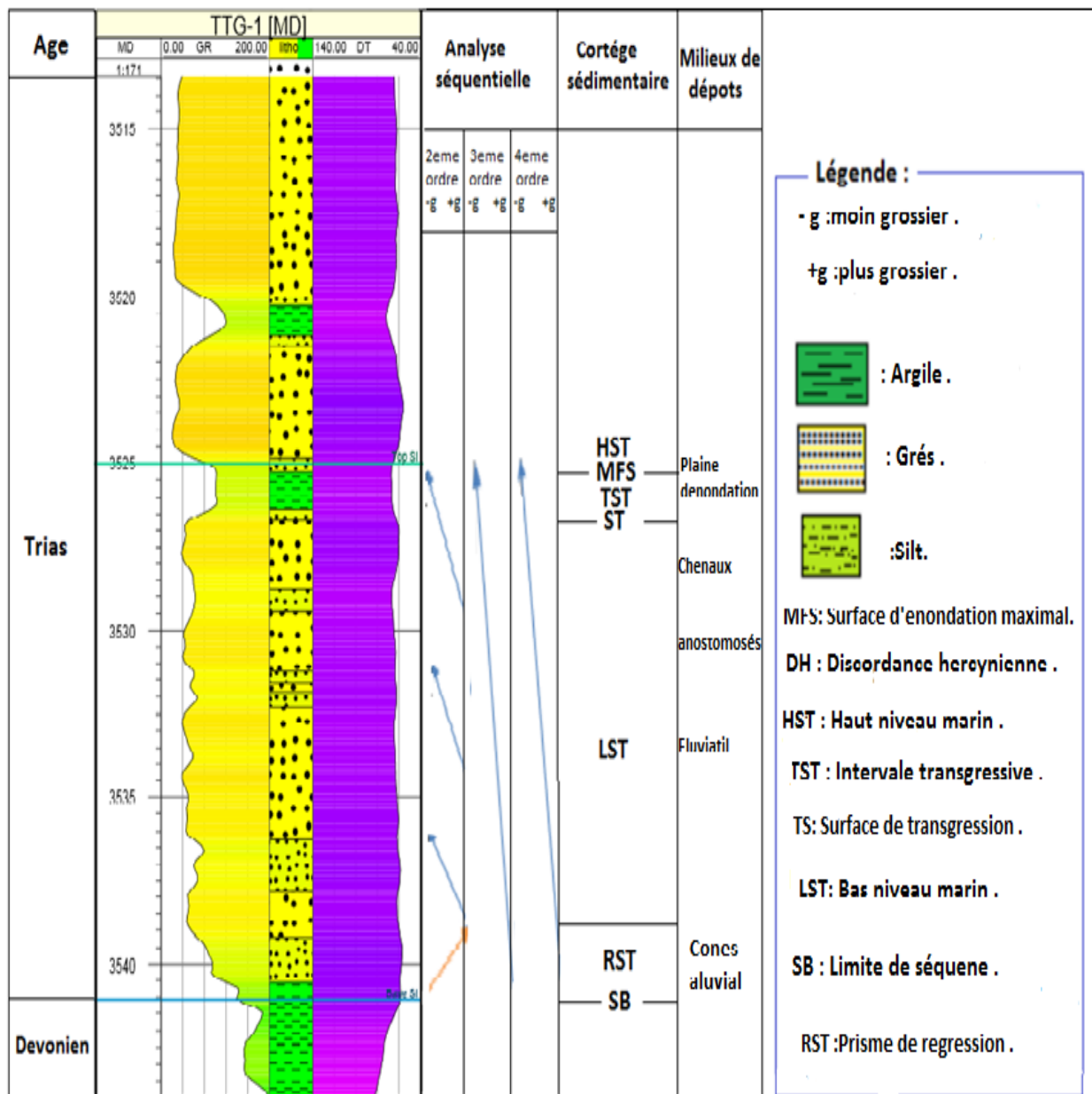


Fig.6. Analyse séquentielle du puits TTG-1

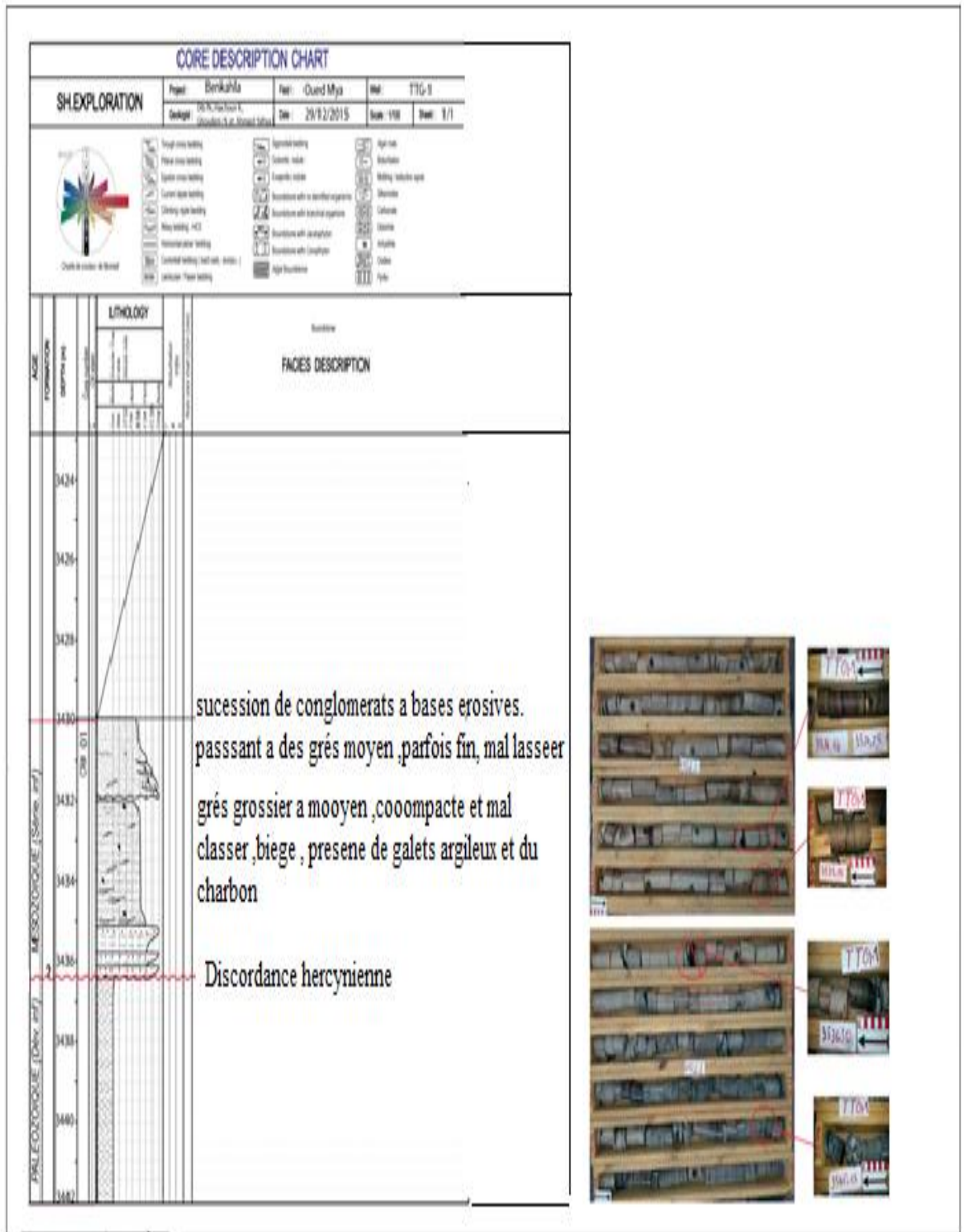


Fig.7. Description des carottes dans le puits TTG-1



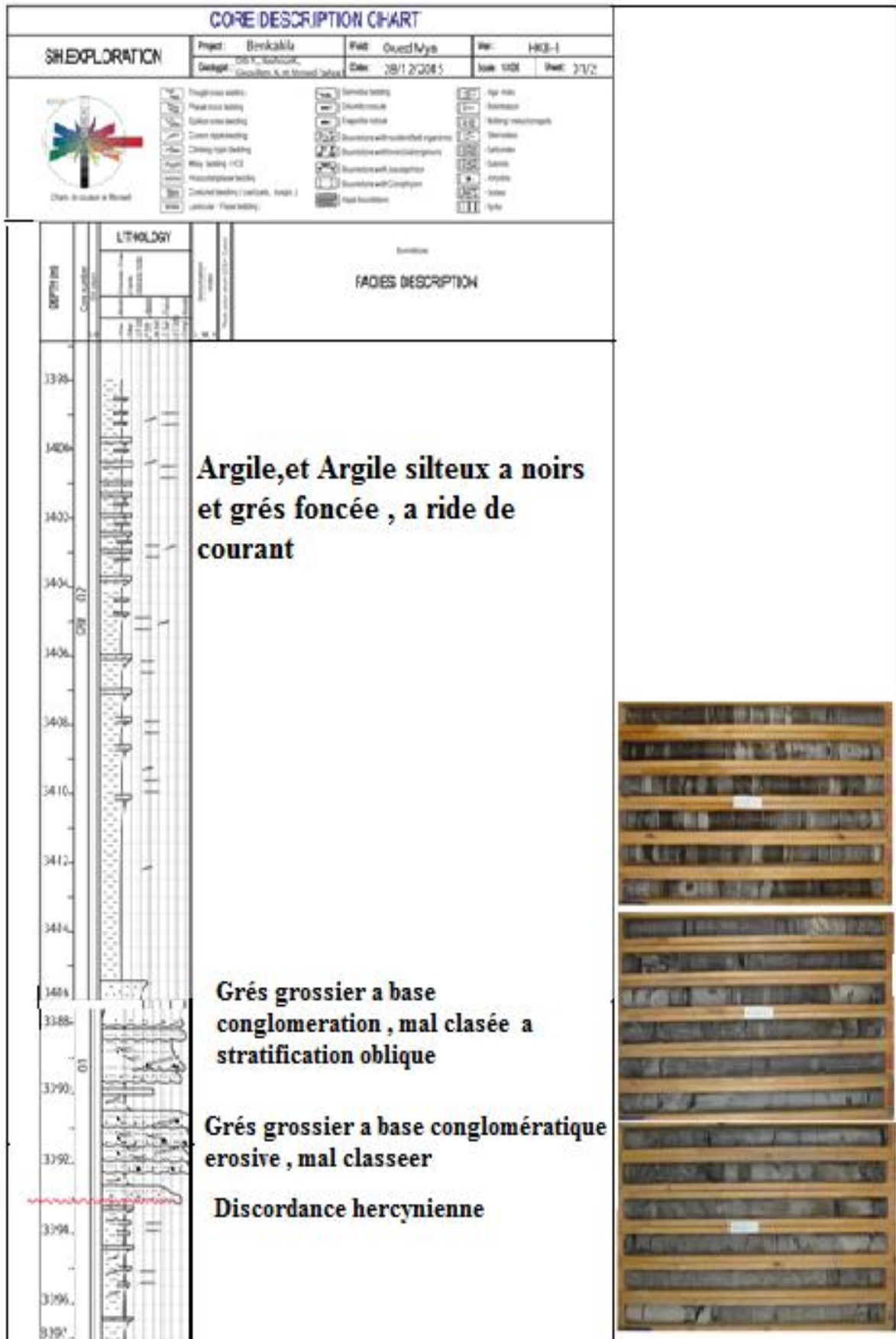


Fig. 9. Description de carotte du puits HKB-1 .

- Le puits BBH-1 :

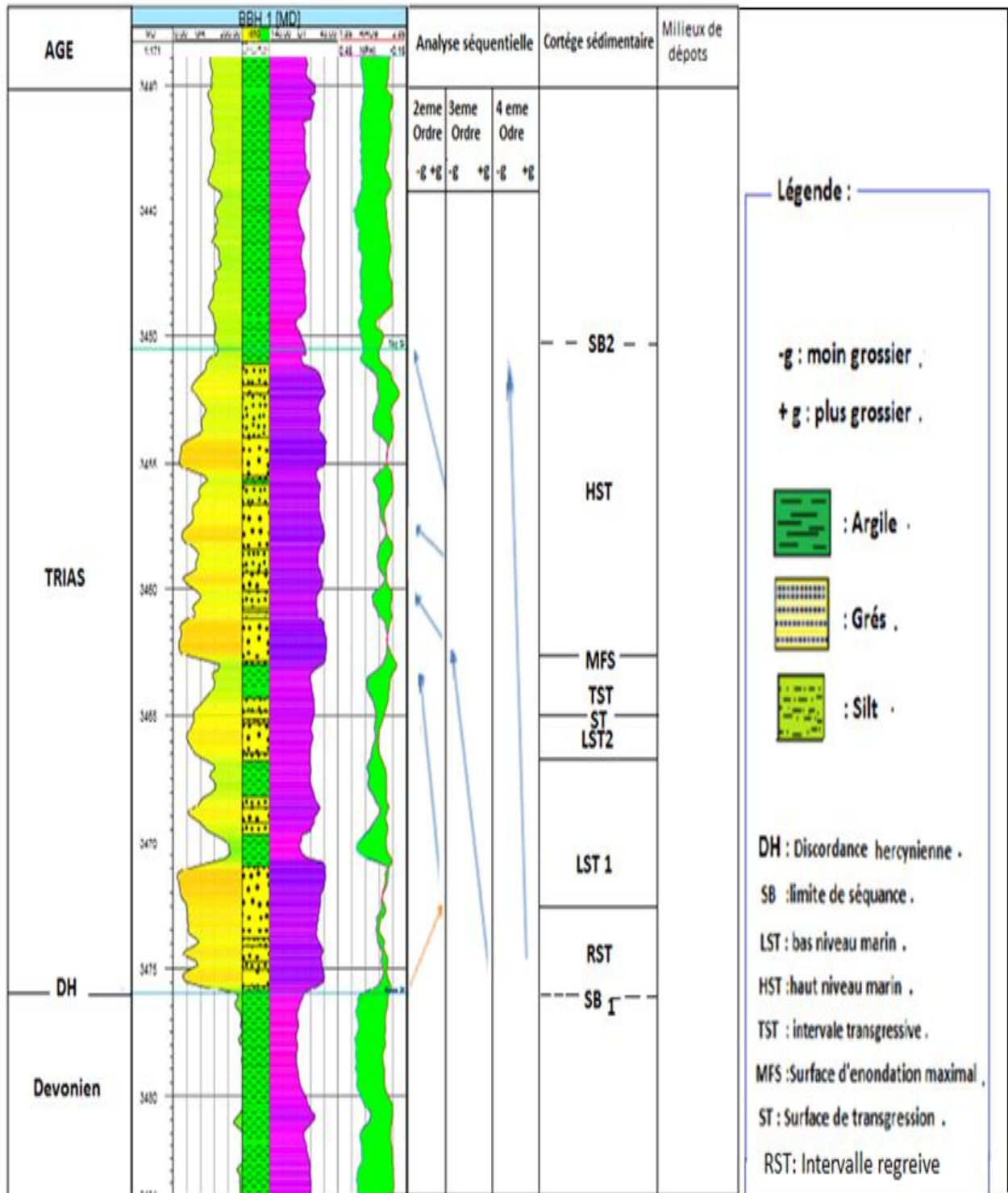


Fig. 10 Analyse séquentielle du puits BBH-1.

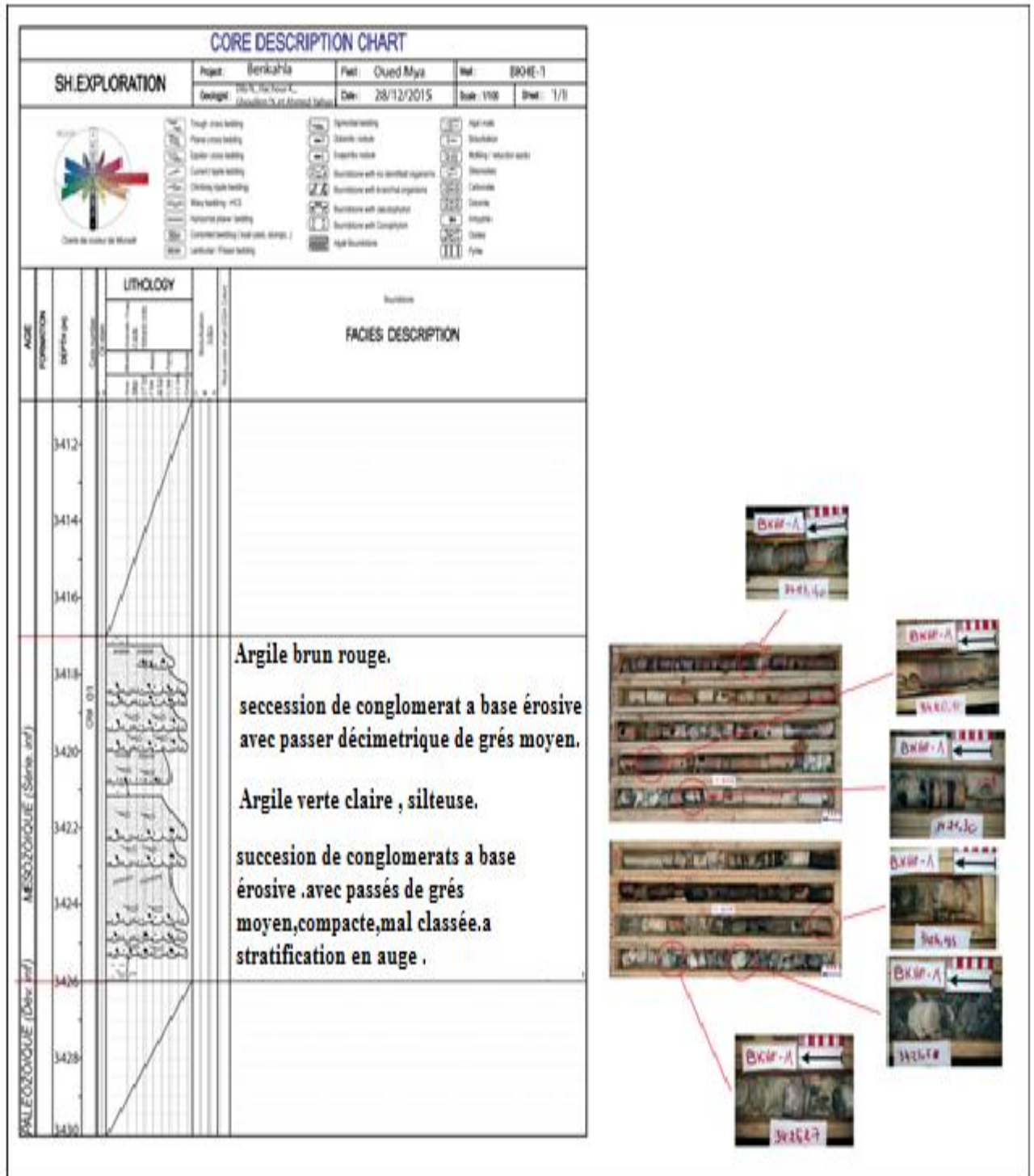


Fig.11. description de carotte du puits BBH-1

- Le puits DAL-1 :

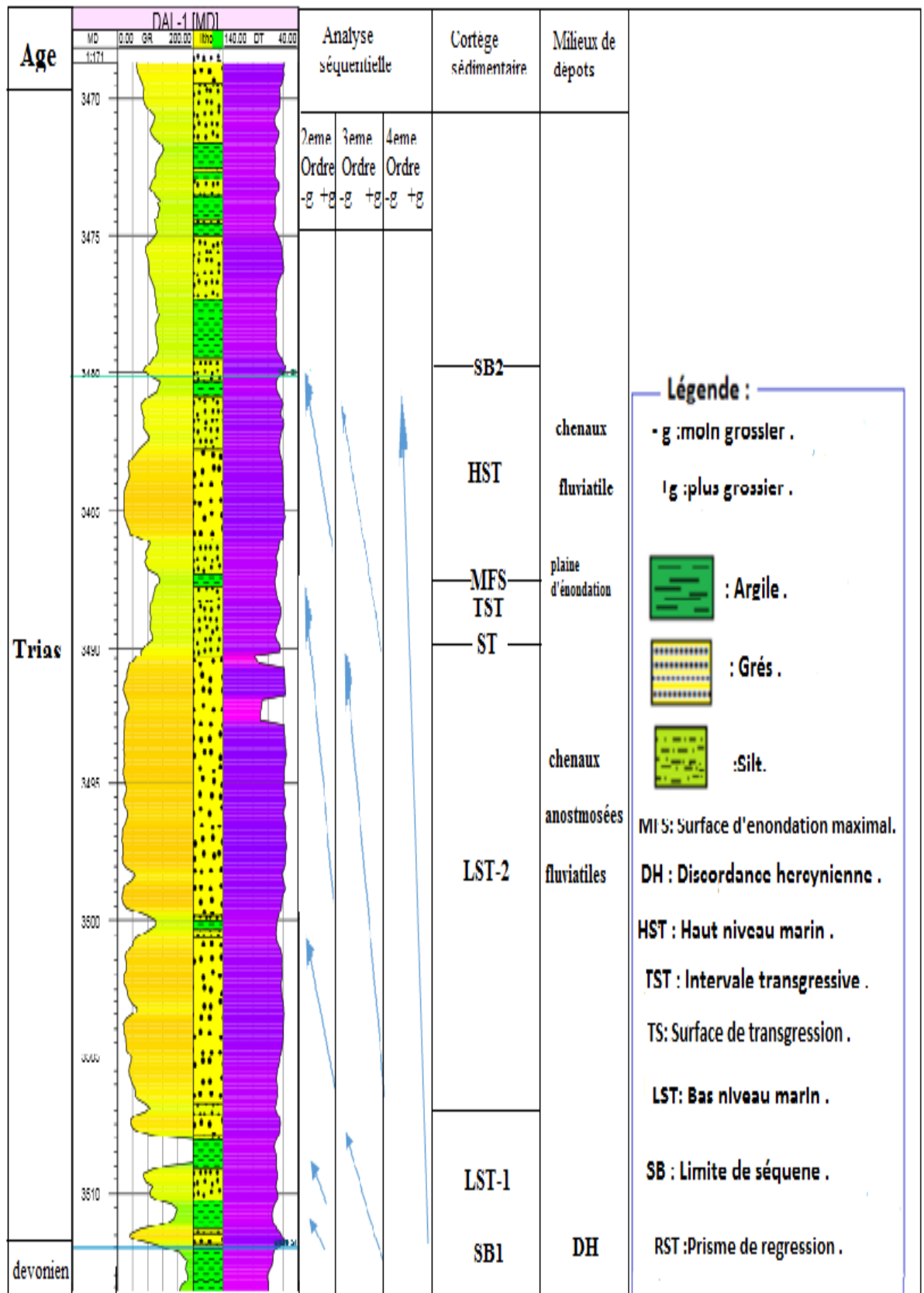


Fig.12. Analyse séquentielle du puits DAL-1

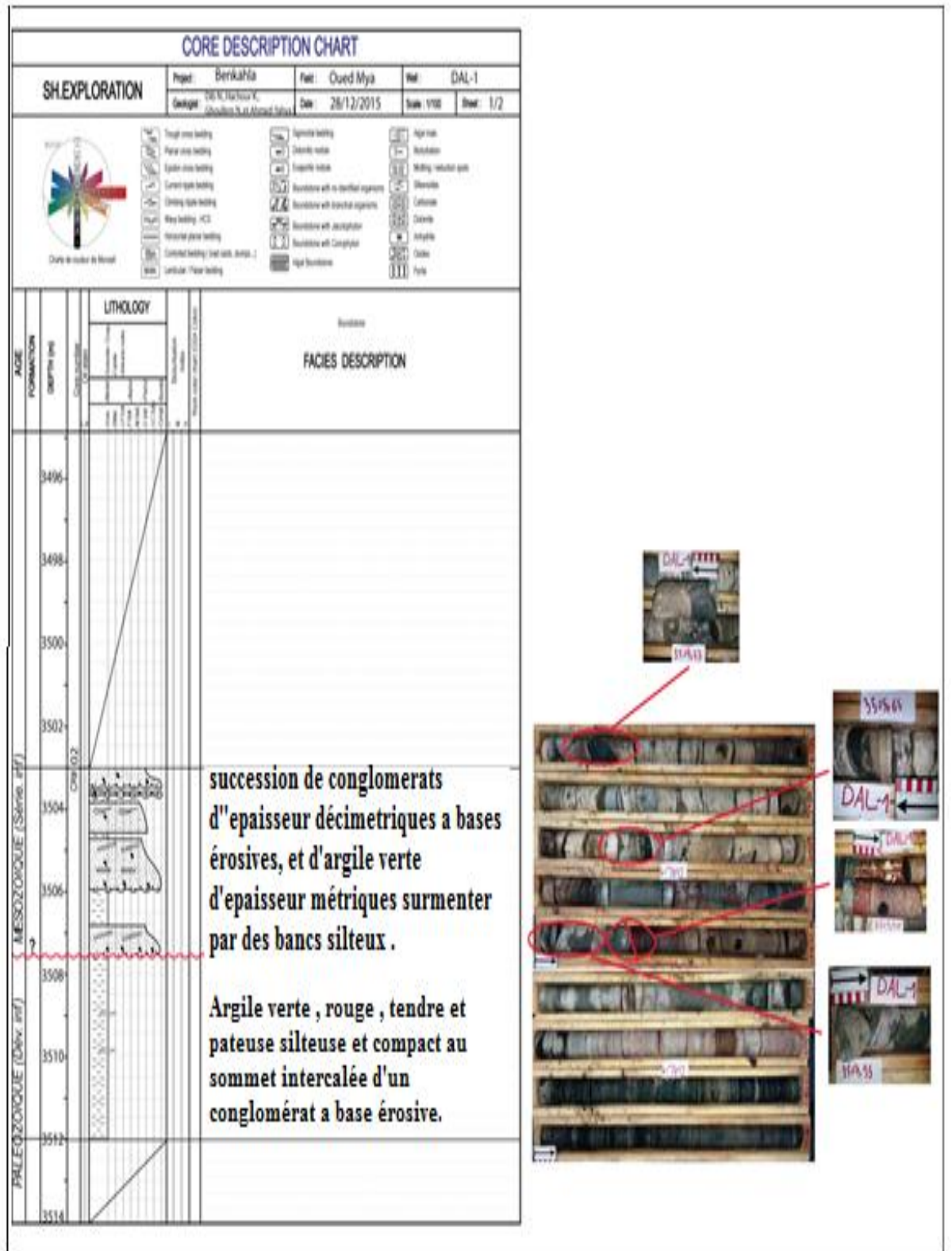


Fig.13.description de carotte du puits DAL 1.



### III.3.2. Corrélation entre les puits avec une analyse séquentielle :

#### III.3.2.1. Le profil de corrélation de direction NW- SE : (voir Fig.14.) :

L'analyse de ce profil montre qu'il traverse tous les puits de la région d'étude.

A partir de ce profil de corrélation on distingue l'existence de quatre grandes séquences d'environnement. L'évolution des sédiments est à dominances gréseuse, à passées d'argiles et de silts, avec apparition de bancs à éléments grossier dans certaines profondeurs.

En allant de Nord-Ouest vers le centre on distingue une sédimentation granodécroissantes.

Au début, on remarque une sédimentation qui commence par des éléments grossiers avec une dominance de bancs gréseux à passées d'argile nous permettant de dire qu'on est dans des zones à énergie de dépôts élevée.

Après avoir parcourue la distance de 3,3km on remarque le changement brusque de la sédimentation.

Où on distingue l'absence d'éléments grossiers (grés grossiers et conglomérat) et la diminution des bancs gréseux qui sont en alternance avec les bancs argileux à passés de silt.

Dans les zones qui se situent dans la partie Nord-Est et qui sont loin du puits BKHE-2 d'une distance de 10,18Km on remarque l'évolution progressive de l'énergie de dépôts nous permettant d'obtenir la répartition des sédiments grossiers (grés grossier et conglomérat) sur laquelle se dépose une épaisse série argileuse à alternance de silt, Ces grés sont surmontés par un petit banc d'argile.

#### III.3.2.2. Le profil de corrélation de direction SW- NE : (voir fig.15.) :

L'analyse de ce profil montre qu'il traverse les puits suivants (ESM-1, DAL-1, BKHE-1, BKKHE-2).

D'après l'analyse de ce profil de corrélation on distingue l'existence de quatre grandes séquences d'environnement. L'évolution des sédiments est à dominance gréseuse, à passées d'argile et de silt, avec apparition de bancs à éléments grossiers dans certaines profondeurs.

En allant de Sud-Ouest vers le centre on distingue une sédimentation granodécroissantes.

Au début, on remarque une sédimentation qui commence par des éléments grossiers signifiant un environnement de dépôts de types cône de déjection. Qui est suivi par une évolution progressive avec apparition des bancs argileux.

En parcourant la distance de 6 Km on remarque que ces éléments grossiers apparaissent au début de la 2eme séquence, comme on peut dire que dans l'ensemble on a une dominance d'élément gréseux qui occupe presque toute l'épaisseur de la Série Inférieur, avec apparition des bancs argileux-silteux au sommet de chaque séquence, cette variation de sédiment nous donne un facies riche alimentée par des dépôts fluviatiles.

Mais dans la partie N-E on distingue que les sédiments se déposent en alternance d'éléments gréseux argileux avec passer de silt.

Le changement latéral observé dans le puits BKHE-2 nous permet de dire qu'il est proche de plaine d'inondation.

De ce fait on peut dire qu'on allant de Sud-Ouest vers le Centre la Série Inferieure est alimentée par un milieu de dépôts fluviatile avec ces différents types et en traversant la distance de 13,3Km on rentre dans les zones proche de plaine d'inondation.

### **III.3.2.3. Conclusion :**

Pour réaliser l'analyse des profils de corrélation entre les différents puits de la région d'étude, en se base sur la réponse diagraphiques (Gamma Ray, Sonique) et la colonne lithologique on remarque que la Série Inferieure peut être subdivisé en quatre séquences d'ordre 2, granodécroissantes (séquence positive).

Les descriptions de carottes nous permet de distinguer des structures sédimentaires entrecroisées en auge et parfois oblique.

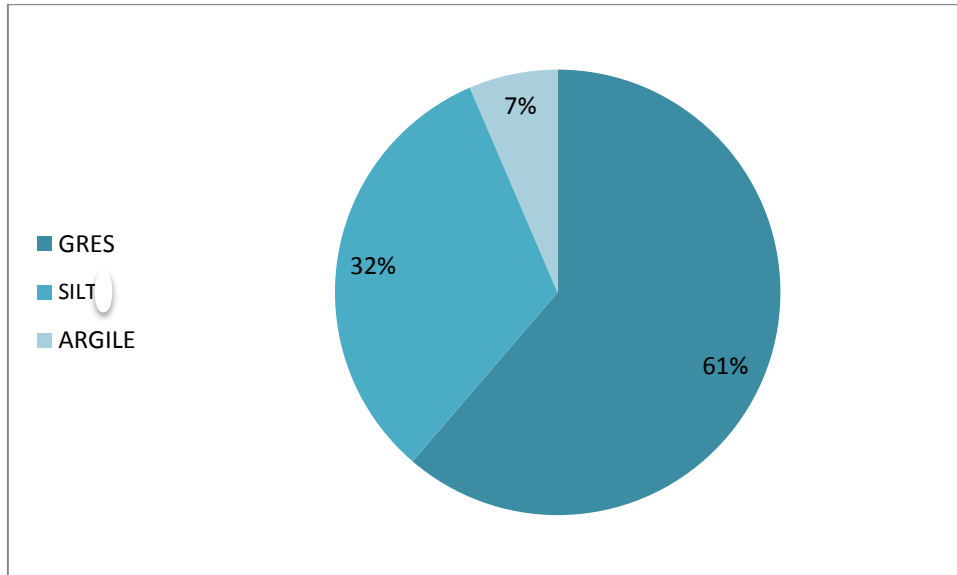
L'analyse des facies montre que les sédiments qui constituent la Série Inferieure évolue du grossier vers le fin, vu que la base de cette série est alimentée par des sédiments grossiers et en allant vers le sommet on remarque l'apparition de sédiments fins marqué par la présence d'argile.

Tous ces critères cités ci-dessus nous permettent de conclure qu'on est dans un milieu fluviatile en tresse.

### III.4. Description des faciès de la Série Inferieure :

#### III.4.1. Rapport de la sédimentation détritique de la Série Inferieure dans les différents puits :

- Le puits TTG-1 :

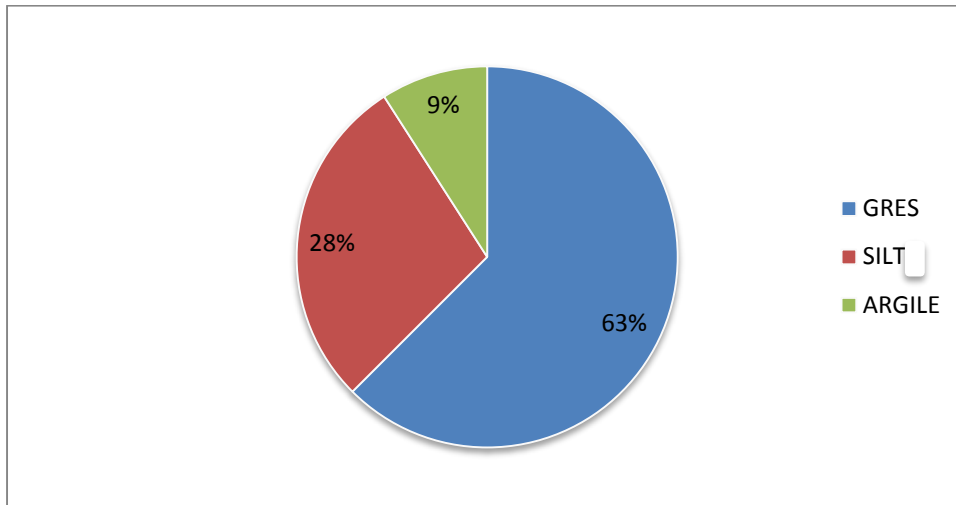


**Fig.16.** Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits TTG-1.

#### Interprétation :

D'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation à dominance gréseuse avec une valeur remarquable égale à 61% suivi d'éléments silteux avec un pourcentage de 32% et enfin on a les éléments argileux avec un pourcentage de 7%. Ce qui explique que l'énergie de cet environnement est élevée et que ce puits se trouve dans les zones proches de la source d'alimentation.

- **Le puits HKBE-1 :**

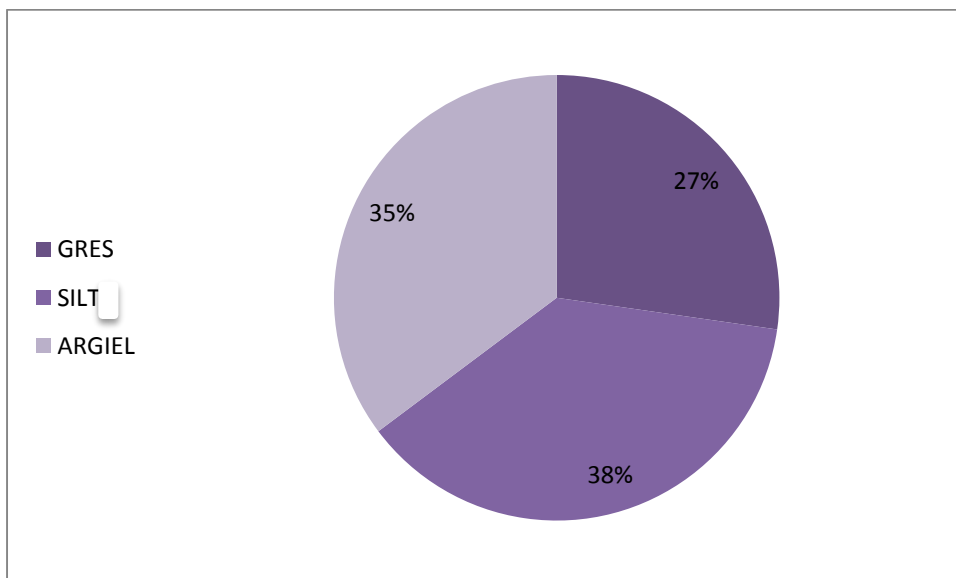


**Fig.17.** Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits HKBE-1.

**Interprétation :**

d'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation dominée par des grés à 63% suivi par des silt à 27% et des argiles à 9%. Ce qui explique que l'énergie de cette environnement est élevé et que ce puits se trouve dans les zones proches des sources d'alimentation. On peut constater que l'environnement de dépôt est encore à forte énergie. Rapprochant ce puits de sa zone nourricière.

- **Le puits BKHE-2 :**

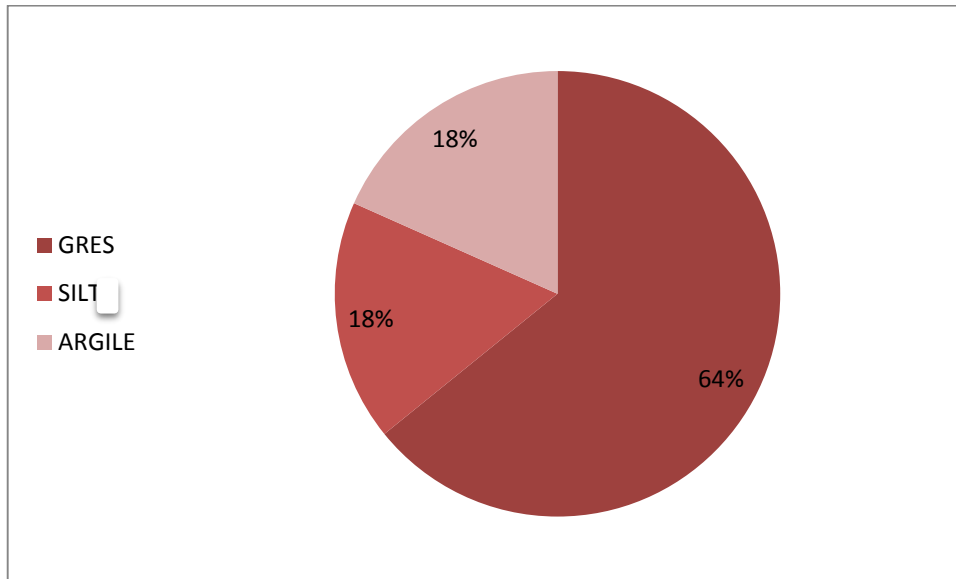


**Fig.18.** Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BKHE-2.

**Interprétation :**

d'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation à dominance de silt et d'argile données en parallèle par les valeurs de 38% et de 35% suivi d'éléments gréseux qui sont à valeur remarquable avec un pourcentage égale à 27%. Ce qui explique que l'énergie de cet environnement est faible et que ce puits se trouve dans les zones distales de la source d'alimentation.

- **Le puits BKHE-1 :**

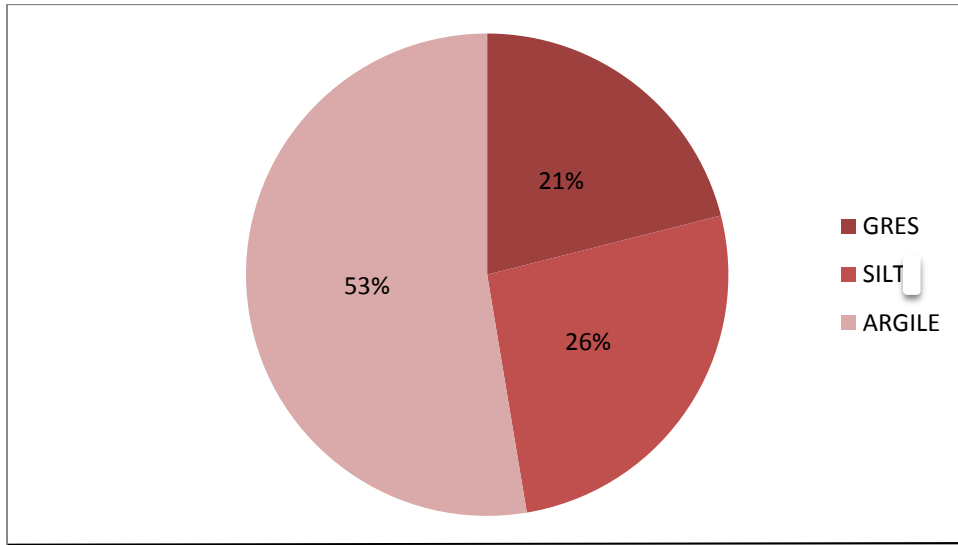


**Fig.19.** Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BKHE-1.

**Interprétation :**

d'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation dominée par des grés avec une valeur remarquable qui est égale à 64% suivi par des silts et des argiles avec un pourcentage qui atteint les 18%. Ce qui explique que l'énergie de cet environnement est élevée et que ce puits se trouve dans les zones proches de la source d'alimentation.

• **Le puits BBH-2 :**

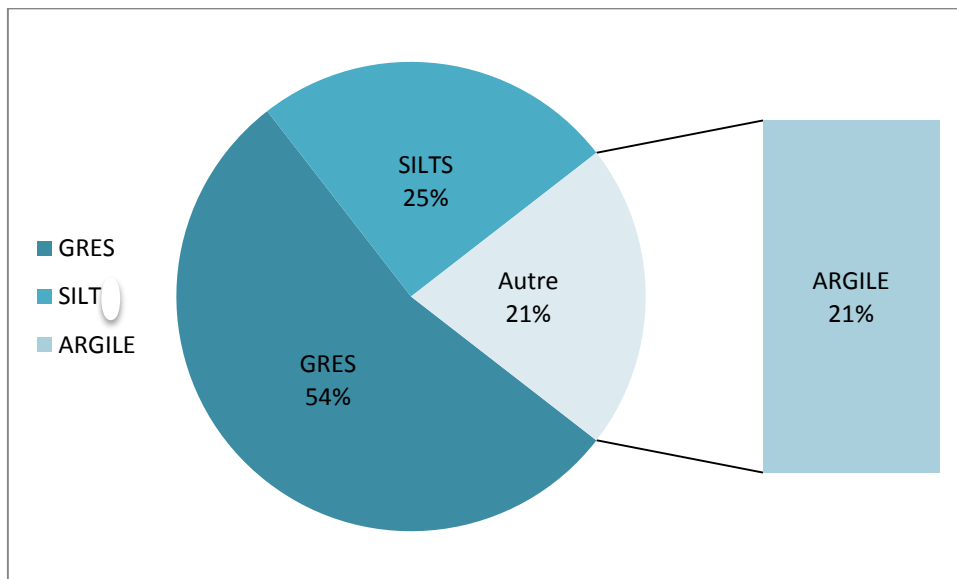


**Fig.20.** Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BBH-2.

**Interprétation :**

D'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation à dominance argileuse avec un pourcentage qui atteint les 53% suivi par des silts qui sont présentés par un pourcentage égale à 27% et enfin on a la présence du grés à pourcentage faible de 21%.Ce qui explique que l'énergie de cet environnement est faible et que ce puits se trouve dans les zones distales de la source d'alimentation.

• **Le puits BBH-1 :**

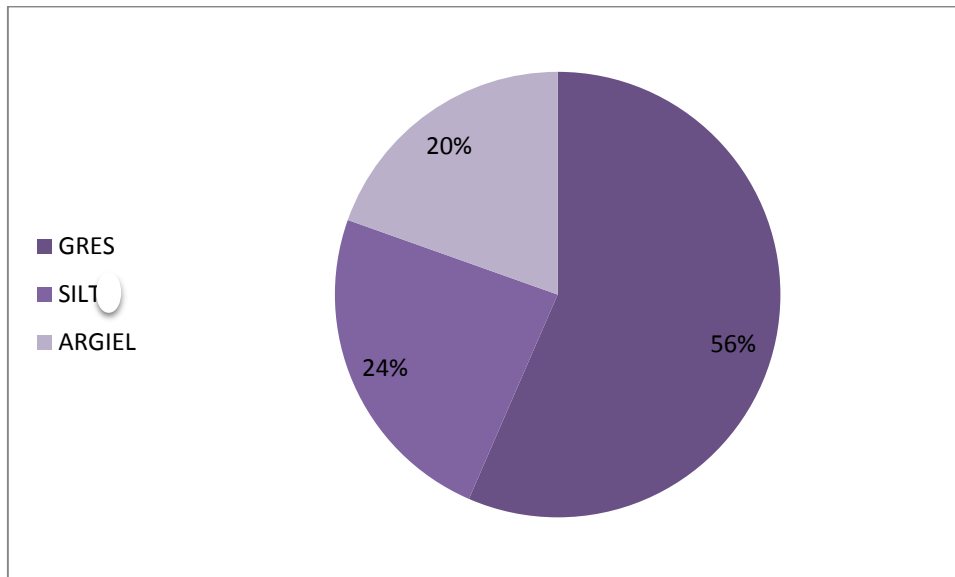


**Fig.21.** Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits BBH-1.

**Interprétation :**

D'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation à dominance gréseuse avec un pourcentage égale à 54% suivi d'élément silteux qui sont à valeur remarquable avec un pourcentage qui est égale à 25% et en fin en a la présence d'élément argileux avec un pourcentage qui est égale à 21%. Ce qui explique que l'énergie de cette environnement est élevée et que ce puits se trouve dans les zones proches des sources d'alimentation.

- **Le puits ESM-1 :**



**Fig.22.** Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits ESM-1.

**Interprétation :**

D'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation à dominance gréseuse avec une valeur remarquable égale à 56% suivi d'élément silteux avec un pourcentage qui est égale à 24% et enfin en a les éléments argileux qui sont représentés par un pourcentage de 20%. On peut constater que l'environnement de dépôt est encore à forte énergie rapprochant ce puits de sa zone nourricière.

• **Le puits DAL-1 :**

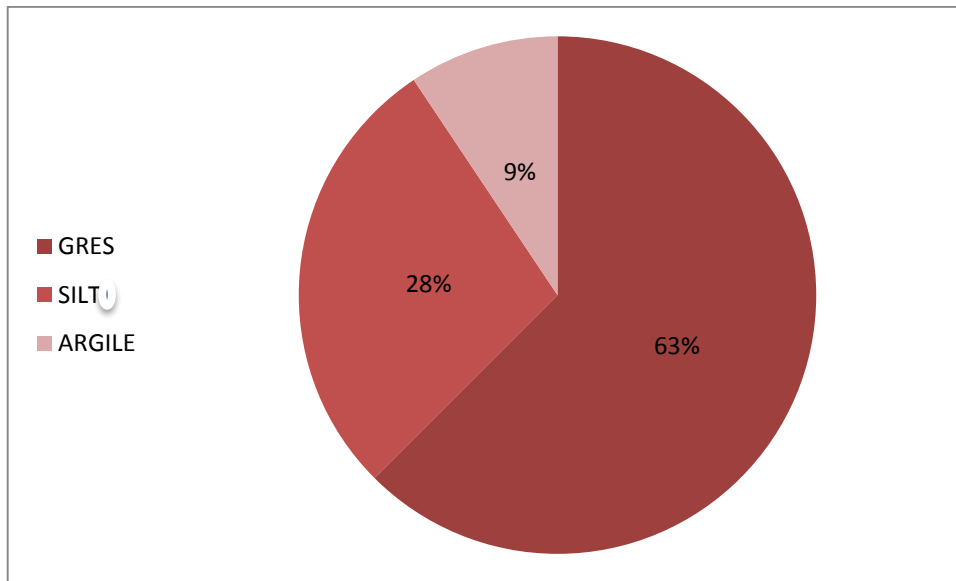


Fig.23. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits DAL-1.

**Interprétation :**

D'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation dominée par des grés avec une valeur remarquable qui est égale à 63% suivi d'éléments silteux avec un pourcentage qui est égale à 28% et enfin on a les éléments argileux qui sont représentés par un pourcentage de 9%. Ce qui explique que l'énergie de cette environnement est élevée et que ce puits se trouve dans les zones proches de la source d'alimentation .

• **Le puits HKB-1 :**

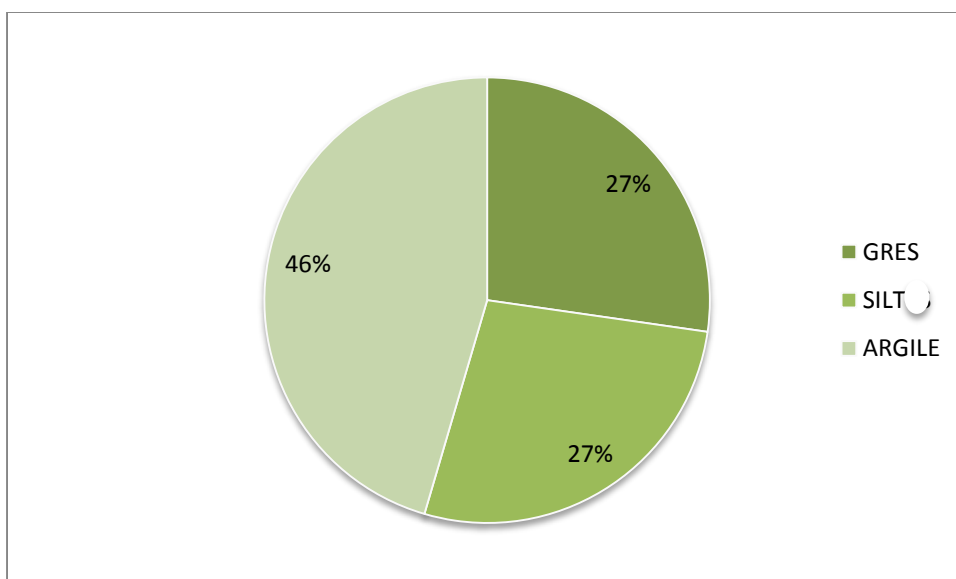


Fig.24. Graphe représentatif de l'évolution des sédiments dans le puits HKB-1.



**Interprétation :**

D'après la figure ci-dessus on remarque qu'on a une sédimentation à dominance argileuse avec une valeur remarquable qui est égale à 46% suivi d'éléments gréseux et silteux avec un pourcentage qui est égale à 27%. Ce qui explique que l'énergie de cet environnement est faible et que ce puits se trouve dans les zones distales de la source d'alimentation.

**III.4.2.Etablissements de carte en isovaleurs :****III.4.2.1.Interprétation de la carte en isovolume d'argile de la Série Inferieure (Fig.25.):**

L'analyse de la carte en isovolume d'argile montre qu'on a une augmentation du pourcentage d'argile en allant de l'est vers l'ouest. On distingue les valeurs minimales au niveau des puits DAL-1 qui est située dans la partie centrale de la carte et aussi dans le puits TTG-1 dans la partie Nord-est. On distingue au niveau du puits BBH-2 située à l'ouest de la carte des valeurs maximales. (La partie Sud-est est mal interprété vue le manque de données et absence de puits dans cette dernière).

**III.4.2.2.Interprétation de la carte en isovolume de silt de la Série Inferieure (Fig.26.)**

L'analyse de la carte en isovolume de silt indique que le faible pourcentage de silt se trouve dans les parties centrales, Nord-Ouest. Comme on distingue l'augmentation des pourcentages de silts en allant vers le Sud-ouest et le Nord-est. (La partie sud -Est est mal interprété vue le manque de données).

À partir de cette carte d'évolution du pourcentage de silt on peut repérer les parties à pourcentage élevé de silt représenté dans notre région d'étude par le puits BKHE-1 ainsi que celle qui marque la valeur minimale progressivement dans la zone d'étude qui est remarquable au niveau du puits BKHE-2

**III.4.2.3.Interprétation de la carte en isovolume de Grés de la Série Inferieure (Fig.27.) :**

D'après la carte du pourcentage de grés on remarque qu'on a une évolution de volume de grés en allant du Sud-ouest vers le centre de la carte et de la partie septentrionale vers le centre.

Dans la partie centrale on trouve les puits DAL-1 et BKHE-1 où les pourcentages de grés sont représentés par des pourcentages importants.

Tandis que dans la partie Sud-ouest on remarque l'apparition des puits BBH-2, BBH-1 où le pourcentage de grés à valeur minimale

#### **III.4.2.4. Interprétation de la carte de net to Gross de la Série Inferieure (Fig.28.) :**

La carte de net to Gross nous montre une évolution du rapport de grés net en allant du Sud-ouest et du Nord vers le centre de la carte. La grande valeur est remarqué au niveau du puits BKHE-1, mais ce rapport de grés net démunie en allant vers le Sud-ouest où on distingue une valeur minimale au niveau du puits BBH-2. La partie Sud-est est mal interprétée vue le manque des données qui est distingué par l'absence des puits dans cette partie.

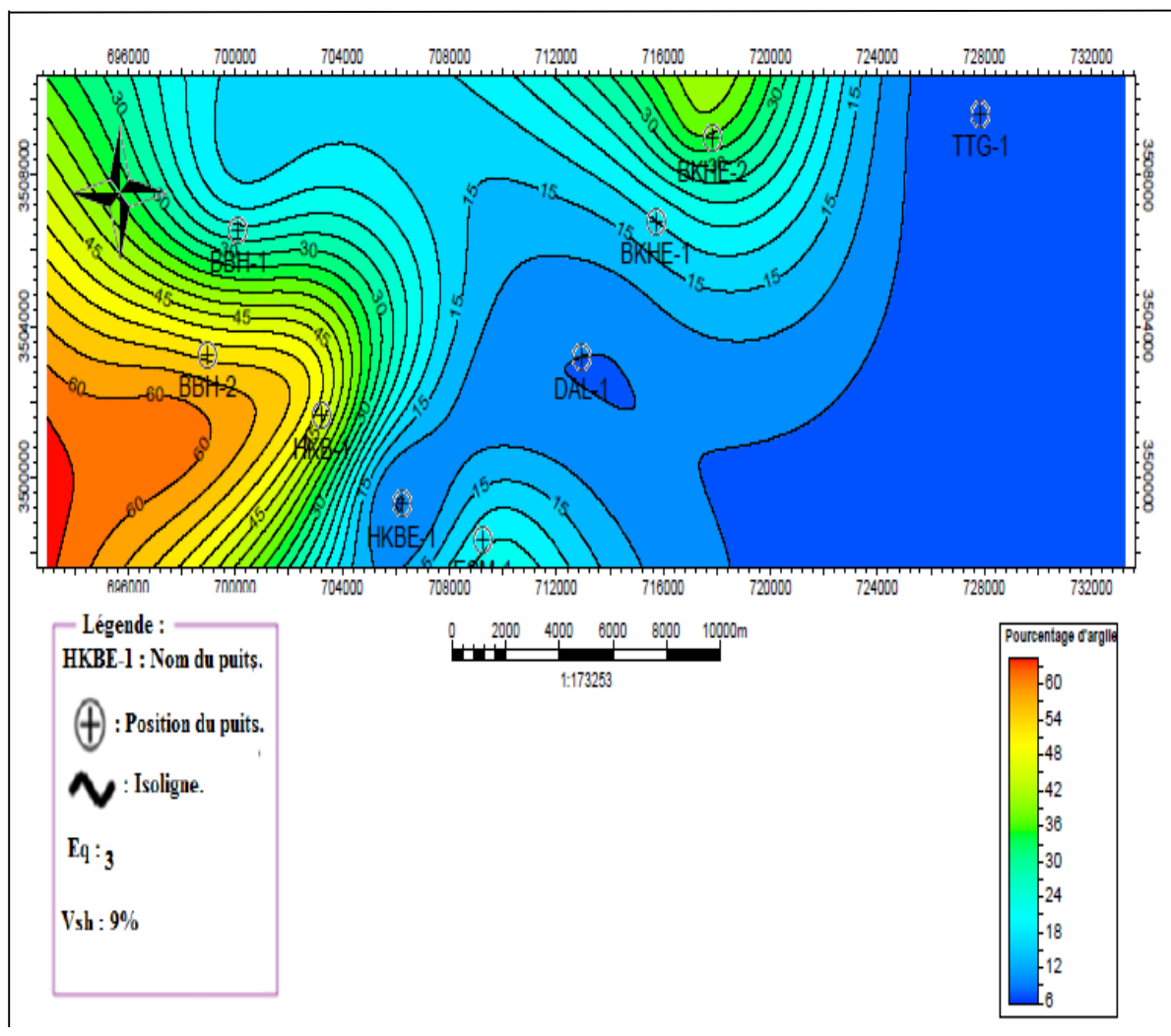


Fig.25. Carte en isovolume d'argile de la Série Inferieure.

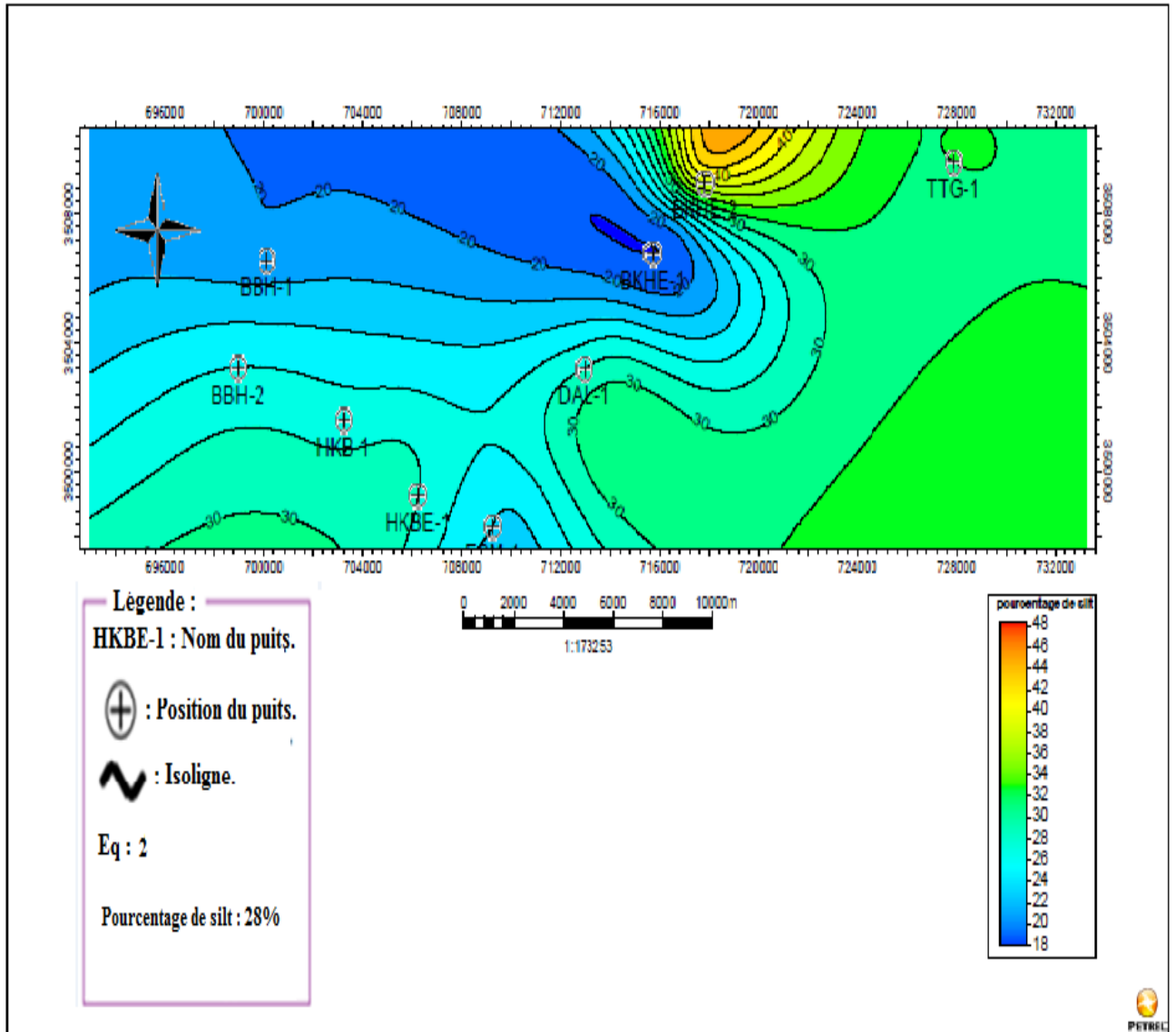


Fig.26. Carte en isovolume de silt de la Série Inferieure.

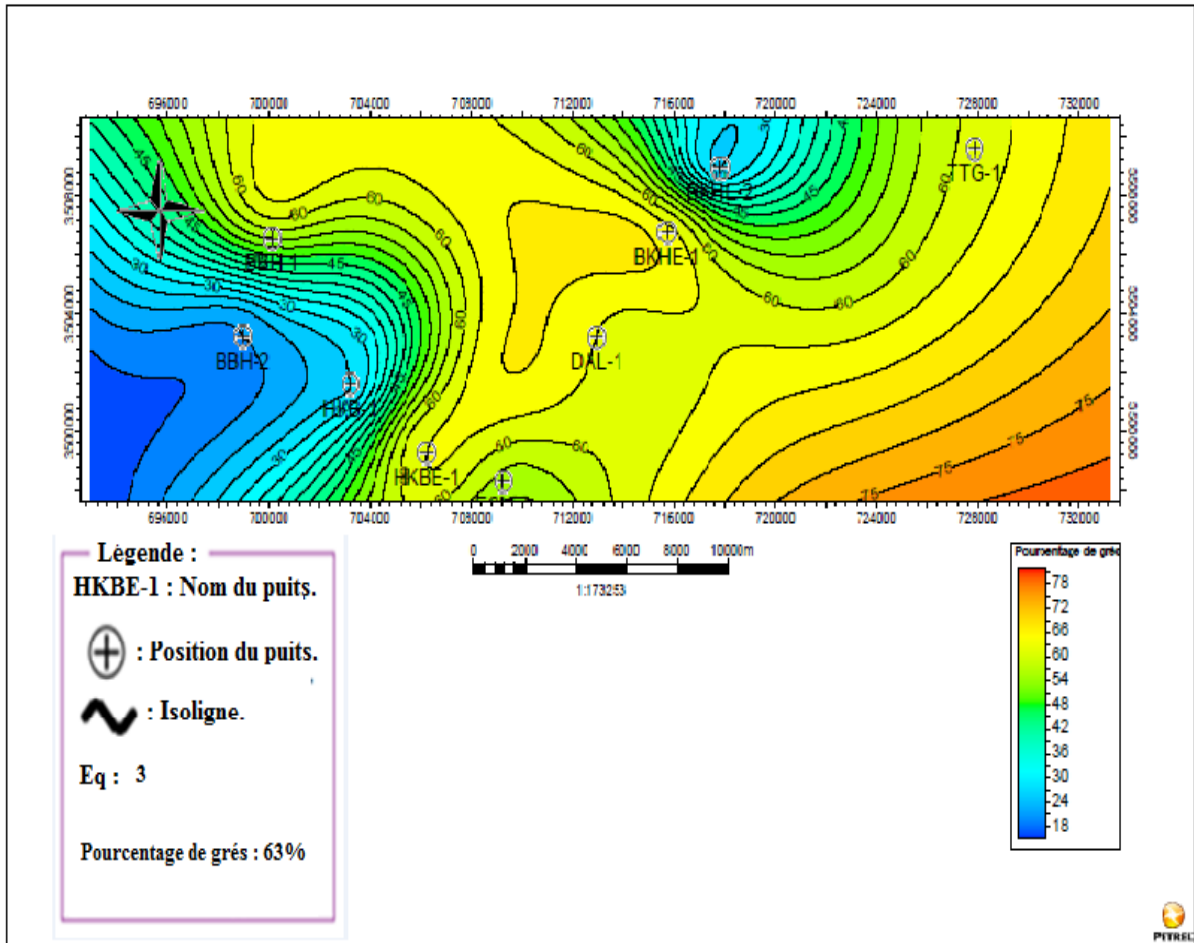


Fig. 27. Carte en isovolume des grés de la Série Inferieure.

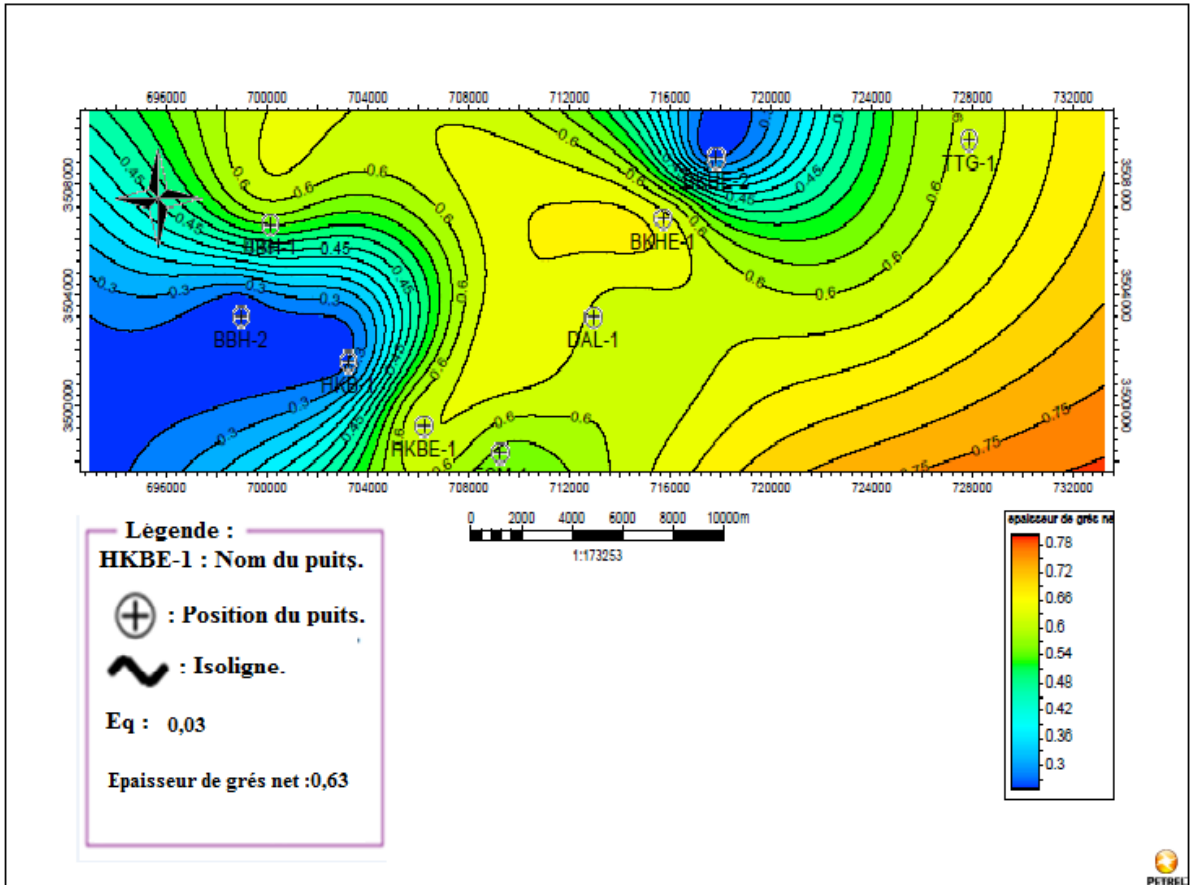


Fig.28. Carte de net to Gross de la Série Inférieure.

### III.5. Réalisation de la carte du paléo environnement :

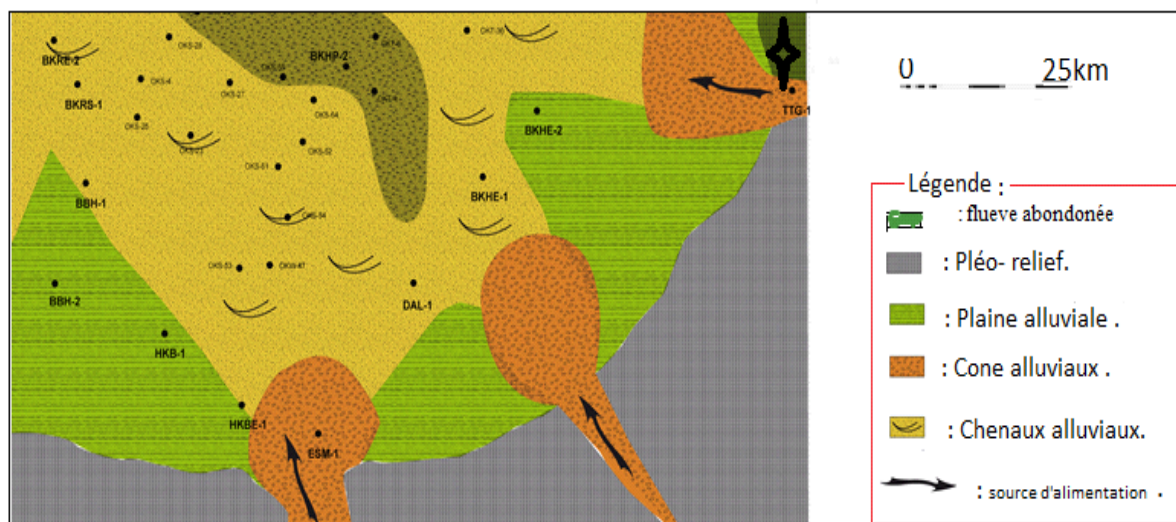


Fig .29.Carte du paleo envairenement de la regin d'etude

#### Commentaire :

La carte du paléo- environnement de la région d'étude permet de distinguer les différents environnements de dépôts qui ont affecté la région.

On remarque que la partie sud et la partie est sont proche de la zone d'alimentation de ce fait cette dernière est alimentée par des dépôts de cônes de déjection.

En allant vers le centre de cette carte (les zones distales), on a l'apparition de milieux de dépôts fluviaux qui est caractérisée par des stratifications en auge.

Les zones qui se trouvent dans la périphérie des cônes de déjection nous donnent des plaines d'inondation.

#### III.6. Conclusion :

Pour pouvoir expliquer l'évolution des sédiments qui dessinent les faciès on a établi un modèle de dépôt qui englobe tous les résultats obtenus dans ce chapitre. L'analyse de ce schéma nous permet de distinguer la présence des cônes de déjection dans la partie Sud où les puits ESM-1 et TIG-1 se trouvent.

En allant vers le nord on remarque le changement de milieu de dépôt qui devient fluvial en tresse ce dernier est formé de barres, dans cette partie on a la présence des puits DAL-1, BBH-1, BKHE-1 et BKHE-2

Les périphéries des cônes alluviaux sont représentées par des plaines d'inondation ou on a les puits suivants BBH-2, HKBE-1.

La variation de ces milieux de dépôts est due au changement du climat et à la variation de l'énergie.

Tous ces éléments influent sur la sédimentation qui montre l'évolution des faciès dans l'espace et dans le temps. Cette évolution est bien expliquée dans la figure.30.

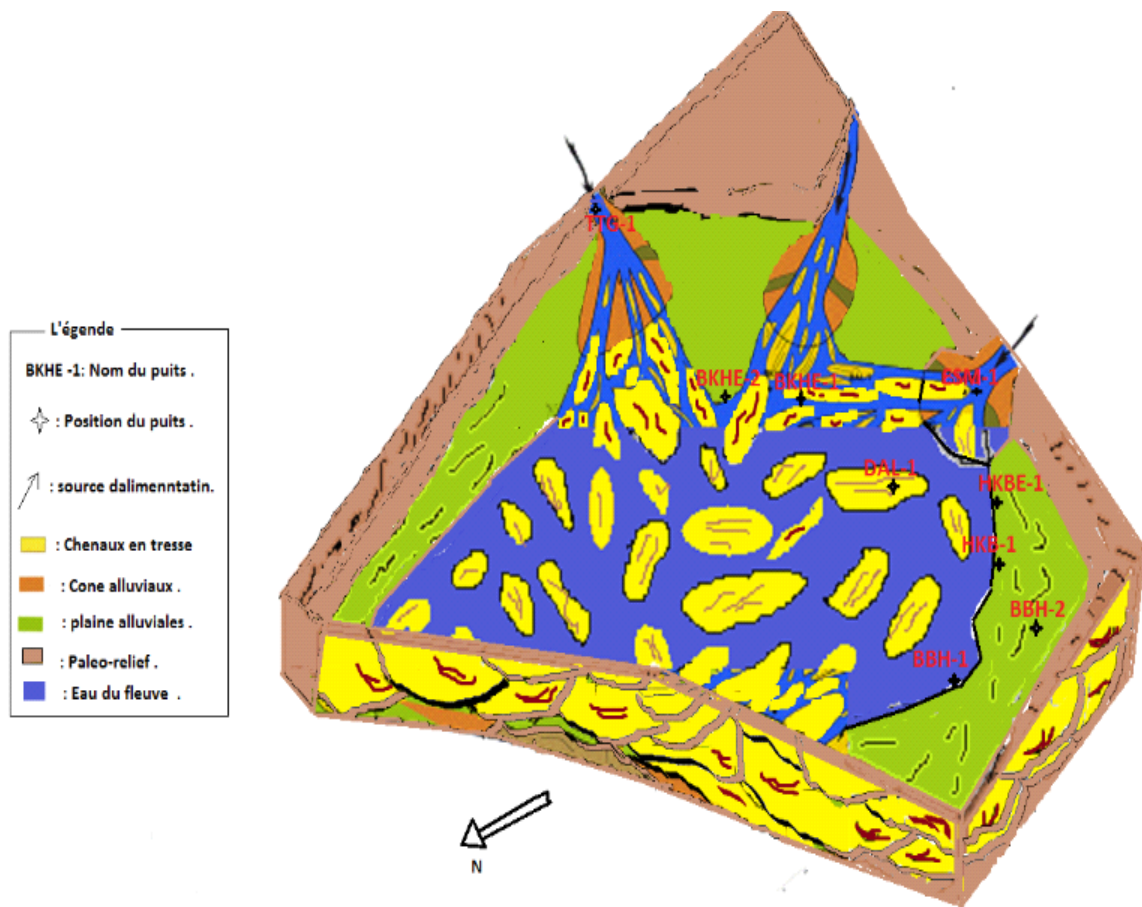
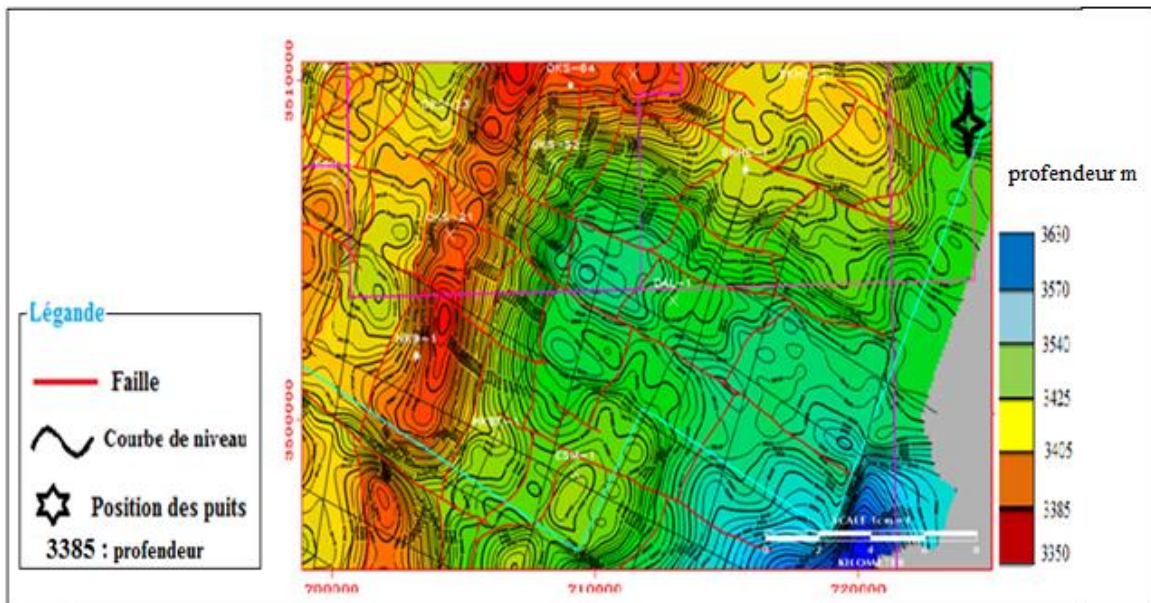


Fig. 30.Schéma représentatif du modèle de dépôts de la région d'étude



### III.7.Aspect géophysique:

#### III.7.1.Interprétation de la carte structurale :



**Fig.31. Carte Structural au toit de la discordance hercynienne .(Document SONATRACH /modifié)**

#### Interprétation :

Dans la carte structurale au toit de la discordance hercynienne on trouve différentes couleurs qui caractérisent et délimitent les zones hautes et les zones basses.

Le puits **BBH-1** situé au centre est en position la plus élevée. La topographie de la surface hercynienne montre un approfondissement vers le Sud-est et l'Est définissant une structure monoclinale.

Les isolignes représentés dans cette carte sont très rapprochés dans la partie centrale en allant vers le NE et l'Est. Vers l'ouest se dégage une zone aux isolignes lâches orientée N-NE -S-SW qui représentent un sillon. se relèvent plus à l'ouest.

Plusieurs isolignes sont circulaires et traduisent d'éventuelles structures positives interprétées d'après cette carte. .

On distingue la présence d'un réseau de failles représenté par deux familles de directions différentes l'une est Nord-Ouest au Sud-est et l'autre de direction Nord-est Sud-ouest.

Les structures fermées évoluent dans deux directions différentes suivant l'orientation des failles qui les recoupent.

Les structures positives qui se trouvent dans la partie centrale sont alignées sur la direction perpendiculaire à la composition qui représente un étirement NE-SW.

### III.7.2. Analyse des profils sismiques :

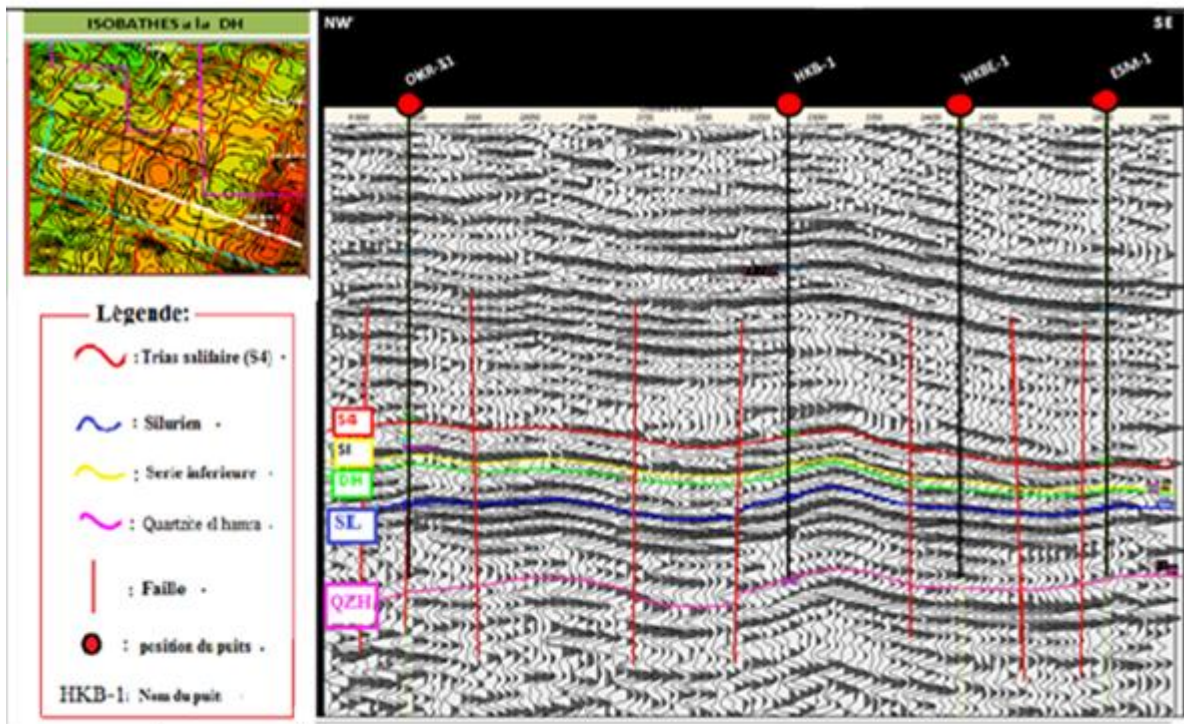


Fig.32. Profil Sismique de direction NW-SE de la région de Benkahla (Document SH)

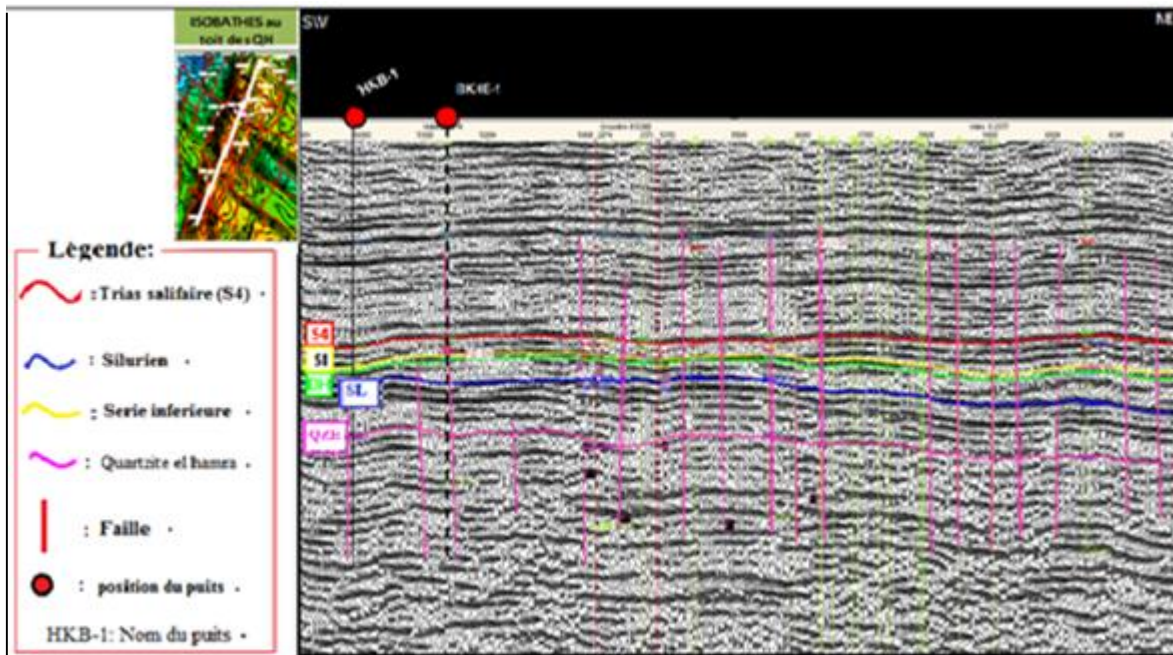


Fig.33. Profil Sismique de direction SW-NE de la région de Benkahla ( Document SH)

Les figures ci-dessus représentent deux profils sismiques effectués dans la région de Benkahla, selon deux directions différentes indiqués : NW-SE et SW-NE. .

Leur analyse nous montre que les horizons changent de pendage, variant de faibles à fortes valeurs, nous donnant une succession de structures sous forme d'anticlinal et de synclinal ces structures évoluent du Nord-Ouest vers le Sud Est et du Sud-Ouest vers le Nord Est.

La sismique utilisée est donnée à petite échelle, cette dernière ne permet pas de mettre en évidence les failles à faible rejet; pour pouvoir trouver ces failles on se base sur les structures qui ont un fort pendage (comme les structures anticlinales et synclinales indiqués dans ces profils) et la carte structurale (Fig.31.).

L'analyse de ces profils indique aussi l'existence d'un bon système pétrolier composé d'une roche couverture d'âge TRIAS Salifère (S4), un réservoir représenté par la Série Inferieure qui reposé à travers la discordance hercynienne sur une roche mère silurienne. Au-dessous de cette roche on remarque l'existence d'un réservoir secondaire qui est la formation des Quartzites de Hamra contenant des biseaux stratigraphiques considérés comme des bons pièges dont l'intérêt pétrolier ne peut pas être négligeable.

A partir de ces profils on remarque l'amincissement de l'épaisseur des horizons en allant du Nord-Ouest vers le Sud Est et du Nord Est vers le Sud-Ouest.

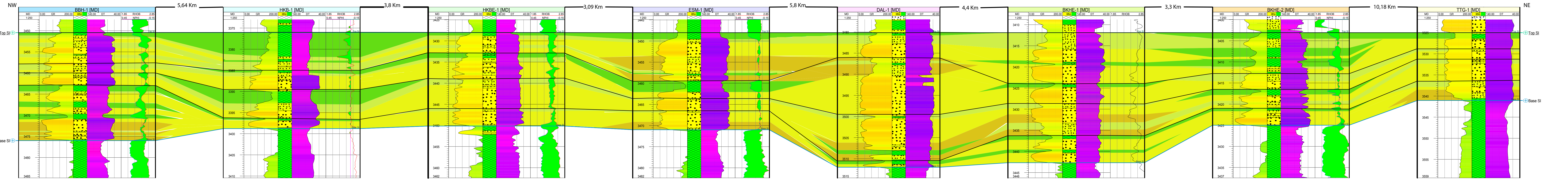
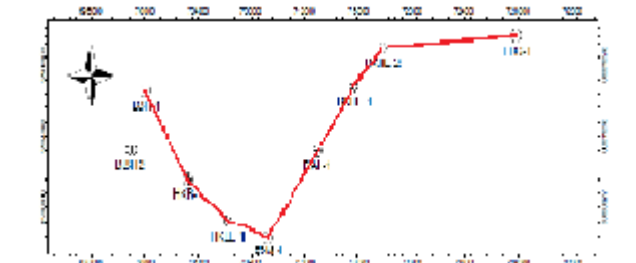


Fig.III.14.Profil de corrélation d'orientation Nord-Ouest Nord-Est.



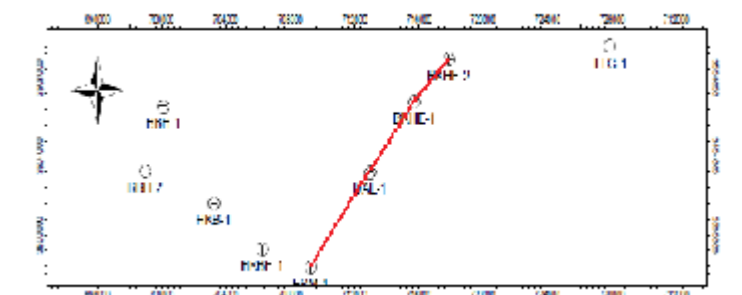
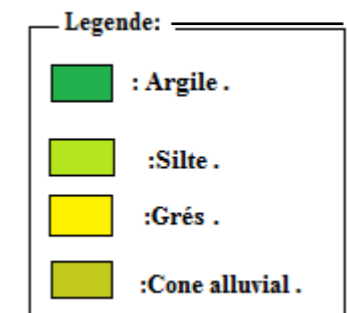
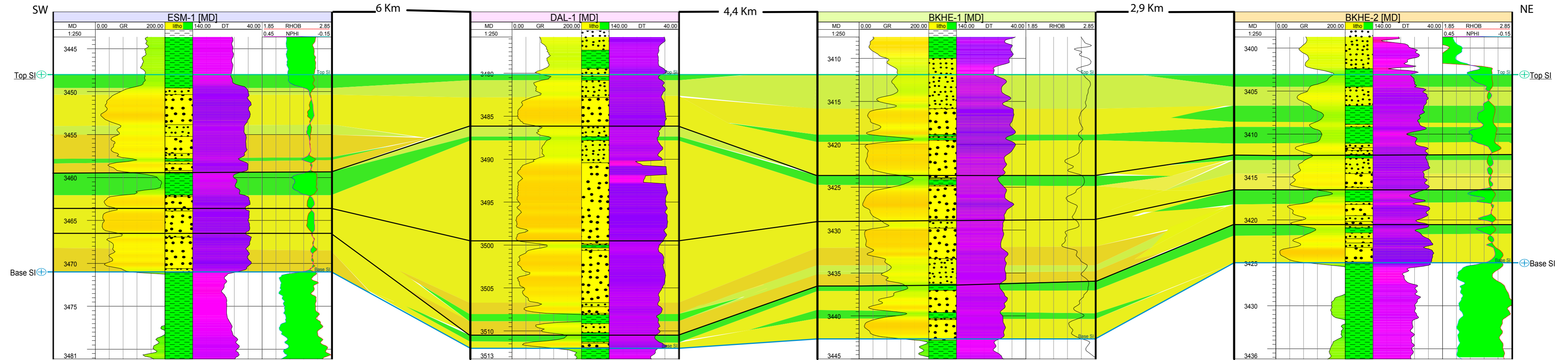


Fig.15. Profil de corrélation d'orientation Sud-Ouest Nord-Est.

### **IV.1.Introduction :**

L'intérêt d'étudier certain paramètre géologique (comme l'évolution de l'épaisseur ...) et pétro physique (porosité ,perméabilité, ..... ) en fonction de la profondeur des réservoirs étudié, est primordial pour l'évaluation de leur capacité et pour mieux comprendre les phénomènes d'écoulement des fluides afin de parvenir à une exploitation optimale du réservoir étudié .

### **IV.2.Méthodologie :**

Afin d'avoir une idée et de mieux comprendre la structure des réservoirs Trias Argileux Gréseux Inferieur, et plus précisément la Série Inferieure ; on établit des cartes en isovaleurs (carte structurale au toit du réservoir, carte en isobathes au mur du réservoir , carte en iso paques du réservoir). Pour cela on a utilisé un logiciel spécialisé dans le domaine de simulation des réservoirs pétroliers appelée 'Pétrel', dans lequel on a intégré les données (la côte absolue au toit de la Série Inferieure, la côte absolue au mur de la Série Inferieure, l'épaisseur de la Série Inferieure) au niveau des 09 puits mis à notre disposition.

Les valeurs moyennes de porosité ont été calculées en utilisant la moyenne arithmétique

Tandis que Les valeurs moyennes de la perméabilité ont été calculées en utilisant la moyenne géométrique, étant donné que cette dernière est une fonction logarithmique.

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques nous avons réalisé une comparaison entre l'évolution de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur d'une part et d'autre part on a effectué des histogrammes et des courbes enveloppes illustrant la distribution des valeurs de la porosité et de la perméabilité; enfin pour mieux préciser cette progression on a tenté d'approcher la relation entre la perméabilité et la porosité en établissant des cross plots permettant d'observer l'évolution de la perméabilité en fonction de la porosité.

### IV .3.Tableau des données :

**Tableau 1. Tableau Représentatif des valeurs de porosité et perméabilité des puits.**

<b>Puits</b>	<b>Porosité moyenne en %</b>	<b>Perméabilité moyenne en md</b>
<b>BBH-1</b>	<b>7.87</b>	<b>39.488</b>
<b>BKHE-1</b>	<b>8.92</b>	<b>133.59</b>
<b>BKHE-2</b>	<b>0.239</b>	<b>0.106</b>
<b>TTG-1</b>	<b>4.96</b>	<b>0.1</b>
<b>HKBE-1</b>	<b>9.20</b>	<b>47.24</b>

### IV.4.Etude pétrographique :

#### IV.4.1.Analyse et interprétation des cartes :

##### IV.4.1.1.Interprétation des cartes en isobathes au toit et au mur de la Série

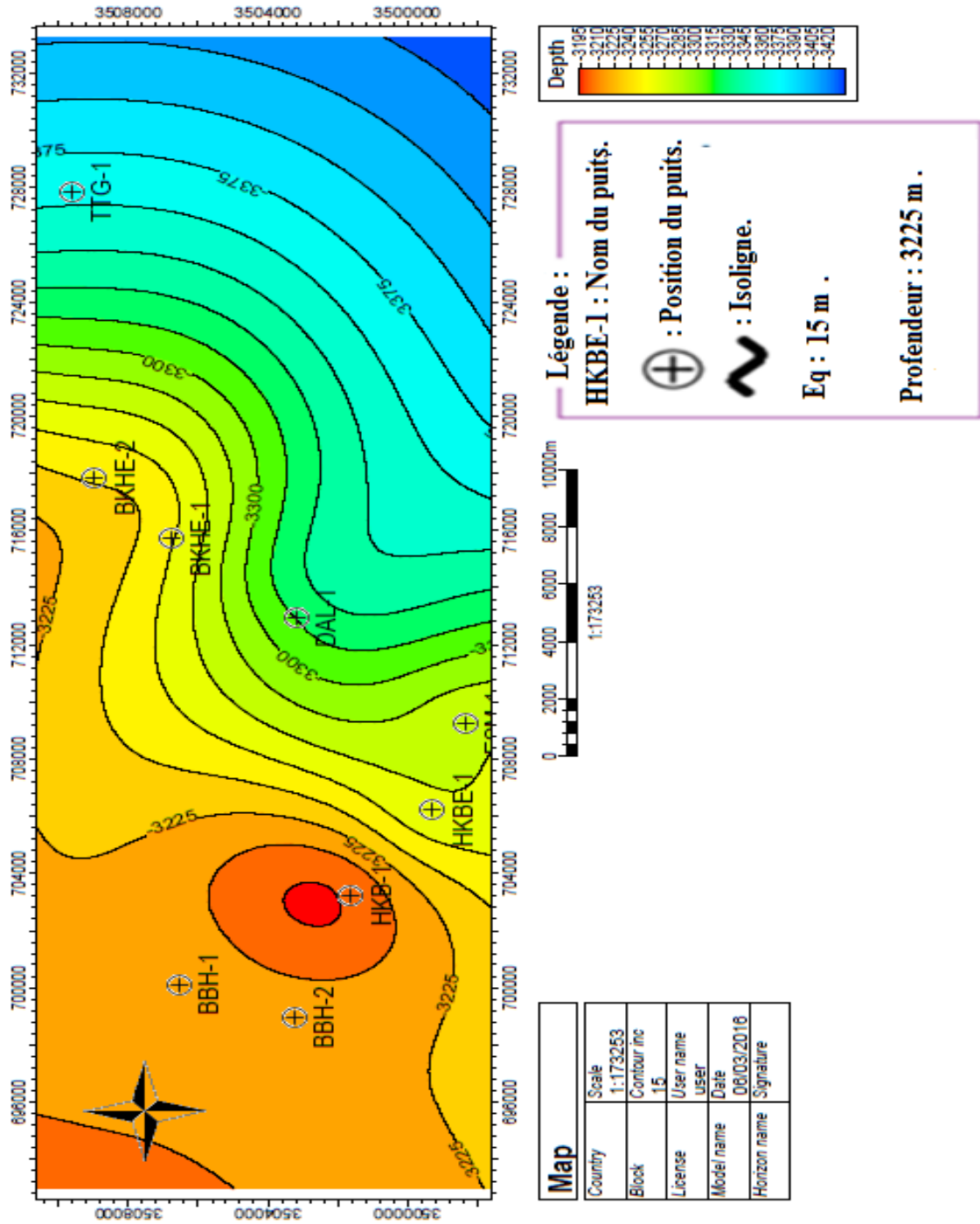
##### Inferieure :

D'après la carte en isobathes au toit et au mur de la Série Inferieure on remarque l'évolution des valeurs qui sont maximales dans la partie Ouest de la carte .Ce qui représente des zones hautes. Ces dernières sont représentées par une couleur rouge ; elles sont traversées par les puits suivants : BBH-1, BBH-2, HKB-1. L'intervalle dans lequel varie la couleur du bleu foncé jusqu'au bleu clair nous donne le positionnement des zones qui ont de très faibles à faibles valeurs; cette zone s'étale dans la partie Sud et Sud Est de la carte et contient les puits suivants : TTG-1et DAL.

Au centre de cette carte on remarque que les courbes de niveau sont rapprochées entre elle ce qui explique le changement brusque de pente nous donnant une forte inclinaison.

En analysant cette carte on constate l'existence d'une structure positive d'orientation NE –SW, qui contient le puits HKB-1. En se basant sur la carte structurale (Fig. 31.) On note la présence d'un réseau de faille composé de deux familles de direction différente (l'une étant NW vers le SE et l'autre NE vers le SW).

Fig.34. Carte en isobathes au toit de la Série Inferieure.





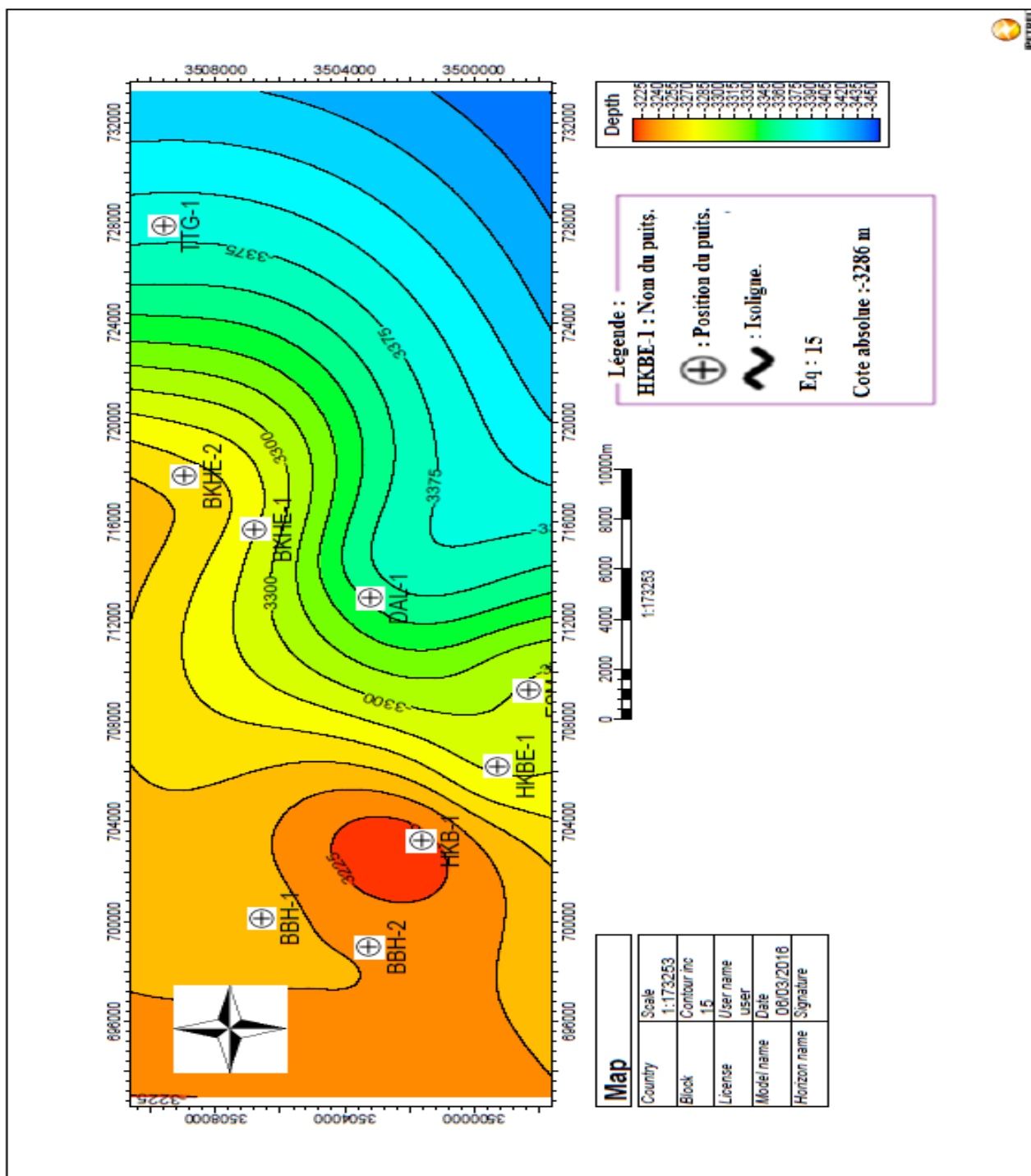
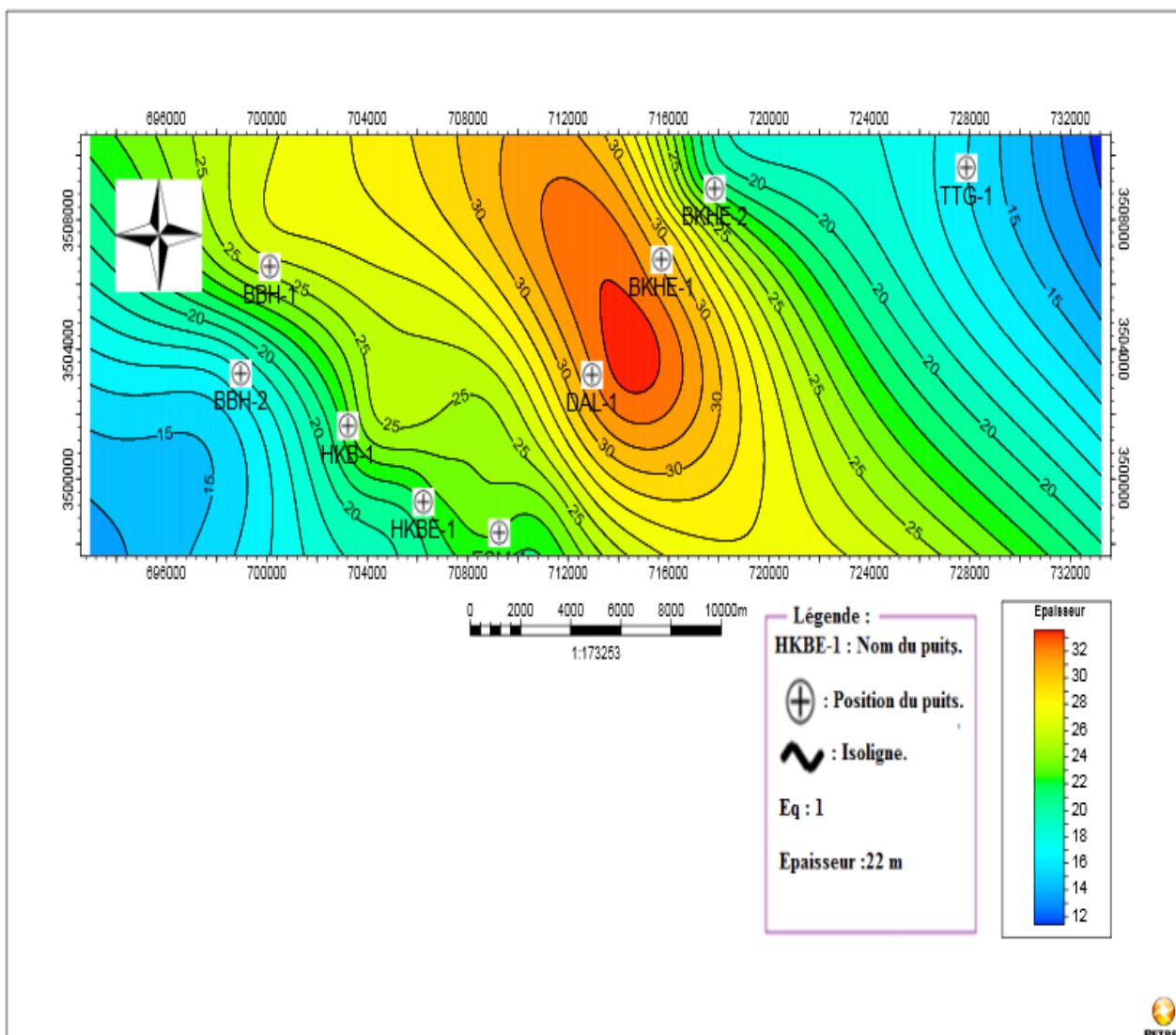


Fig.35. Carte en isobathes au mur de la Série Inferieure.

**IV.4.1.2. Carte en isopaques du réservoir :**



**Fig.36. Carte en isopaques de la série inférieure.**

- **Interprétation de la carte en isopaques du réservoir :**

D'après l'analyse de la carte en isopaques du réservoir on remarque que l'épaisseur de la Série Inferieure dans la région d'étude augmente en allant des périphéries vers le centre de cette carte ou on distingue l'existence d'une structure fermée d'orientation NW-SE.

L'épaisseur de la Série Inferieure est importante au centre de la carte elle atteint sa valeur maximale au niveau du puits BKHE-1.

La Série Inférieure est plus épaisse au niveau des puits BKHE-1 et DAL (situés dans la partie centrale de la carte), et moins épaisse au niveau des puits TTG-1 et BBH-2 situés dans la partie NE et Ouest, les grandes valeurs d'épaisseurs sont probablement dues à l'intense érosion des terrains du Paléozoïque.

#### **IV.5. Les paramètres pétrophysiques :**

##### **IV.5.1. Etablissement des cartes en isoporosité et isoperméabilité :**

- **Interprétation de la carte en isoperméabilité de la Série Inferieur (voir Fig.58 – page 66) :**

L'analyse de cette carte montre que la perméabilité est très élevée dans la partie septentrionale de la carte atteignant une valeur maximale de 133, 59 md au niveau du puits BKHE-1, elle diminue à l'Ouest, au Sud et elle atteint sa valeur minimale à l'Est qui égale à 0,1 md au niveau du puits TTG1.

- **Interprétation de la carte en isoporosité de la Série Inferieure (voir Fig.57-page 65) :**

Cette carte montre que la porosité est relativement homogène dans tous les puits; elle atteint son maximum au niveau du puits BKHE-1 avec une valeur de 8.92% ; mais dans certains puits on trouve des valeurs faibles comme dans le puits BKHE-2 ; ce qui est expliqué par le changement de faciès.

### IV.5.2.Représentation de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur:

- Le puits BBH-1:

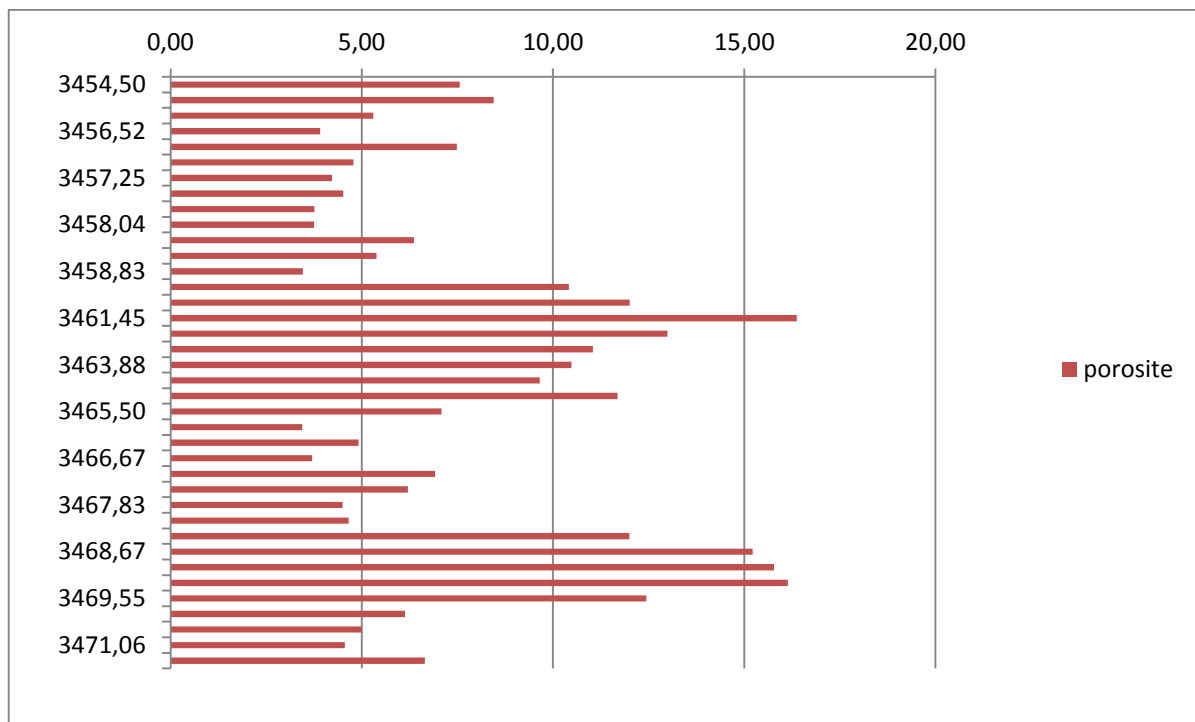
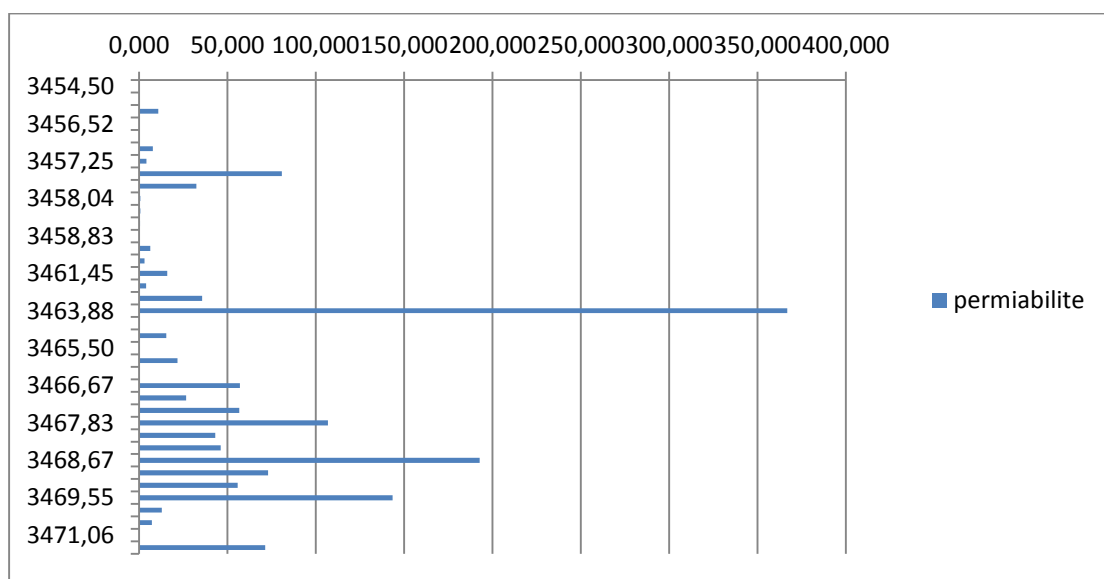


Fig.37. Variation de la porosité en fonction de la profondeur.



**Fig.38. Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.****L'interprétation :**

D'après le graphe de variation de la porosité dans le puits BBH-1 on distingue 02 familles de porosités équivalentes interpénétrées. Dans l'intervalle [3454 ; 3458.83] on a une oscillation de la porosité entre 3.45% et 4.9%, atteignant parfois (7 et 8% dans certaines profondeurs) ; dans l'ensemble ces valeurs nous donne une porosité faible.

L'intervalle [3459 ; 3465.16] nous montre une variation de porosité de 10.5% à 15% ce qui nous donne des porosités moyennes à bonnes d'après l'échelle quantitative de porosité ( $10\% < \varphi < 15\%$ ). Dans certain profondeur (3459m) cette porosité atteint sa valeur maximale (16.37%).

Dans l'intervalle [3465 ; 3468] on distingue une oscillation de valeur de porosité entre 3.9 et 4.5% nous donnant une porosité négligeable ( $\varphi < 5\%$ ).

Au niveau de l'intervalle [3468.5 ; 3469.05] on remarque que les valeurs de porosité varie entre 13 et 16%. Ce qui définit une bonne porosité, et en fin en allant de 3469.06 jusqu'à 3471.08m on a une spéculation entre 5 et 7% ce qui nous permet de dire que la porosité est moyenne à faible dans cette profondeur.

Dans l'ensemble la porosité de ce puits varie des valeurs faibles vers des valeurs moyennes et maximales dans certaines profondeurs ce qui implique une influence secondaire sur les valeurs élevées.

L'analyse du graphe de variation de perméabilité dans le puits BBH-1 montre des valeurs faibles en général tout le long du puits mais à certains niveaux il y a de fortes valeurs ponctuelles.

Dans l'intervalle [3454.5m ; 3458.90m] on a une oscillation de ces valeurs entre 0.295 et 0.015md ; ce qui définit une perméabilité très faible ( $K < 1\text{md}$ ) ; comme il existe des valeurs de perméabilité de 32 et 80md dans cet intervalle.

Dans l'intervalle [3461.67m ; 3466.7m] l'évolution de valeur de perméabilité est très faible (0.015md) mais une valeur dépasse 300md à 3463m environ. La variation reste dans les valeurs très faibles en général.

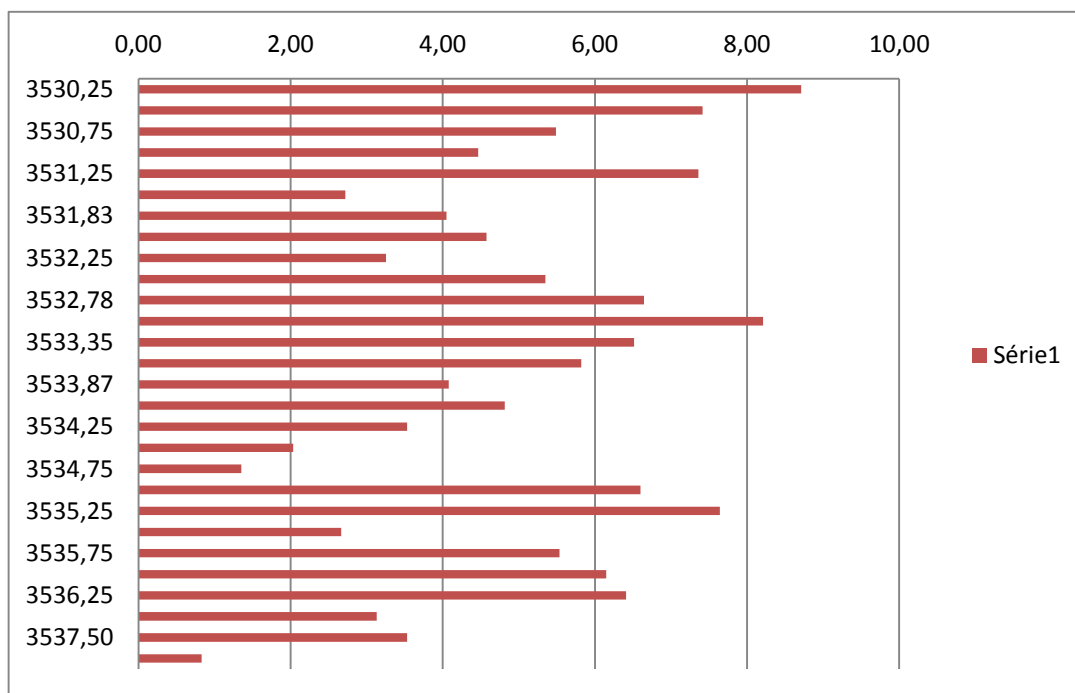
Dans l'intervalle [3468.42 ; 3469.55m] on a une évolution des valeurs de 46 à 55md et 143.48 et 192.736 md ; aux profondeurs (3468.657 ; 3469.55m) ; ce qui nous donne dans l'ensemble une perméabilité médiocre à moyenne.

Au niveau de 3470.03 et 3471.05m on distingue une variation de la valeur de perméabilité qui varie entre (0.07 et 12.87md) nous donnant une perméabilité très faible à médiocre.

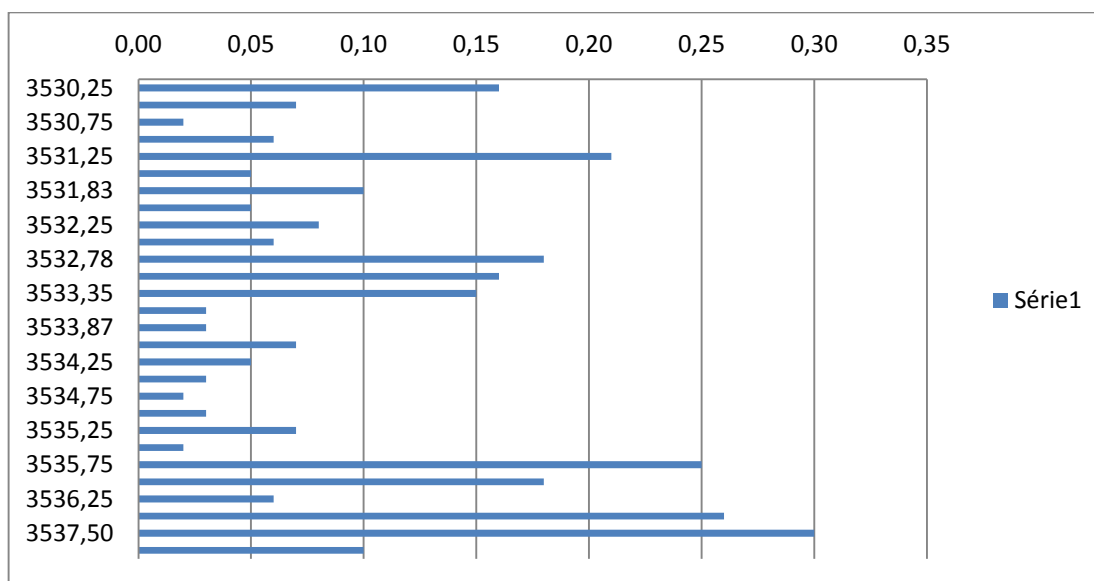
De ce fait on peut conclure que dans l'ensemble la perméabilité de ce puits varie de très faible valeur (0.015md) vers celles qui sont moyenne (366.97md), atteignant des valeurs maximales dans certaine profondeur.

Comme on conclue que ces valeurs évoluent progressivement avec l'évolution de la porosité en fonction de la profondeur.

▪ **Le puits TTG-1:**



**Fig.39. Variation de la porosité en fonction de la profondeur.**

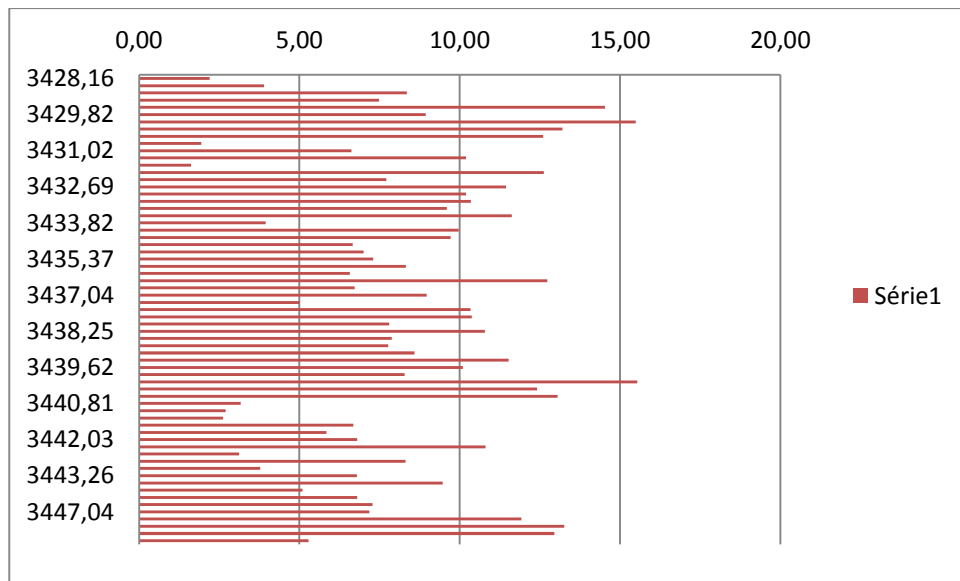


**Fig.40. Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.**

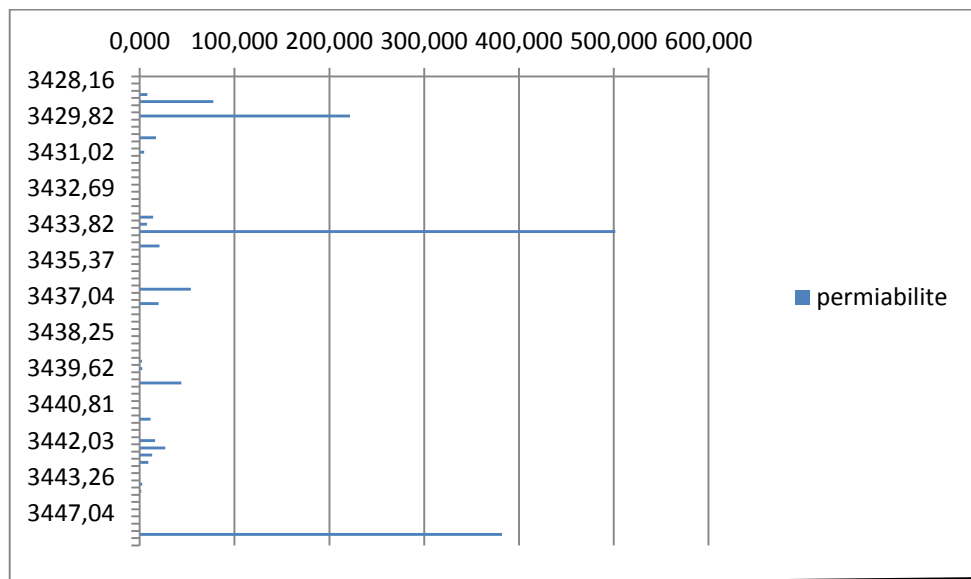
**L'interprétation:**

D'après les graphes de variation de la porosité et de la perméabilité dans le puits TTG-1 :  
 On remarque que la porosité est représentée par des valeurs négligeables à faible; entre 0.13 et 8.71%; tandis que la perméabilité oscille entre 0.02 et 0.30md qui donne une perméabilité très faible.  
 D'après ces deux graphes on conclue que la porosité et la perméabilité évalué avec de faible valeur .en fonction de la profondeur.

▪ **Le puits HKBE-1:**



**Fig. 41.** Variation de la porosité en fonction de la profondeur.



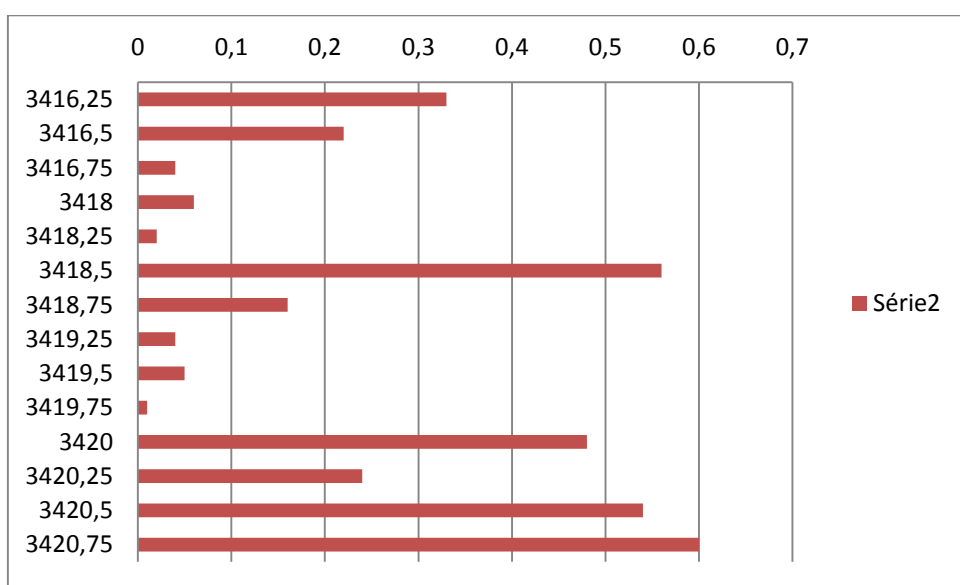
**Fig.42.** Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

**L'interprétation :**

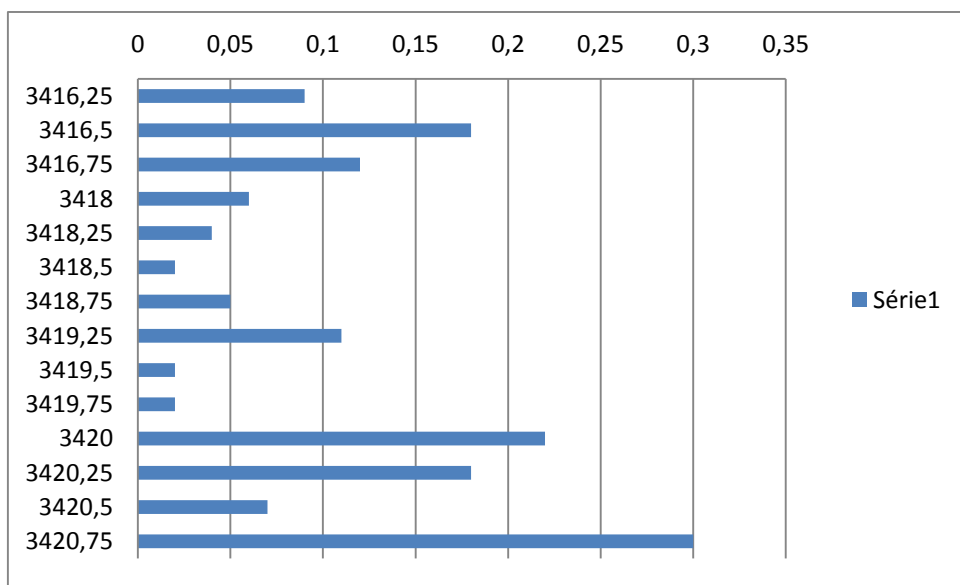
Dans l'ensemble les valeurs de la porosité se situent entre 5.09 et 15%, ce qui nous permet de dire qu'on a une évolution de porosité de faible valeur à médiocres, Elle est suivie par une variation de perméabilité dont les valeurs oscille entre 0.016 et 0.037md ce qui nous permet d'obtenir une perméabilité qui évolue de très faible valeurs a médiocre; cependant on remarque des valeurs maximales de 382.118 et 501.599md a profondeurs 3464.03et 3447.78m.

On peut conclure que la porosité et la perméabilité de ce puits évolue et oscille entre des valeurs faibles à médiocres pouvant atteindre des valeurs bonnes dans certain profondeurs.

▪ **Le puits BKHE-2:**



**Fig. 43.** Variation de la porosité en fonction de la profondeur.



**Fig. 44.** Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.



### L'interprétation :

A partir de l'analyse du graphe de la variation de la porosité dans le puits BKHE-2 on remarque une diminution progressive atteindre sa valeur minimale 0.02 % (retrouvée dans la profondeur 3418.25m) ; on a une évolution brusque de la porosité avec une valeur de 0.55% distingué dans la profondeur 3418.5m qui est suivie d'une rediminution de ces valeurs jusqu'à atteindre une valeur minimale (0.01%) , Et en allant de 3420m jusqu'à 3421m et dans les profondeurs (3420m-3421m ) on a oscillation de ces valeurs entre 0.25% et 0.6% dans l'ensemble. L'évolution de la porosité dans ce puits ne dépasse pas les 0.06%, d'après l'échelle quantitative de la porosité on a une porosité négligeable.

Dans l'ensemble les valeurs de la perméabilité du puits BKHE-2 oscillent entre 0.02 et 0.21md atteignant une valeur maximale 0.3md au niveau (3421m), ces valeurs sont inférieure à 1md (1md > K) ce qui nous permet de dire que la perméabilité de ce puits est très faible.

#### ▪ Le puits BKHE-1:

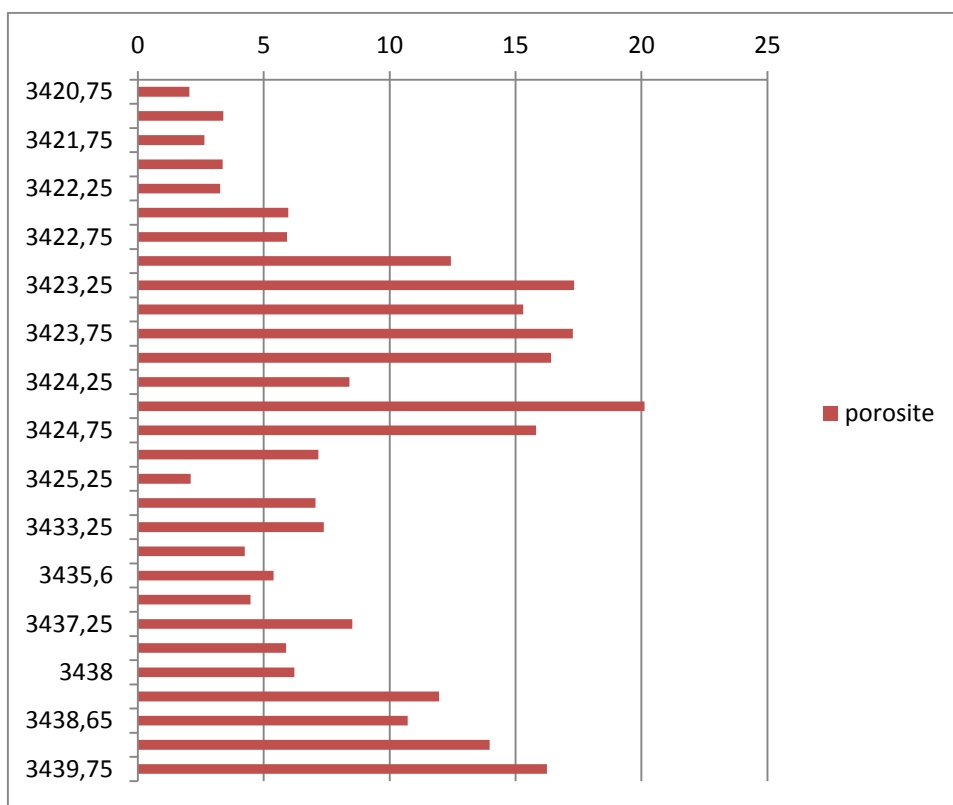
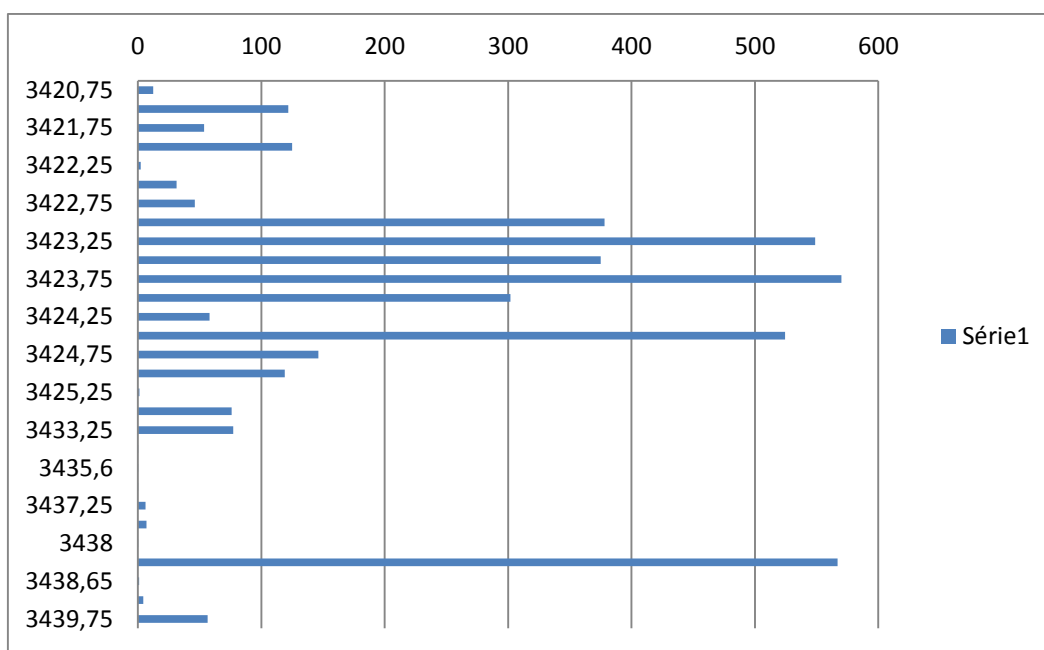


Fig.45. Variation de la porosité en fonction de la profondeur.



**Fig .46.** Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

### L'interprétation :

A partir du graphe qui représente la variation de porosité dans le puits BKHE-1, On remarque l'augmentation progressive des valeurs de porosité en allant en profondeurs jusqu'à atteindre une valeur maximale marquée dans la profondeur 3424.5m, puis on remarque un changement brusque de ces valeurs de porosité qui oscillent entre 2% et 8.5% remarqué dans les profondeurs qui évoluent de 3425m à 3438 m et en fin, on distingue l'évolution de la porosité jusqu'à atteindre la valeur de 16% à 3440m.

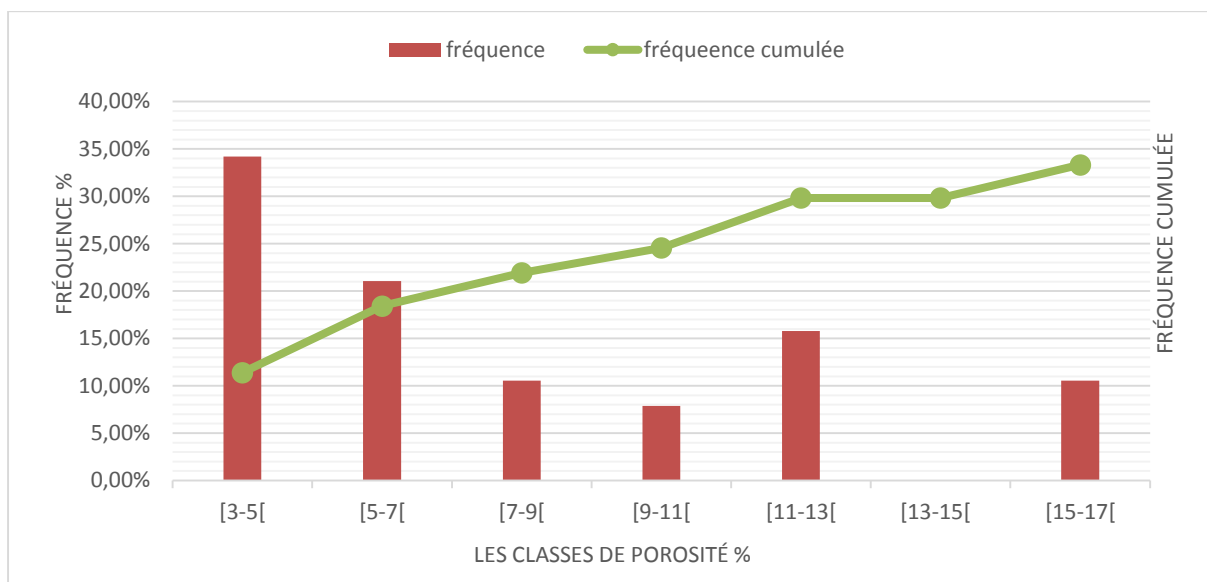
Tandis que l'évolution de la perméabilité oscille entre 0 et 120md donnant des valeurs faible à moyenne, ces dernières évoluent de 3420m jusqu'à les atteindre 3422m ; marquée par une valeur minimale (2.3md) retrouvée dans la profondeur 3423.5 on remarque l'évolution progressive des valeurs de la perméabilité atteignent 567md. Qui est marquée dans la profondeur 3423.5m puis on remarque la diminution progressive de ces valeurs de la perméabilité jusqu'à atteindre des valeurs très faible (<1md) remarquée dans l'intervalle [3425m ; 3439m] sauf que dans la profondeur 3438m on distingue une valeur importante.

Dans l'ensemble les paramètres pétrophysiques ont une évolution dichotomique marquée de faibles valeurs qui représentent surement des valeurs matricielles et des valeurs améliorées imputées à des phénomènes secondaires favorables.

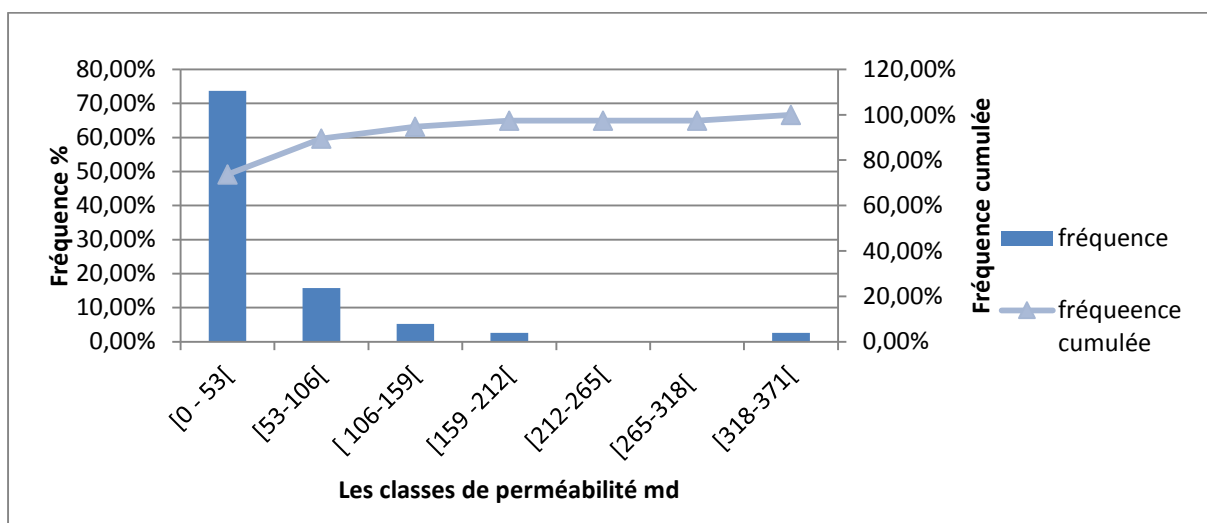
**IV.5.3.L'analyse statistique :**

**IV.5.3.1.Etablissement des histogrammes et des courbes enveloppe au niveau de chaque puits :**

**•Le puits BBH-1:**

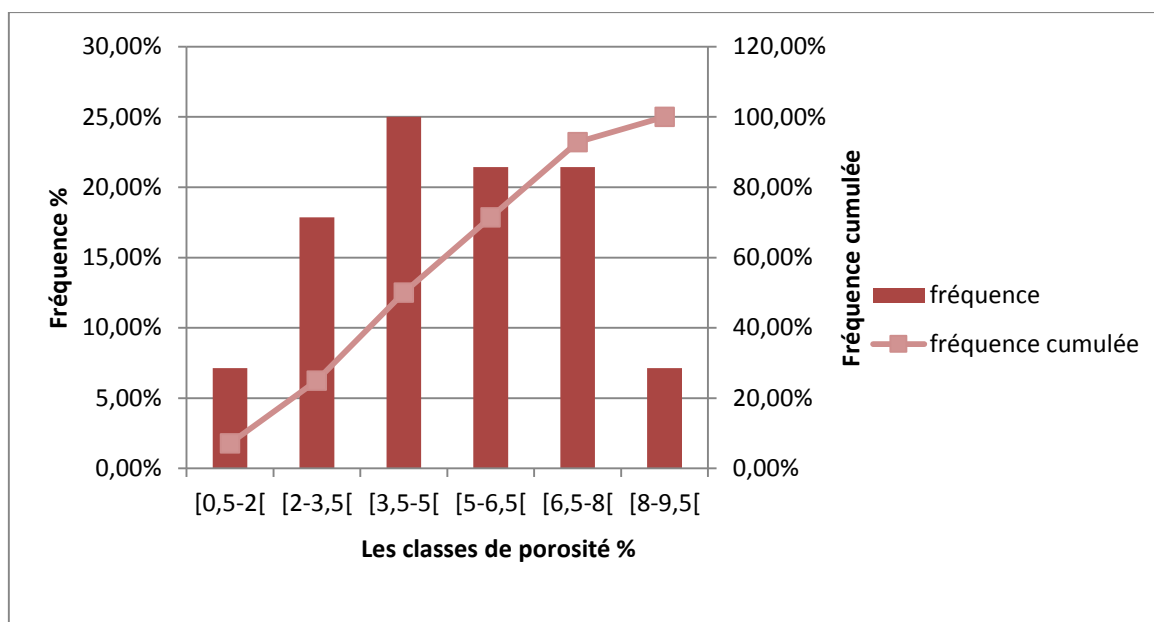


**Fig.47.** Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits BBH-1.

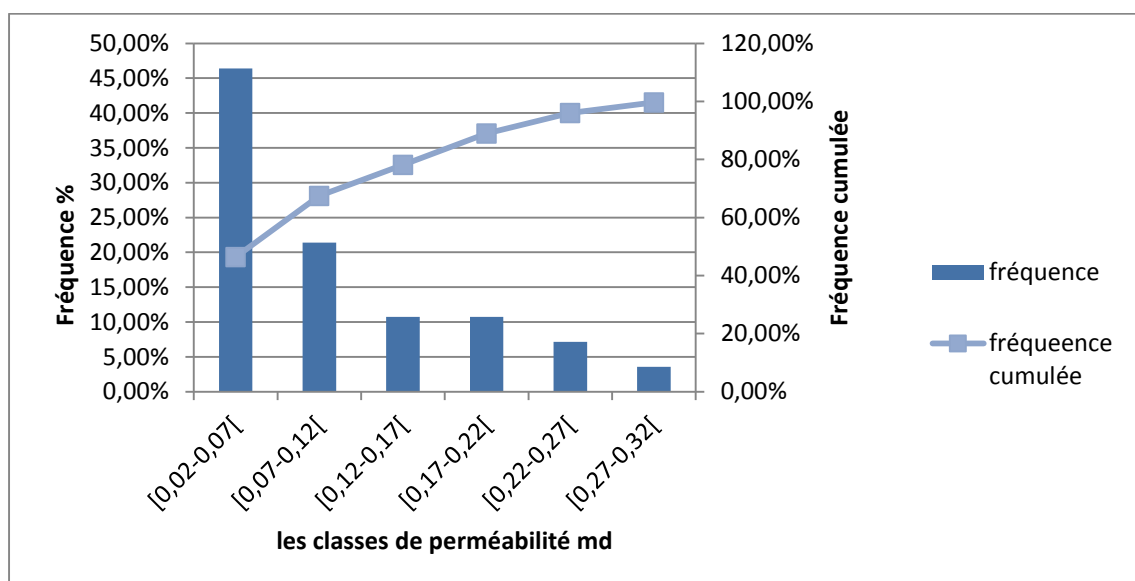


**Fig. 48.** Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits BBH-1.

• **Le puits TTG-1:**

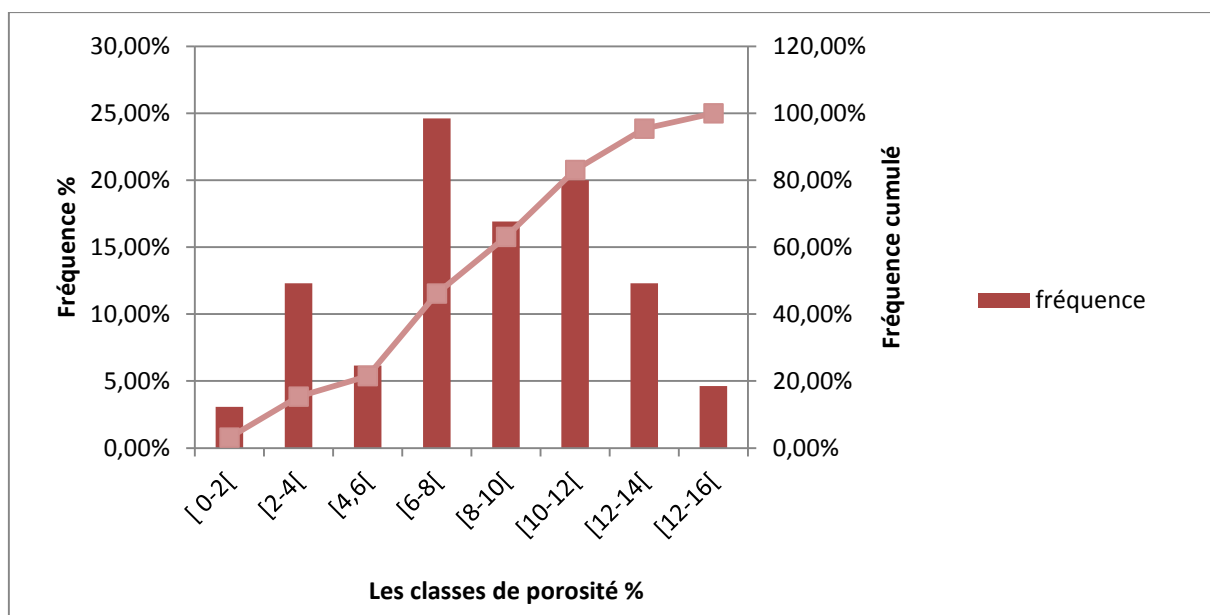


**Fig.49. Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits TTG-1.**

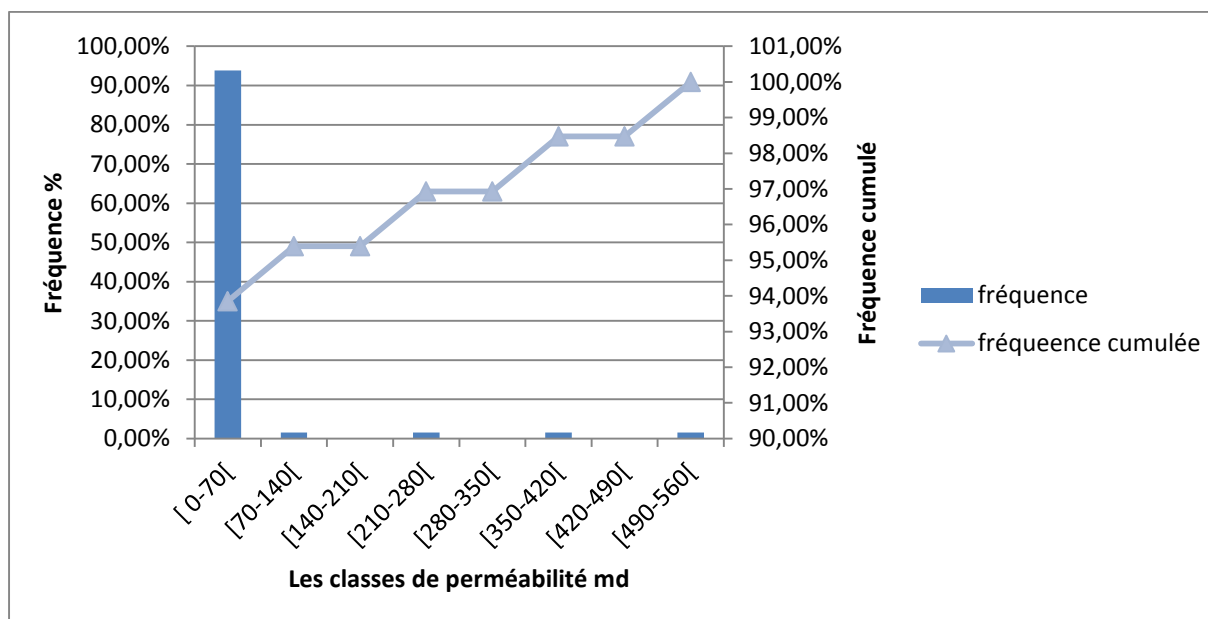


**Fig.50. Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits TTG-1.**

• **Le puits HKBE-1:**



**Fig.51.** Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits HKBE-1.



**Fig.52.** Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits HKBE-1.

• **Le puits BKHE-2:**

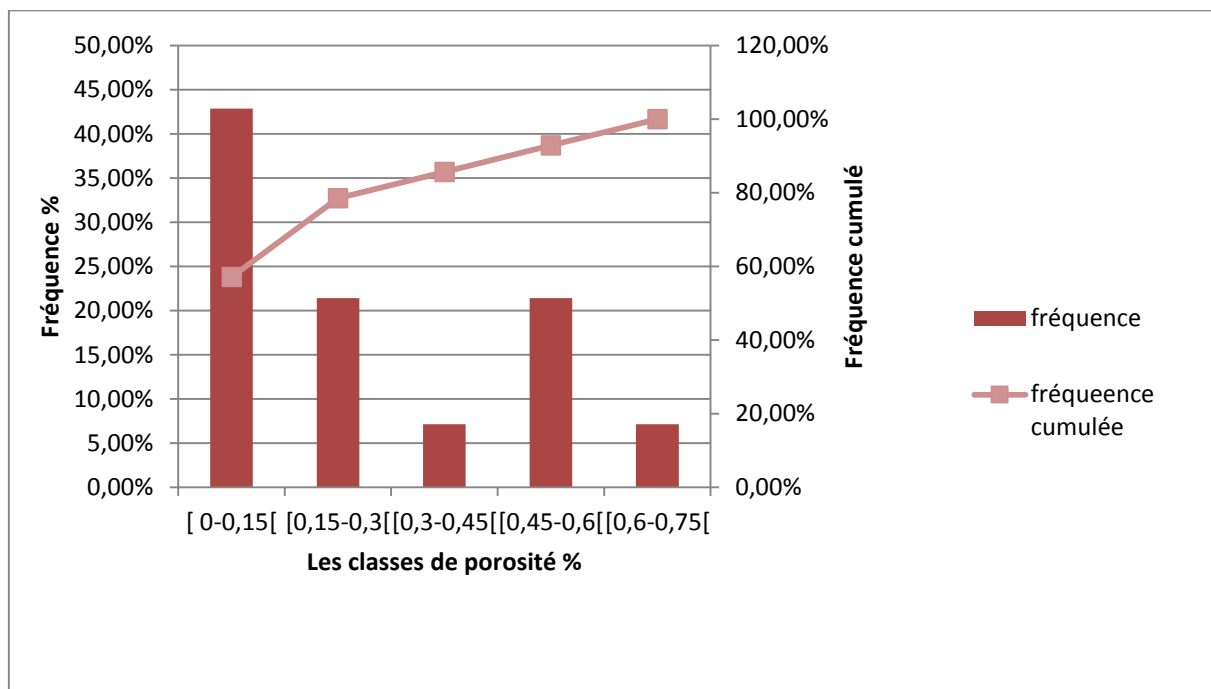


Fig.53. Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau du puits BKHE-2.

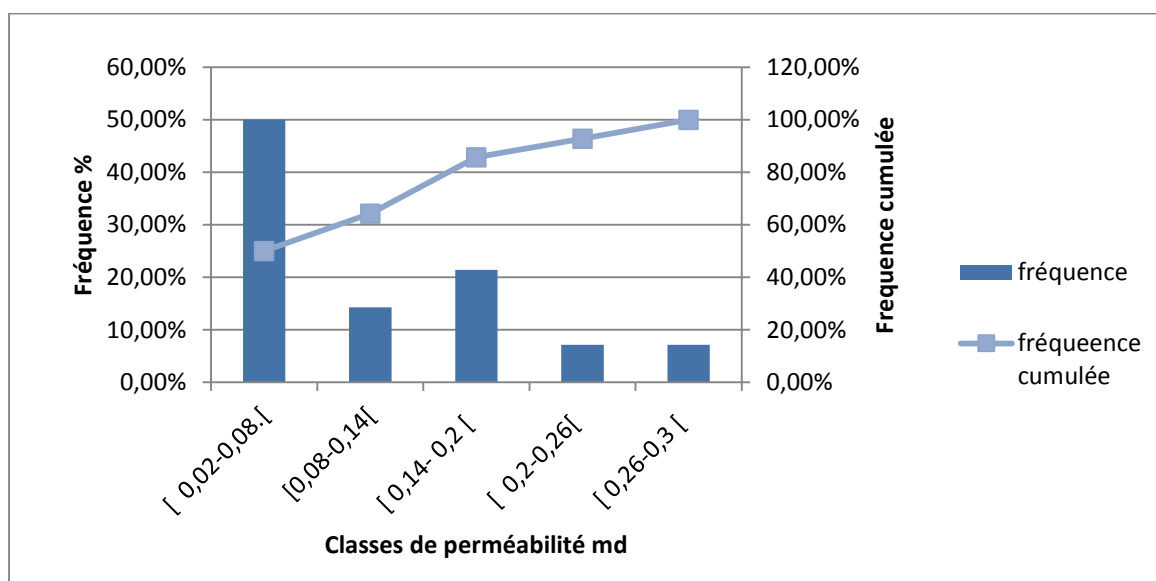
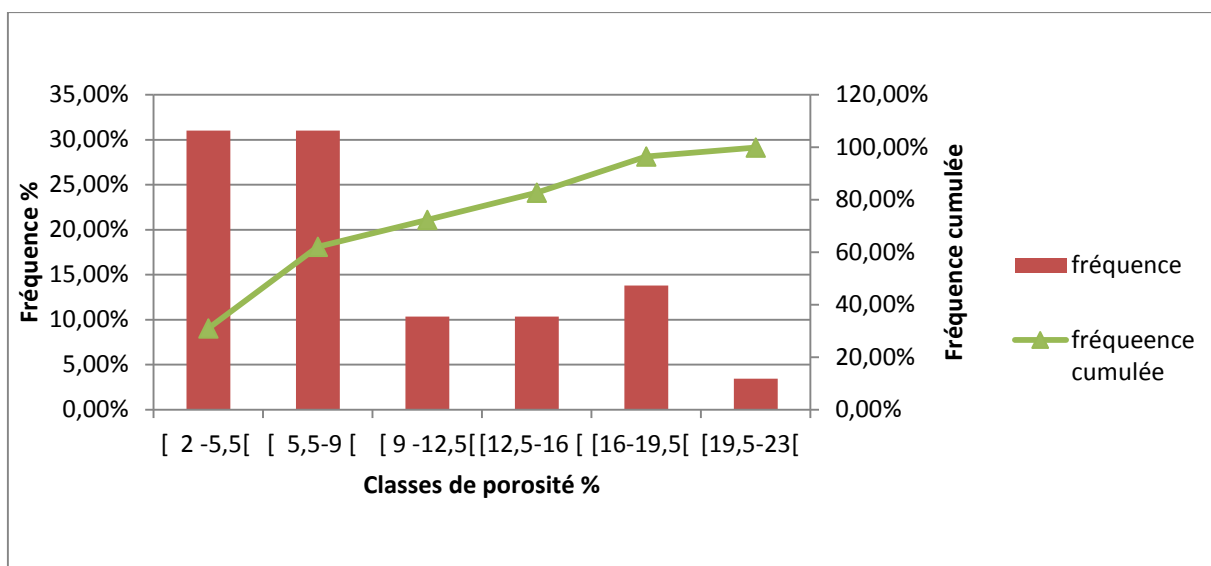
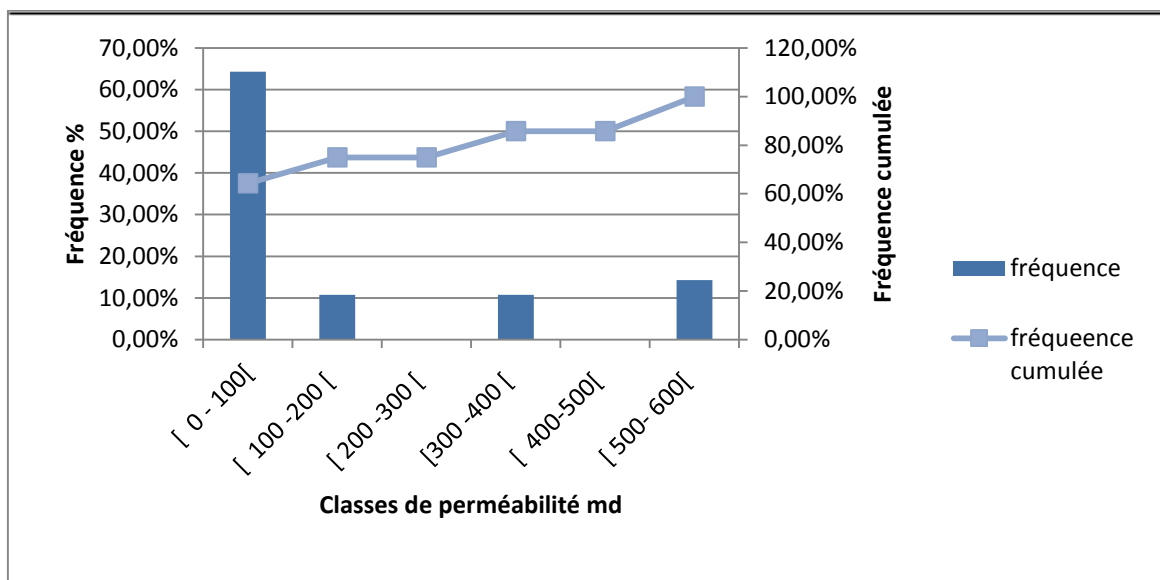


Fig.54. Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau du puits BKHE-2.

• **Le puits BKHE-1:**



**Fig.55. Histogramme et courbe enveloppe de Porosité au niveau du puits BKHE-1.**



**Fig.56. Histogramme et courbe enveloppe de Perméabilité au niveau du puits BKHE-1.**

### **IV.5.3.2. Interprétation des histogrammes et des courbes enveloppes de la porosité et de la perméabilité pour les puits étudiés :**

Pour mieux comprendre l'évolution des paramètres pétrophysiques de la région on a enrichi notre étude par une réalisation des histogrammes et des courbes enveloppes au niveau de chaque puits.

#### **Le puits BKHE-1 :**

L'histogramme des classes de porosité présente une distribution bimodale, dont le premier mode appartient à la classe [0-5,5]% avec une fréquence de 32%, le second mode appartient à la classe [16-19,5%] avec une fréquence de 14% (Fig.55.).

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution polymodale le premier mode appartient à la classe [0-100md] avec une fréquence de 62,5%, le second mode appartient à la classe [300-400] avec une fréquence qui est égale à 10% le dernier mode appartient à la classe [500-600md] avec une fréquence qui est égale à 14% (Fig.56.).

#### **Le puits BBH-1 :**

L'histogramme des classes de porosité présente une distribution polymodale, le premier mode appartient à la classe [3-5%] avec une fréquence de 37%, le second mode appartient à la classe [11-13%] avec une fréquence de 17% et le dernier mode appartient à la classe [15-17%] avec une fréquence de 11% (Fig.47.).

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution bimodale, le premier mode appartient à la classe [0-53]md avec une fréquence de 73%, le second mode appartient à la classe [318-371md] avec une fréquence de 2% (Fig.48.).

#### **Le puits BKHE-2 :**

L'histogramme des classes de porosité présente une distribution bimodale, le premier mode appartient à la classe [3-5%] avec une fréquence de 37% et le second mode appartient à la classe [11-13%] avec une fréquence de 17% (Fig.53.).

L'histogramme des classe de porosité montre une distribution bimodale, le premier mode appartient à la classe [0-0,15%] avec une fréquence de 42,86% ; et le second mode appartient à la classe [0,45-0,6%] avec une fréquence de 21,43%.

L'histogramme des classe de perméabilité nous donne une distribution unimodale assymétrique, l'assymétrie est à droite, le mode prédominant appartient à la classe [0-0,1]md avec une fréquence de 57,14% (Fig. 54.).



**Le puits HKBE-1 :**

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution polymodale, où le premier mode appartient à la classe [2-4%] avec une fréquence de 12,30%, le second mode appartient à la classe [6-8%] avec une fréquence de 24,61%, le dernier mode appartient à la classe [10-12%] avec une fréquence de 20% ( Fig.51.)

L'histogramme des classes de perméabilité nous donne une distribution polymodale as, le premier mode appartient à la classe [0-70md] avec une fréquence de 94% suivi de trois mode qui appartient à des classes différentes et qui ont une même fréquence qui est égale à 2% (Fig. 52.).

**-Le puits TTG-1 :**

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie à droite, le mode prédominant appartient à la classe [3,5-5%] avec une fréquence de 25% (Fig.49.).

L'histogramme des classes de perméabilité nous donne une distribution unimodale asymétrique, l'asymétrie est à droite, le mode prédominant appartient à la classe [0,02-0,07md] avec une fréquence de 46,42% (Fig.50. ).

**IV .6.Commentaire sur les cartes en isovaleurs :****IV.6.1.L'aspect géométrique :**

La carte en isobathes au mur du réservoir de la série inférieure montre que l'érosion est plus importante dans la partie centrale. Car on remarque l'évolution des profondeurs de plus en plus faible en allant de l'Est vers l'Ouest .marquant des valeurs plus faible encore dans la partie centrale .Cette évolution aboutit à une surface topographique dont le relief est plus marqué au centre par rapport à la périphérie. La carte en isopaque de la Série Inferieure nous indique qu'on a une épaisseur remarquable dans la partie centrale vers l'Est qui se réduit en allant vers le Nord–Est et le Sud–Ouest. Ces dépôts centrales positionné entre les puits DAL-1 et BKHE-1 occupe une zone déprimée distinguée dans la carte en isobathes au mur de la Série Inferieure.

Ces changements nous permettent d'obtenir un aspect géométrique variable allant de la partie orientale vers l'ouest.

**IV.6.2. La qualité du réservoir :**

L'analyse des cartes en isoporosité et en isoperméabilité d'une part, et l'interprétation des histogrammes, des courbes enveloppes et les graphes d'évolution de porosité et de perméabilité d'autre part nous donne un aperçu général sur la qualité du réservoir qui est composé de plusieurs zones ayant des paramètres pétrophysiques différents. Ces derniers

évoluent en allant des périphéries vers le centre ; marquant des valeurs très faibles dans la partie orientale ce qui explique la mauvaise qualité du réservoir , les mêmes valeurs sont remarquées dans la partie septentrionale et dans la partie Sud de la région d'étude ou on retrouve les puits TTG-1, BKHE-2 .de ce fait on peut dire que ces puits ont un réservoir de mauvaise qualité, tandis que dans la partie Sud-Ouest où se situent les puits BBH-2 , HKB-1 et HKBE-1 la porosité a des valeurs moyennes suivi par une perméabilité qui peut atteindre des valeurs médiocres ; et la partie Nord-Ouest où se trouve le puits BBH-1 la porosité est moyenne à faible et la perméabilité moyenne et en fin la partie centrale de cette région (où le puits BKHE-1 se situe) est marquée par une évolution importante des valeurs de porosité et de perméabilité, atteignant les 10% pour la porosité et arrive jusqu'à 140md pour les valeurs de la perméabilité. Ce qui nous permis de dire qu'on a un bon réservoir dans cette partie.

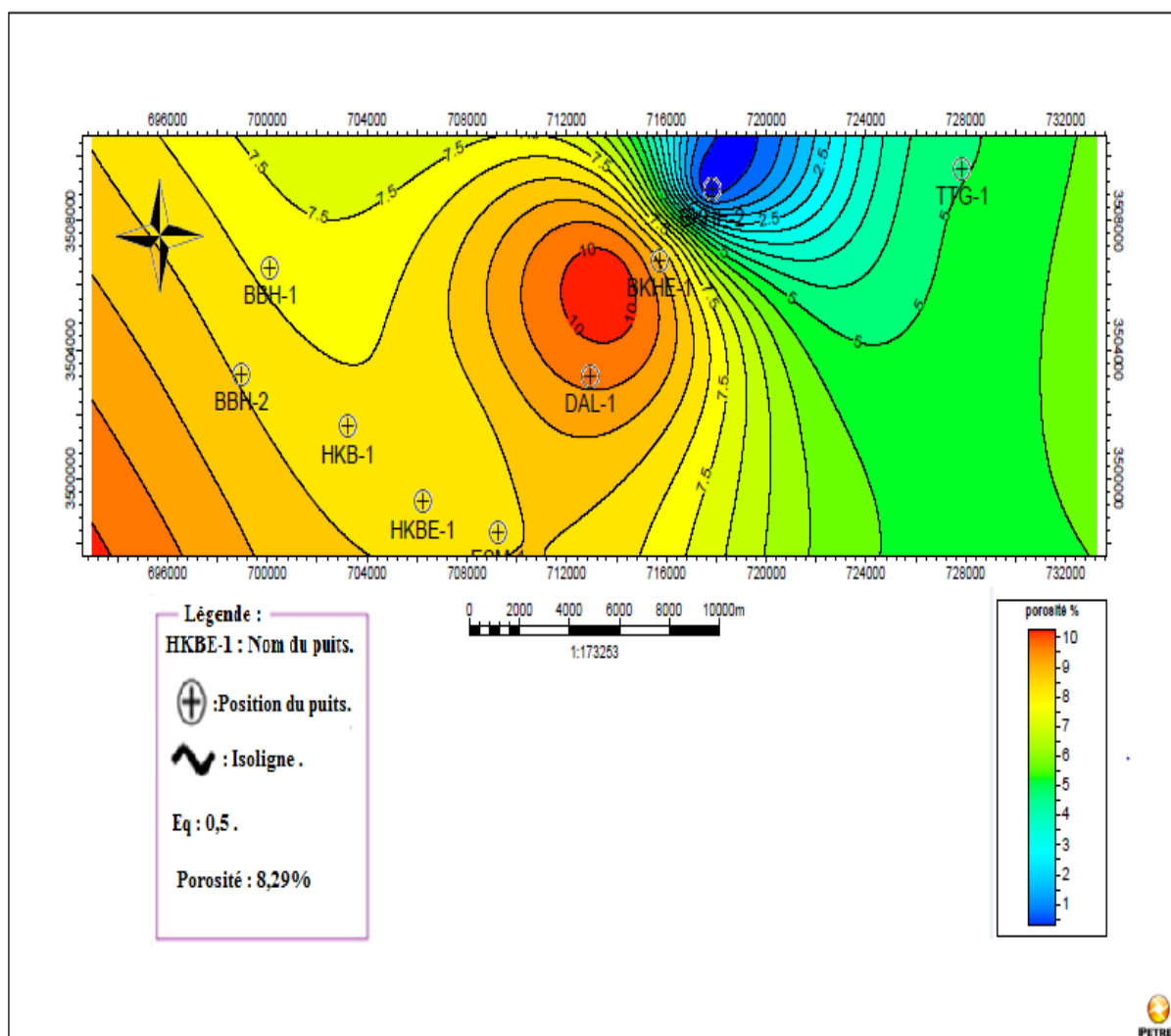


Fig.57. : Carte en isoporosité de la Série Inferieure.

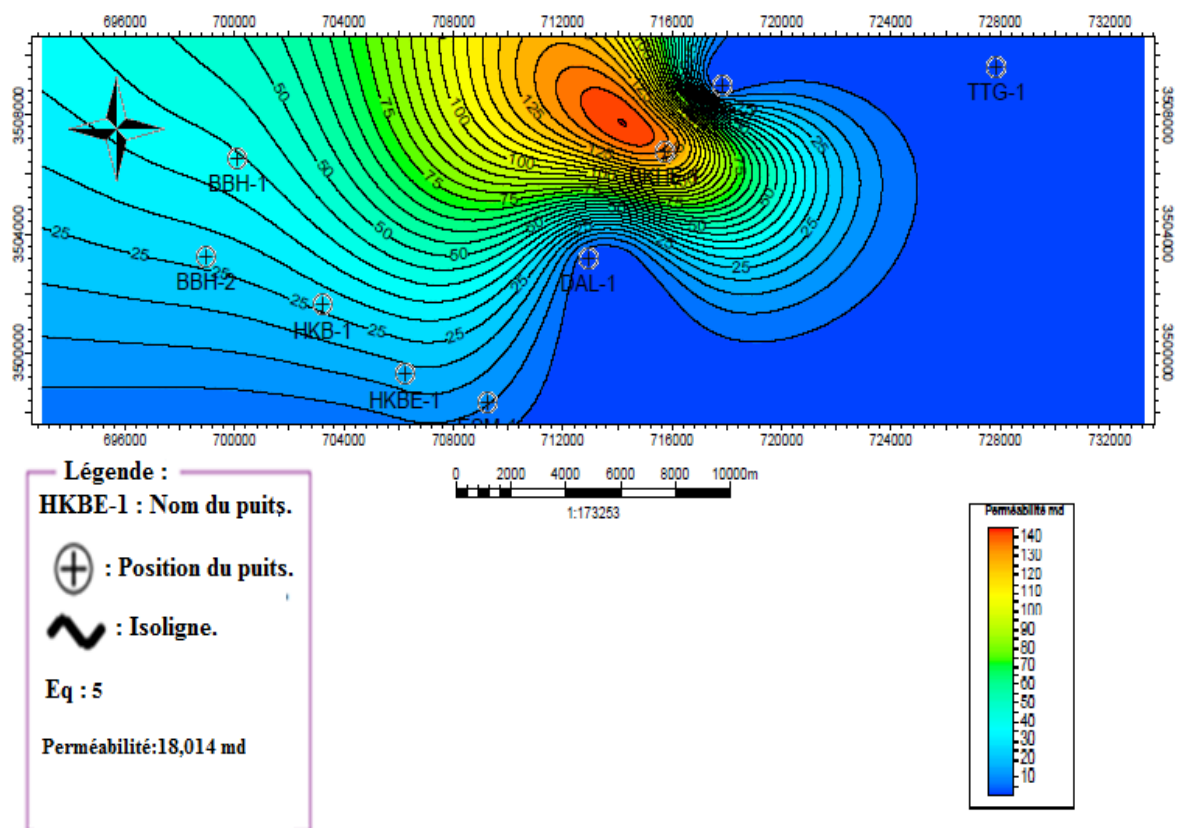
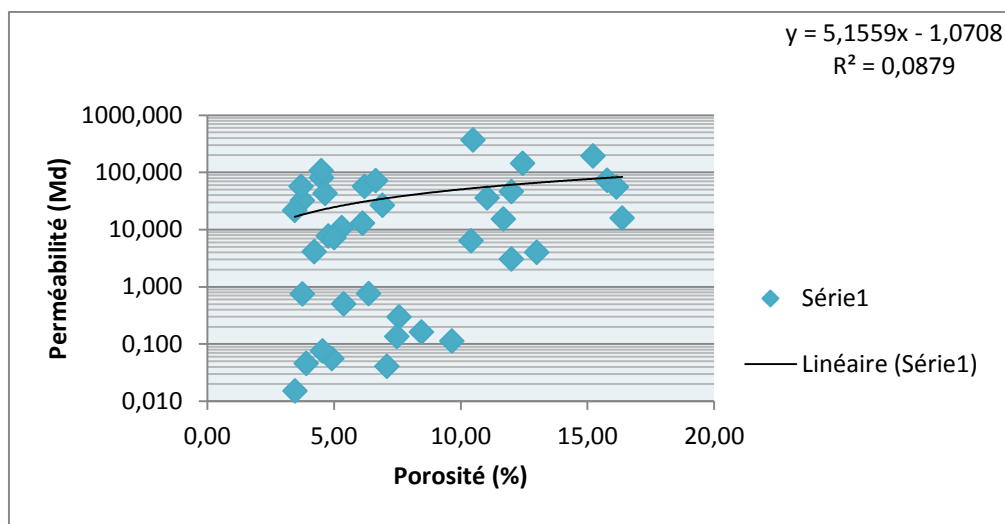


Fig.58. : Carte en isoperméabilité de la Série Inferieure.

### IV.6.3.Corrélation :

- Puits BBH-1:



**Fig. 59. Correlation de la porosité et de la perméabilité du puits BBH-1.**

**Interprétation :**

La Série Inferieure dans le puits BBH-1 presente une porosité qui varie entre 3,45% et 10%, atteignant parfois une valeur de 16,37% dans certaine profondeur. La perméabilité présente des valeurs qui varie entre 0,015mD et 192mD, et qui peut atteindre 366,97 md. Cette dernière implique que la perméabilité varie de valeur faible à médiocre (< 1 mD-50mD) allant jusqu'à 300 md dans certaine profondeur. On peut conclure que la porosité évolue progressivement avec l'augmentation de la perméabilité (ce qui peut être expliqué par un milieu poreux et perméable obtenue par l'existence des pores qui sont connectée entre eux)

La courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité montre une fonction linéaire avec un coefficient de corrélation faible ( $R^2= 0,087$ ) traduisant l'hétérogénéité du réservoir étudié.

• **Le puits BKHE-1:**

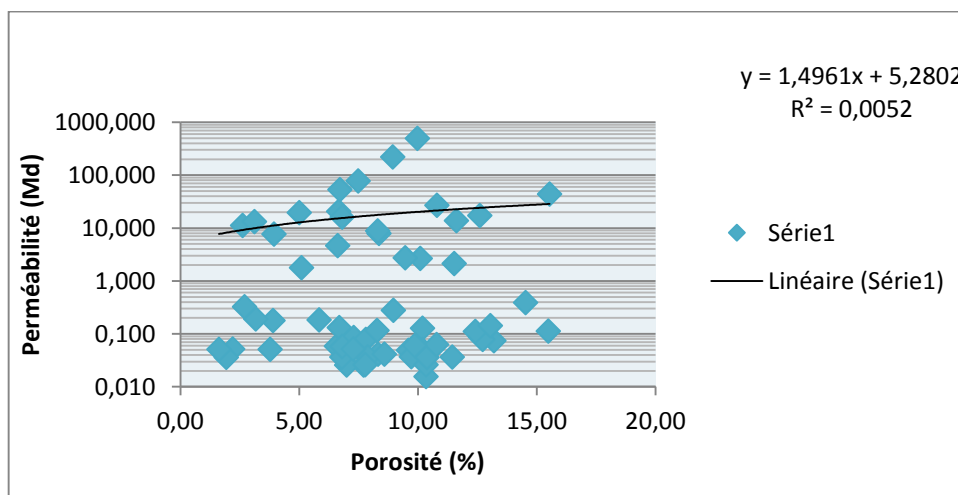


Fig. 60. Corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits BKHE-1.

**Interprétation :**

La Série Inferieure dans le puits BKHE-1 présente une porosité faible à moyenne avec des valeurs qui oscillent entre 2,04 et 12,40 % pouvant atteindre 20,12 % dans certaine profondeurs .La perméabilité évolue dans deux intervalles différents présentant des valeurs moyenne à bonne : 570mD dans certaine profondeur.

La courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité montre une fonction linéaire avec un coefficient de corrélation faible ( $R^2= 0,005$ ) traduisant l'hétérogénéité du réservoir étudié. Cette hétérogénéité est obtenue à partir de l'évolution et la variation de facies qui est en relation avec la sédimentation affectant notre région.

- **Le puits BKHE-2:**

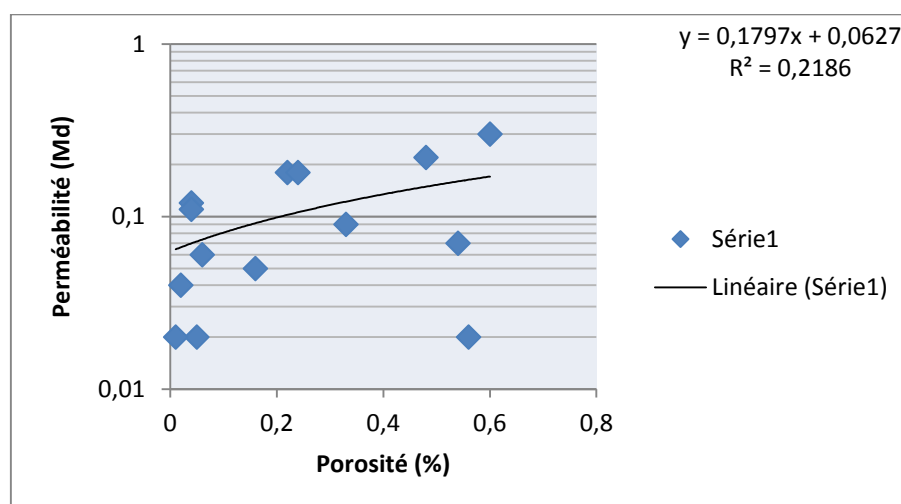


Fig. 61. Corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits BKHE-2.

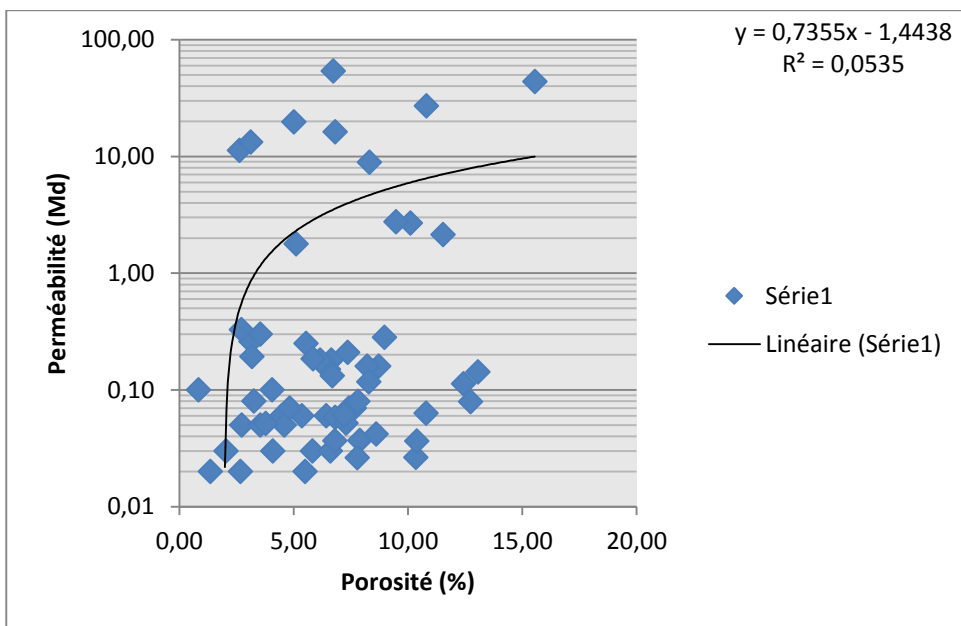
**Interprétation :**

La Série Inferieure dans le puits BKHE-2 présente des valeurs de porosité qui oscillent entre 0,01% et 0,6% et d'une perméabilité ( $< 0,3\text{mD}$ ) ces deux caractères sont faibles à très faibles. La variation des valeurs de la porosité et de la perméabilité dans un intervalle faible signifie un caractère compact de cette partie du réservoir, comme on peut dire que les pores de cette zones ne sont pas connectée entre eux ce qui nous mène à dire qu'on a une porosité résiduelle.

La courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité montre une fonction linéaire avec un coefficient de corrélation faible ( $R^2= 0,218$ ) traduisant l'hétérogénéité du

réservoir étudié qui est due au changement et variation de facies qui est obtenue avec la sédimentation

- **Le puits HKBE-1:**



**Fig. 62.**Correlation de la porosité et de la perméabilité du puits BKHE-1.

**Interprétation :**

Dans l'ensemble les valeurs de la porosité oscillent entre 5,09% et 15 % nous donnant une porosité faible à moyenne. La perméabilité oscille entre des valeurs très faible à faible qui peuvent atteindre dans certaine profondeur des valeurs importantes donnant une bonne

perméabilité , ce qui peut être interpréter par une sédimentation transportée à partir d'un milieu de dépôts qui est caractérisée par des chenaux fluviaux.

La courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité montre une fonction linéaire avec un coefficient de corrélation faible ( $R^2= 0,053$ ) traduisant l'hétérogénéité du réservoir étudié obtenue par le changement de facies.

### • Le puits TTG-1

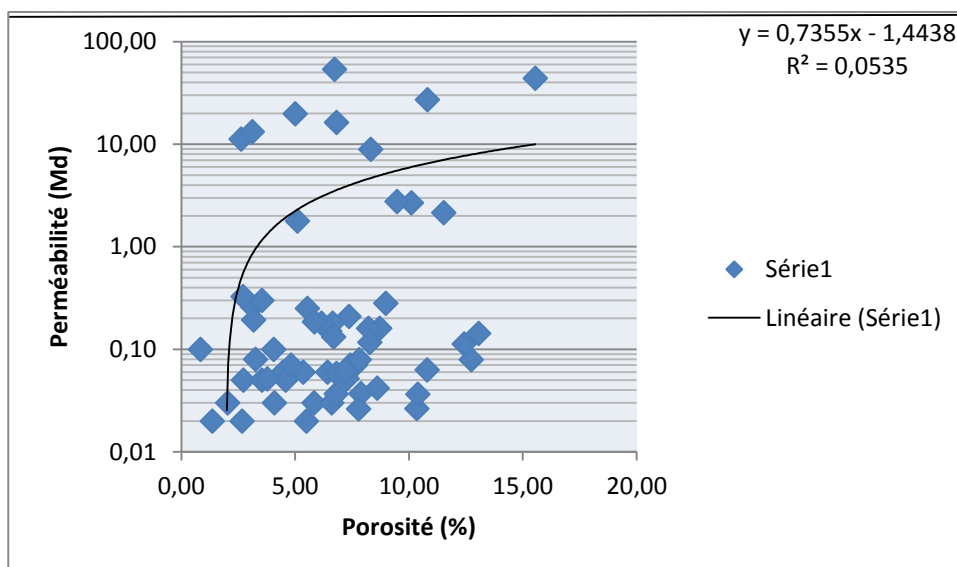


Fig. 63. Corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits TTG-1.

### Interprétation :

La Série Inferieure du puits TTG-1 présente une porosité négligeable à faible avec des valeurs qui oscillent entre 0,83% et 8,71%, et des valeurs de perméabilité qui varient entre 0,02mD et 0,30mD qui définit une perméabilité très faible.

La courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité montre un coefficient de corrélation faible ( $R^2= 0,053$ ) traduisant l'hétérogénéité du réservoir étudié, cette hétérogénéité est expliquée par la variation latéral du faciès.

#### **IV.7. Conclusion :**

D'après l'étude pétrophysiques et l'analyse statistique réalisée dans ce chapitre on peut aboutir à une conclusion qui nous permet de donner l'aspect et la qualité du réservoir dans la région d'étude ; ces paramètres qualifiants le réservoir par sa qualité bonne selon les valeurs trouver .De plus, ils permettent de subdiviser la région ainsi :

- La partie Orientale ou on peut retrouver probablement des réservoirs de mauvaise qualité due à l'évolution de ces paramètres pétrophysiques dans un intervalle très faible et aussi d'un autre côté on a l'épaisseur de la Série Inferieure qui se réduit en allant vers l'est.
- La partie centrale ou on retrouve probablement une évolution remarquable de ces paramètres pétrophysiques, et aussi l'épaisseur de la Série Inferieur qui est importante dans cette partie.
- Et enfin la partie Occidentale et la partie Sud dans lesquels on peut retrouver des réservoirs bons à être exploiter dans l'ensemble vu l'augmentation et l'évolution des paramètres pétrophysiques, comme on distingue que l'épaisseur de la Série Inferieure est importante dans cette partie.
- Selon la distribution des puits dans cette région on peut dire que :
- Les puits TTG-1 et BKHE-2 situés dans la partie Est et Nord -Est sont constitués par des réservoirs à faible intérêt pétrolier, et les puits DAL-1 et BKHE-1 comportent des réservoirs a intérêt pétrolier important et considérable par comparaison, et enfin les puits qui sont situés au sud (ESM-1, HKBE-1, HKB-1, BBH-2) sont constitués par des réservoirs ayant des bonnes qualités vue les paramètres pétrophysiques qui sont à valeurs moyennes dans l'ensemble et aussi l'épaisseur de cette série qui a des valeurs élevés dans cette partie par rapport aux autres.



## CONCLUSION:

Le travail effectué dans la région de Benkahla Durant les trois mois de stage nous a permis d'aboutir aux résultats suivants:

L'étude sédimentologique réalisée à partir des données de puits mis étudiés nous a permis de retracer l'histoire à travers la quelle évolue cette région, plus précisément la Série Inférieure durant le Trias.

Les résultats obtenus après avoir réalisé notre étude nous a permis de redessiner l'évolution des faciès et de déduire sa composition lithologique qui est due au changement du milieu de dépôt fluviatile durant 04 grandes séquences qui sont marquées et distinguées par l'apparition des bancs d'argile, d'où on conclue que ce milieu fluviatile a affecté cette région dans des périodes différentes avec un système répétitive qui nous permet d'avoir une succession de bancs, chaque période aboutie à sa fin avec l'apparition des bancs argileux qui sont le fruit des plaines d'inondation qui nous permet de tracer les grandes séquences. Cette succession nous permet d'obtenir ce faciès composé d'une lithologie riche et variable soit latéralement ou verticalement ce qui est expliqué d'une part par la distance entre ces zones et leur source d'alimentation (comme le montre avec précision les cartes d'évolution de grès, de silts et du volume d'argiles et surtout la carte de paléo-environnement qui explique l'évolution de dépôts de ces sédiments à partir de leur sources d'apports, qui peut être aussi expliqué par l'énergie de ces milieux qui sera élevée dans les parties proches des sources et qui diminue progressivement après avoir traversé certaines distances. Et pour accomplir cette étude on établit des corrélations entre les puits mis à notre disposition et cela pour mieux comprendre l'évolution de ces sédiments latéralement.

L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques nous a donné des histogrammes des perméabilités et des porosités qui varient d'un puits à l'autre, des graphes de variation de porosité et de perméabilité qui montrent l'évolution de ces paramètres entre des valeurs faibles à fortes passant par des valeurs médiocres dans certaines profondeurs. Et des plots de l'évolution de perméabilité en fonction de la porosité au niveau de chaque puits nous ont montré un coefficient de corrélation ( $R^2 < 1$ ); les résultats obtenus après cette analyse nous

permet d'aboutir qu'on a un réservoir hétérogène dans notre région (la Série Inferieure), cette hétérogénéité est due au changement des faciès.

L'interprétation des cartes en isoporosité, perméabilité et la carte en isopâque montre une diminution de ces paramètres en allant vers la partie Sud-est.

L'analyse des cartes en isopaque , en isobathes et la carte structurale nous montre que le dépôts de la série inférieure sont en forme de synclinaux et anticlinaux ce qui est confirmé après l'analyse des profils sismiques , ces profils nous montrent aussi l'amincissement de la série inférieure en allant du Nord-est vers le Sud -Ouest , cette amincissement de la série inférieure est distingué aussi au niveau des corrélations entre les puits donnés de ce fait on abouti à l'existence des biseaux stratigraphiques qui plonge vers la partie Sud-ouest suivant la direction d'amincissement des couches mais par manque de données après avoir réaliser notre étude à partir des puits proposés nous n'avant pas peut trouver le point 0 de ce biseau ou on aura la formation gréseuses qui disparaisse accompagner par la dominance de formation Argileuses, comme on remarque l'existence d'un système pétrolier qui est composé d'une roche mère silurienne, roche couverture salifère et d'une roche réservoir détritique d'âge Trias argileux gréseux plus précisément la Série Inferieure.

La partie Sud-ouest de la série inférieure qui est caractériser par une sédimentation de nature fluviatile (où les chenaux en tresses dominant), l'existence des biseaux stratigraphiques, l'évolution progressive des paramètres pétrophysiques et surtout l'existence d'un système pétrolier nous permet de conclure que cette partie constitue un intérêt pétrolier remarquable.

## **RECOMENDATION :**

A la fin de ce travail nous recommandons :

1- Une étude plus approfondie du côté sédimentologie et structurale au sud et plus précisément au Sud-ouest de cette région et cela pour pouvoir retrouver le point zéro du biseau stratigraphique.

2- on propose la réalisation des forages dans la partie Sud et Sud-ouest.

3- on propose de faire une fracturation hydraulique dans les puits où on distingue que les paramètres pétrophysiques oscillent et varient entre des valeurs faible à très faible et cela pour améliorer la perméabilité qui permet de développer la qualité du réservoir.

# Références Bibliographique

# **Chapitre I:**

## **Présentation de l'étude**

# **Chapitre III :**

## **Etude sédimentologique**

# **Chapitre IV:**

## **Etude Pétrophysique**

# Conclusion générale



# **Recommandation**