

**UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA**  
**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET**  
**DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

**Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

*En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie*

**Option : Géologie Pétrolière**

**THEME**

**Caractérisation du réservoir siégenien dans le champ de Bir  
Berkine Nord (Sud-est Algérien)**

*Soutenu publiquement par :*

**M.Bencheikh Ahmed Abdeldjebbar/M.Mersout Mohamed dia elhak**

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	M <sup>me</sup> SAHRI Liela	M. A. A Univ. Ouargla
<b>Promoteur :</b>	Dr. MEDJANI Fethi	M. C. B Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	M. KECHICHED Rabah	M. A. A Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2015/2016**

## الملخص

الهدف من هذا العمل هو محاولة تشخيص مكنم بترولي، بغرض تقييم المكنم السيجيني الذي يقع بيئر بركين الشمالي والذي يعتبر جزء من حوض بركين. هذا العمل أنجز بواسطة معطيات وطرق مباشرة (العينات الأسطوانية) وطرق غير مباشرة (دياغرافي)، بعد معالجتها بواسطة مجموعة من البرامج.

النتائج المتحصل عليها بعد تشخيص هذا المكنم تبين أن خصائصه البيتروفيزيائية تتدرج من ضعيفة إلى متوسطة وأحيانا جيدة وهاته الأخيرة راجعة إلى مستوى المكنم، وتبين كذلك أن هذا المكنم يحتوي على كمية معتبرة من المحروقات

**كلمات المفتاح:** المكنم، الخصائص البيتروفيزيائية (المسامية والنفاذية والتشبع)، التحاليل الجزئية، المخزون، السيجيني

## ABSTRACT

A test of characterization of an oil reservoir is presented in this work which aims to valorize the Siegenien reservoir in the sector at the local scale (Bir Berkine North), part of Berkine basin. The work carried out at the basis of the extracted data of a direct exploration method (Core data) and indirect (logging) .after that a treatment performed by a set of softwares. The results show that this reservoir is characterized with petrophysical parameters between low and medium, sometimes well following the layers. This reservoir contains locally significant oil potential.

**Keywords:** Reservoir, petrophysical parameters (porosity, permeability, saturation), siegenien, Elan, reserve

## RESUMÉ

Un essai de caractérisation d'un réservoir pétrolier est présenté dans ce travail dont l'objectif est de valoriser le réservoir siégenien dans le secteur à l'échelle local (Bir berkine nord), qui fait partie de bassin de Berkine. Le travail d'effectue à la base des données issue des méthodes d'exploration directes (Carotte) et indirecte (diagraphie).après un traitement réalisée par un ensemble de logiciel.

Les résultats montrent que ce réservoir est caractérisée par des paramètres pétrophysique faible a moyens, parfois bons suivant les niveaux. Ce réservoir renferme localement un potentiel important d'hydrocarbures.

**Mots Clés :** Réservoir, Paramètre pétrophysique (porosité, perméabilité, saturation), siégenien, Elan, Réserve,

# Remerciement

*Au terme de ce travail, nous tenons à remercier le Bon Dieu qui nous a donné le courage et la volonté d'aller jusqu'au bout et de ramener ce présent travail à son point ultime.*

*Nous tenons tout d'abord à remercier monsieur Medjani Fethi, notre promoteur, qui nous a prêté une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour nous apporter de l'aide, la plus précieuse.*

*Nous tenons à remercier aussi Mr Kechiched Rabah, pour son soutien, ses conseils et ses remarques.*

*Notre respect aux membres de jury, qui nous feront l'honneur d'accepter et de juger se modeste travail, d'apporter leurs réflexions et leurs critiques scientifiques.*

*Notre remerciement et gratitude va également à tous nos enseignants du département de géologie, Puisque grâce à eux nous n'avons eu aucune difficulté à combler nos lacunes théoriques et à satisfaire notre curiosité scientifique.*

*On ne peut s'arrêter là, sans évoquer toute notre profonde reconnaissance et tous nos remerciements les plus sincères à l'ensemble d'équipe de département de géologie-Division Production -Sonatrach (HMD) à de nous avoir confié la réalisation de cette étude et témoigné sa vive confiance, pour ses suggestions si minutieuses, ses conseils déterminants et si judicieux et d'avoir fait tout son possible pour nous aider et nous apprendre à maîtriser les technologies du jour.*

*Nos remerciements vont également à tout le personnel du Division Production, notamment : Mr .Bourada Sofiane, Nettari ferhat, Hamma Toufik, Belahmeur Saleh, Pour leur gentillesse et leur disponibilité.*

*Enfin, à ceux qui ont contribué et collaboré de près ou de loin à l'élaboration de cette étude.*

*Merci à tous.*

*Abdeldjebbar/Dia.*

# *Dédicace*

*Je dédie ce mémoire à :*

*Ma très chère mère*

*Mon cher père*

*Mes frères*

*Toute la famille.*

*Mon binôme Dia.*

*Mes amis de département de géologie à Ouargla*

*Mes amis de Promotion géologie pétrolière notamment à : Islem, mahmoud, fatiha,*

*Abdou chawi, azzeddine, oussama*

*Ceux avec qui j'ai passé des moments inoubliables, mes amis notamment à :*

*youcef, raid, chouaib, hatem, salah souissi, salah morsli, fatoum, sarra, Lina,*

*Amina, Nassima*

*Tous ceux qui sont chers de près ou de loin*

*Abdeldjebbar*

# *Dédicace*

*Je dédie ce mémoire à :*

*Ma très chère mère*

*Mon chère père*

*Ma chère sœur*

*Mes deux chers frères*

*Mes deux chers oncles*

*Toute ma famille.*

*Mon binôme Abdadjabar*

*Mes amis d'Université de Kasdi merbah*

*Mes amis de département de géologie à Ouargla*

*Ceux avec qui j'ai passé des moments inoubliables, mes amis notamment à :*

*Rayane, Nour, Saïd, Saïf, Massinissa, Zakï, Zineb, Mouh, Djamel, Brahim,  
Abdou Elchawi, Isslam, Khadidja, Sahar, Tayeb, Tibou, Mahrez, Narimene,  
Fatiha, Abdou.*

*Tous ceux qui sont chers de près ou de loin*

*Dia Ziggy*

Introduction.....	01
<b>Chapitre I : Contexte général</b>	
I. Présentation du champ .....	02
II. Historique de champ Bir-Berkine .....	03
III. Contexte géologique .....	03
IV. Aperçu lithostratigraphique .....	04
IV. 1. Le paléozoïque .....	04
IV.1 .1 Le Silurien .....	04
IV.1.2 Le Dévonien .....	05
IV.2 .Le Mésozoïque .....	05
IV.2.1 Trias .....	05
IV.2 .2 Jurassique .....	06
IV.2 .3 Crétacé .....	07
IV.2.4 Senonien .....	07
IV.3. Le Cénozoïque .....	08
IV.4. Quaternaire.....	08
V. Contexte structural.....	09
V.1 Géométrie du réservoir Dévonien .....	09
V.2 Les réservoirs (découpage du réservoir).....	10
VI.Les Milieux de dépôts du siégenien dans les gisements de BBK-BBKN .....	11
VII .Migration et piégeage des hydrocarbures (système pétrolier).....	11

## Chapitre II : Matériel et méthode

I. Détermination des Paramètres pétrophysique.....	14
I.1 Analyse et description des carottes.....	14
I.2 Diagraphie.....	14
I.2.1 les paramètre recherchés.....	15
I.2.2 Interprétation diagraphique.....	15
I.2.2.1 Interprétation quantitative.....	16
A.Quanti elan.....	16
A.a Préparation des data pour le Quanti elan.....	16
A.b la création d'elan.....	17
B.Calcul de perméabilité.....	17
I.2.2.1 Interprétation qualitative.....	17
I. 3 Corrélation et modélisation des paramètres de réservoir siégenien.....	18
I.3.1 Interprétation des cartes en isovaleur.....	18
I.3.2Modélisation.....	19
I.3.3 Corrélation.....	19
II. L'estimation des réserves.....	20

II.1 Estimation des réserves en place.....	20
--	----

## Chapitre III : Résultat et discussion

I. Analyse et disruption des carottes.....	21
➤ Introduction.....	21
I.1 Description des carottes utilisées .....	21
I.1.1 Puits BBKN-1.....	21
I.1.2 Puits BKKN-4.....	21
I.1.3 Puits BBKN-8.....	22
I.1.4 Puits BBKN-9.....	23
I.1.5 Puits BBKN-11.....	24
I.1.6 Puits BBKN-13.....	25
I.1.7 Puits BBKN-14.....	26
➤ Récapitulatif des descriptions des carottes.....	29
I.2 Analyse des données des paramètres pétrophysiques.....	29
I.2.1 Rappels sur les méthodes statistiques utilisées.....	29
I.2.1.1 Analyse de données monovariées.....	30
I.2.1.2 Analyse de données bivariées.....	30
I.3 Analyse des données monvariée de la porosité.....	31
I.3.1 Analyse de données.....	31
I.3.1.1 Puits BBKN-4 .....	31
I.3.1.2 Puits BBKN-5.....	32
I.3.1.3 Puits BBKN-6.....	32
I.3.1.4 Puits BBKN-7.....	33
I.4 Analyse des données monvariée de la perméabilité.....	34
I.4.1 Analyse des données .....	34
I.4.1.1 Puits BBKN-4.....	34
I.4.1.2 Puits BBKN-5.....	35
I.4.1.3 Puits BBKN-6.....	36
I.4.1.4 Puits BBKN-7.....	36
I.5 Analyse de données bivariée et régression linéaire simple.....	37
II. Interprétation diagraphique (Interprétation qualitative et quantitative).....	39
II.1 Interprétation quantitative (les Elans diagraphique) .....	39
II.2 Interprétation qualitative( Cross Plot).....	47
II.2.1 Etude lithologique.....	47
II.2.1.A Interprétation des abaques (cross plot).....	47
II.2.2 identification minéralogique de l'argile (claytype).....	49
II.2.2.A Interprétation des abaques (cross plot).....	49
III. Corrélation et modélisation des paramètres de réservoir siégenien.....	52
III.1 Structure et géologie de Bir berkine Nord .....	52
III.2 Interprétation des cartes.....	54

III.2.1 Carte isobathes de siégenien.....	54
III.2.2 Les cartes en isovaleurs des niveaux de siégenien.....	55
III.3 Corrélation à travers les puits.....	62
III.4 Modélisation de réservoir.....	64
III.4.1 Modèle des failles.....	64
III.4.2 Modèle de porosité.....	64
III.4.3 Modèle de perméabilité.....	65
III.4.4 Modèle de faciès.....	65
IV.L'Estimation des réserves.....	67
Conclusion .....	69

<b>Tableau01:</b>	Récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siégenien au niveau du puits BBKN 11	<b>39</b>
<b>Tableau02:</b>	Récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siégenien au niveau du puits BBKN13	<b>41</b>
<b>Tableau03:</b>	récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siégenien au niveau du puits BBKN4	<b>4 3</b>
<b>Tableau04:</b>	récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siégenien au niveau du puits BBKN 14	<b>45</b>
<b>Tableau05:</b>	récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siégenien au niveau du puits BBKN 15	<b>46</b>
<b>Tableau06:</b>	Tableau récapitulatif des résultats des Calculs des réserves en place	<b>68</b>

## Liste des figures

<b>Figure 01:</b>	Localisation du champ BBK&BBKN (PED-SH).....	02
<b>Figure 02:</b>	LithoStratigraphie de la zone d'étude (SH/DF) .....	08
<b>Figure 03:</b>	Organigramme de la méthodologie de travail.....	13
<b>Figure 04:</b>	Organigramme résume les méthodes d'interprétations.....	15
<b>Figure 05:</b>	Photos 360°du carotte N°4 de puits BBKN-1 (Surveillance géologique SH/DP 19 / 06 / 2000) .....	27
<b>Figure 06:</b>	Photos du carotte N°1 et N°2 de puits BBKN-9(surveillance géologique SH/DP 2000) .....	28
<b>Figure 07:</b>	Photos 360°du carotte N°2 et N°4de puits BBKN11 (surveillance géologique SH/DP Mars 2001) .....	28
<b>Figure 08:</b>	Photos 360°du carotte N°2 et N°3de puits BBKN-13 (surveillance géologique SH/DP 12 /12/2004).....	29
<b>Figure 09:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BBKN-4.	31
<b>Figure 10:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BBKN-5.	32
<b>Figure 11:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BKKN-6	33
<b>Figure 12:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BKKN-7	34
<b>Figure 13:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKKN-4.....	35
<b>Figure 14:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKKN-5.....	36
<b>Figure 15:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKKN6.....	37
<b>Figure 16:</b>	Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKKN7.....	37
<b>Figure 17:</b>	Variation de la perméabilité en fonction de la porosité de siégenien dans le champ de Bir berkine nord.....	38
<b>Figure 18:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN 11 (siégenien niveau C).....	40
<b>Figure 19:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN 11 (siégenien niveau D+E) .....	40
<b>Figure 20:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN13 (siégenien niveau C) .....	42
<b>Figure 21:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN13 (siégenien niveau D) .....	42
<b>Figure 22:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN4 (siégenien niveau C) .....	44
<b>Figure 23:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN4 (siégenien niveau D) .....	44
<b>Figure 24:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN14 (siégenien niveau C) .....	45
<b>Figure 25:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN14 (siégenien niveau D) .....	45
<b>Figure 26:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN15 (siégenien niveau C) .....	46
<b>Figure 27:</b>	Elan diagraphique de puits BBKN15 (siégenien niveau D) .....	46
<b>Figure 28:</b>	Etude lithologique, abaque Por-11 & Por-12 (Puits : BBKN11).....	48
<b>Figure 29:</b>	Etude lithologique, abaque Por-11 & Por-12 (Puits : BBKN13).....	48
<b>Figure 30:</b>	Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN4).....	49
<b>Figure 31:</b>	Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN11) .....	50
<b>Figure 32:</b>	Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN14) .....	50
<b>Figure 33:</b>	Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN15) .....	51
<b>Figure 34:</b>	Coupe géologique NE-SO (puits BBKN5-2-14-4-10) .....	53
<b>Figure 35:</b>	Coupe géologique NO-SE (puits BBKN11-7-1-14) .....	53
<b>Figure 36:</b>	Carte en isobaths de siégenien .....	54
<b>Figure 37:</b>	Carte isopaque de niveau C de siégenien .....	55

## Liste des figures

---

<b>Figure 38:</b>	Carte isoporosité de Niveau C ( C1_C4) .....	56
<b>Figure 39:</b>	Carte en isoperméabilité de niveau C ( C1_C4) .....	56
<b>Figure 40:</b>	Carte en isoporosité de niveau C (C5_C7) .....	57
<b>Figure 41:</b>	Carte en isoperméabilité de niveau C(C5_C7) .....	57
<b>Figure 42:</b>	Carte en isopaque de niveau D.....	58
<b>Figure 43:</b>	Carte en isoporosité de niveau D ( D1) .....	59
<b>Figure 44:</b>	Carte en isoporosité de niveau D ( D2) .....	59
<b>Figure 45:</b>	Carte en isopaque de niveau E.....	60
<b>Figure 46:</b>	Carte en isopaque de niveau F.....	61
<b>Figure 47:</b>	Cross Section de puits de BBKN.....	62
<b>Figure 48:</b>	Corrélation entre les puits BBKN (5-7-15) .....	63
<b>Figure 49:</b>	Corrélation entre les puits BBKN (2-7-13) .....	63
<b>Figure 50:</b>	Modèle de faille Champ de BBKN.....	64
<b>Figure 51:</b>	Modèle de porosité Champ de BBKN.....	65
<b>Figure 52:</b>	Modèle de perméabilité Champ de BBKN.....	65
<b>Figure 53:</b>	Modèle de Faciès champ de BBKN.....	66
<b>Figure 54:</b>	Polygone des puits du BBKN.....	67

Depuis sa découverte, les hydrocarbures restent toujours la première source d'énergie qui répond au besoin d'un monde qui se développe rapidement dans le côté socioéconomique.

Ce progrès met les chercheurs en déficit pour assurer la demande accélérée de cette matière vitale. Actuellement les recherches des nouveaux gisements sont faites partout dans la terre et dans la mer. Aujourd'hui les gens visent en même les hydrocarbures non conventionnels.

Après chaque découverte, les chercheurs sont en face d'une deuxième déficit concernant l'exploration et la caractérisation des nouveaux champs afin d'évaluer le potentiel de production et le choix des différentes méthodes d'extraction de cette richesse.

En Algérie, la société SONATRACH et ses partenaires économiques a mobilisée ses ressources humaines et matérielles dans l'industrie pétrolière pour répondre au marché interne et externe avec un plan de développement qui vise à explorer et découvrir de nouvelles cibles.

Le champ de Bir berkine a été découvert entre 1984 et 1985 suite au forage respectif des puits de BBK-1 et BBKN-1 par l'association SONATRACH/TOTALE –ALGERIE. , les premiers travaux de délimitation avec le forage de BBK-3 et BBKN-3 sont débutés entre 1992 et 1993

Ce jour le champ a connu une activité de délimitation et de développement intense et continue dans le temps, En effet (09) autres forage sur BBKN ont été réalisés selon un schéma de développement propre à ce champ ; au départ deux objectifs ont été fixés et atteints dans ces gisements, ce sont le réservoir à huile, du Siégenien qui est contribué comme réservoir, le TAGI considéré comme réservoir secondaire ; le réservoir gédinien, sans intérêt dans les premier puits, à révéler pour la premier fois la présence d'hydrocarbures lors du forage de puit BBKN-13 en juin 2005, ce réservoir est en cours de délimitation par le forage des puits de développement proposés.

Vue le manque des études faites sur le champ de Bir berkine et pour mieux cerner les caractéristiques pétrophysiques de réservoir siégenien ainsi que ses réserves en place en huile on va proposer ce travail qui présente un peu d'éclaircissement sur ce champ en essayant de le caractériser à la base des données issues de quelques puits dans la région.

Pour atteindre cet objectif, le travail est structuré en trois parties principales :

La première partie - *Contexte général* : est consacré à la description du champ de Bir berkine (situation géographique, aperçu géologique, structural, milieu de dépôt)

La deuxième partie - *Matériels et méthodes* : nous présentons les différentes méthodes des Traitements de notre données et la démarche globale suivie pour aux objectifs souhaités

La troisième partie - *Résultats et discussion* : est consacrée à l'interprétation et la discussion des résultats obtenus ; A la fin une conclusion générale synthétise les résultats de cette étude.

# **C** **HAPITRE**

---

---

# **I**

## **Contexte Général**

---

## I. Présentation du champ

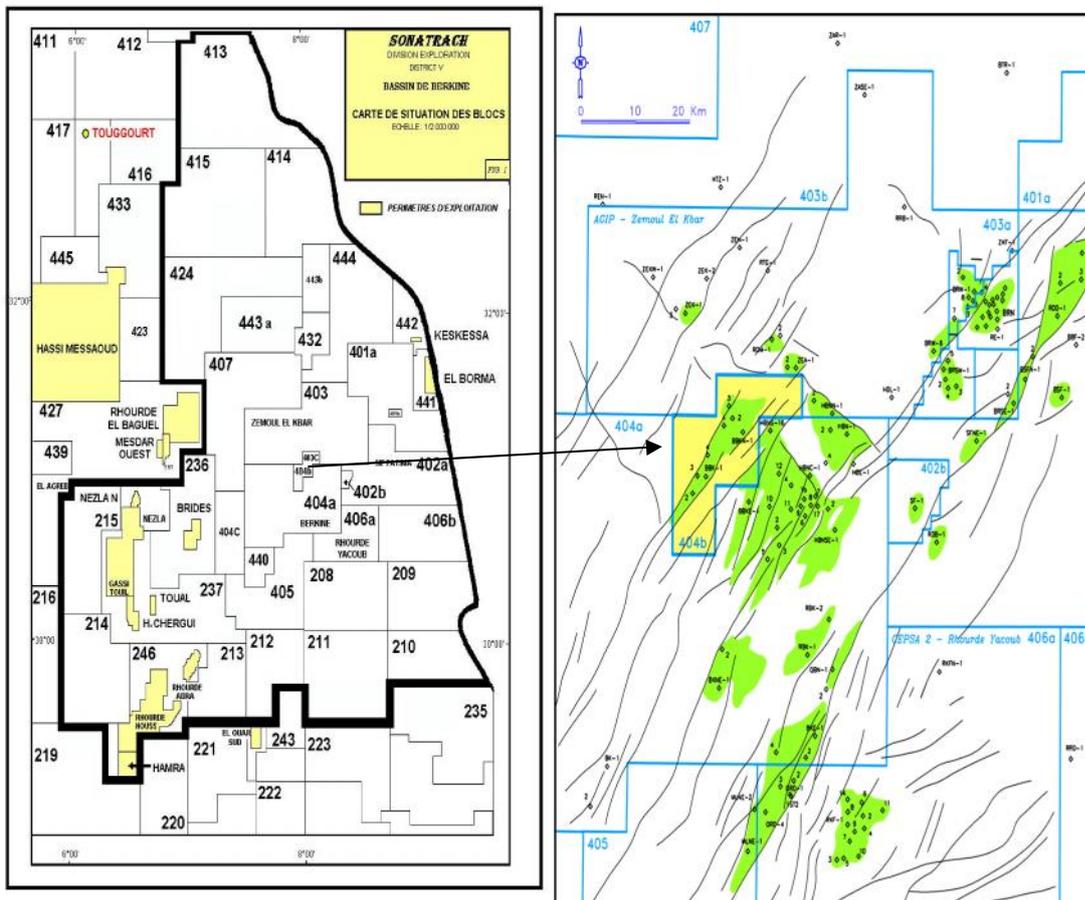
Le champ de Bir-Berkine (subdivisé en BBK et BBK Nord), est situé au cœur du bassin de Berkine, à environ 50km au Nord du gisement d’Ourhoud et à moins de 20km à l’ouest du gisement de HassiBerkine et fait partie du bloc 404b. Il est limité par :

- Les puits ROM, ZEA et ZEK au Nord.
- Les puits Hassi-Berkine (HBN) à l’Est.
- Les puits Hassi-Berkine-Sud. (HBNS) au Sud.

Il est compris entre les latitudes et les longitudes

X = 395000 - 415000

Y = 3420000 - 3444000



**Figure1:**Localisation du champ BBK&BBKN (PED-SH)

## II. Historique de champ Bir Berkine

Les gisements de Bir Berkine et Bir Berkine Nord ont été découverts par l'association Sonatrach / Total Algérie respectivement par les forages de BBK-1 en mai 1984 et BBKN-1 en mai 1986. La délimitation de ces deux structures a été entreprise plus tard par Sonatrach qui a réalisé les forages suivants confirmant la présence d'hydrocarbures :

BBKN-2 (1992) , BBK-2 (1993) , BBK-3 (1997) , BBKN-3 (1997) ,BBKN-4 (1998) BBK-4 (1999) , BBK-5 (1999) , BBKN-5 (1999) , BBK-6 (1999) , BBKN-6 (2000) BBK-7 (2000) , BBK-8 (2000) , BBKN-7 (2001) , BBKN-8 (2001). Depuis 2004, six (06) autres ont été forés sur la structure de BBK et quatre (04) puits sur la structure de BBKN.

Une première évaluation géologique, géophysique et réservoir a été réalisée en 1993 par AGIP et avait servi de base à une évaluation préliminaire du plan de développement de 1998

Une autre évaluation structurale et géologique a été réalisée en 1999 par BeicipFranlab basé sur une réinterprétation de l'ensemble des données disponible jusqu'en mars 1999, sismique (2D et 3D) et les données de 08 forages.

La zone du permis d'exploitation proposé pour l'ensemble de la structure BBK\_BBKN couvre une superficie de 311,18 km<sup>2</sup>, l'huile initiale en place est estimé à 108.61 millions m<sup>3</sup> (683 millions de Barils) pour les volumes en place 'prouvés + probables des réservoirs du dévonien inférieur C + D + E, pour le TAGI le volume en place est estimé à 4 millions st m<sup>3</sup> d'après l'évaluation de la précédente étude.

## III. Contexte géologique

Les gisements BBK et BBKN font partie du bassin Paléozoïque de Berkine, sur la remonté structurale du paléozoïque vers le NW, dans un secteur où l'érosion hercynienne atteint le Frasnien.

La série comprise entre le Trias et le Siégénien est représentée par des argiles noires à passées carbonatées appartenant au Dévonien supérieur (Frasnien), Dévonien moyen et Emsien. Cette série, régionalement tronquée sous la discordance Hercynienne, présente des épaisseurs variant de 250m (BBKN1) à 80m (BBKN3).

Le T.A.G.I est fortement réduit par l'érosion hercynienne (20 à 30m), alors que son épaisseur atteint et dépasse parfois la centaine de mètres à environ 30 à 40Km à l'Est, sur l'axe Ourhoud-El Borma.

La structure globale des deux gisements est un horst de 2Km de large, limité par des failles majeures d'orientation **NE-SO**, affecté par des failles secondaires parallèle à la faille principale. Les deux culminations sont séparées par un ensellement. [2]

#### **IV. Aperçu lithostratigraphique:**

Le gisement de Bir Berkine appartient au bloc 404, fait partie du bassin de Berkine ; constitué d'une épaisse série sédimentaire (6000 m d'épaisseur en allant du paléozoïque à l'actuel), le tout repose sur un socle granitique précambrien mais jamais été atteint par les forages.

La série litho-stratigraphique de Bir Berkine (BBK et BKKN) c'est la même est faite par des forages la série formée :

##### **1. Le paléozoïque**

Les termes inférieurs (Cambrien et Ordovicien) de cette série n'ont jamais été atteints. Le plus profond puits BBK-1 a traversé 146m dans le Silurien. Les termes supérieurs (Permien et Carbonifère) sont absents.

**1.1 Le Silurien :** la période géologique correspondant à ce système. Elle est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine et argileuse en milieu marin ; son épaisseur moyenne est de 600m, ce sont essentiellement des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grés argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

##### **1.2 Le Dévonien**

**Le Siegenien :** leur épaisseur est environ de 97m, cette formation est composée d'alternance grés blanc, translucide, fins à moyens parfois grossier, sub-arrondi, siliceux, parfois gloconieux, argile grise, gris vert, indure brun rouge, verdâtre, silteuse avec du silt gris, gris vert, rarement, gris sombre dû à l'abondance de grains et de quartz.

**Eifelien – Emesien:** les deux représentés une épaisseur de 50m

**Emesien :** Caractérisé par une argile grise à gris-foncé silteuse tendre avec

Passées de siltstones gris-clairs.

**Eifelien :** Se compose de grés gris à gris-blanc, fin à très fin, argilo-carbonaté avec intercalations d'argiles gris-foncés à noires silteuses

**Givetien:** Argile noire et gris claire, silteuse, tendre, et noire indurée, et minces passées de calcaires blanchâtres à gris, argileux représenté par une épaisseur de 65 m

**Frasnien:** leur épaisseur est 85 m, est formé d'argile gris-noire et gris-claire, micacée, silteuse, avec minces passées de calcaires gris-clairs et blanchâtres et de la pyrite.

**2. Le Mésozoïque :** Il repose en discordance (DH) sur le Dévonien supérieur.

### 2.1 Trias

**TAGI:** leur épaisseur moyenne est de 20m, Il est composé de grés blanc à gris beige et brun rouge, fin à moyen, parfois grossier dur à ciment siliceux à silico-argileux et des intercalations d'argile grise et gris-verdâtre.

**Trias carbonate:** son épaisseur est de 70m, Constitué d'argile rouge parfois verte, silteuse, légèrement dolomitique avec intercalations de grés gris-blanc à brun, fin à moyen silico-argileux et de calcaire blanc argileux.

**Trias argileux:** son épaisseur moyenne est de 50m, Argiles verdâtres très compactes vers le haut passant à des siltstones.

**Trias argileux S4:** Son épaisseur moyenne est de 35m, Caractérisé par un sel blanc translucide et des passées d'argiles brun-rouges batteuses.

### 2.2 Jurassique

**Lias argileux:** son épaisseur est environ de 50m, présenté par une alternance d'argile tendre à indurée localement et du sel légèrement argileux.

**Lias S3:** Son épaisseur moyenne est de 150m, Composé de sel translucide avec intercalations d'anhydrites et d'argiles brun-rouges, grises, salifères et tendres.

**Salifère S1+S2:** Son épaisseur moyenne est de 250m, formé de sel translucide avec intercalations d'anhydrites blanches et d'argiles brun-rouges, grises, salifères et tendres.

**HorizonB:** d'épaisseur moyenne de 25m, formé de dolomie calcaire microcristalline moyennement et d'argile brun-rouge tendres à indurées.

**Lias salifère:** d'épaisseur moyenne de 90m, argiles, indurées légèrement salifère, anhydrite blanche rarement translucide et du sel.

**Lias anhydritique :** d'épaisseur moyenne 145m, Composé d'alternances d'anhydrite blanche, massive, dure, argile grise à gris-verte et marron, pâteuse parfois carbonatée et Sel blanc translucide.

**Dogger lagunaire :** leur épaisseur moyenne est de 250m, formé d'argile brun-rouge, verte parfois gris-verte souvent plastique avec passées d'anhydrites blanches, de dolomies dures et de calcaires gris.

**Dogger argileux:** leur épaisseur moyenne est de 150m Formé d'argile brun-rouge, plastique légèrement carbonatée avec fines passées de grés bruns, fins friables. Présence d'anhydrite blanche.

**Malm:** son épaisseur moyenne est de 260m, représenté par une alternances:

-argile dolomitique tendre à indurée.

-calcaire gris-blanc argileux.

-marne grise tendre à pâteuse.

-passées de grés gris-blanc, siliceux à silico-argileux.

## 2.3 Crétacé

**Neocomien :** leur épaisseur moyenne est de 320m, Il est constitué d'argile gris-verte et brun-rouge tendre à pâteuse et passées de grés gris-blancs et beiges, fins, friables à moyennement durs. Présence de calcaire gris-beige tendre.

**Barremein:** leur épaisseur moyenne est de 320m, Il est formé de grés gris-blanc, gris-vert et blanc, fin à grossier, friable avec intercalations d'argiles brun-rouges tendres à indurées et de silts blancs. Présence de pyrite et de lignite..

**Aptien:** son épaisseur moyenne est de 25m, Il est composé de calcaire blanc microcristallin à cristallin, dur et argileux avec passées de dolomie beige. Présence d'argile verte dolomitique.

**Albien :** leur épaisseur moyenne est de 90m, Alternance de grés gris-blanc, gris-vert et beige, très fin à moyen, localement carbonaté et d'argile versicolore, silto-sableuse, carbonatée avec passées de sel blanc translucide

**Cenomanien :** avec une épaisseur moyenne de 250m, représenté par une alternance de :

-Argile gris-verte et brun-rouge, plastique légèrement dolomitique et salifère.

-Sel blanc incolore, avec passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

**Turonien:** leur épaisseur moyenne est de 75m, Constitué de calcaire microcristallin à cristallin moyennement dur et de calcaire gris argileux tendre

## 2.4 Senonien

**Senonien salifère :** d'épaisseur moyenne de 150m, il est composé de sel translucide, massif, avec intercalations d'argile brun-rouge et gris-verte, et d'un banc d'anhydrite blanc pulvérulente avec fines passées de dolomie gris-beige.

**Senonien anhydrite (lagunaire) :** leur épaisseur moyenne est de 280m, Il est formé d'anhydrite blanche et grise, cristalline dure et de calcaire blanc microcristallin dur localement argileux.

**Senonien carbonaté:** son épaisseur moyenne est de 150m, Il est constitué de calcaire blanchâtre, rose, beige dolomie jaunâtre et de gypse blanc compact.

## 3. Le Cénozoïque

**Mio-pliocène :** avec une épaisseur moyenne de 200m, représenté par de sable translucide à jaunâtre, localement rougeâtre, fin à grossier avec intercalations d'argile brun-rouge et gris-beige

**Quaternaire :** Constitue de dunes de sables moyen à grossier peu ou consolidé

AGES	EPAISSEURS (m)	ETAGES	LITHOLOGIE	DESCRIPTION	DISCORDANCES		
TERTIAIRE	20	Quaternaire		Sable blanc	Pyrénéenne		
	194	Mio-Pliocène		Sable blanc, avec passé de calcaire gris argilo-gréseux et de dolomie			
	224-237	Sénonien	Carbonaté	Calcaire gris-blanchâtre, passé dolomie de calcaire dolomitique, d'argile et trace de gypse			
	236-436		Anhydritique	Anhydrite blanche, passé de calcaire argileux et dolomitique			
	98-112		Salifère	Sel blanc, passé d'argile et de calcaire argileux avec d'anhydrite blanche			
	132-144	Turonien		Calcaire blanc, passé d'argile et marne		Autrichienne	
	233-270	Cénomanién		Argile brun-rouge, passé de calcaire gris argileux et dolomitique, d'anhydrite et sel			
	117-211	Albien		Grès gris, avec passé d'argile brun, trace de pyrite.			
	28-32	Aptien		Dolomie blanc, passé de calcaire gris-clair argileux et dolomitique, d'argile gris			
	408-420	Parrémien		Grès gris, et argile gris, trace de dolomie			
	202-329	Néocomien		Argile versicolore, avec passé de grès gris et de calcaire gris-clair argileux.			
	JURASSIQUE	194-294	Malm				Argile blanc-rouge, passé de grès et de calcaire gris argileux, présence de dolomie et d'anhydrite blanche
		95-101	Dogger	Dogger Argileux		Argile blanc-rouge, fine passé de grès gris-clair, et de dolomie gris-beige.	
121-146		Dogger Lagunaire		Argile grise, passé de calcaire et dolomie.			
117-126		Lias	Anhydritique	Anhydrite massive, avec intercalation de sel blanc, et fine passé d'argile grise			
68-71			Salifère	Sel massif, fine passé d'argile gris et d'anhydrite blanche.			
24-28			HB	Calcaire dolomitique, passé d'argile			
199-208			S1+S2	Sel massif avec intercalation d'anhydrite massive et argile grise tendre.			
55-67			S3	Sel massif avec fines passés d'argile grise			
CARBONIFERE	25-38	Trias argileux		Argile brun-rouge, trace d'anhydrite.	Hercynienne		
	58-86	Trias carbonaté		Argile verte à grise, passé de dolomie blanche, présence de grès gris-blanc.			
	68-96	TAGI		Grès blanc à gris brun, intercalé d'argile brune, avec trace de pyrite.			
	24-60	Viséen argileux		Argile gris foncé, passés de grès blanc-beige			
	48-140	Viséen RKF		Alternance d'argile gris-foncé et de grès gris blanc, trace de pyrite.			
	30-92	Tournaisien F1-A/B		argile grise foncé, intercalé de grès blanc, trace de pyrite.			
DEVONIEN.MOY ET SUP	148-207	Strunien F2		grès blanc à gris beige avec passé d'argile, trace de pyrite.	Hercynienne		
	323-354	Faménnien		Argile gris-foncé, trace de calcaire argileux et de grès argileux.			
	78-101	Frasnien		Argile gris-foncé, trace de calcaire et de grès gris blanc.			
	73-103	Givétien		Argile grise-foncé avec passé de calcaire argileux.			
DEVONIEN.INF	75-83	Emsien		Argile grise, passé de grès, trace de pyrite	Hercynienne		
	144-262	Siégénien		Grès blanc-beige avec fine passé d'argile			
	> 21	Gédinnien		Grès blanc-beige avec fine passé d'argile trace de pyrite.			

Figure 2: Lithostratigraphie de la zone d'étude (SH/DF Modifié)

## V. Contexte structural

La direction structurale NESO, comme dans l'ensemble du bassin, caractérise les réservoirs du Trias et du Dévonien. Le réseau de failles ainsi que la géométrie des deux objectifs sont très semblables.

La dernière interprétation structurale au toit du Siégenien (Beicip1999) montre que les deux culminations sont séparées par un ensellement. La structure est un horst de 2Km de largeur limité par des failles majeures d'orientation NE-SO, affecté par des failles secondaires parallèle à la faille principale. La faille occidentale à un rejet de l'ordre de 200m, la faille orientale a un rejet de 50m. Au Sud la fermeture est assurée par une faille transverse de direction E-O. Au Nord le horst s'élargit et la faille occidentale diminue de rejet (100m BBKN2 et N3), une faille parallèle à la direction principale découpe le horst en deux panneaux : le panneau oriental reconnu par BBKN1, le panneau occidental est reconnu par BBKN2 et BBKN4, la fermeture est assurée par le plongement vers ZEA. Au Nord de BBKN2 plusieurs failles secondaires transverses (E-O) ont été mises en évidence. La puissance du Siégenien est complète et relativement isopaque sur toute l'étendue des structures, vers le Nord et le NW de la concession, à l'effet du biseautage contrôlé par la morphologie hérité s'ajoute l'érosion hercynienne à sa réduction et voire son absence. A ZEK-1 situé au Nord de BBKN3 le Trias repose sur le Gédinien.

Les isobathes au toit des niveaux réservoirs (C, D, E, F) montrent la même structure et les mêmes failles et une isopacité des niveaux dans les deux structures. La fermeture structurale au niveau du réservoir Dévonien est de 150m et la surface fermée englobant les deux structures est de 60Km<sup>2</sup>.

Au toit du Trias la structure et les réseaux de failles sont très semblables. Le bloc Est (BBKN1) de la culmination Nord est à huile, le bloc Ouest (BBKN2 et 4) est structuralement plus bas et aquifère.

## VI. Géométrie du réservoir Dévonien :

La structure correspond à un horst délimité par des failles majeures d'orientation **NE-SO** et par un ensellement transverse qui le subdivise en deux culminations principales :

- Bir Berkine Sud
- Bir Berkine Nord

**Au niveau de BBK**

Le horst est étroit (2Km de large). Les deux failles majeures, Ouest et Est, qui le délimite ont un rejet respectivement de 200m et de 50m. Au sud, la structure se ferme au dévonien par un accident transverse **E-O**.

**Au niveau de BBKN**

Le horst est plus large et la faille majeure occidentale diminue de rejet jusqu'à atteindre 100m (entre BBKN-2 et BBKN-3). Une faille centrale d'orientation **E-O** découpe la structure en deux panneaux distincts. Le panneau de BBKN-1 et celui de BBKN-2 et 4.

**V.2 Les réservoirs (découpage du réservoir)**

Les deux gisements ont le même réservoir :

**Le T.A.G.I. :** C'est un réservoir secondaire, constitué de grés blanc à gris-beige fin à moyen, à ciment siliceux, sa puissance décroît régionalement du SE vers le NW. Il est divisé en deux réservoirs :

Le réservoir supérieur : il correspond aux grés supérieurs du T.A.G.I.

Le réservoir inférieur : ce réservoir inférieur du T.A.G.I est absent à BBK et présent à BBKN

**Le Siegenien:** Le Siegenien est le réservoir principal dans la région, il est subdivisé en plusieurs niveaux gréseux (Découpage AGIP). Cependant deux découpages ont été fait:

**Le découpage chronostratigraphique (CRD 98) :** C'est un découpage basé sur les nouvelles techniques de la stratigraphie séquentielle, dont l'unité fondamentale est la séquence sédimentaire, à l'échelle du bassin. Voir l'aspect sédimentologique.

**Le découpage lithostratigraphique:** Ce découpage est basé uniquement sur la nature lithologique au sein de la même unité sédimentaire à l'échelle locale. (AGIP bloc 403b)

Niveau ''C'' : C'est un ensemble des niveaux gréseux (C<sub>1-4</sub> – C<sub>5</sub> – C<sub>6-7</sub>) séparés par des bancs d'argiles, son épaisseur est de l'ordre de 48m.

Niveau ''D'' : Correspond à deux bancs de grés (D<sub>1</sub> et D<sub>2</sub>) séparés par un banc d'argile, dont son épaisseur est de l'ordre de 18m,. Il constitue avec le niveau ''C'' le réservoir principal.

Niveau "E" : Composé de deux bancs de grés ( $E_1$  et  $E_{2-4}$ ) séparés par un banc d'argile, son épaisseur totale est de l'ordre de 24m.

Niveau "F" : Constitué de deux bancs de grés ( $F_1 - F_{2-4}$ ), séparés par un banc d'argile, dont l'épaisseur est de l'ordre de 24m.

Niveau "G" : Constitué d'un seul banc de grés de 25m d'épaisseur au sommet du Gédinien.  
**[15] (les titres précédents tout sans de même documents)**

## VII. Les Milieux de dépôts du siégenien dans les gisements de BBK-BBKN :

Ils sont d'origine marine avec des faciès de plateforme de faible profondeur dans un environnement littoral à deltaïque.

Les réservoirs correspondent essentiellement à des barres sableuses et à des chenaux, notamment des chenaux de marée. Ceux-ci correspondent aux intervalles productifs du Siégenien, dont le toit est rencontré à une profondeur de forage de l'ordre de 3460 à 3560 m sur les deux gisements de BBK-BBKN.

Dans cette série épaisse d'environ 250m, les niveaux C, D (d'extension plus régionale) et E (localement discontinu) constituent les principaux réservoirs. La hauteur utile moyenne de l'ensemble de ces réservoirs varie de 30 à 60m. La porosité utile moyenne varie suivant le niveau considéré, de 9 et 19% avec des perméabilités moyennes de 1 à 30 md.

Les accumulations, de BBK-BBKN, contiennent une huile de faible densité 0.81 à 0.82 g/cc (39.5 à 42°API) en condition de stockage, et les meilleurs débits d'huile obtenus en test pour le réservoir D ont été enregistrés dans le puits BBK-3 avec 21m<sup>3</sup>/h. [2]

## VIII. Migration et piégeage des hydrocarbures (système pétrolier)

**Roches mères:** sont le Silurien Argileux et le Dévonien inférieur.

**Silurien Inférieur:** présent dans tout le bassin à l'exception des bordures Ouest et Nord. Il est subdivisé en 03 parties : la partie Basale (fortement radioactive est très épais eau SE et au NW et fortement réduite au niveau du môle d'Ahara); la partie Intermédiaire (moins radioactive) et la partie supérieure (plus ou moins Silteuse et peu radioactive). Seules les parties basale intermédiaire peuvent être considérées comme des roches mères effectives au réservoir Dévonien (Siégenien et Gédinien).

**Dévonien Supérieur:** contrôlé par l'érosion hercynienne, se limite au tiers Sud Est du bassin, et caractérisée par des grandes variations d'épaisseurs dans le Sud (100m) et le centre (550m). Le Dévonien Supérieur est subdivisée en 02 parties: la partie Inférieure fortement radioactive qui correspond à la zone radioactive du Frasnien et la partie Supérieure moins radioactive qui correspond aux argiles radioactives du Frasnien-Faménien.

**Roche Réservoir :** les principaux réservoirs sont le TAGI et le Siégenien. Le TAGI est un réservoir secondaire tandis que le Siégenien constitue le réservoir principal .Il est représenté par une épaisse série argilo-gréseuse d'origine marine. Celle c'est épaisse d'environ 250m et les nombreux niveaux réservoirs localement discontinus sont regroupés en ensemble C,D, E,F et G d'extension plus régionale. Niveau C: ensemble des niveaux gréseux (C1-4 – C5 – C6-7) séparés par des bancs d'argiles. Son épaisseur est de l'ordre de 48m. Niveau D: Correspond à deux bancs degrés (D1 et D2) séparés par un banc d'argile .Son épaisseur est de l'ordre de 18m, et constitue avec le niveau "C" le réservoir principal. Niveau E: Composé de deux bancs degrés (E1 et E2-4) séparés par un banc d'argile, son épaisseur totale est de l'ordre de 24m. Niveau F : Constitué de deux bancs degrés (F1 -F2-4), séparés par un banc d'argile .Son épaisseur est de l'ordre de 24m. Niveau G: Constitué d'un seul banc degrés de 25m d'épaisseur coiffant le Gédinien.

D'après les résultats de l'analyse quantitative des diagraphies des gisements de BBK et BBKN, il en résulte que les meilleurs niveaux réservoir du Siégenien correspondent dans l'ordre d'intérêt aux niveaux D et C.

**Roches couvertures :** la série salifère représente une bonne couverture régionale. Ainsi que des séries, du trias, il existe des couvertures intermédiaires efficaces comme le Trias Argileux et le Trias Carbonaté.

**Pièges :** La nature des pièges associés aux réservoirs dans le bassin de BERKINE sont de type structural avec des systèmes en horsts et des failles bordières, qui ont un rôle majeur dans le piégeage des hydrocarbures. [2] (les titres précédents tout sans de même documents)

# **C** **HAPITRE**

---

---

# **II**

## **Matériel et Méthode**

---

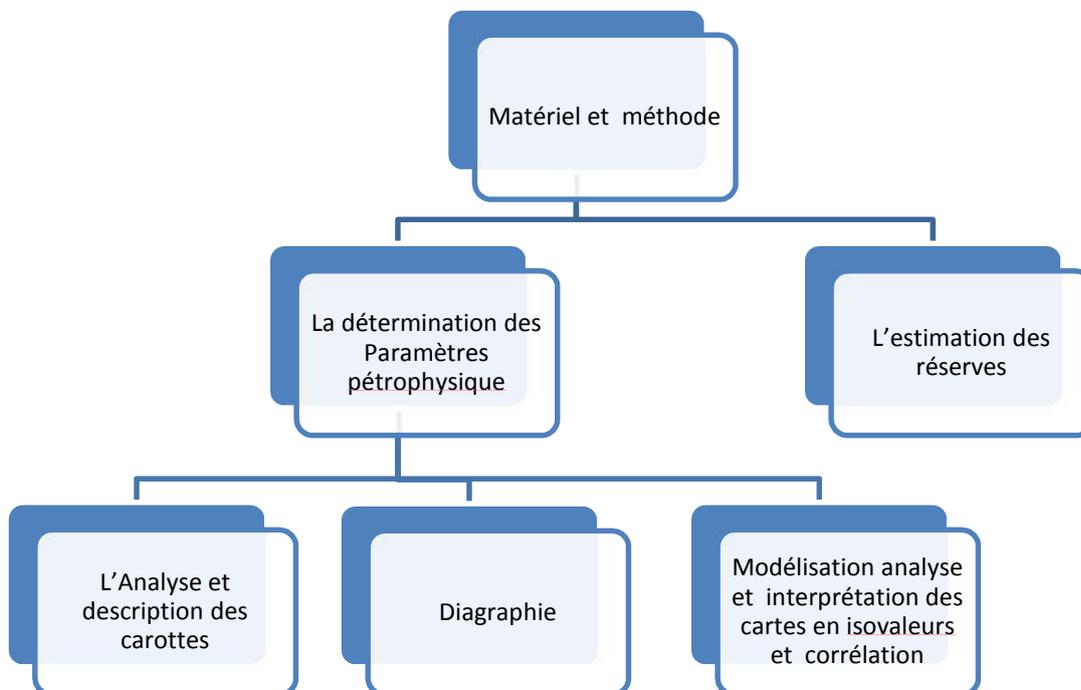
On va présenter dans ce chapitre les différentes méthodes utilisées pour aboutir à notre objectif d'un essai de caractérisation du champ Bir Berkine Nord, dont il s'articule sur les points suivants :

- Une caractérisation pétrophysique avec la détermination de différents paramètres issue d'une série d'interprétation des données d'un ensemble de puits abouties à l'aide soit des méthodes d'études directes comportent en générale l'analyse et la description des carottes prélevées de 6 puits couvrant la région d'étude et analyse des paramètres pétrophysique . Les diagraphies différées interviennent aussi dans cette étude en donnant des interprétations quantitative et qualitative à l'aide de logiciel Tech log.

Un essai de modélisation par *Petrel* des paramètres pétrophysiques est mené à la base des corrélations entre différents puits. On présente dans cette partie des cartes en isovaleurs modelées aisiqe des models en 3D de système de failles, net gross, perméabilité et porosité et le faciès géologique.

- Une estimation de réserve par la méthode volumétrique simple en utilisant le logiciel *Petrel*.

L'organigramme suivent résume notre travail de ce chapitre (matériel et méthode) :



**Figure04** :Organigramme de la méthodologie de travail

## I. Détermination des Paramètres pétrophysique

L'étude et la détermination des paramètres pétrophysique a été faite a partir des carottes et de diagraphie, au totale des échantillons sur plusieurs puits.

L'analyse et description des carottes avec l'interprétation des elans diagraphique et la modalisation (corrélation entre les puits) utilisé pour déterminé : la porosité ( $\emptyset$ ), la perméabilité (K), la saturation huile ( $S_o$ ), la saturation eau ( $S_w$ ) et volume d'argile (Vsh).

### I.1 Analyse et description des carottes

Les carottes sont l'image fidèle du terrain traversé. Ils sont des témoins permanents de la géologie sous-jacente et fournissent des données importantes à l'exploration des ressources pétrolières. Pour cela, l'échantillon de carotte est donc très précieux et doit être traité avec beaucoup de soin, pour l'analyse et la description.

L'examen et l'analyse des carottes peuvent être considéré comme la technique de base la plus importante mis à la disposition de l'industrie pétrolière, à fin d'obtenir le rendement optimal dans l'exploitation des réserves. Dans notre travail on faite une description et analyse des carottes prélevées de 6 puits (BBKN-1, BBKN-4, BBKN-8, BBKN-9 BBKN-11 et BBKN-14) et aussi une analyse des paramètres pétrophysiques (Analyse des données monvariée de la porosité et perméabilité) de 4 puits ( BBKN-4, BBKN-5, BBKN-6, BBKN7) a l'aide de l'logiciel Statistica 6 .

### I.2 Diagraphie

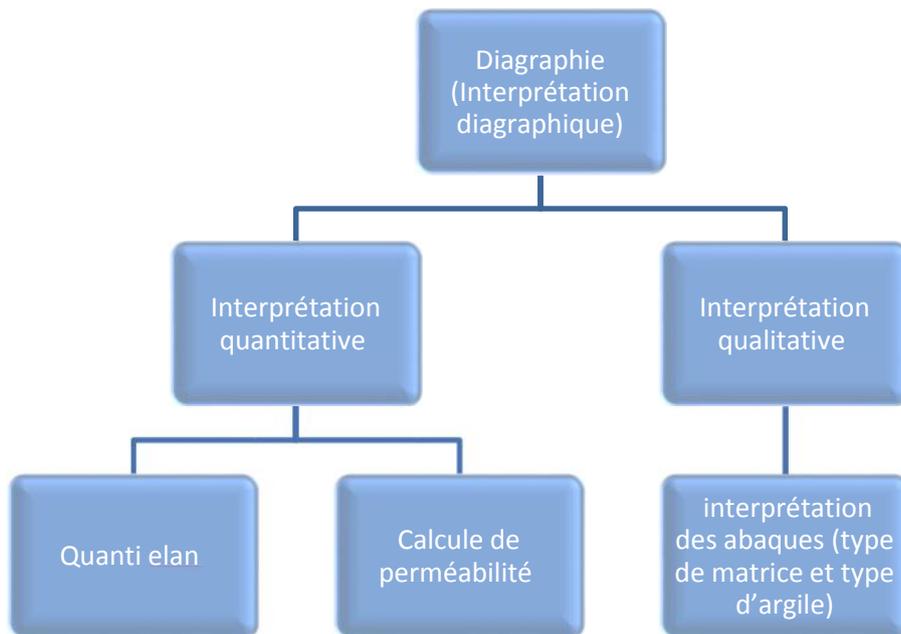
Les réservoirs sont des roches possédant des vides, pores et fissures reliés entre eux ou non et dans les quelles peuvent circuler et se rassembler des fluides. La caractérisation pétrophysique des roches réservoirs aboutit à définir leur porosité et perméabilité, dont la relation est souvent complexe mais essentielle pour l'étude de réservoir. L'étude pétro-physiques précise du réservoir est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et, pour l'exploiter le plus économiquement possible. Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres pétrophysique porosité et de perméabilité et saturation en eau/huile et volume d'argile par la diagraphies et leur répartition dans notre réservoir, ainsi que la contribution de la fracturation sur ces paramètres.

### I.2.1 Les paramètres recherchés

- La saturation en eau  $S_{xo}$  de la zone lavée par le filtrat : rapport du volume d'eau (filtrat) au volume correspondant à la porosité utile après invasion de la formation par le filtrat de boue. Le complément à 100% correspond à la saturation en hydrocarbures résiduels  $S_{hr}$  ( $S_{hr}=1- S_{xo}$ ) ;
- Le pourcentage d'argile  $V_{sh}$  : volume d'argile par rapport au volume total de roche ;
- La porosité
- La perméabilité.

### I.2.2 Interprétation diagraphique

- Interprétation quantitative : Méthode Quanti Elan ( techlog SLB)
- Interprétation qualitative : Etude lithologique interprétation des abaques (type de matrice et type d'argile)



**Figure05** :Organigramme résume les méthodes d'interprétations

### **I.2.2.1 Interprétation quantitative :**

#### **A. Quanti Elan**

Est une application d'inversion minéralogique qui peut fournir une évaluation quantitative de la formation, de la partie tubée au bien du trou ouvert. L'évolution est accomplie grâce à l'optimisation simultanée des équations décrites par une ou plusieurs modèles d'interprétation..

#### **A.a Préparation des data pour le Quanti Elan**

##### **a. Création d'un projet :**

A fin de créer un projet dans le Techlog, il faut suivre les étapes suivantes :

La première étape est de créer un nouveau projet suivant l'objectif du travail, en introduisant dans le logiciel des renseignements liés à l'objet ciblé (puits) (nom de projet, pays).

Toutes données liées à cet objet vont stocker dans ce projet .

##### **b. Importation des data des puits**

Dans cette Etape et pour but d'insérer les donner des puits ; Logiciel Techlog peut automatiquement analyser plusieurs formats de fichiers, (LAS, DLIS, Techlog XML, fichiers CSV Tech) ; l'importation des données exige d'aller au menu de techlog pour ouvrir le tampon d'importation.une fois que les données ont été importées, on passe directement à l'étape d'affichage des Logs.

##### **c. Affiché les logs par « log view »**

Cette étape est importante dans notre préparation, elle a pour but de vérifier l'ensembles des données insérées en réglant des unités et les échelles de log suivant le besoin ; ce travail est fait à l'aide d'une plateforme de Techlog (Log view ).L'affichage des données en logs se fait selon un ordre donnée ; dans la plateforme de Log view en peut sélectionnez les variables à modifier .

#### d. Zonation (Corrections environnementales) :

Dans cette étape, on va faire une zonation dans le log, qui définit les limites de différentes formations (top et bottom) traversées par un forage.

#### A.b La création d'Elan

La Création d'Elan exige de passer par plusieurs étapes : premièrement nous allons à la partie de diagraphie dans le menu de logiciel puis on passe au pré-calcul pour calculer la température de formation à partir des données (profondeur, température, pression, porosité). Après ce calcul de préparation, on passe à l'initialisation des paramètres ; les résultats de cette étape sont très importants pour terminer la création (résistivité de filtrat de boue, la température de filtrat de boue, le poids de boue, la zone à eau salée, le gradient de température) .

Après l'initialisation, on passe directement à l'application Quanti Elan puis on affiche et sauvegarde l'Elan.

### B. Calcul de perméabilité

Le calcul de perméabilité est fait après la création d'élan ; les résultats sont affichés dans l'élan avec les autres paramètres malgré que l'application de calcul se diffère de la méthode précédente mais on reste dans la partie de diagraphie ; la perméabilité est calculée d'après ces paramètres (porosité, saturation en eau irréductible) Par l'équation de Wyllie-rose :

$$PERM = K_w * \frac{PHI^d}{SW^e}$$

PHI : Porosité

Sw : saturation en eau irréductible

d = 6.0

e = 2

Kw = 62500 pour l'huile / 6500 pour gas

### I.2.2.1 Interprétation qualitative

La création de Cross plot (Matrice type) :

Onglet variable :

Variable doit être sélectionné dans le navigateur du projet et doivent ensuite être glissés et déposés dans la zone de l'axe X alors même action doivent être effectuées pour l'axe Y.

Les variables doivent être choisis dans le même puits, mais peuvent être choisis parmi différents ensembles de données dans le même puits. Dans ce cas, une interpolation sera effectuée.

D'autres variables peuvent être affichées sous forme de code couleur, l'étiquetage et / ou de la taille de point.

- Axe X : Neutron porosity
- Axe Y : Bulk density
- Coloration : Gamma ray
- onglet de la charte (chart tab) : Au cours de cet onglet, il est possible d'ajouter un graphique prédéfini sur Cross-plot.
- Pour afficher un graphique, cliquez sur le nom de la carte et sur le bouton Ajouter.
- l'abaque (neutron porosity vs bulk density)

Et les même étape pour le type d'argile mais avec le changement des paramètres des axes et la charte

- Axe X : potassium
- Axes-Y : thorium
- Coloration : Gamma ray
- La charte : l'abaque (thorium vs potassium)

## I. 3 Modélisation analyse et interprétation des cartes en isovaleurset corrélation

### I.3.1 Modélisation

Pour décrire la structure d'un réservoir pétrolier, les géologues s'appuient sur les informations Fournies par les diagraphies, les carottes, les modèles dépositionnels, sédimentologiques et Stratigraphiques existants, et les affleurements analogiques. Ces données sont dites "statiques" car elles ne varient pas dans le temps.

Les géologues ont déduit des caractéristiques spatiales des propriétés pétrophysiques (porosité, Perméabilité) généralement décrites par des statistiques d'ordre 2. Ceci permet

d'utiliser des algorithmes géostatistiques pour générer des réalisations équiprobables des propriétés pétrophysiques qui peuplent un maillage couvrant le réservoir considéré : c'est le modèle Géologique. L'objectif de cette méthode est de construire un modèle géologique en utilisant les différentes Approches géostatistiques pour déterminer le variogramme de chaque faciès et de chaque Propriété dans le but d'obtenir de meilleures distributions des caractéristiques pétrophysiques et Aboutir à une meilleure localisation des hydrocarbures. L'outil informatique employé était le Logiciel informatique Schlumberger-Petrel .

A la fin de ce chapitre, on détermine, par la méthode volumétrique, l'accumulation d'huile en Place pour chaque drain. [13]

### **Modèle structural**

- modèle de faille (Fault modeling)

### **Modèles des propriétés (Property modeling)**

- Modèle de faciès
- Modèle de porosité
- Modèle de perméabilité

## **I.3.2 Interprétation des cartes en isovaleur**

Pour avoir une bonne représentation de l'évolution spatiale de l'épaisseur, de la Porosité, de la perméabilité dans la zone d'étude élargie (intégration d'autres puits), plusieurs cartes on pu être établies à travers les trois membres Stratigraphiques du seigenien.

- carte en isobaths
- Carte en isopaque
- Carte en isoporosité
- Carte en isopermeabilité

Et aussi la création et l'interprétation des coupes géologiques représentées notre région et les positions des puits par rapport a les failles

## **I.3.3 Corrélation**

L'étude pétrographique, sédimentologique, diagraphique et surtout pétrophysique du réservoir Siégenien du champ de BBKN nous a permis de mieux caractériser les faciès et

détailler l'architecture de ce réservoir afin de reconnaître les propriétés pétrophysiques dans chaque niveau.

Sur la base des limites régionales et locales matérialisées par des discontinuités granulométriques et sédimentologique un découpage a été réalisé sur tous les sondages étudiés dans le but d'établir des corrélations entre puits à travers la zone d'étude, ce découpage à concerner 5 puits

## II. L'estimation des réserves

### II.1 Estimation des réserves d'hydrocarbures en place

La méthode volumétrique est la méthode principale utilisée pour calculer les volumes du pétrole et du gaz des gisements suffisamment prospectés et étudiés à n'importe quel régime de production, cette méthode de calcul s'exprime pour les gisements nouvellement découverts par la formule suivante :  $V = V_R \times (H_u/H_t) \times \phi \times (1 - S_w)$

**Q**: volume d'huile.

**V<sub>R</sub>**: volume de la roche.

**H<sub>u</sub>/H<sub>t</sub>** : rapport de l'épaisseur utile par l'épaisseur totale.

**φ**: la porosité

**S<sub>w</sub>**: saturation en eau.

Avec le logiciel utilisé dans cette étude de caractérisation et modélisation (Pétrel) on a utilisé la formule volumétrique pour calculer le volume d'hydrocarbure en place, le Pétrel utilisé la formule suivante ( $STOOIP\ OIL = HCPV\ OIL / BO$ ) pour calculer le volume en place suit les étapes suivantes:

- **Calcul de volume total de roche (Bulk volume)**  
**Bulk volume** : le volume de la roche imprégnée (m<sup>3</sup>)
- **Calcul de volume net de roche** = volume total de roche × H<sub>u</sub>/H<sub>t</sub>  
**H<sub>u</sub>** : l'hauteur utile **H<sub>t</sub>** : l'hauteur total
- **Calcul de Net volume** = Bulk volume × Net/Gross  
**Net/Gross** (volume de la roche sans volume des argiles) (m<sup>3</sup>)
- **Calcul de volume des vides** = volume net de roche × porosité
- **Pore volume** = Bulk volume × Net/Gross × porosité (m<sup>3</sup>)
- **Le volume d'huile (HCPV oil)** = c'est le volume de pore en hydrocarbure et calculer à partir la formule suivante : Bulk volume × Net/Gross × porosité × Saturation on huile (m<sup>3</sup>)
- **Le volume d'huile en place (STOOIP)** = le volume d'huile/Bo  
(**Bo** : facteur volumétrique d'huile)

# **C** **HAPITRE**

---

---

## **III**

### **Résultat et discussion**

---

## **I. Analyses et descriptions des carottes**

L'examen et l'analyse des carottes peuvent être considéré comme la technique de base la plus importante mis à la disposition de l'industrie pétrolière, à fin d'obtenir le rendement optimal dans l'exploitation des réserves ; dans ce chapitre, les résultats d'analyse conventionnelle des carottes « Conventional core analysis » ont été utilisés, pour déterminer le type de réservoir et pour effectuer une analyse des données monovariée et bivariée des paramètres pétrophysiques dans la zone d'étude. Ceci a pour but de déterminer les principales caractéristiques statistiques du réservoir, ainsi la détection des corrélations entre les paramètres étudiés.

### **I.1 Description des carottes utilisées**

On a choisi des carottes réalisées dans les puits de la zone d'étude, parmi elles sont effectuées dans le même réservoir a des horizons différents.

#### **I.1.1 Puits BBKN-1**

Cinq carottes ont été réalisées dans le siégenien , la première(carottes N° 4) prélevée entre 3613m et 3625.5m,et la deuxième (carottes N° 5) prélevée entre 3625m et 3643m de profondeur, et la troisième (carotte N° 6) prélevée entre 3643 et 3655 m de profondeur , la quatrième carotte (carottes N°7) prélevée entre 3655m et 3673 m ,la cinquième carottes (carottes N°8) prélevée entre 3673m et 3691m

Le réservoir siégenien est caractérisé par alternance de grès gris blanc à beige très fin a fin parfois moyen localement quartzitique a ciment siliceux de silt blanchâtre. D'argile grise silteux ; mica feuilletée, présence de pyrite, à la base grès moyen a fin parfois grossier ferrugineux brun sombre.

#### **I.1.2 Puits BKKN-4 :**

Le réservoir siégenien est représenté par une carotte (carottes N°3) avec un taux de récupération de 90%, prélevée entre 3630 et 3641.0m

**- Carotte N°3 :**

-De 3630 à 3631 : Alternance d'argile grise a grise-noire siliceux plus au moins indurée, inclinaison de grains de quartz sub-anguleux, et de grés gris et gris beige fin a très fin silico-argileux bien classée, des bioturbation à la base.

-De 3631.8 à 3635.8 : alternance grés gris a gris-noire fin à très fin à moyen bien classées friable et gris blanc fin a très fin a moyen bien classée et consolidé avec quelques films d'argiles .

-De 3635.8 à 3639.8 : grés gris beige a beige brun-rouge à la base fin a très fin, bien classé et consolidés

-De 3639.8 à 3639.8 : argile gris-noire feuilletés indurée.

**I.1.3Puits BBKN-8 :**

Le réservoir siégenien est représenté par la carotte N°3 avec une récupération de de 55% soit 98.81%, prélevée entre 3551 à 3627 m

-De 3591 à 3627.40 m : complexe argilo-gréseux : Argile silteuse a silto-gréseuse micacée gris avec inclusion des nodules , lentilles de grés rarement moyen gris a gris beige localement siliceux, avec passes d'argiles grise feuilletées

Grés beige a gris beige fin à moyen argilo-siliceux avec fine passes et joints d'argile.

Bioturbation intense par endroits.

-De 3627.40 à 3636 m (réservoir D2) : grés beige à gris beige, fin à rarement moyen, argileux à argileux siliceux, litages parfois oblique, quelques passes et joints argileux.

-De 3636 à 3645.8 m : complexe argileux gréseux

#### I.1.4 Puits BBKN-9 :

Le réservoir siégenien est représenté par deux carottes avec un taux de récupération de 100 %, (la carotte N°1) est prélevée entre 3577 et 3623m, et (la carotte N°2) prélevée entre 3623 et 3669m de profondeur.

-De 3577 a 3604.50 m (niveau c)

Alternance Grés beige a gris beige fin et moyen ciment siliceux a silico-argileux tigillites peu abondant.

Fissures subhorizontales rares, quelque fissure sub-verticale peu développés remplis de pyrite, stratification inobservable.

Argile, gris à gris noire, silteux plus au moins indurées à micacées localement feuilleté

-De 3604.5 à 3628.80 m (Base grés C)

Alternance Grés beige à jaunâtre fin à moyen, ciment silico-argileux à argileux moyennement dur à parfois faible, stratification inobservable

A 36015 m : Zone à aspect biologique, de grés beige, fin et moyen, ciment silico-argileux.

Argile gris à gris noire silteux, indurées à micacée localement feuilletée

-De 3628.80 à 3651 m (Niveau D) : Alternance grés +argile

-De 3628 à 3636 m : Grés, gris beige fin et moyen ciment silico -argileux, moyennement dur, tigillite avec courte stratification inobservable, fissuration subhorizontale rare, fissuration sub verticale rare.

Argile, gris a gris noir silteux, indurée

-De 3636 à 3651 m : Grés, beige à jaunâtre, anisométrique fin et moyen, ciment silico argileux à argileux, moyennement dur à friable

-De 3651 à 3656 m (Base grés D) : Alternance argile gris à gris noir, silteux, plus au moins indurées à micacée, tendre à indurée, localement feuilletée

Grés gris beige anisométrique fin et moyen, Ciment silico-argileux, localement dur, stratification inobservable.

-De 3656 à 3669 m (Niveau E)

-De 3656 à 3657 m : Grés gris sombre, fin et moyen, ciment silico-Argileux à roujâtre à ciment silico-ferrugineux

-De 3657 à 3669 m : Alternance Grés, gris beige à beige anisométrique fin et moyen ciment silico-Argileux, localement dur

Nodules d'argiles grises à gris noir à la cote 3659 m.

Plusieurs nodules de grés beige, fin à 3662.40 m, 01 fissures, fermé peu développée, remplis de pyrite avec stratification inobservable

Argile gris à gris noir, silteux plus au moins indurée à micacée tendre à indurée, localement feuilletée.

#### **I.1.5 Puits BBKN – 11 :**

Le réservoir siégenien est représenté par 03 carottes prélevée entre 3515 m et 3644 m de profondeur

-(La carotte N°2) de 3515 à 3560 m, a enregistré un taux de récupération de 100 %, La longueur de cette carotte est de 45 m elle est constitués d'Alternance de Grés gris beige à rarement gris clair, fin à très fin, Ciment silico-argileux à rarement siliceux dur, quelque fissures sub verticale peu développés, à colmatage de pyrite et rarement d'argile stratification inobservable.

Argile grise à gris noir, micacée tendre à parfois plus au moins indurée silteux.

6'(La carottes N°4) de 3560 à 3598 m, a enregistré un taux de récupération de 100%, La longueur de cette carotte est de 38m elle est constituée d'Alternance de Grés gris beige à beige, fin à très fin, ciment silico-argileux à siliceux par des rares endroits

Fissuration sub verticale, néant stratification inobservable

Argile noir micacée tendre à grise, plus au moins indurée silteux.

#### **I.1.6 Puits BBKN – 13 :**

Le réservoir siégenien est représenté par 05 carottes prélevée entre 3600 et 3720m de profondeur

-(La carotte N°2) est enregistré un taux de récupération de 34%, la longueur de cette carotte est 45 m elle est constituée de grés gris beige à gris clair, fin à moyen, ciment silico-argileux à rarement siliceux dur

Plusieurs fissures sub verticale ouvertes et fermés, peu développés a colmatage d'argile de silice et de bitume, Stratification inobservable

Argile grise à gris noir, micacée tendre à parfois plus au moins indurée silteux.

-(La carotte N°3) est enregistré un taux de récupération de 92%, la longueur de cette carotte est 17 m elle est constituée de G rés fin à très fin beige à gris beige parfois verdâtre quelque peu friable.

Ciment argileux à rarement siliceux, Fissuration sub verticale ouverte et fermée très peu développées.

Stratification inobservable, Argile verdâtre à grisâtre

-(La carotte N°4) est enregistré un taux de récupération de 24 %, la longueur de cette carotte est 21 m elle est constituée de Argile grise à gris noir, micacée tendre à rarement plus au moins indurée silteux.

Rares fissures sub verticale fermés, vide

Grés gris verdâtre fin à très fin, ciment argileux à silico-argileux.

-(La carotte N°5) est enregistrée un taux de récupération de 75 %, la longueur de cette carotte est 12 m elle est constituée de Argile grise à gris noir micacée, tendre  
Fissures ouvertes, vides

Fissures faible de grés, gris verdâtre fin à très fin, ciment argileux friable.

-(La carotte N°6) est enregistrée un taux de récupération de 86 %, la longueur de cette carotte est 15 m elle est constituée d'Argile, grise à gris noir, micacée tendre à indurée silteux.

Grés beige à gris clair, fin à moyen, ciment siliceux à silico-argileux.

Nombreuse fissures, peu développées ouvertes et fermées, vide.

#### **I.1.7 Puits BBKN – 14 :**

Le réservoir siégenien est représenté par 03 carottes prélevée entre 3570 et 3580.5mde profondeur.

-(La carotte N°2) est enregistrée un taux de récupération de 86%, la longueur de cette carotte est 10.5 m elle est constituée de grés beige, fin à moyen ciment silico-argileux

01 Fissure subhorizontales, remplie de fissures, stratification inobservable.

Argile, grise à gris noir micacée tendre.

-(La carotte N°3) est enregistrée un taux de récupération de 86%, la longueur de cette carotte est 55.5 m

-De 3580.5 à 3593 m : Argile grise à gris sombre, feuilletée à indurée devenant silteuse.

Inclusion de nodules lentilles et fines passées de grés argileux.fin à moyen, gris a gris vert moyennement dur. Passées «cm » à rarement « dm » de grés argileux, gris-vert, parfois beige, fin à rarement moyen, argileux.

Fissuration très rare.

-(La carotte N°4) est enregistrée un taux de récupération de 100 %, la longueur de cette carotte est 54.5 m, est constitués de Grés beige à gris beige fin à moyen ciment silico- argileux à argileux, friable par endroits

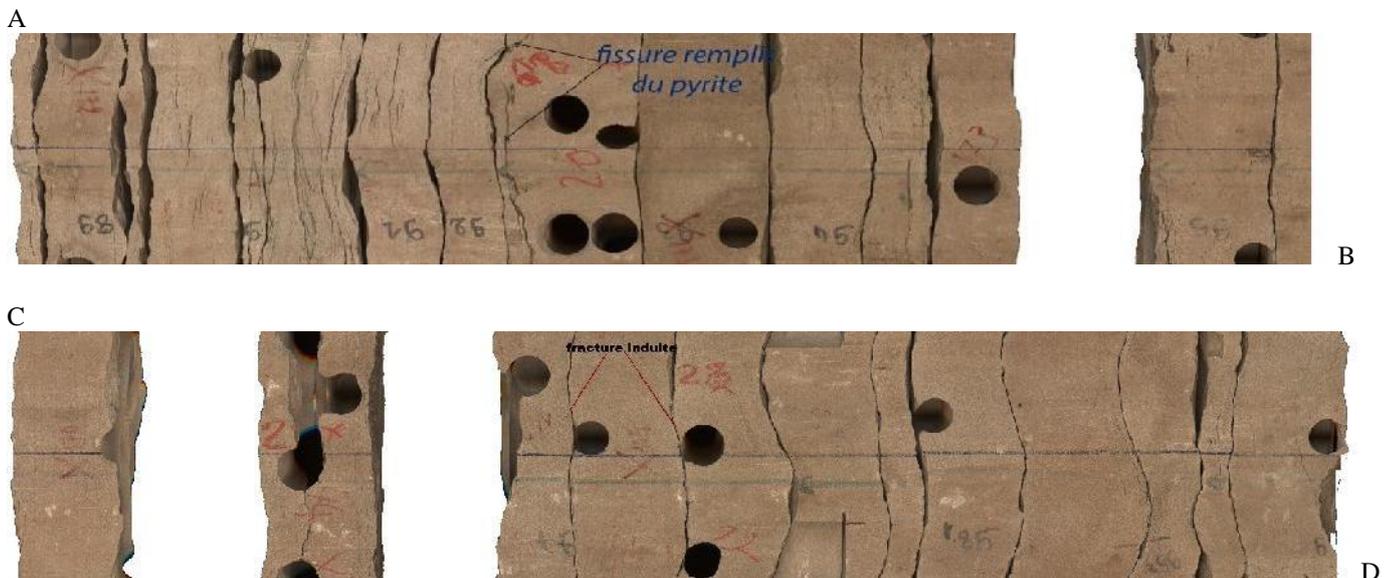
01 Fissures fermée, remplis de silice, Argile gris à gris noir micacée tendre à brun rouge silteuse, indurée

-De 3636 à 3690 m : Argile noir à gris, micacée tendre avec intercalation de grés beige à gris beige fin à moyen ciment silico-argileux à argileux par endroits, stratification inobservable

Grés beige à gris verdâtre, fin à moyen. Ciment silico argileux dur à argileux par endroits

Friable, devenant verdâtre, très friable à ciment argileux vers la partie basale de la carotte, stratification inobservable.

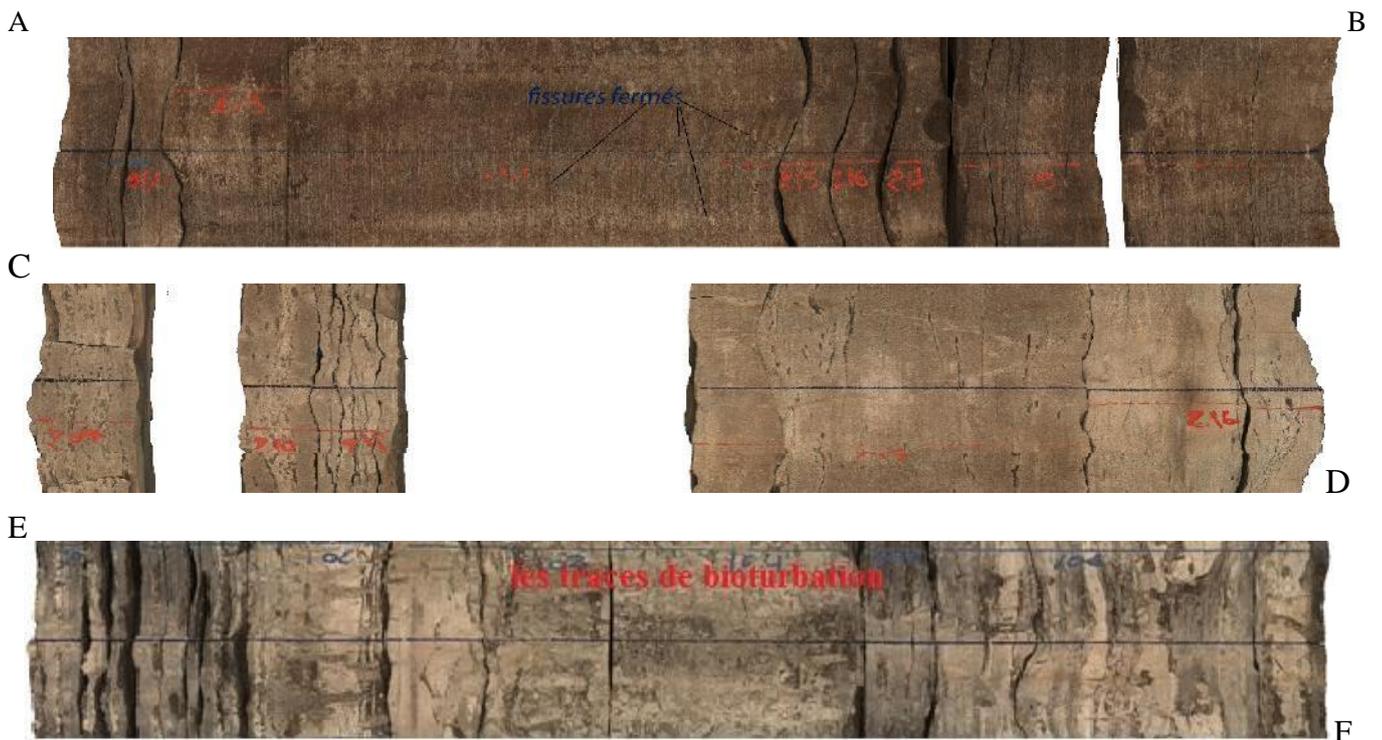
Argile, grise à gris noir micacée tendre à brun rouge silteuse, plus au moins indurée.[10]



**Figure 05 :** Photos 360° du carotte N°4 de puits BBKN-1 (Surveillance géologique SH/DP 19 / 06 / 2000)



**Figure06 :** Photos du carotte N°1 et N°2 de puits BBKN-9(surveillance géologique SH/DP 2000)



**Figure 07:** Photos 360°du carotte N°2 et N°4de puits BBKN-11(surveillance géologique SH/DP Mars 2001)



**Figure 08** : Photos 360° du carotte N°2 et N°3 de puits BBKN-13 (surveillance géologique SH/DP 12 /12/2004)

## ➤ Récapitulatif des descriptions des carottes

La description des carottes prélevées au niveau des puits BBKN-1, BBKN-4, BBKN-8, BBKN-9 BBKN-11 et BBKN-14 montre que le réservoir siégenien est caractérisée par :

- Complexe argileux gréseux
- Ciment silico-argileux à argileux
- Fissures de subhorizontale et subverticale et fractures colmatées.
- Généralement les fractures sont colmatées par la pyrite et du silice.

## I.2 Analyse des données des paramètres pétrophysiques :

### I.2.1 Rappels sur les méthodes statistiques utilisées

Deux types d'approches statistiques (monovariée, bivariée) ont été utilisés pour le traitement statistique de données.

### I.2.2 Analyse de données monovariées

Ce traitement permet de déterminer les paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées (paramètres de position centrale et de dispersion), et de résumer graphiquement les caractéristiques essentielles de la distribution de chaque variable. Cette analyse permet déjà, d'évoquer l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données. Le coefficient de variation, l'allure générale de l'histogramme et / ou de la courbe des fréquences cumulées permettraient d'apprécier l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données ainsi que la loi de distribution des variables.

### I.2.3 Analyse de données bivariées

Le traitement statistique bivarié consiste à étudier deux variables aléatoires simultanément et de déterminer la relation qui existe entre eux. Il existe plusieurs paramètres quantifiant cette relation. Le coefficient de corrélation linéaire simple est le paramètre le plus utilisé. Il est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$\rho = \frac{\text{cov}(x,y)}{\sigma_x \sigma_y}$$

Où  $\rho$  : coefficient de corrélation simple de la population.

$x$  et  $y$  : variables ;  $\sigma_x$  et  $\sigma_y$  : écart type des variables  $x$  et  $y$ .

$\text{cov}(x,y)$  : covariance de variables  $x$  et  $y$ .

Les coefficients de corrélation linéaires simples peuvent être regroupés dans un tableau récapitulatif appelé "**matrice de corrélation**". Notons que la valeur d'un coefficient de corrélation varie entre -1 et +1.

La signification de ce dernier dépend du nombre d'individus utilisés pour son calcul. Une façon empirique de calculer la signification c'est de calculer la valeur de :

$$R_{\text{signif}} = \frac{2}{\sqrt{n-1}}$$

Où  $n$  est le nombre des données utilisées.

Le traitement des données de la porosité et la perméabilité a été effectué à l'aide l'établissement des histogrammes des fréquences relatives.

### I.3 Analyse des données monvariée de la porosité :

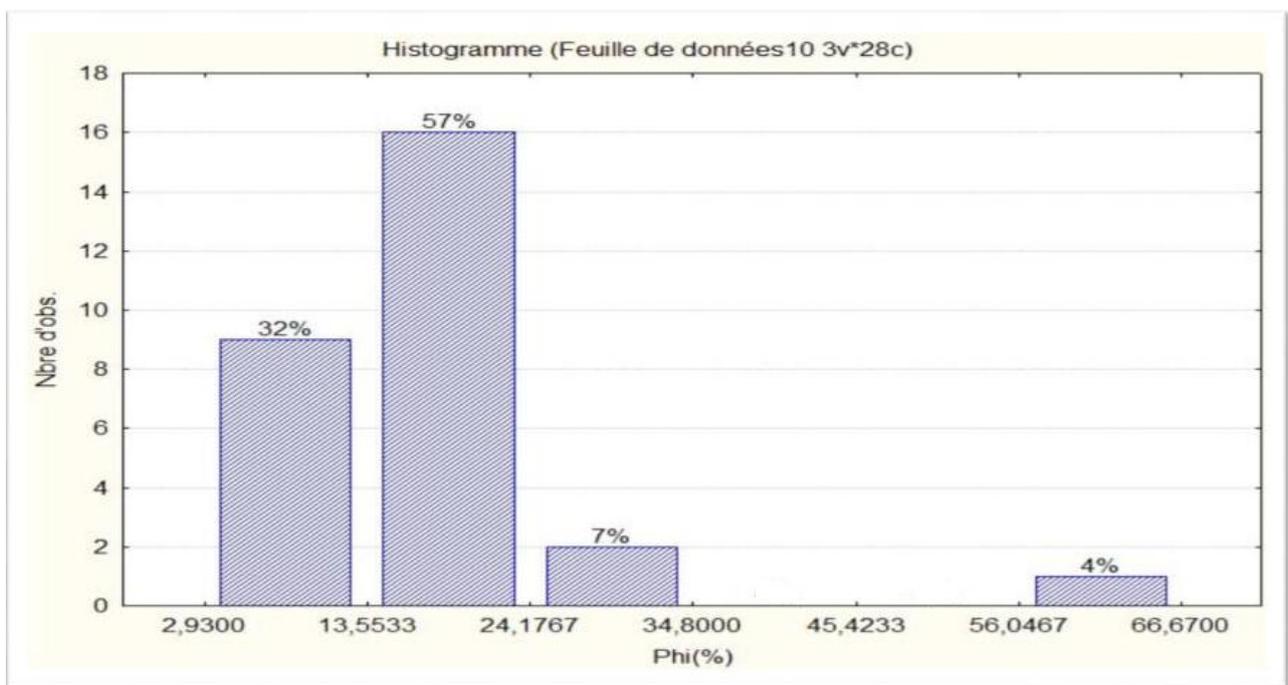
#### I.3.1 Analyse de données

##### I.3.1.1 Puits BBKN-4 :

L'histogramme de fréquences relatives du puits **BBKN-4**, a été établi avec un ensemble de 28 échantillons qui montre une distribution unimodale. (fig10)

Les valeurs des classes caractérisant les zones de faible à bonne porosité du réservoir avec une porosité qui varie de 2.9 à 13.55 % présentent des fréquences de 32% de l'ensemble des échantillons et Les valeurs des classes caractérisant les zones de bonne à très bonne porosité qui varie de 13.55 à 24.17 présentent des fréquences de 57% de

L'ensemble des échantillons qui la classes de porosité la plus fréquente. Notant que 11 % des échantillons ayant une porosité de 24 à 34 % et une échantillon de 66 % caractérisant les zones des cassures dans le réservoir ; On noté que : Si on a pas des valeurs donc sans des intervalles non échantillonné.

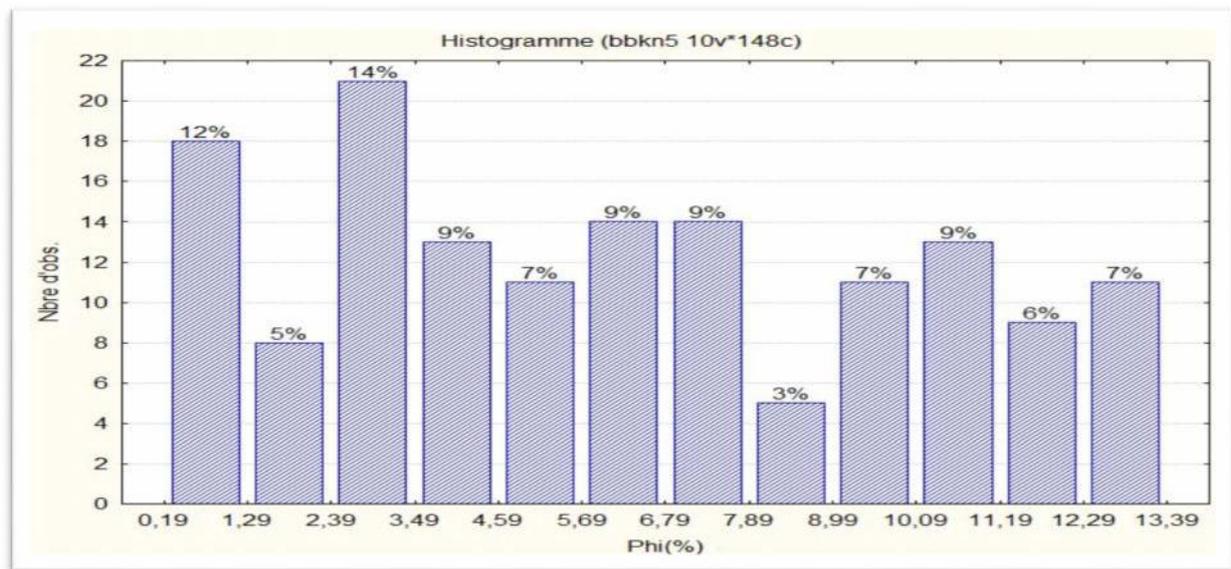


**Figure09** : Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BBKN-4

### I.3.1.2 Puits BBKN-5 :

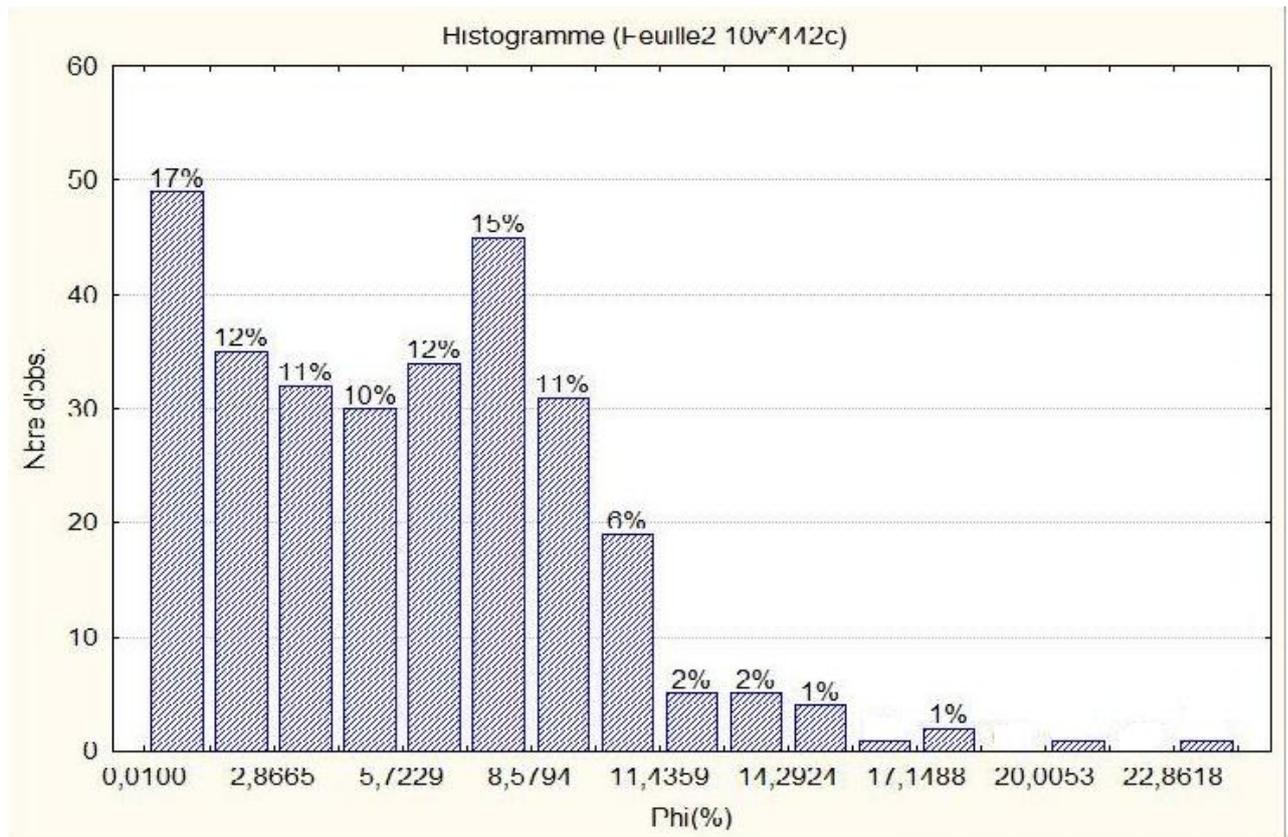
L'histogramme de fréquences relatives du puits **BBKN-5** (fig.) a été établi avec un ensemble de 148 échantillons.(fig11)

Les valeurs des classes caractérisant les zones les plus poreuses du réservoir avec une porosité qui varie de 10.9 à 13.39% présentent des fréquences de 22% de l'ensemble des échantillons. Les valeurs des classes caractérisant les zones de porosité moyenne entre 6 à 10.9% présentent des fréquences 35%, de La classe la plus fréquente varie entre [0.19-4.59 %] représentant 40% des échantillons, Caractérisant les zones à faible porosité du réservoir



**Figure10** : Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BBKN-5.

**I.3.1.3 Puits BBKN-6** : L'histogramme de fréquences relatives du puits **BBKN-6** (fig12) a été établi avec un ensemble de 294 échantillons. Les valeurs des classes caractérisant les zones les plus poreuses du réservoir avec une porosité qui varie de 11.4 à 17.14% présentent des fréquences de 4% de l'ensemble des échantillons. Les valeurs des classes caractérisant les zones de bonne porosité entre 6 à 11.43% présentent des fréquences 44%, de La classe la plus fréquente varie entre [0.01-5.7 %] représentant 50% des échantillons, Caractérisant les zones à faible porosité du réservoir,



**Figure11** : Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BBKN-6

#### I.3.1.4 Puits BBKN-7 :

L'histogramme de fréquences relatives du puits **BBKN-7**, (fig13) a été établi avec un ensemble de 218 échantillons. Il montre une distribution unimodale.

Les valeurs des classes caractérisant les zones les plus poreuses du réservoir avec une porosité qui varie de 17 à 29.7% présentent des fréquences de 17% de l'ensemble des échantillons. La classe de porosité la plus fréquente varie entre [6.9-17.15%] représentant 66% des échantillons. Notant que 22.73 % des échantillons ayant une porosité qui ne dépasse pas les 2 % caractérisant les zones à faible porosité du réservoir .

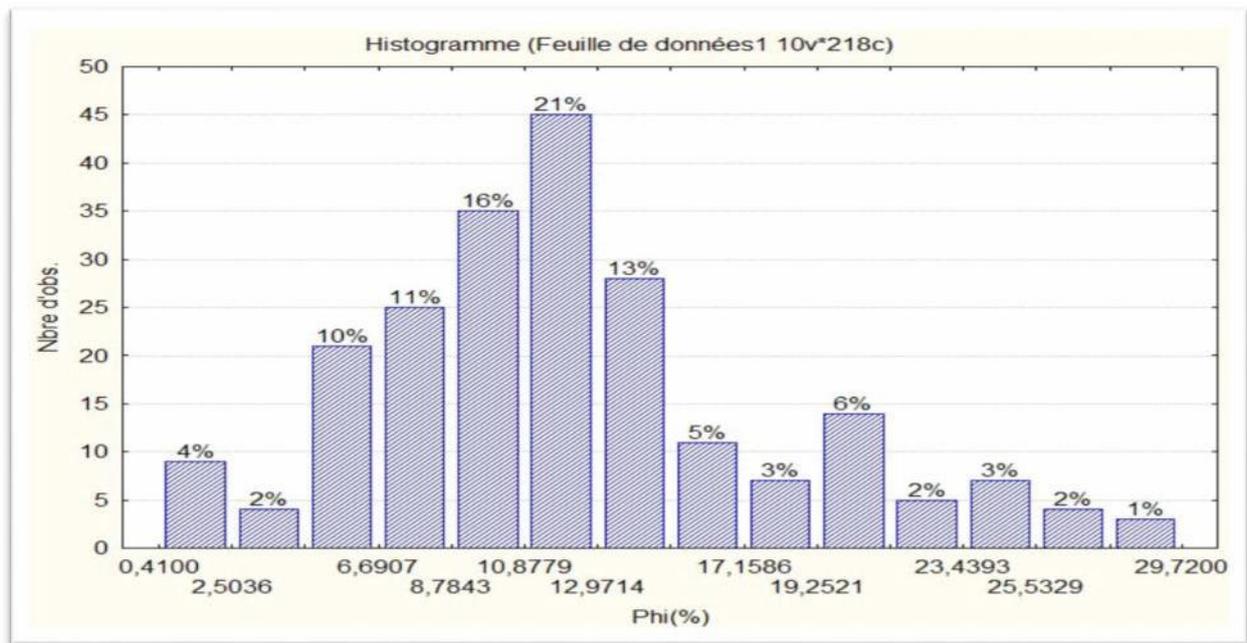


Figure 12 : Histogramme des fréquences relatives de la porosité du puits BBKN-7

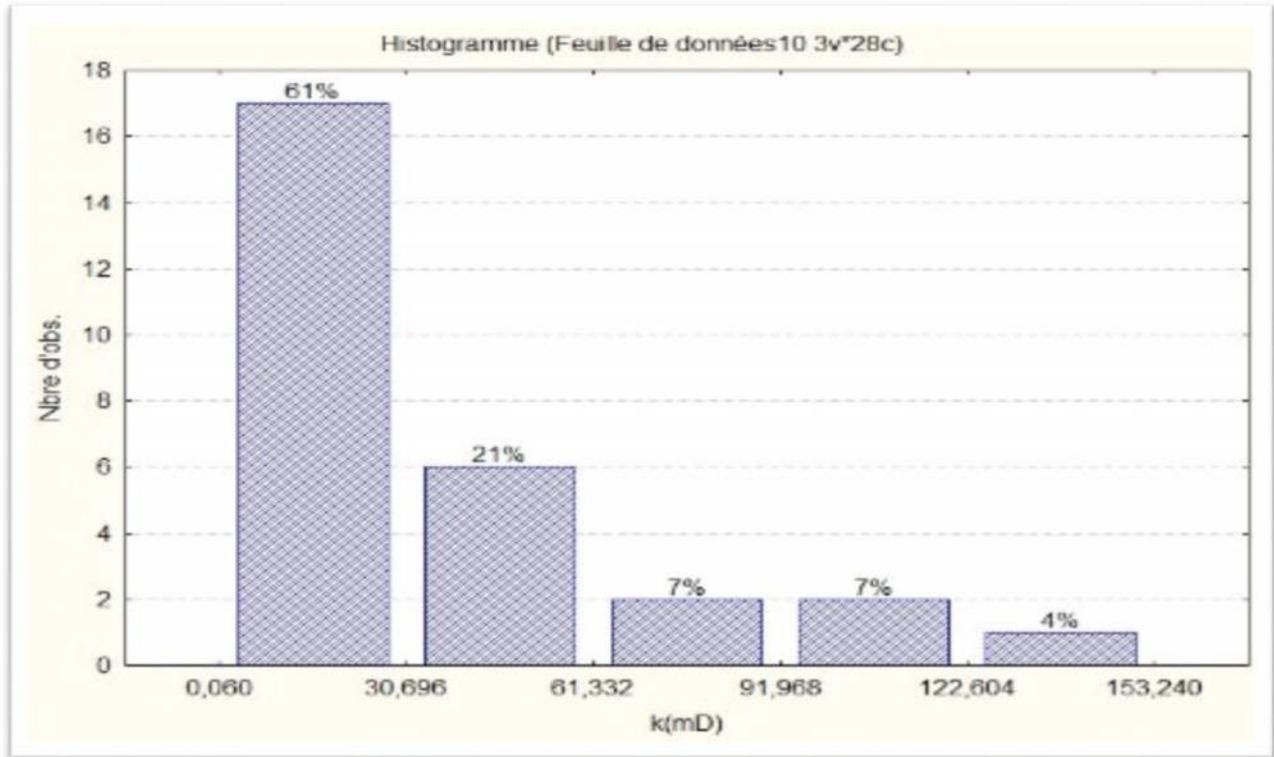
#### I.4 Analyse des données monovariées de la perméabilité :

##### I.4.1 Analyse des données :

##### I.4.1.1 Puits BBKN-4 :

L'histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits **BBKN-4**, (fig14) montre que la majorité des échantillons ayant des perméabilités qui varient entre [0-30mD].

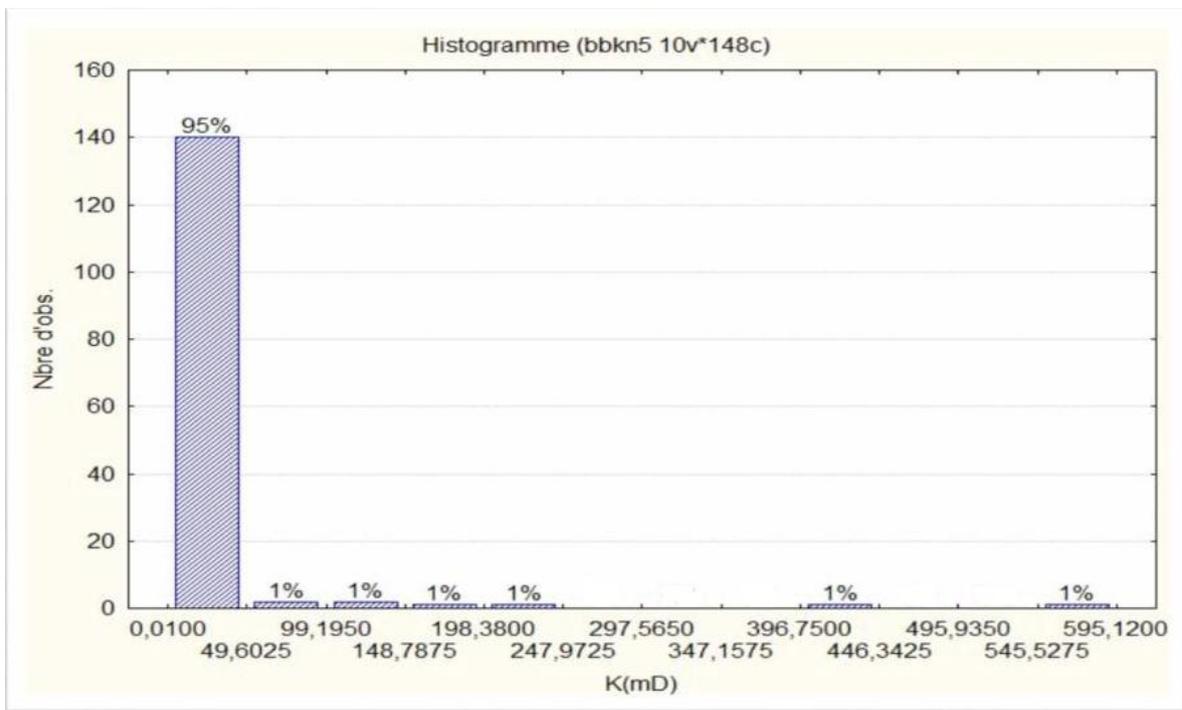
Ceci représente 61% d'échantillons, caractérisant les zones de faible à moyen perméabilité du réservoir. Les valeurs des classes caractérisant les zones les plus perméables du réservoir avec une perméabilité qui varie entre [30.6-153.2.5mD] présentent des fréquences de 39% de l'ensemble des échantillons.



**Figure 13 :** Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKKN-4

#### I.4.1.2 Puits BBKN-5 :

L'histogramme de fréquences relatives de la perméabilité du puits **BBKN-5**, (fig15) montre que la majorité des échantillons ayant des perméabilités qui varient entre [0.1-49.6mD]. Ceci représente 95% d'échantillons, caractérisant les zones à faible perméabilité du réservoir. Le reste des échantillons varient entre [49.6-595 md] caractérisant la perméabilité de cassures et dans le réservoir.



**Figure 14** : Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKN-5

#### I.4.1.3 Puits BBKN-6 :

L'historgramme de fréquences relatives de la perméabilité du puits **BBKN-6**, (fig16) montre que la majorité des échantillons ayant des perméabilités qui varient entre [0.01-68.4mD]. Ceci représente 93% d'échantillons, caractérisant les zones à faible perméabilité du réservoir. Le reste des échantillons varient entre [68.4-341.9 md] présentent des fréquences de 6% de l'ensemble des échantillons caractérisant les zones les plus perméable dans le réservoir ; On noté que les valeurs nulle sans des intervalles qui en a pas des valeurs de perméabilité .

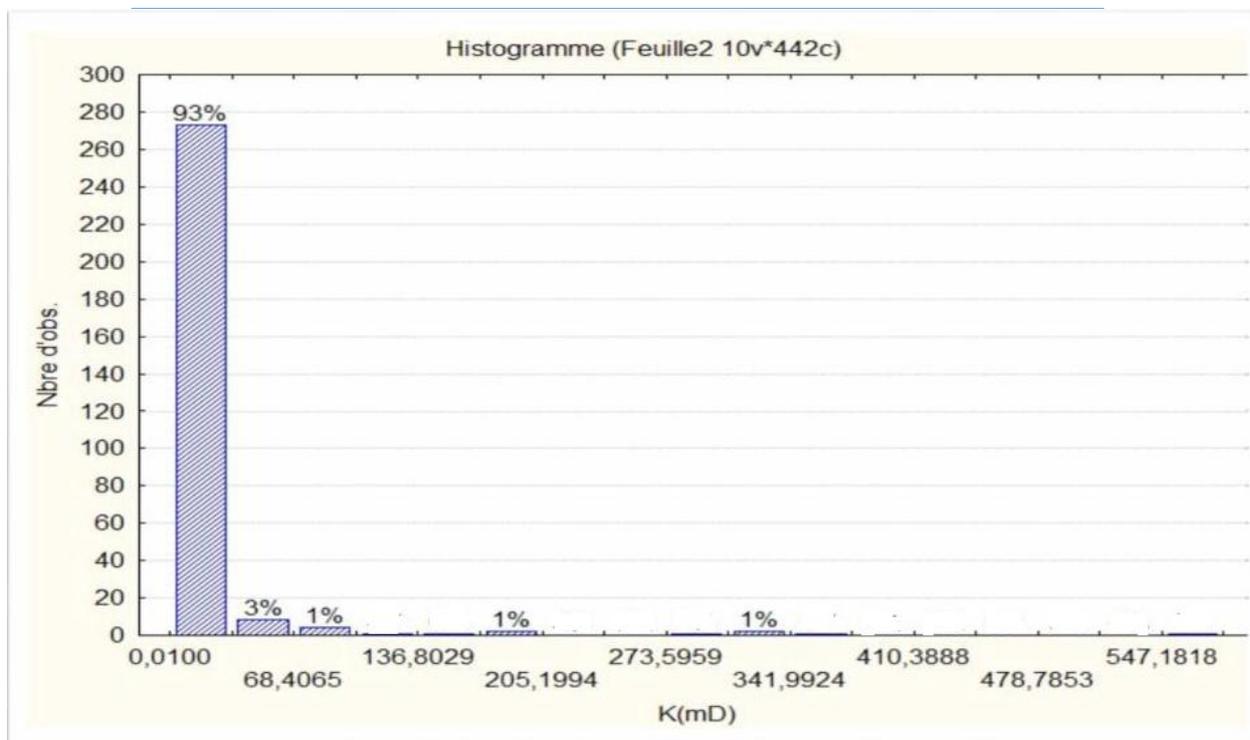


Figure 15 : Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKKN-6

**I.4.1.4 Puits BBKN-7 :**

L’histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits **BBKN-7**, (fig17) Montre que la majorité des échantillons ayant des perméabilités qui varient entre [0.1-76mD]. Ceci représente 91% d’échantillons, caractérisant les zones de faible à moyen perméabilité du réservoir. Les valeurs des classes caractérisant les zones les plus perméables du réservoir avec une perméabilité qui varie entre [76.8-307mD] présentent des fréquences de 7% de l’ensemble des échantillons .

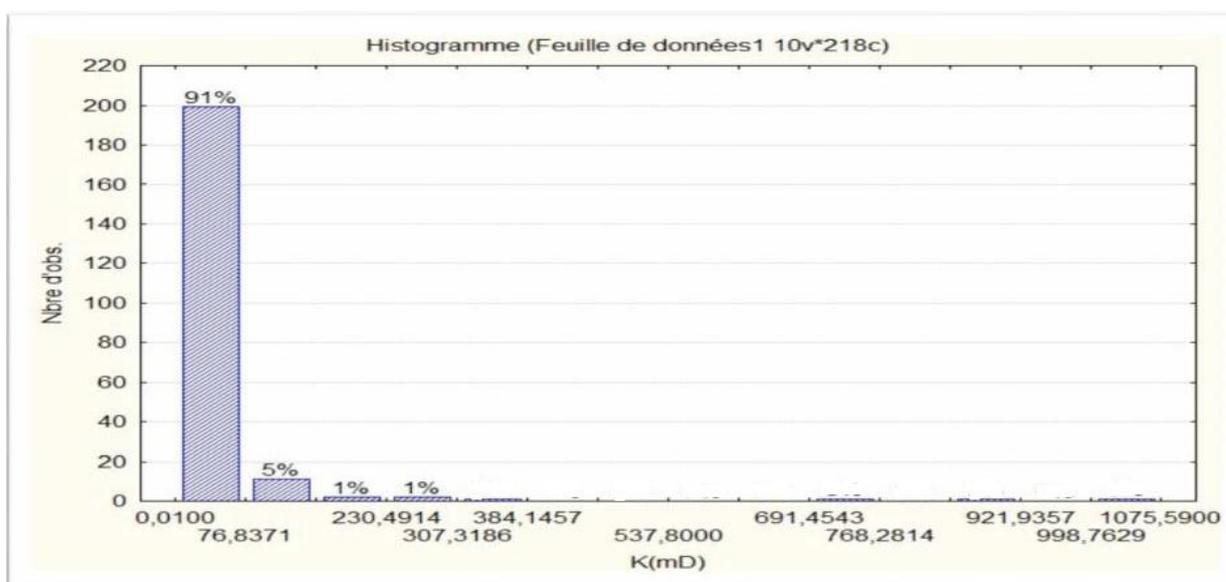


Figure 16 : Histogramme des fréquences relatives de la perméabilité du puits BKKN-7

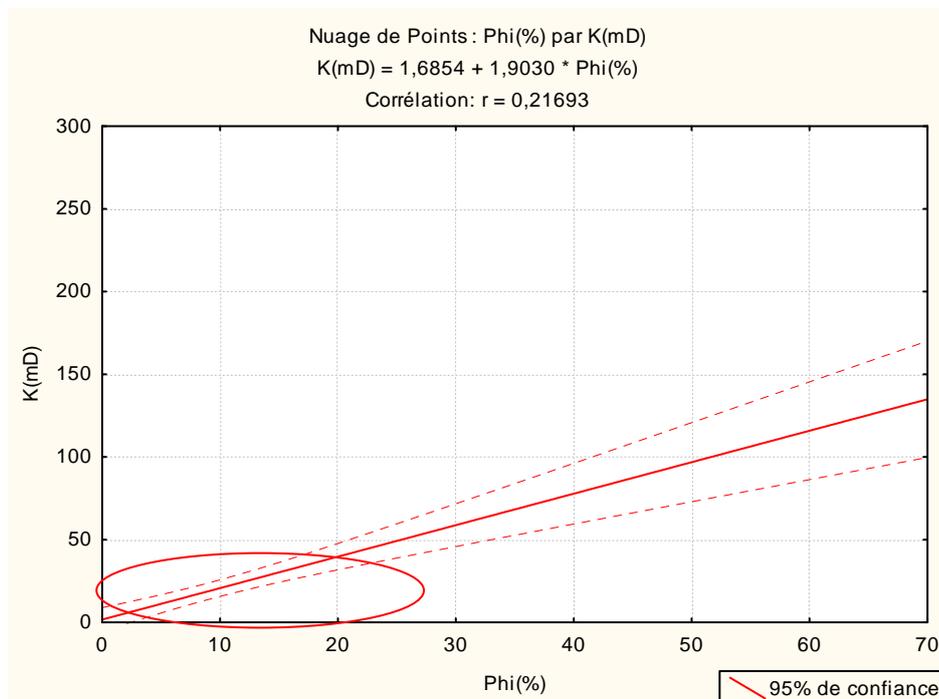
### I.5 Analyse de données bivariée et régression linéaire simple :

A partir de la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité, effectuée sur l'ensemble des échantillons des carottes des 04 puits à l'aide du logiciel d'analyse statistique STATISTICA, VERSION 6, dans le réservoir de siégenien, on remarque que ces dernières sont réparties en un nuage de points avec une relation positive, le coefficient de corrélation est  $r = 0.21$ , cette corrélation est significatif prouvé par le module matrice de corrélation de statistica qui montre une Corrélations significatives marquées à ( $p <, 05000$ ), à travers ces 854 observation

La régression linéaire simple a été estimée par la formule suivante :

$$K = 1.90 \Phi + 1.68$$

D'autre part, on remarque au début que pour une évolution de la porosité et la perméabilité est reste faible ceci peut être expliqué par un enrichissement du milieu en argile, en même temps en remarque des grande valeurs de perméabilité, s'explique par l'existence d'un réseau de fissures produites par la tectonique (fig06)



**Figure 17** : Variation de la perméabilité en fonction de la porosité de Siégenien dans le champ de Bir Berkine nord

A l'issue de la description macroscopique des carottes utilisées pour l'analyse des données. On peut conclure que le réservoir siégenien dans le champ de bir berkine nord est caractérisé par la présence énorme des argiles qui affectent l'amélioration de qualité du réservoir par la diminution de perméabilité, le réservoir caractérisé aussi par un pas mal nombre des fractures détectés par l'étude macroscopique des carottes

Les histogrammes des fréquences relatives de la porosité et de la perméabilité montrent que siégenien du champ bir berkine nord est caractérisé par une diversité des paramètres pétrophysique due à l'hétérogénéité de ce réservoir qui est un complexe argileux gréseux, le calcul des moyennes des paramètres pétrophysique par logiciel statistica donne une porosité de 10% et perméabilité de l'ordre de 19 md

L'analyse de données bivariées a été faite à l'aide de calcul de coefficient de corrélation simple, qui est de l'ordre de 0.21. La formule de régression linéaire simple a été estimée :  $K = 1.90 \varnothing + 1.68$ . Cette formule a pour but d'estimer les valeurs manquantes.

## Interprétation diagraphique (Interprétation qualitative et quantitative)

### I.1 Interprétation quantitative (les Elans diagraphique) :

Cette méthode a pour but d'évaluer les paramètres pétrophysiques du réservoir siégenien (niveau C et D) au niveau de 5 puits (BBKN11; BBKN13 ;BBKN4 ;BBKN14 ;BBKN15) à partir de l'interprétation des Elan diagraphiques (Quanti elan) réalisés par le logiciel Techlog , à la base des mesures diagraphiques. Les figures allant de ( figure 18 , 19 ,20 ,21,22,23,24,25 ,26,27,28 ) présentent les elans de cinq puits, dont chaque puits on a deux niveaux réservoirs (C et D). Les paramètres à discuter sont: le pourcentage d'argile Vsh ; la saturation en eau Sw ; la porosité ; la perméabilité k).

#### Puits BBKN11 :

Au niveau du puits BBKN11, le réservoir principal est le siégenien, divisée de haut en bas en 3 niveaux ; le niveau C (réservoir principal) présente des paramètres pétrophysiques moyennement bons , le pourcentage d'argile varie de 20 à 50 % dans ce niveau ; la porosité est de 5 à 12 % avec une saturation en huile allant de 15 à 40 % ; Les niveaux D+E produise ensemble dans ce puits ; présentent des paramètres pétrophysiques médiocres à cause de la présence des minéraux accessoires (fissure fermée remplit par la pyrite), le pourcentage d'argile varie de 25 à 40 % ; la porosité est de 0 à 8%. Les valeurs de la saturation en huile oscillent entre 50 et 70 % dans quelques intervalles de ces deux niveaux. Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques principales de ce réservoir.

**Tableau01:** Récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siégenien au niveau du puits BBKN 11

Niveau	Intervalle interprété	(%)	VCL	k (mD)	SW(%)	Observation
C	3490 - 3592	05 à 12	20 à 50	10	15 à 40	Hydrocarbure et eau
D+E	3592 - 3656	0 à 08	25 à 40	0.5	50 à 70	Hydrocarbure et la pyrite

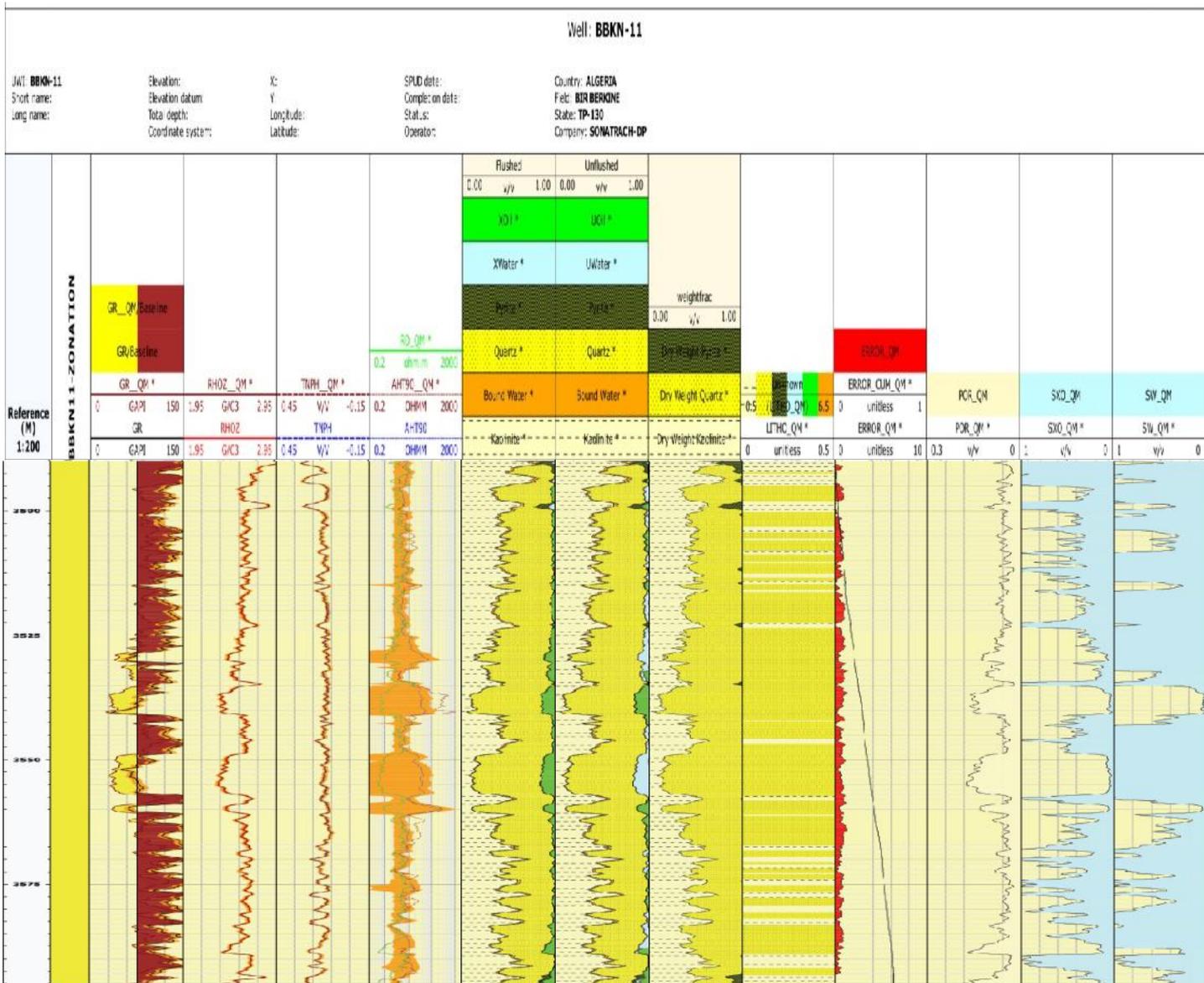


Figure19 : Elan diagramme de puits BBKN 11 ( siégénien niveau C).

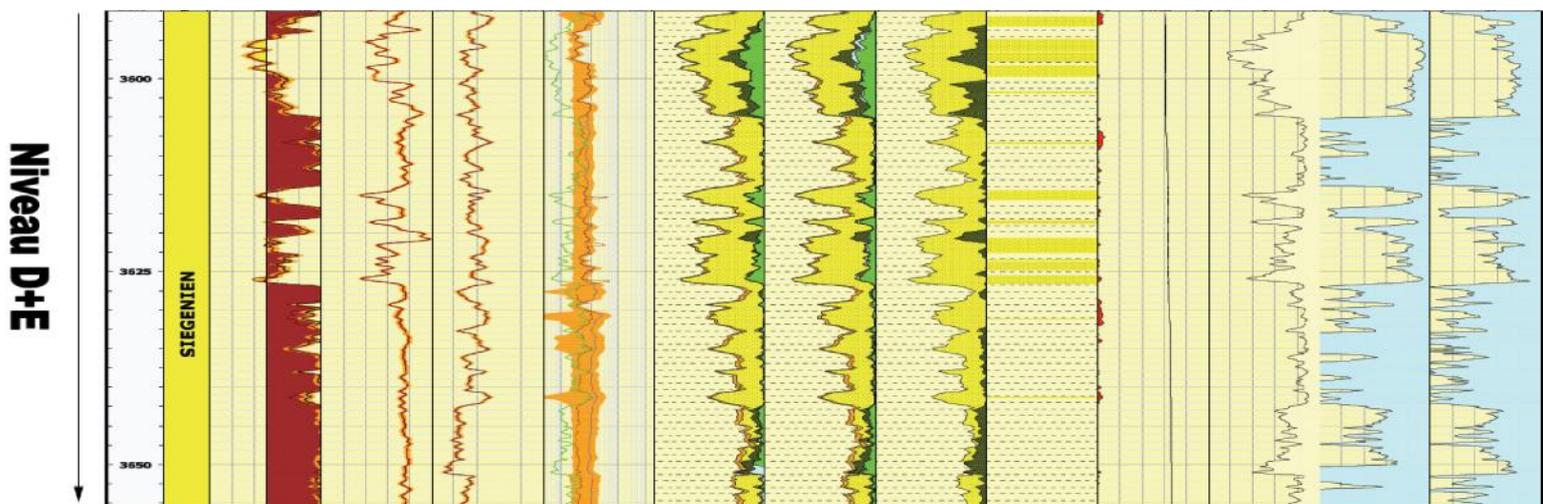


Figure20 : Elan diagramme de puits BBKN 11 (siégénien niveau D+E).

**Puits BBKN13 :**

Le puits BBKN13 traverse en lui-même le réservoir siegenien, ce dernier présent des paramètres pétrophysiques moyennement bons, le pourcentage d'argile ayant des valeurs entre 20 et 30% dans le niveau C. la porosité est de 5 à 15 %, avec une saturation en huile atteignant 70 à 80% Et une perméabilité de 2 à 50 mD

Le niveau D présente des paramètres pétrophysiques aussi moyennement bons, le pourcentage d'argile varie de 12 à 60 % ; la porosité est de 7 à 19 %. Les valeurs de la saturation en huile sont de 10 à 25 % avec une faible perméabilité de 0,07 à 5 mD. Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques pétrophysiques principales au niveau de ce puits.

**Tableau02** : Récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siegenien au niveau du puits BBKN13

Niveau	Intervalle interprété	(%)	VCL	k(mD)	SW(%)	observation
C	3594 - 3639	5 à 15	20 à 30	2 à 50	20 à 30	Hydrocarbure
D	3648 - 3670	7 à 19	12 à 60	0.07 à 5	75 à 90	Aquifère

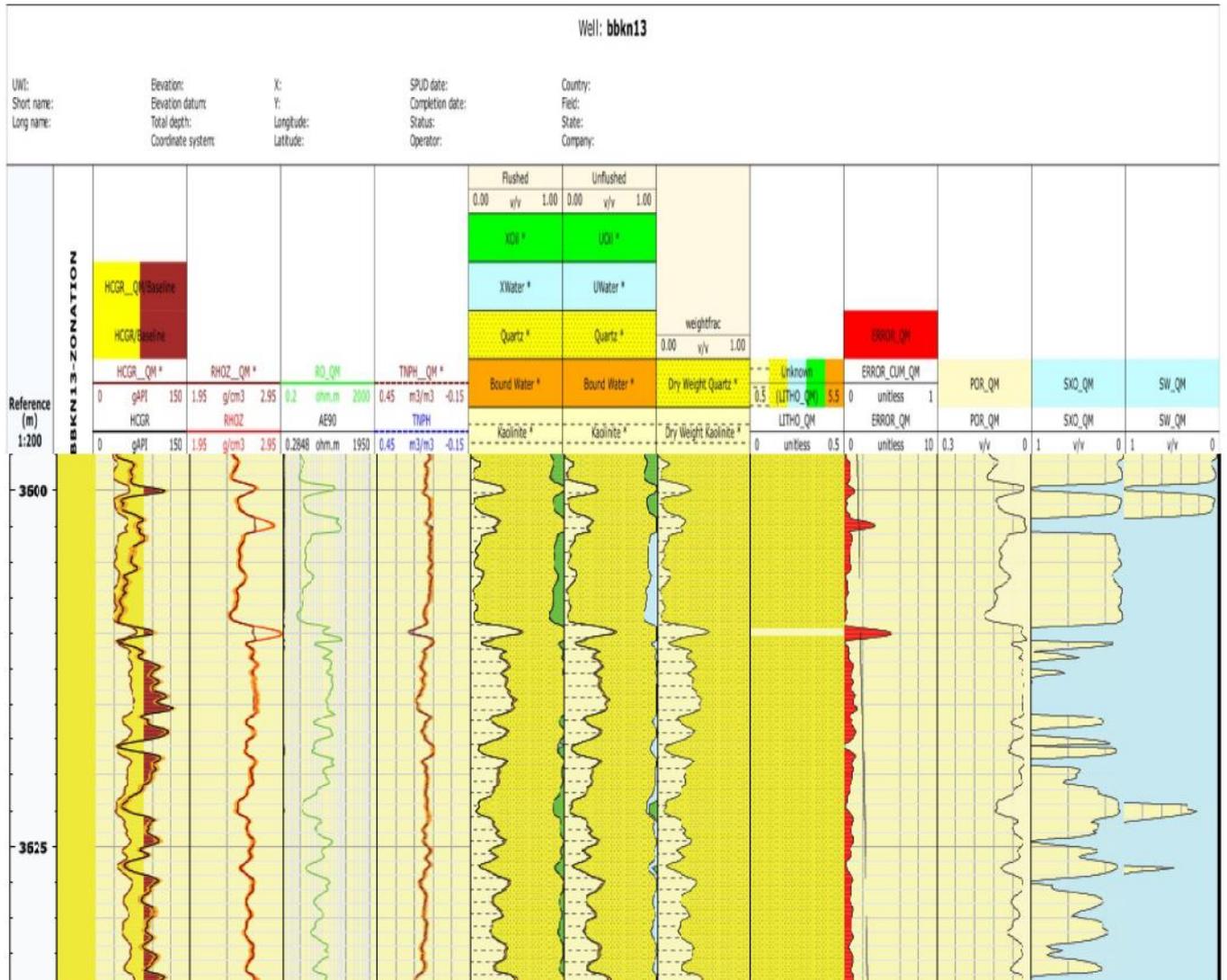


Figure21 : Elan diagramme de puits BBKN13 ( siégenien niveau C)

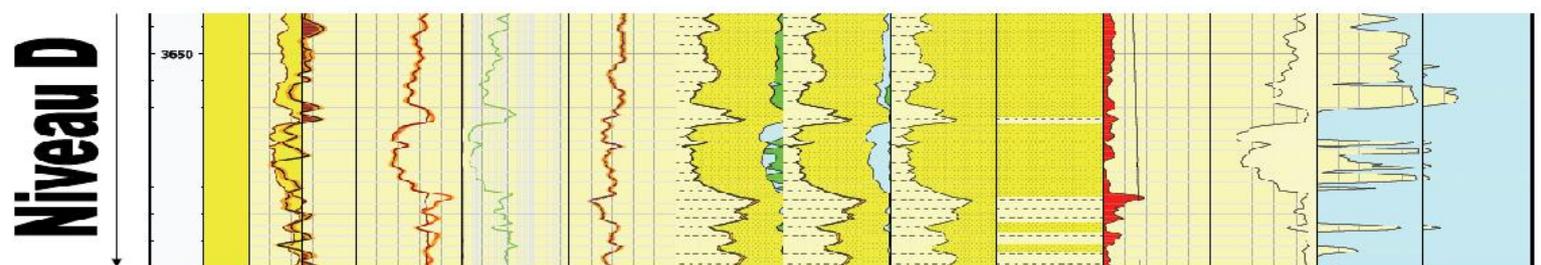


Figure22 : Elan diagramme de puits BBKN13 ( siégenien niveau D)

**Puits BBKN 4 :**

Dans le puits BBKN4, le réservoir a généralement le même caractère décrit dans les puits précédents. Les paramètres pétrophysiques du niveau C sont moyennement bons, le pourcentage d'argile est de 18 à 29 %, la porosité prend des valeurs entre 3 et 13 %, avec une saturation en huile atteignant 40 à 90 %. Les valeurs de perméabilité de ce niveau varient de 0.02 à 30 mD.

Le niveau D présente aussi des paramètres pétrophysiques moyennement bons, le volume d'argile est de l'ordre de 19%, la porosité varie entre 5 et 17 % avec une saturation de 77% et une perméabilité moyenne de 20 mD.

**Tableau03** : récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir seigenien au niveau du puits BBKN4

Niveau	Intervalle interprété	(%)	VCL	k (mD)	SW(%)	observation
C	3558-3611	2 à 13	18 à 29	0.02 à 30	10 à 60	Hydrocarbure et l'eau
D	3631-3645	5 à 17	19	20	22	Quantité faible d'hydrocarbure avec trace de pyrite



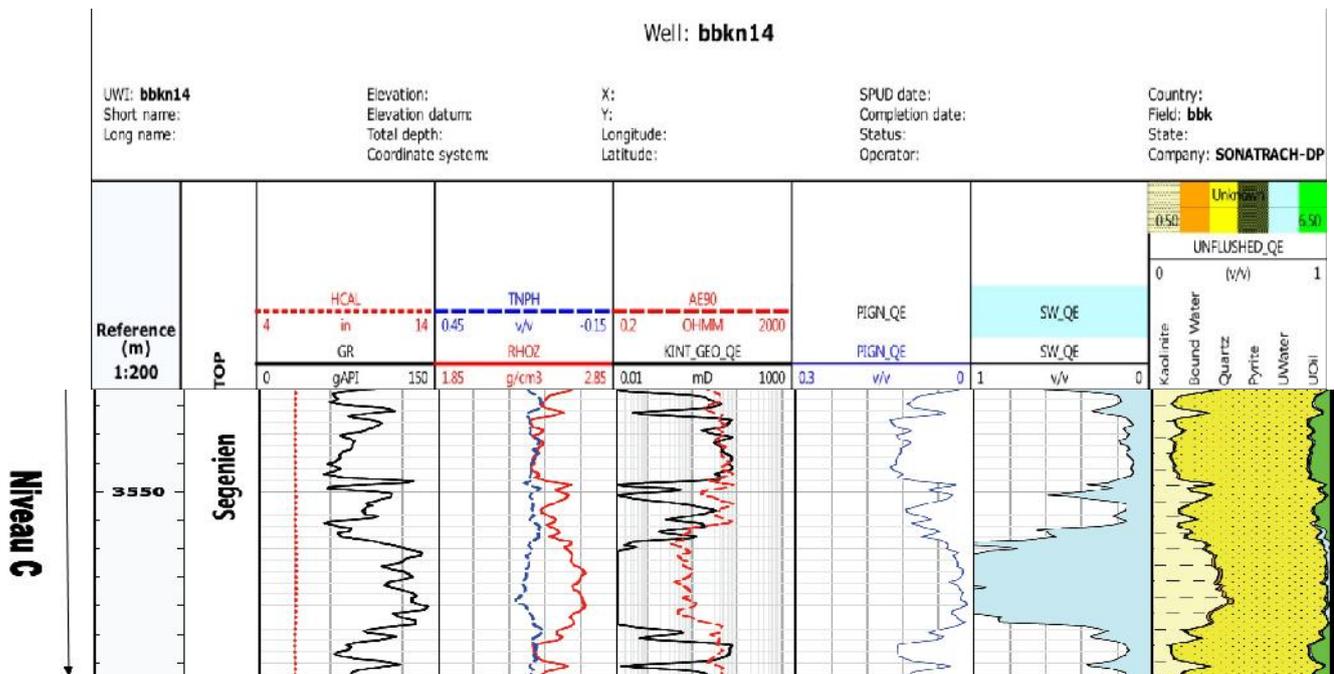
**Puits BBKN 14 :** Les paramètres pétrophysiques sont toujours moyennement bons.

Le pourcentage d'argile a une valeur moyenne 17 % dans les deux niveaux (C et D) du le réservoir siegenien, la porosité moyenne est de l'ordre 8 %, avec une saturation en huile atteignant 26% et une perméabilité varie de 0.5 à 30 mD.

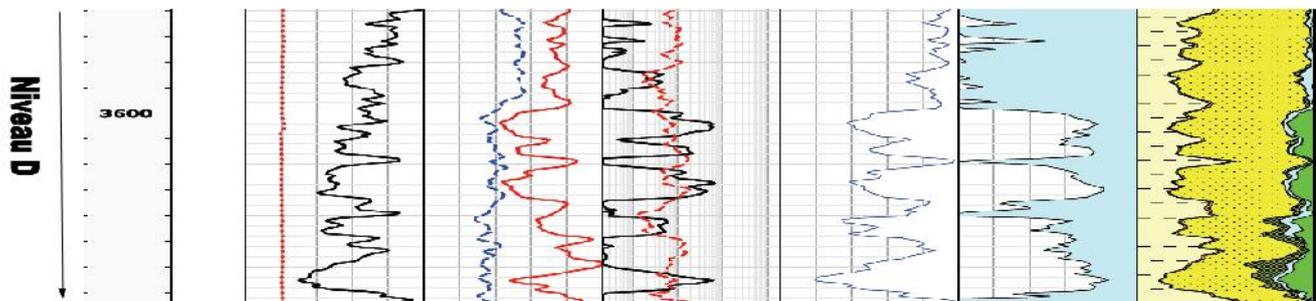
ON note que ce puits est converti à un puits injecteur d'eau.

**Tableau04 :** récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir siegenien au niveau du puits BBKN 14

Niveau	Intervalle interprété	(%)	VCL	k(mD)	SW(%)	observation
Siégenien C et D	3505 - 3744	8	17	0.5 à 30	26	Ils ya Des quantités d'hydrocarbure mais le volume d'argile et la présence de pyrite influe sur les paramètres de réservoir



**Figure25 :** Elan diagraphique de puits BBKN 14 ( siégenien niveau C)

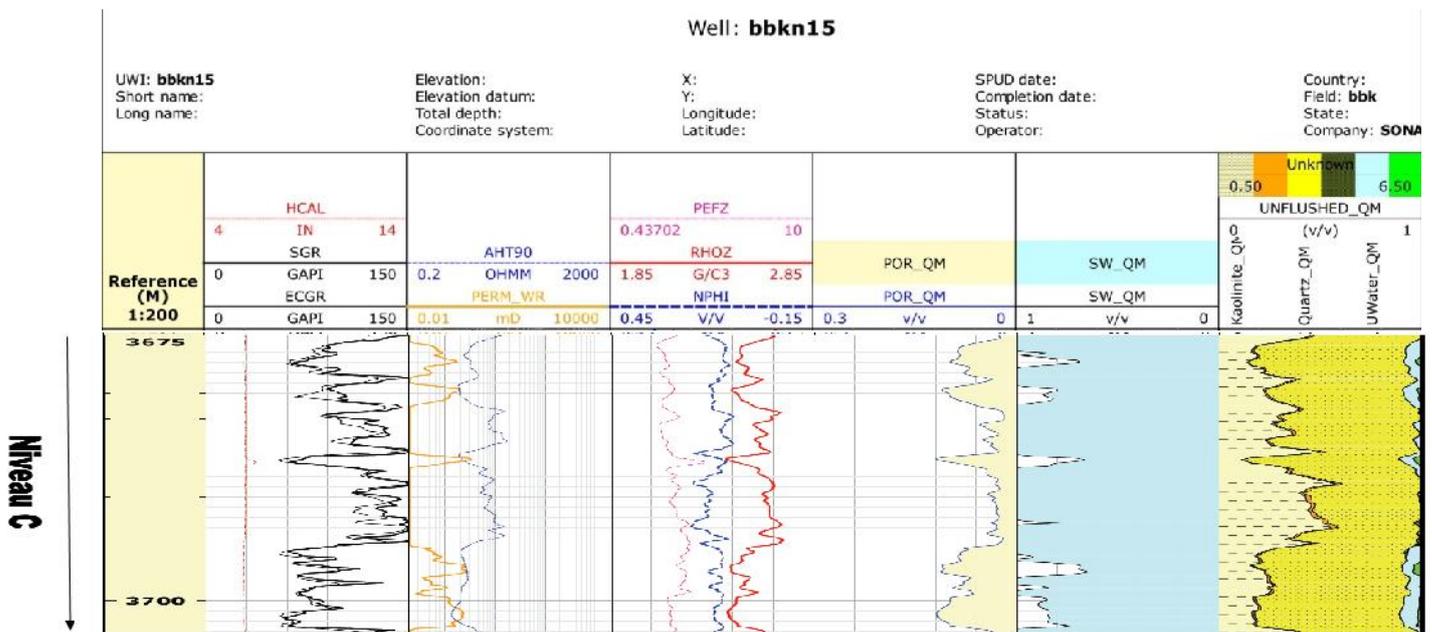


**Figure26 :** Elan diagraphique de puits BBKN 14 ( siégenien niveau D)

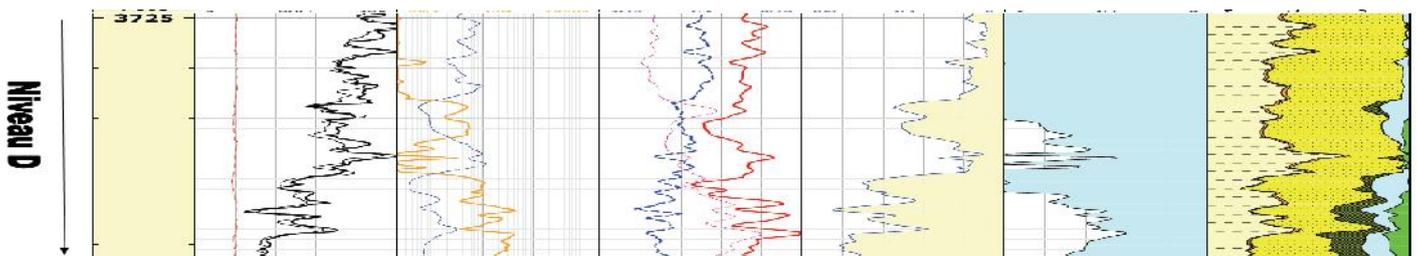
**Puits BBKN 15 :** Le niveau C présente des paramètres pétrophysiques moyennement bons, Le pourcentage d’argile varie de 16 à 69 %. La porosité prend une valeur allant de 2 à 24 %, avec une saturation en huile de 20 à 66 %. La perméabilité de ce niveau oscille des valeurs entre 0,07 et 29 mD, dans le niveau D, le pourcentage d’argile varie entre 13 et 70 %. La porosité prend des valeurs de 3 à 28% avec une saturation en huile de 15 à 61 %. La perméabilité de ce niveau de 0,06 à 35,1 mD. Et aussi la présence de pyrite dans quelque intervalle de réservoir.

**Tableau05 :** récapitulatif des caractéristiques pétrophysiques du réservoir seigenien au niveau du puits BBKN 15

Niveau	Intervalle interprété	(%)	VCL	k (mD)	SW(%)	observation
C	3675 - 3703	2 à 24	16 à69	0.07 à 29	33 à 80	Hydrocarbure avec présence d’eau dans quelque endroit
D	3725.5-3749	3 à 28	13 à70	0.06 à 35.1	39 à 85	Hydrocarbure et l’eau avec l’apparence considérable de pyrite



**Figure27 :** Elan diagramme de puits BBKN15 ( siégenien niveau C)



**Figure28 :** Elan diagramme de puits BBKN15 ( siégenien niveau D)

## **I.2 Interprétation qualitative**

### **I.2.1 Etude lithologique :**

Elle est basée sur les différentes réponses des outils de porosité. Le développement de ces outils permis une meilleure approche de l'étude. Les cross plot (Matrice type and claytype, Neutron Porosity vs Bulk Density, Thorium vs Potassium ) de Schlumberger sont utilisés, se sont un rapport graphique de RHOZ en fonction de TNPH, et Thorium en fonction de Potassium , définis par une boue à huile ( $\rho = 1 \text{ g/cm}^3$ ).

#### **I.2.1.A Interprétation des abaques (cross plot)**

Les différents abaques représentant les 4 puits étudiés montre clairement que la matrice de réservoir est gréseuse, avec un ciment argileux siliceuse, ce ci s'explique par: Sur l'abaque (CP) établis pour les puits BBKN11, BBKN13 on remarque que le nuage des points du niveau réservoir Seigenien tend vers la gauche et avec la couleur vert caractérisent des dolomies par contre les point en rouge caractérisent les argiles. Par contre cette tendance n'apparaît pas des droites caractérisant les calcaires et les grés , ce qui confirme la nature gréseuse de la matrice avec un ciment argileux siliceuse .

Mais il faut signaler que certains points ont une forte radioactivité, cela est expliqué par la présence des minéraux lourds (minéraux accessoires). [4]

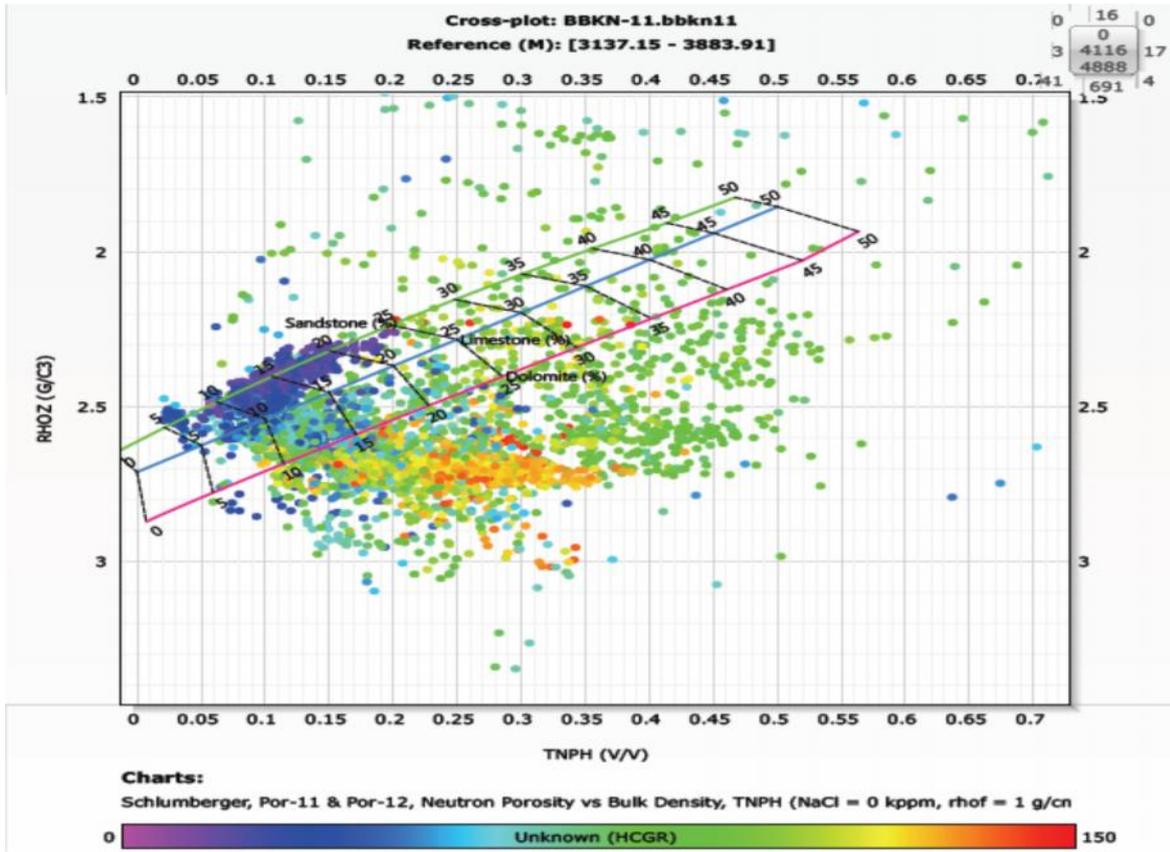


Figure29: Etude lithologique, abaque Por-11 & Por-12 (Puits : BBKN11)

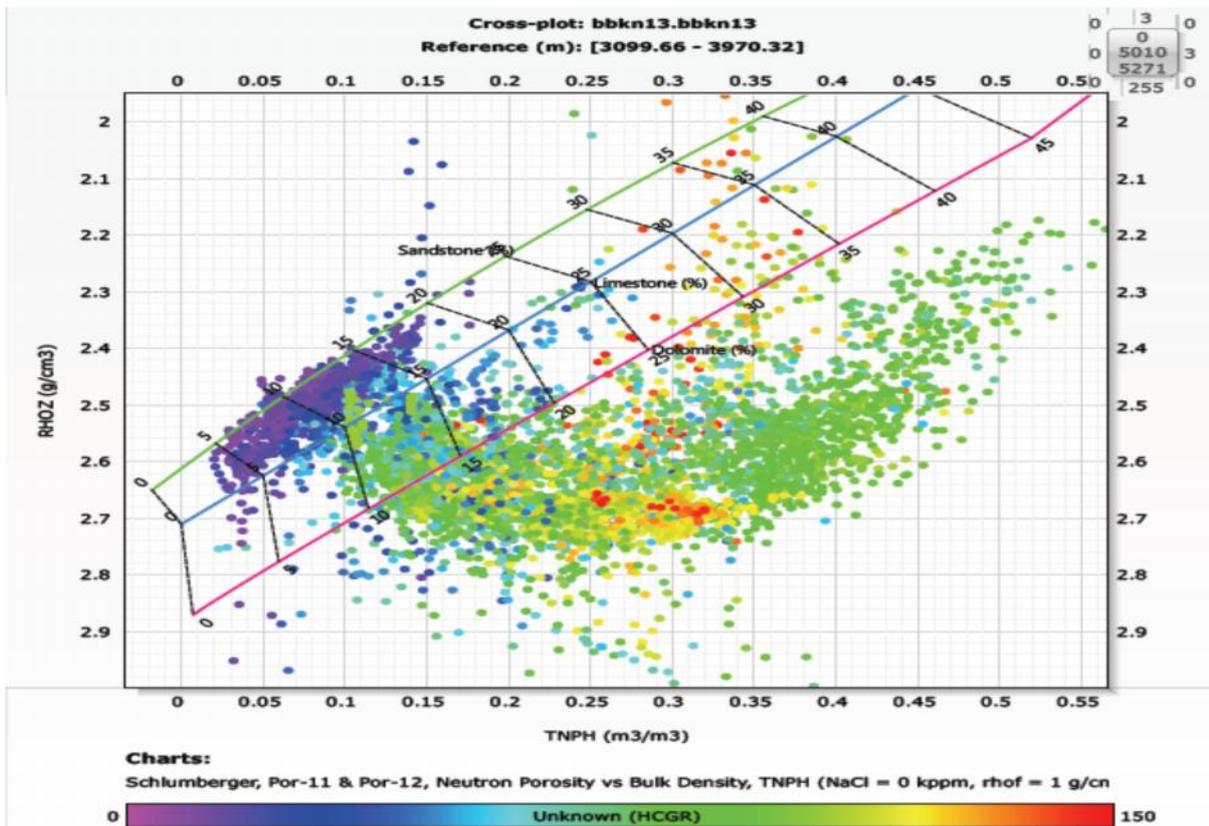


Figure30 : Etude lithologique, abaque Por-11 & Por-12 (Puits : BBKN13)

### I.2.2 identification minéralogique de l'argile (claytype) :

Elle est basée sur la concentration des éléments radioactifs (Thorium et Potassium) dans les argiles. L'abaque de Schlumberger (**LITH-2, Thorium vs Potassium**) traduit un rapport graphique de Thorium en fonction de Potassium.

#### I.2.2.A Interprétation des abaques (cross plot)

##### Type des minéraux d'argile

L'abaque LITH-2, Thorium vs Potassium établi pour les puits (BBKN11, BBKN4 , BBKN14 et BBKN15 ) ,montre que le nuage des points du niveau réservoir de Seigenien se concentre généralement dans la zone située entre la Montmorillonite et Kaolinite , cela définit que la nature minéralogique de l'argile de ce réservoir est formée essentiellement Kaolinite (pourcentage élevé ) et de Montmorillonite. Les points qui tendent vers les minéraux riches en Thorium, sont les mêmes apparus dans l'abaque utilisé dans l'étude lithologique, avec une forte radioactivité. [4]

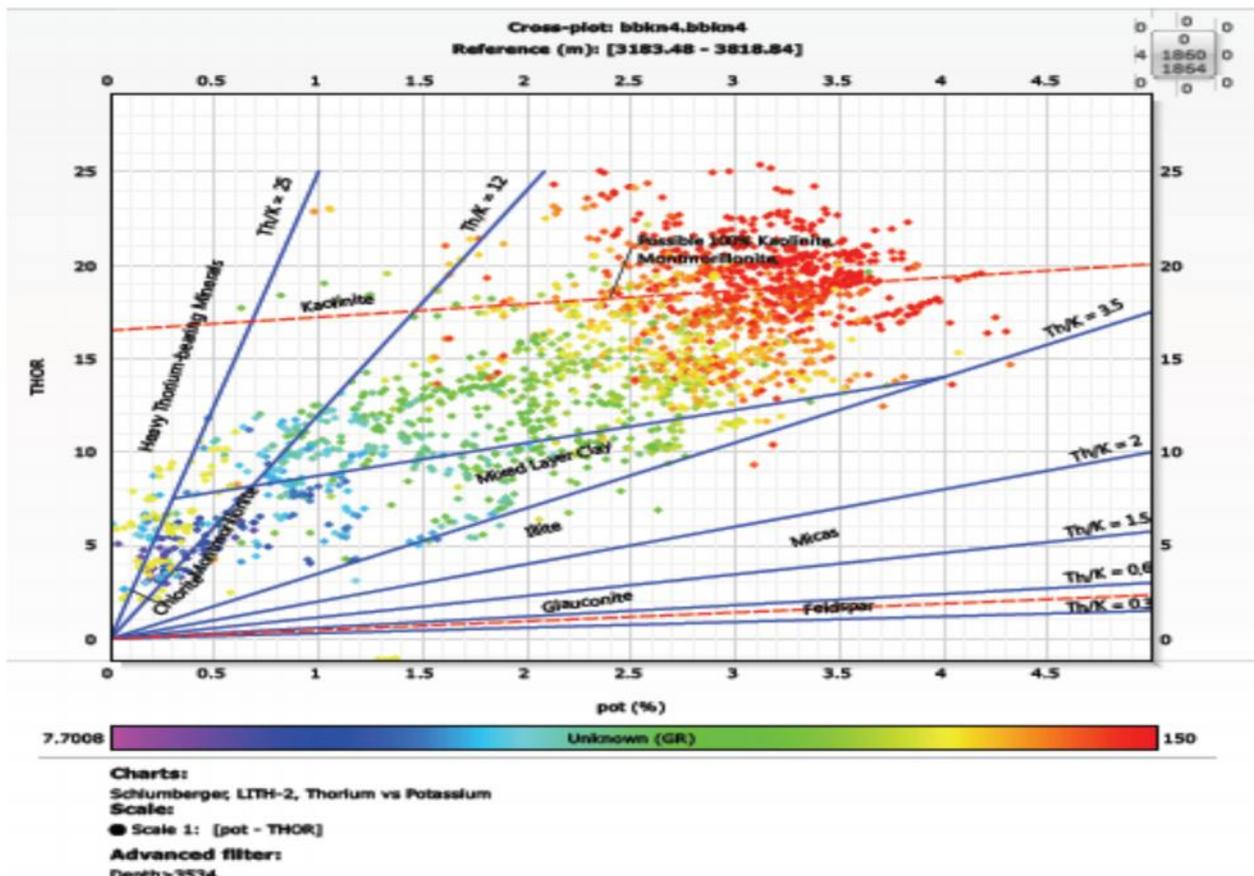


Figure31: Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN4)

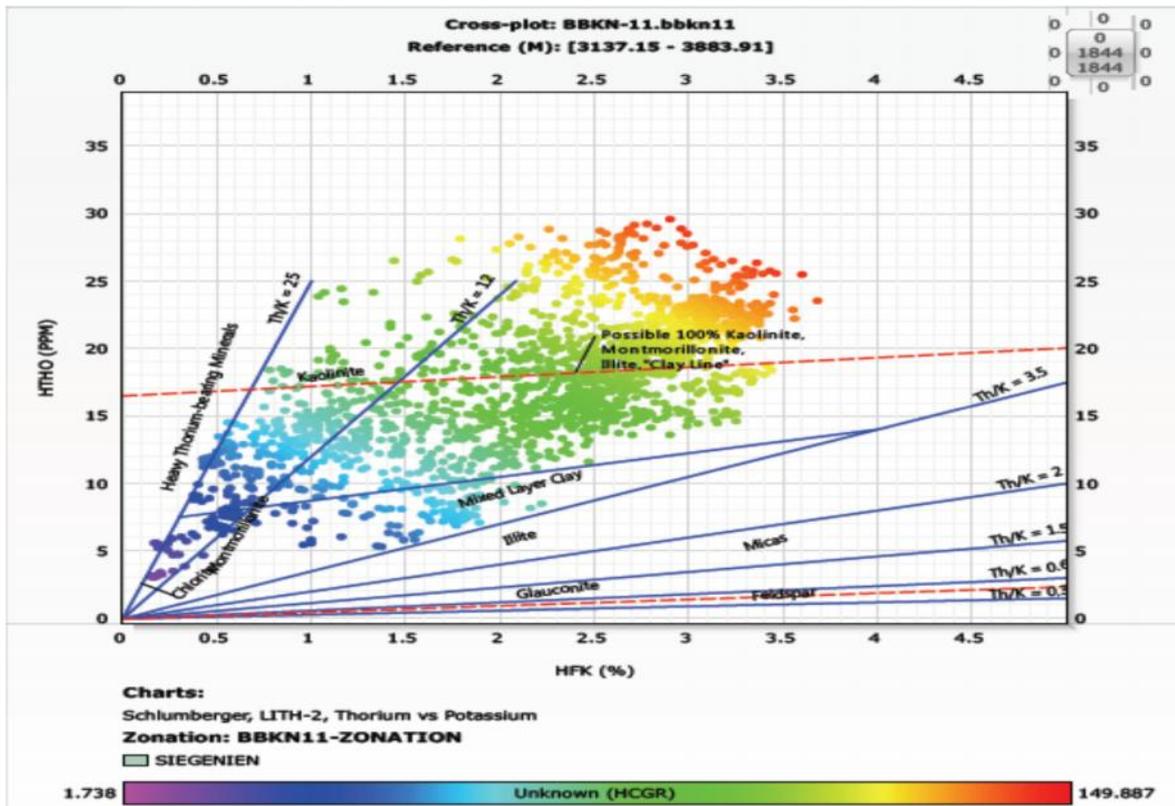


Figure32: Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN11)

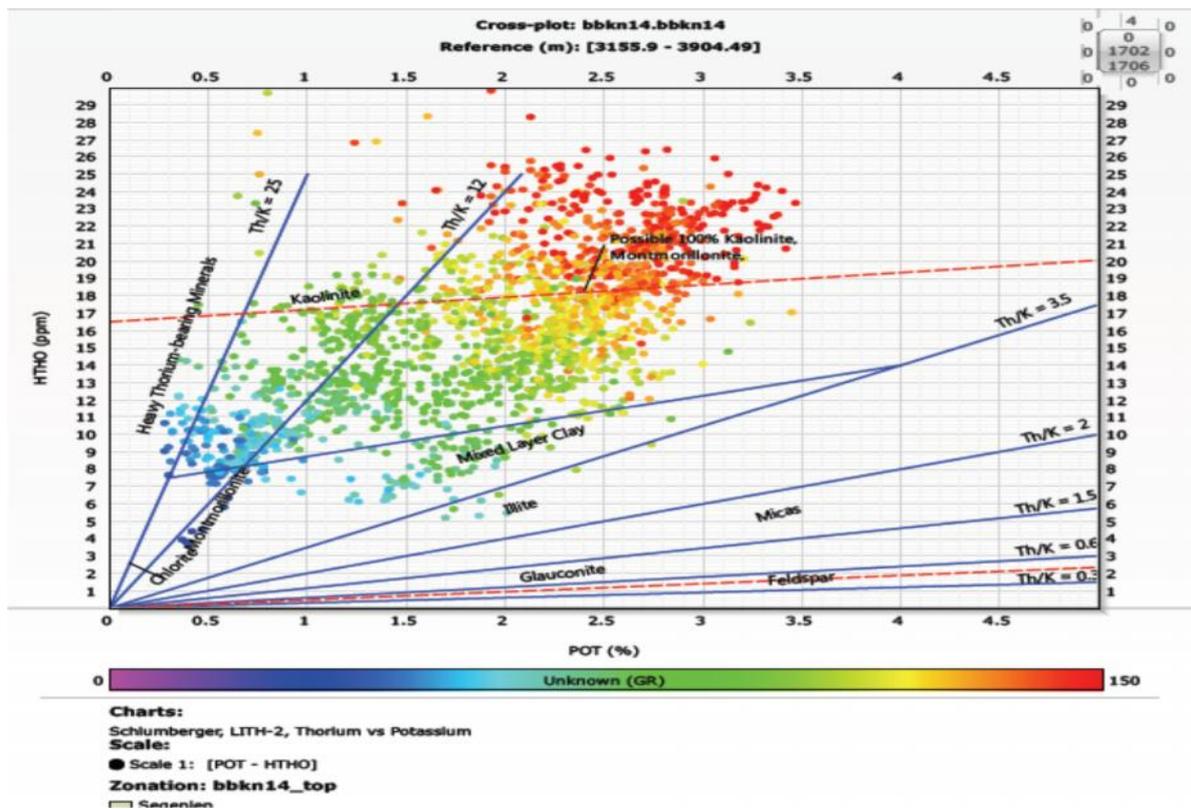


Figure33: Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN14)

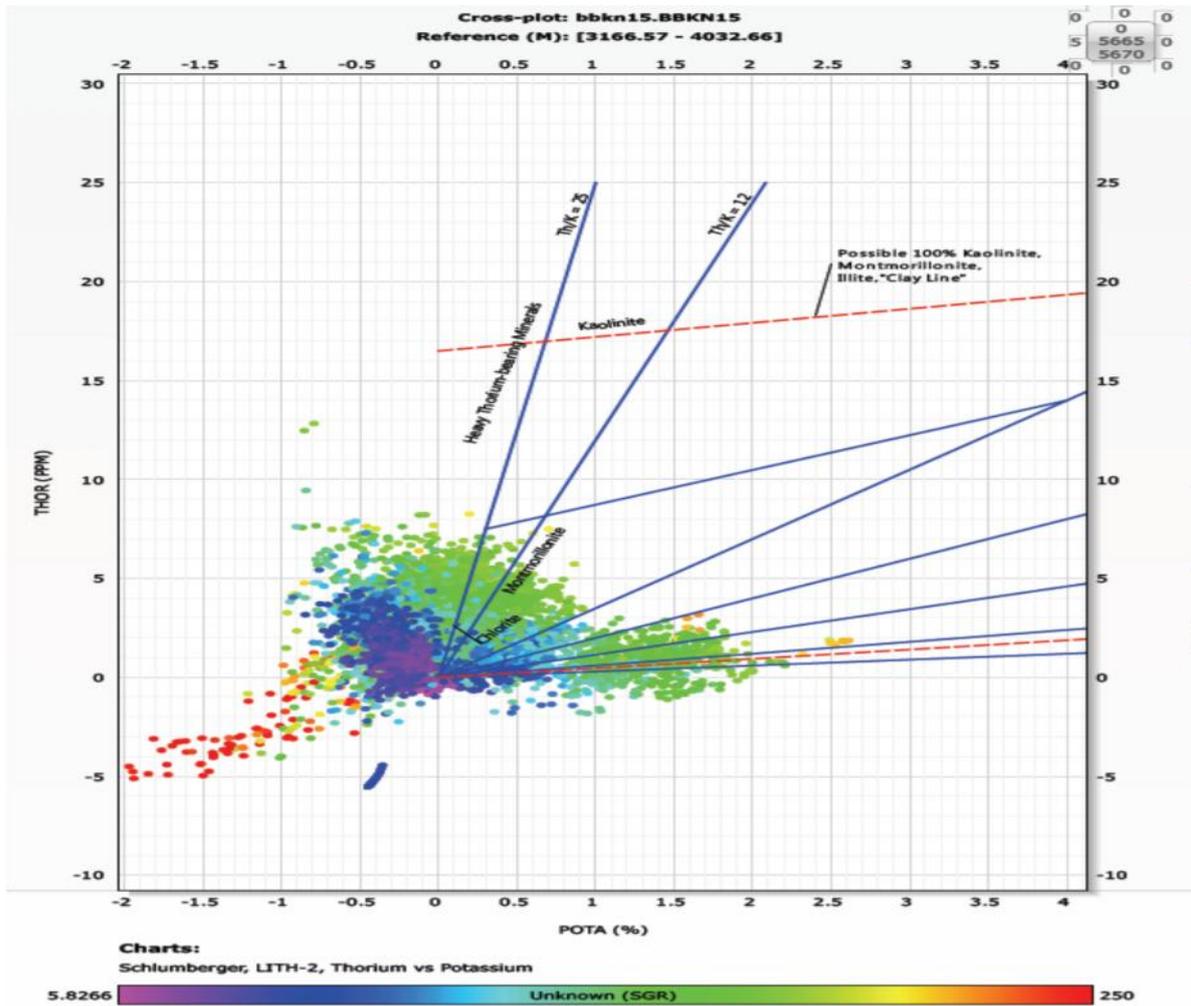


Figure34: Abaque LITH-2, Thorium vs Potassium (BBKN15)

### III. Corrélation et modélisation des paramètres de réservoir siégenien

Cette partie a mené afin de cerner l'extension latérale de réservoir dans le champ étudié, en présentant des coupes et des corrélations géologiques. Une étude de distribution des paramètres pétrophysiques (Porosité, perméabilité) et certains paramètres géologiques en fonction de la profondeur fait l'objet aussi dans cette partie, basée essentiellement sur des interprétations des cartes en isovalues et des modèles 3D réalisée par le logiciel *Pétrel*.

#### III.1 Structure et géologie de Bir Berkine Nord

Des études antérieures faites au niveau du BBKN montrent que ce champ a une structure positive bien définie, affecté par un jeu de failles causant un piège d'hydrocarbures [1]. On note l'existence de deux failles majeures.

Deux coupes géologiques réalisées par le logiciel pétrel :

La première a une direction NE-SO (fig35) traversé par 04 puits (BBKN-5-2-4-10) et la deuxième de direction NO-SE (fig36) recoupant 04 puits (BBKN-1-7-11-14)

Dans la première coupe, l'épaisseur apparaît plus au moins stable, l'épaisseur du niveau C diminue progressivement de NE vers le SO, par contre le niveau D présente une épaisseur mince et stable dans toute la section. Notant qu'il y a une faible activité tectonique, avec la présence de quelques failles de faible rejet.

La deuxième section NO-SE, l'effet de l'activité tectonique est plus remarquable. La structure est affectée par deux failles majeures qui s'élèvent la partie centrale de la structure en donnant naissance à un horst (fig37). Dans cette direction, les épaisseurs de différents niveaux apparaissent plus ou moins stables.

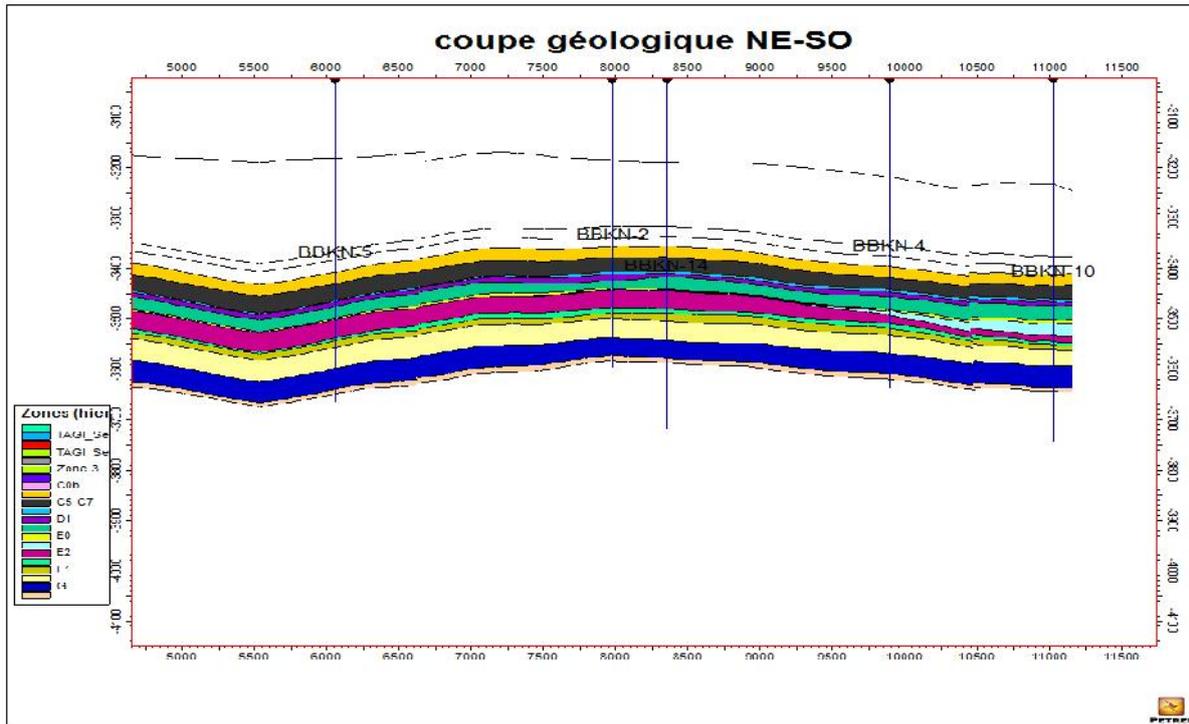


Figure34 : Coupe géologique NE-SO (puits BBKN5-2-14-4-10)

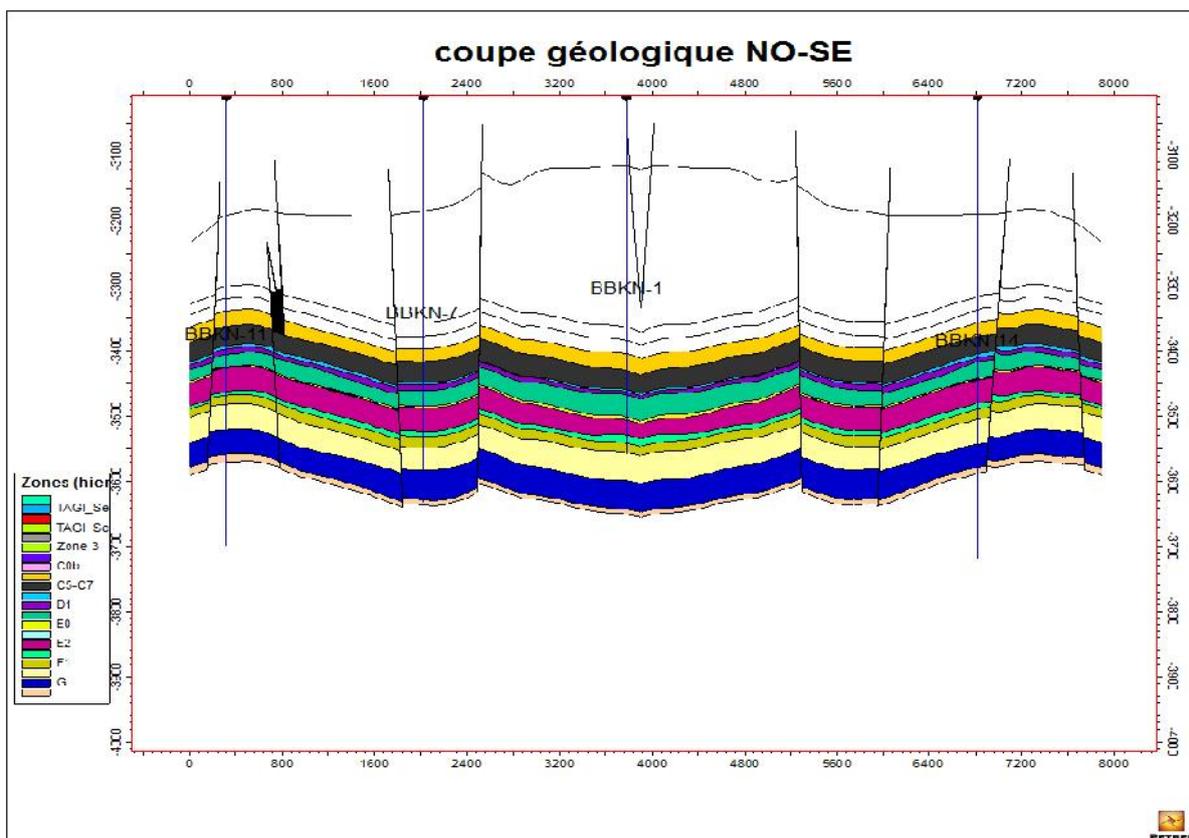


Figure35 : Coupe géologique NO-SE (puits BBKN11-7-1-14)

### III.2 Interprétation des cartes :

#### III.2.1 Carte isobathes de siégenien

La carte réalisée par *Pétrel* au toit de réservoir siégenien montre que :

Cette structure est traversée par deux faille orientées NE-SO formant une forme d'un horst relativement étroit, La faille occidentale présente un fort rejet de l'ordre de 150 m ; le rejet de la faille orientale est plus faible (de l'ordre de 50 m).le toit de siégenien est plus élevé eu centre aux alentours des puits BBKN(2-11-12-14) a une profondeur environ de -3300 ,Cette structure est plus basse en s'éloignant du l'axe du faille dans la direction NE-SW vers les puits BBKN-(1-6-8-13-16) à profondeur de (-3425m).

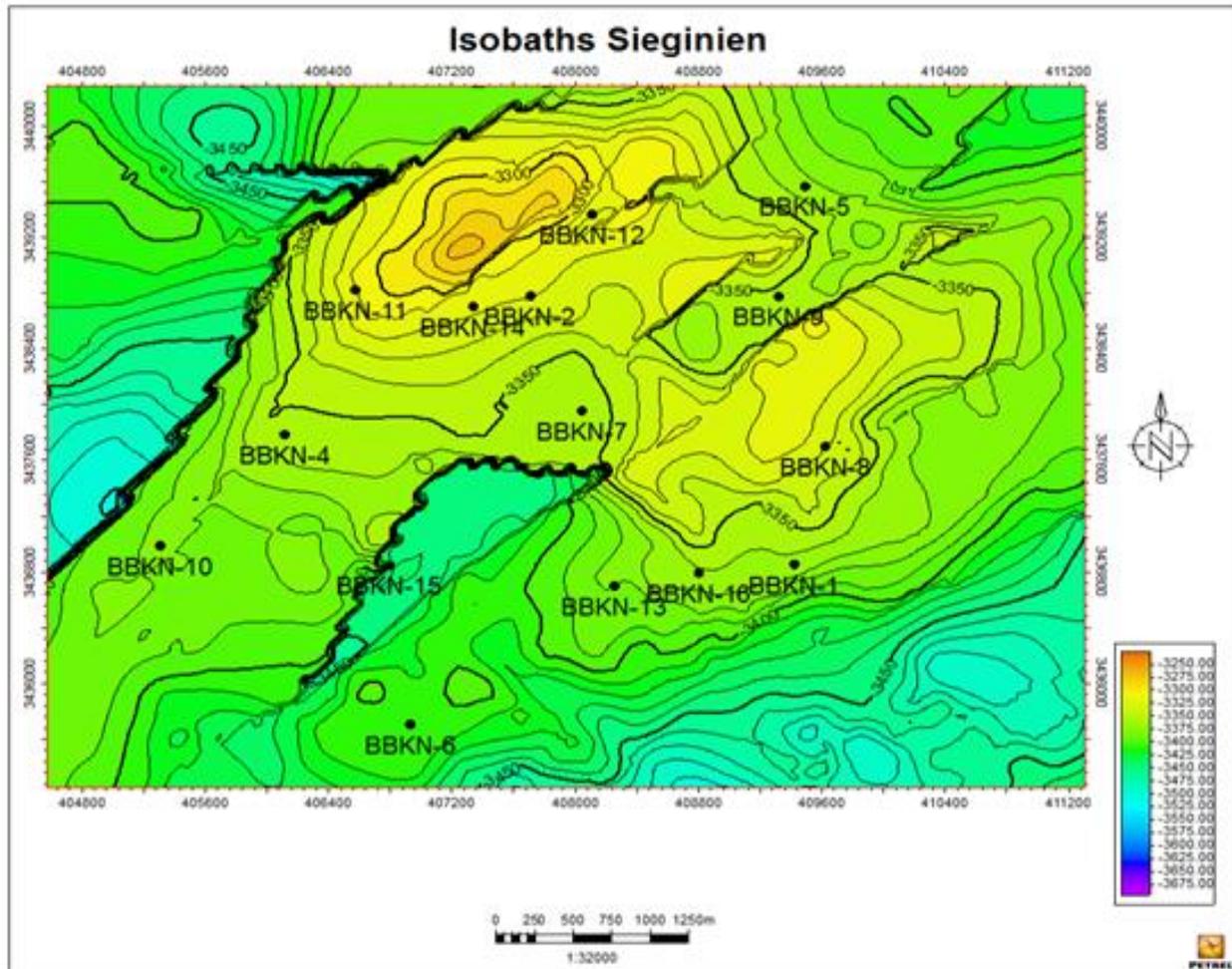


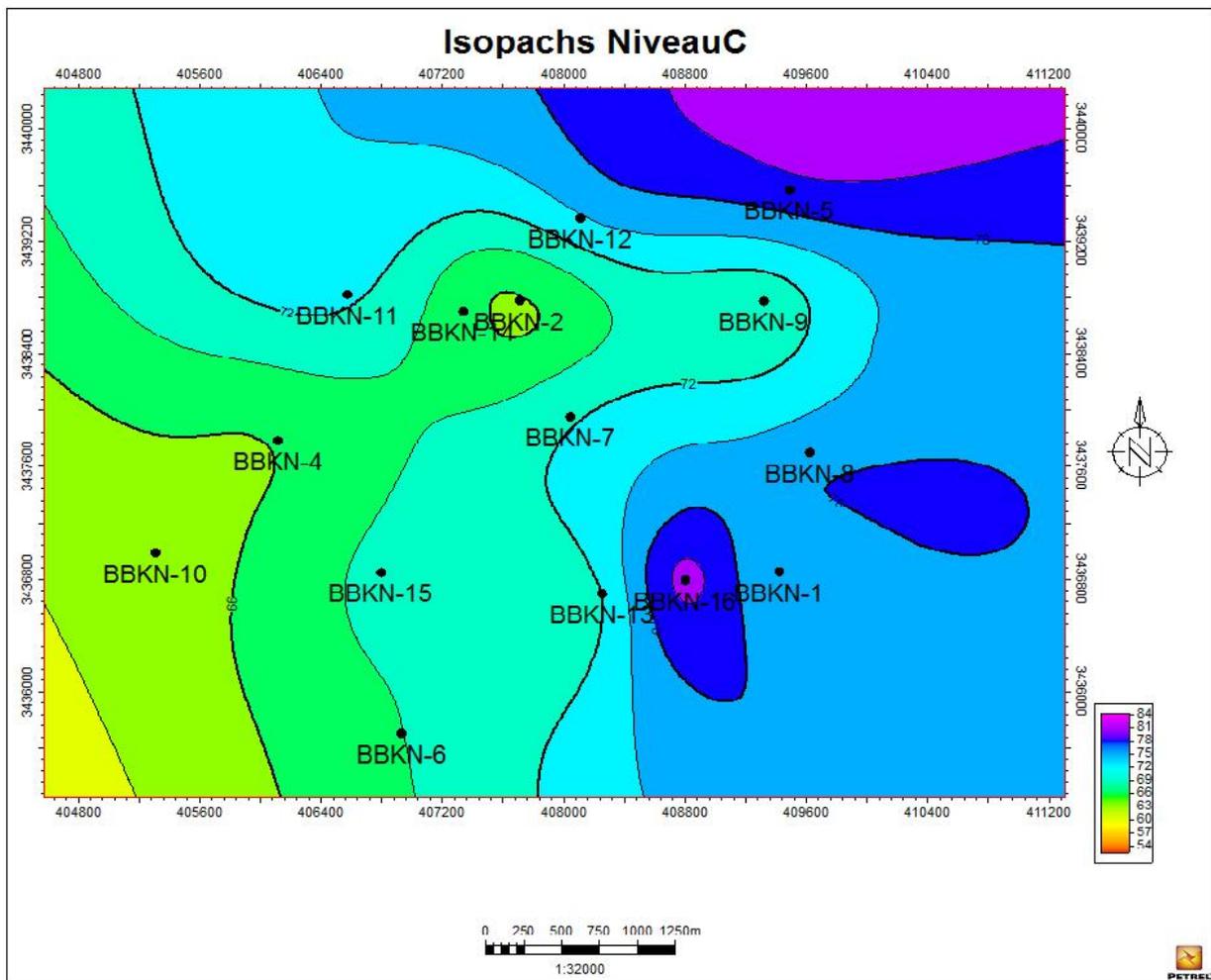
Figure36 : Carte en isobathe de siégenien

### III.2.2 Les Cartes en isovaleurs des niveaux réservoir de siégenien

Des cartes en isovaleurs sont faites dans chaque niveau réservoir du siégenien, expliquant la tendance de la variation d'épaisseur et les différents paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) caractérisant l'ensemble de ces horizons réservoirs.

#### Niveau C

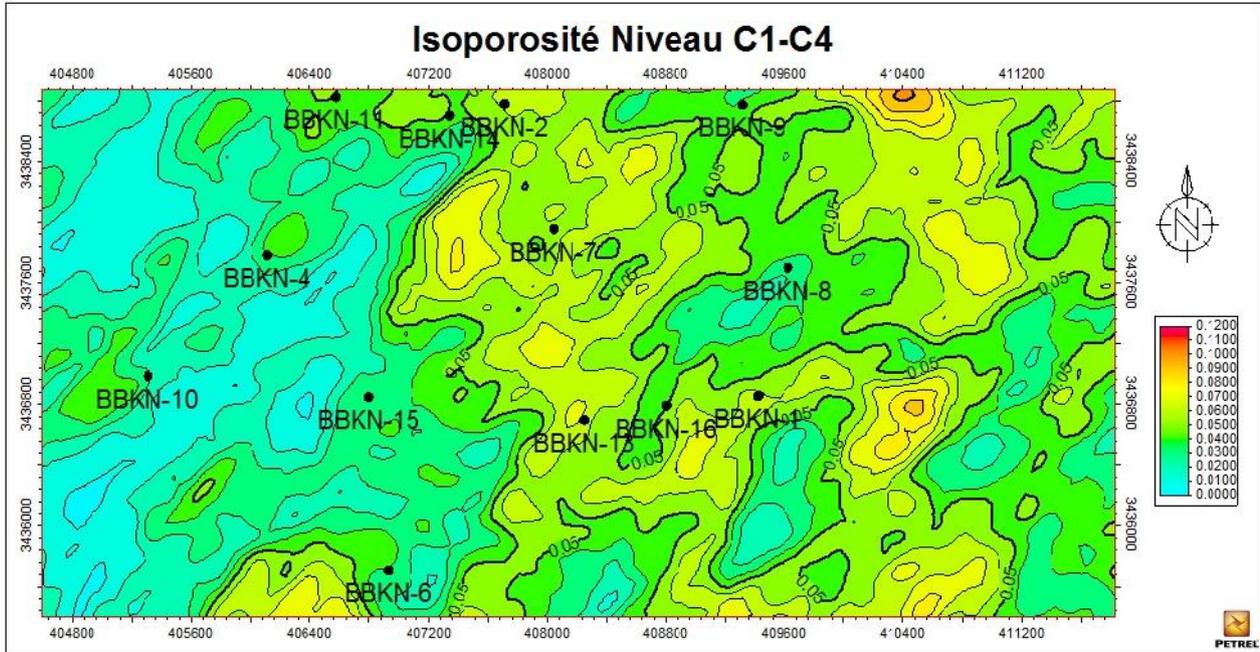
La carte en isopaque de niveau (C) montre une augmentation d'épaisseur suivant la direction SO vers NE. L'épaisseur maximale est observée au niveau du BBKN-16 avec la valeur de 84 m. Cette variation est liée au régime irrégulier de sédimentation.



**Figure 37 :** Carte isopaque de niveau C de siégenien (SH /DP Projet BBK & BBKN)

**La carte en isoporosité de niveau C (c1\_c4)**

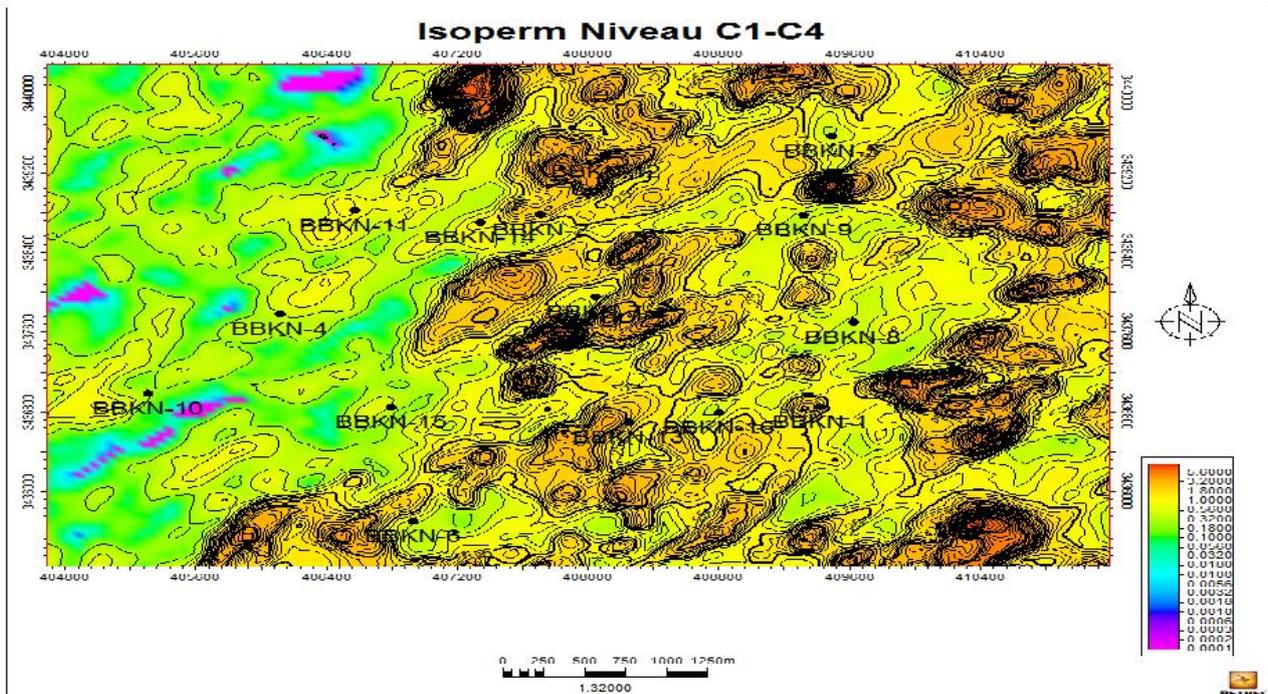
Avec des valeurs allant de 0,02 à 0,10 (2% à 10%), le niveau C présente une faible à bonne porosité effective (corrigée). Les faibles valeurs sont enregistrées dans la partie Ouest, et plus exacte au voisinage des BBKN-4-10-15-6, où la porosité ne dépasse pas 4%. A l'Est, la porosité est plus bonne, elle atteint 10% .



**Figure38** : Carte isoporosité de Niveau C (C1\_C4)

**La carte isoperméabilité de niveau (C1\_C4)**

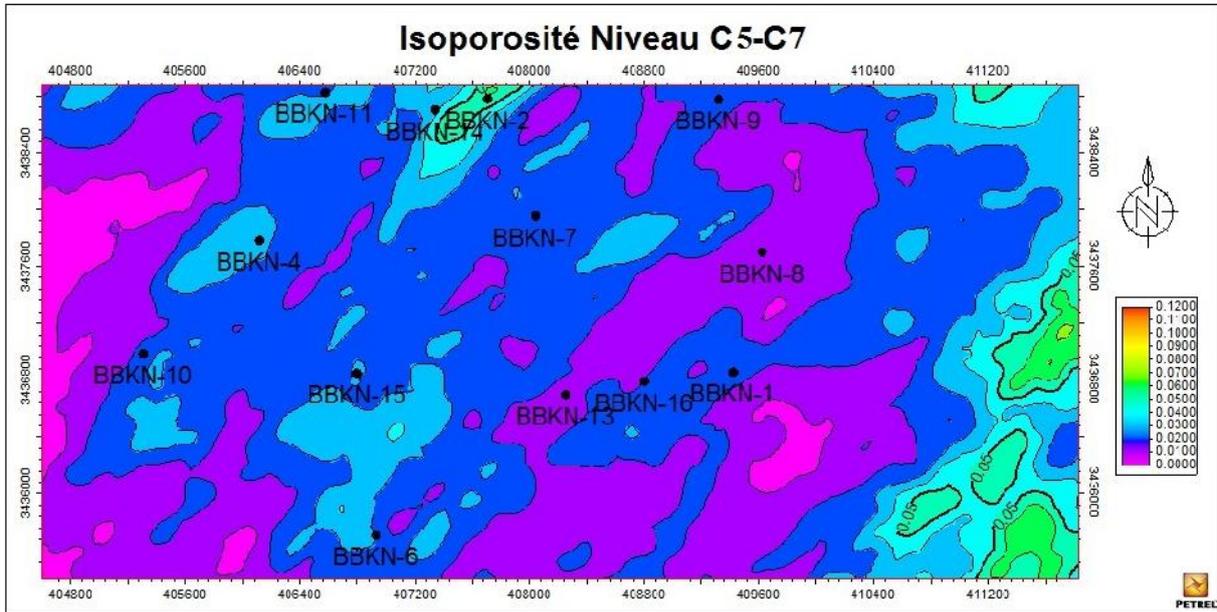
Le niveau C montre une perméabilité très faible (0,1 à 5,6 md) ; les valeurs de perméabilités augmentent de O vers E proportionnellement avec la porosité au niveau de tous les puits.



**Figure 39** : carte en isoperméabilité de niveau C (C1\_C4)

**La carte en isoporosité de niveau de toit de C (c5\_c7)**

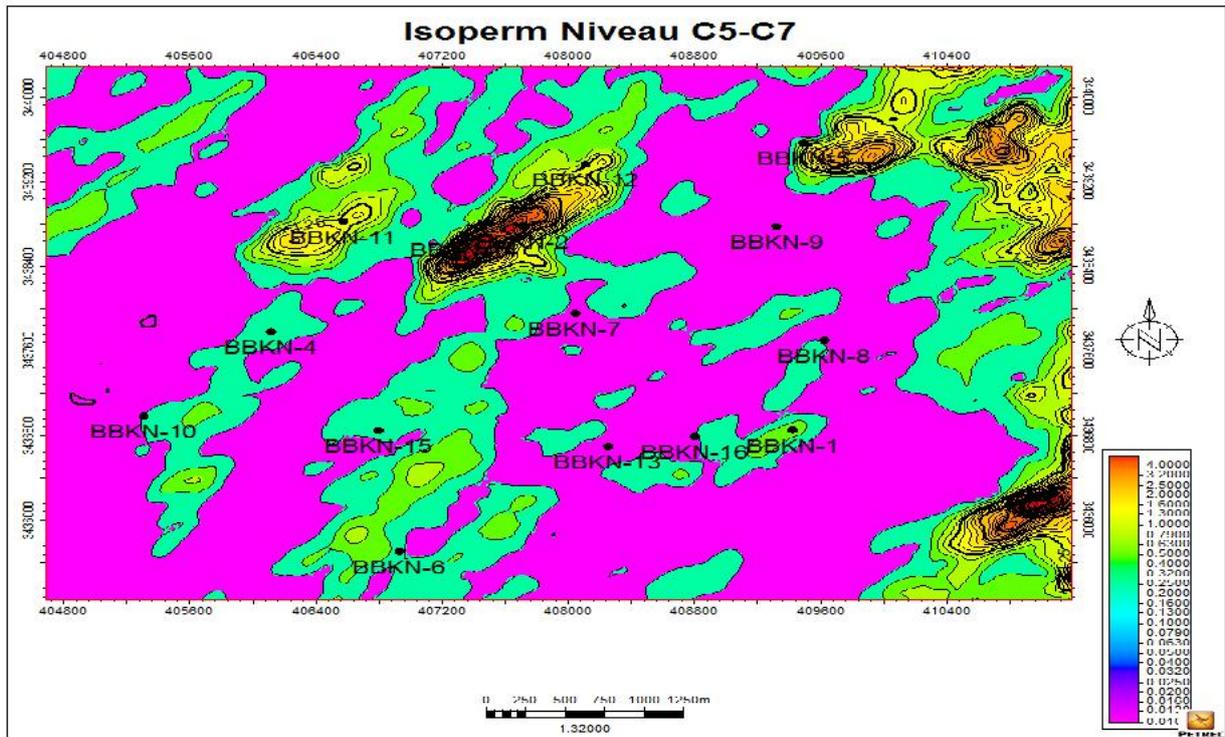
D'une manière générale, ce niveau est caractérisé par une faible porosité effective dans l'ensemble où les valeurs ne dépassent pas le 6%.



**Figure 40 :** Carte en isoporosité de niveau C (C5\_C7)

**D'après la carte isoperméabilité de niveau (C5\_C7)**

Ce niveau montre une perméabilité très faible dans l'ensemble des puits et ne dépassant pas 4 md. Les valeurs maximales sont enregistrées dans les puits BBKN-2-11-12-14-5-11.

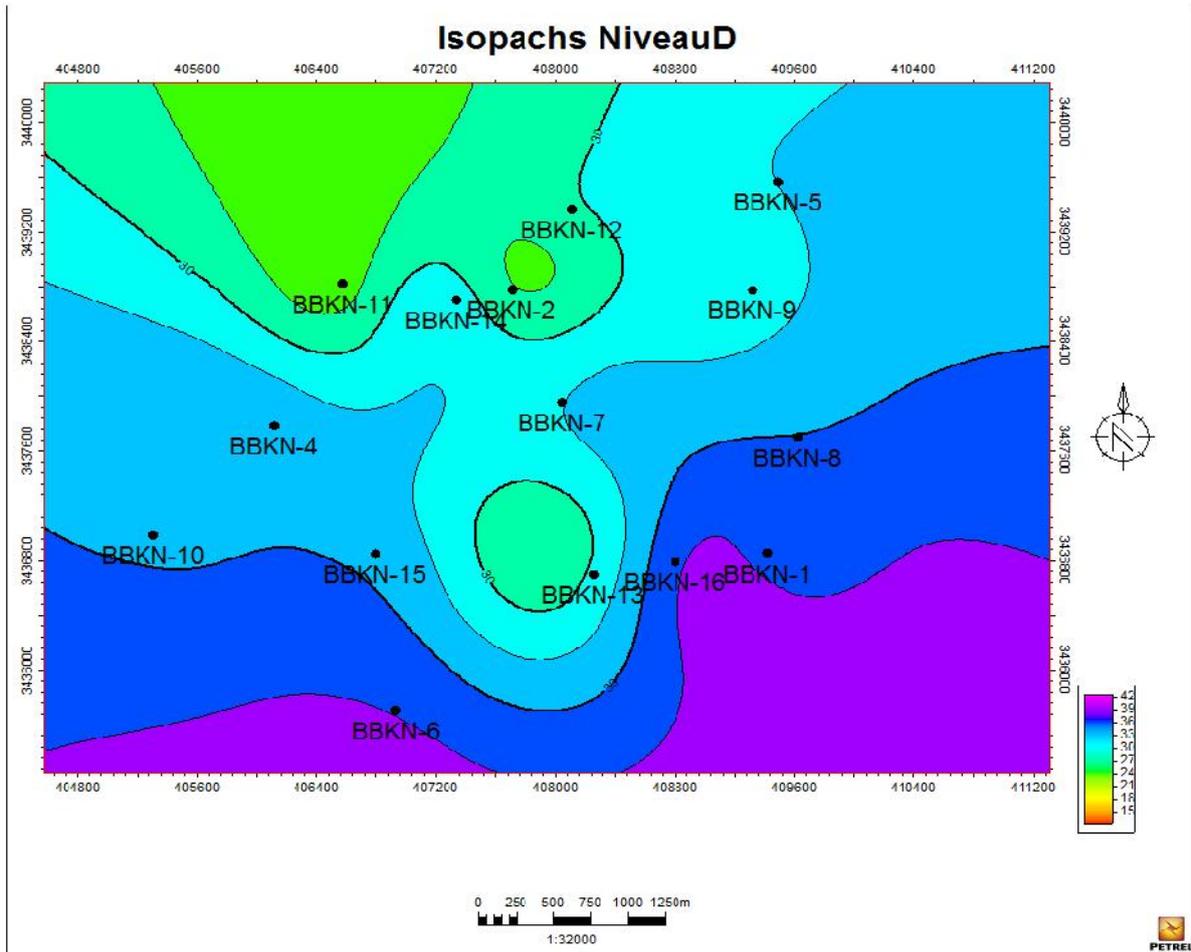


**Figure 41 :** Carte en isoperméabilité de niveau C (C5\_C7)

**Niveau D**

**La carte en isopaque de niveau D**

L'allure des courbes en isopaqes montre une augmentation d'épaisseur du Nord vers Sud, l'épaisseur maximale est observée au niveau de BBKN-1-8-16-6 avec une valeur de 38m, en allant vers le Nord les valeurs se diminuent jusqu'à une valeur minimale de 24m autour du puit BBKN-11.



**Figure 42 :** Carte en isopaque de niveau D (SH /DP Projet BBK &BBKN)

**La carte en isoporosité de niveau D**

il est divisé en même temps en deux niveaux : D1 ayant des valeurs varient entre 0,01 et 0,06 (1% à 6%), la valeur de porosité effective est presque nulle (0,01) autour du 5 puits BBKN-(1-6-8-9-16), elle atteint sa valeur maximale (0,05 à 0,06) au centre dans deux puits BBKN(7-13). Dans le niveau D2, les valeurs de porosité peuvent atteindre 08% au niveau de 3 puits (BBKN7-8-9) situés dans la partie Nord – Est. Les autres puits reflètent des valeurs absolument faibles.

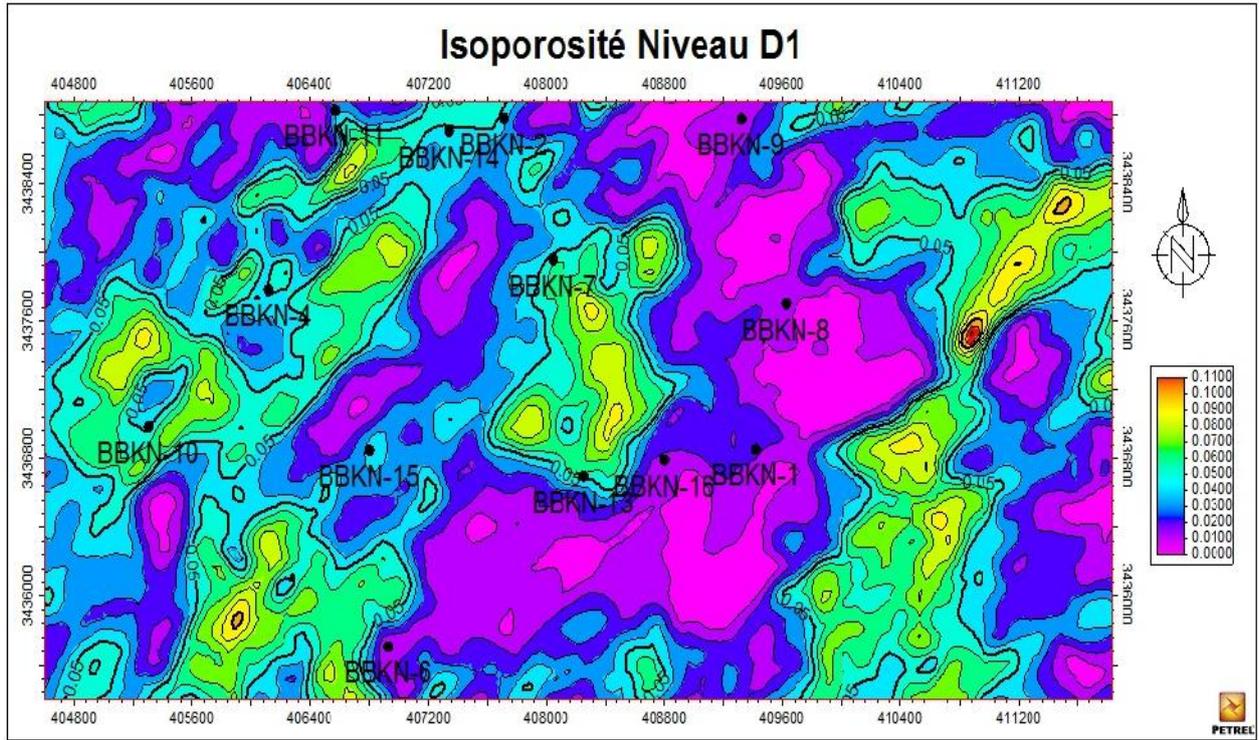


Figure 43 : Carte en isoprosité de niveau D (D1)

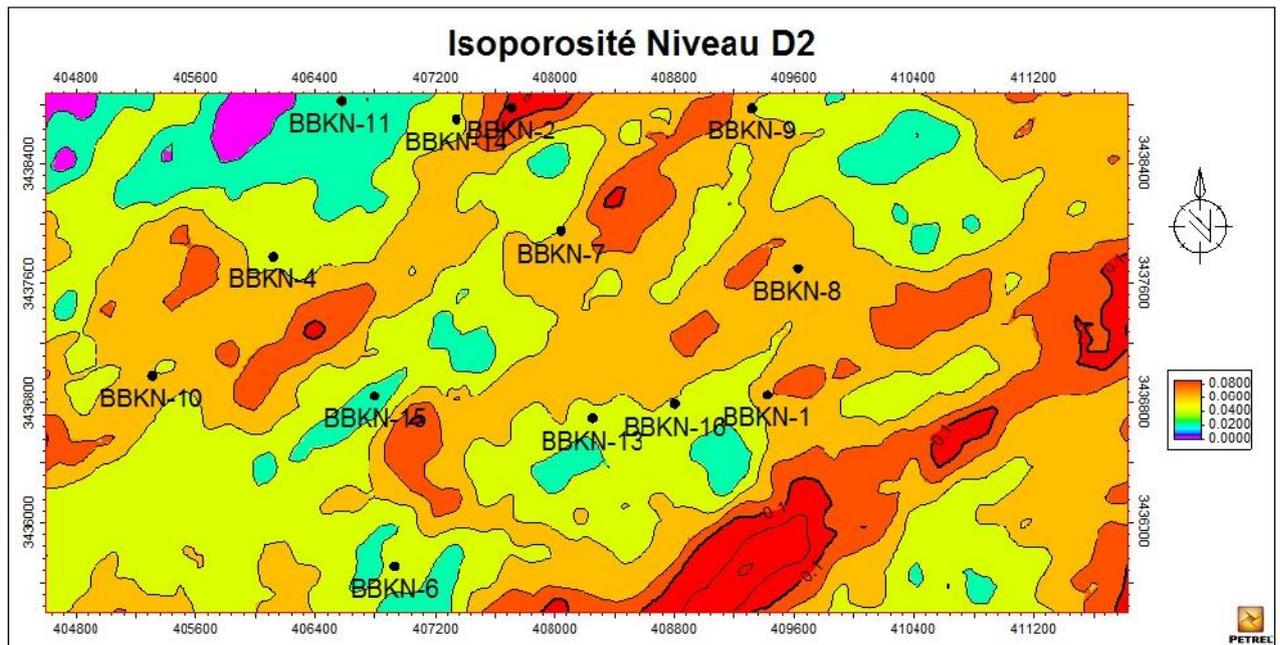
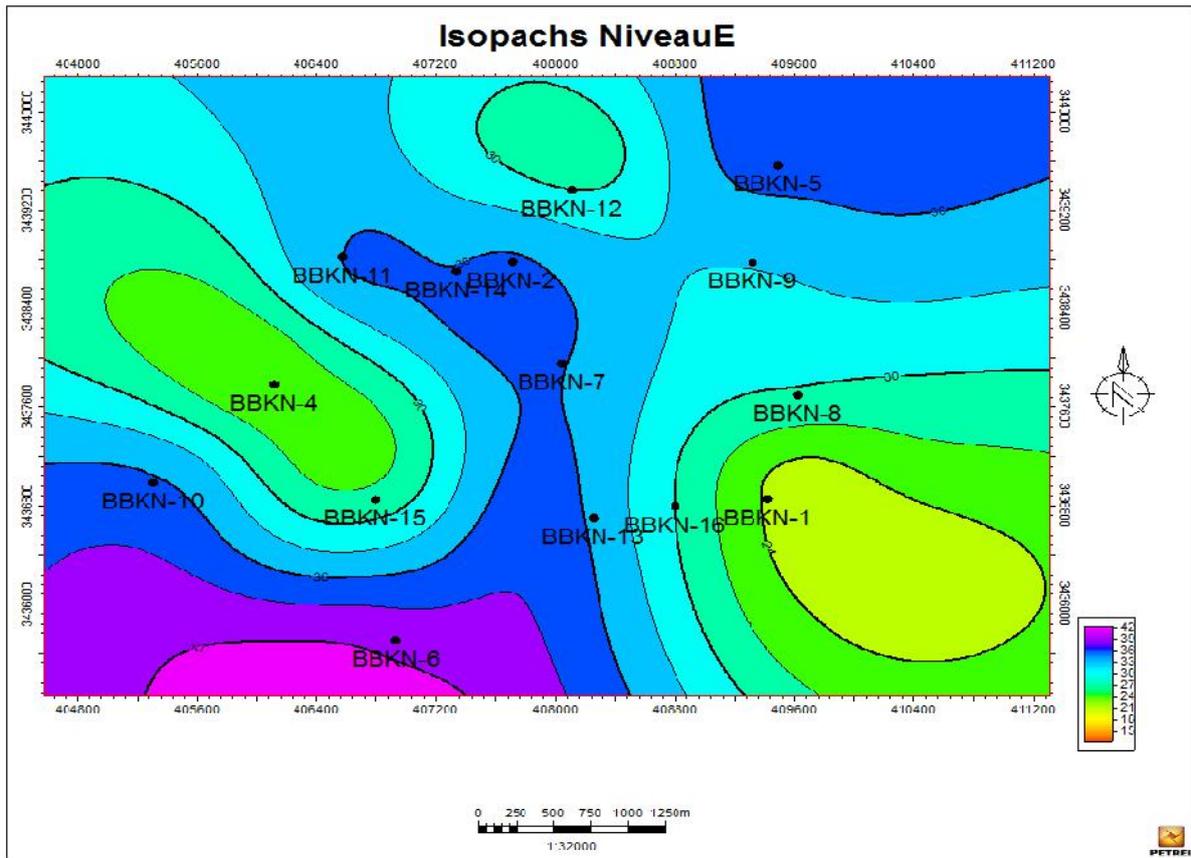


Figure 44 : Carte en isoprosité de niveau D (D2)

**Niveau E**

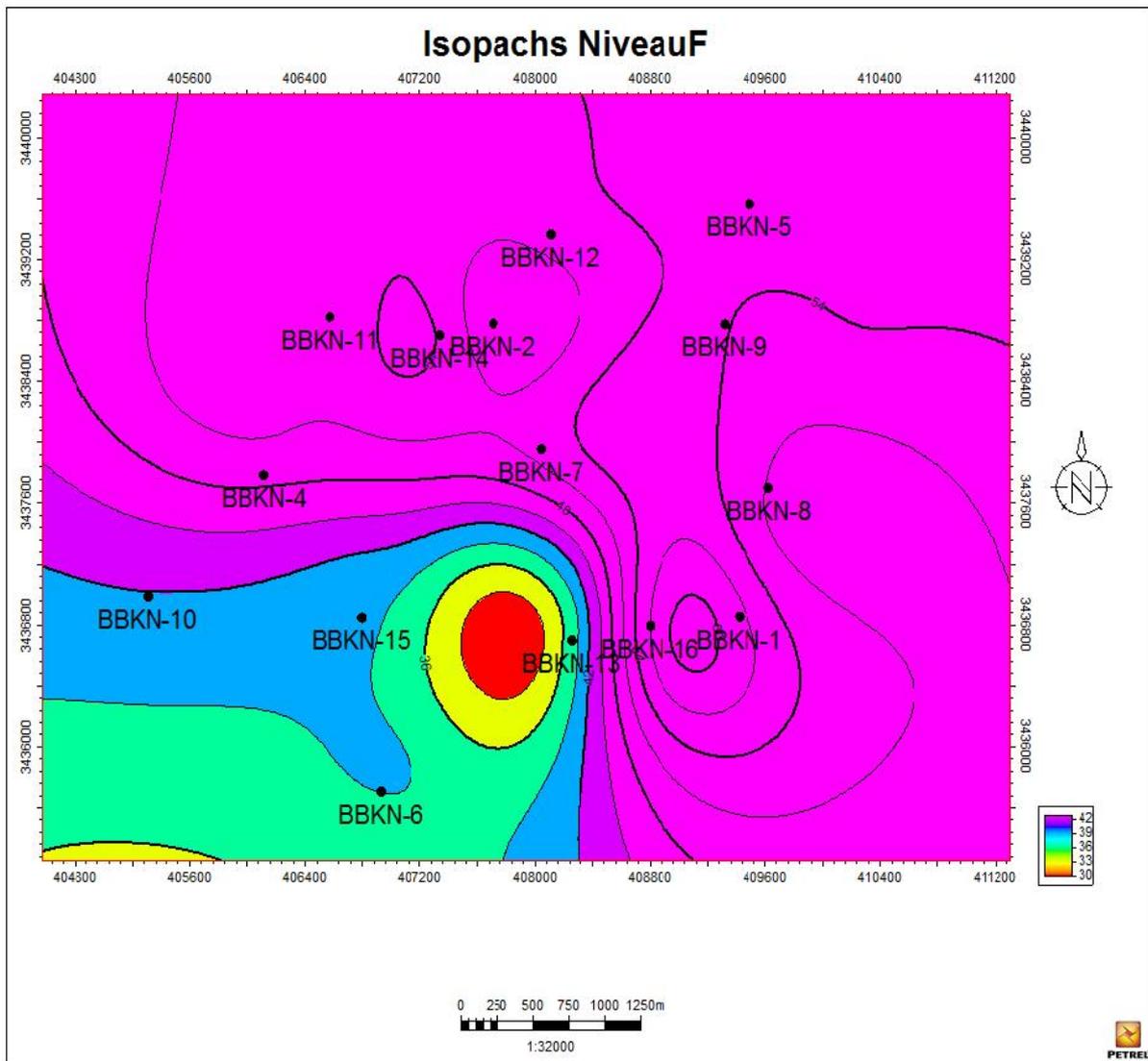
**Carte en isopaque au toit de niveau E :** La carte en isopaque de niveau E montre un épaisseur qui varie d'un puits à l'autre, d'une façon aléatoire sans direction privilégié. L'épaisseur maximale est remarquée au puits BBKN6 avec une valeur de 40 m, l'épaisseur aux alentours des puits BBKN (2-5-7-11-14-10) est de l'ordre de 36m, les autres puits BBKN (1-4-15) montrent les plus faibles épaisseurs (21 à 24 ).



**Figure 45:** Carte en isopaque de niveau E (SH /DP Projet BBK &BBKN)

**Niveau F**

**Carte en isopaque de niveau F :** La carte en isopaque de niveau (F) montre une variation faible. L'épaisseur varie entre (36 à 42) m, la valeur maximale dans la partie NORD-EST pour la plupart des puits est 42m diminue vers la partie SUD-OUEST dont la valeur minimale observée au niveau de 4 puits BBKN (15-10-6-13) de l'ordre 36m.



**Figure 46 :** Carte en isopaque de niveau (SH /DP Projet BBK &BBKN)

### III.3 Corrélation à travers les puits

Le but de corrélation est de voir l'extension latérale des différents réservoirs à travers l'ensemble des puits étudiés puits, en déterminant des éventuels changements dans la lithologie et des épaisseurs à travers la région d'étude. Un puit

Une première corrélation (fig49) est faite entre les puits BBKN-5, BBKN-7 et BBKN15 l'érosion hercynienne est plus au moins intense, affectant la couverture de siégenien vers le Sud-Ouest de la structure (BBKN15).

La deuxième corrélation (fig50) montre que les formations évoluent en escalier de SE vers le NW. L'érosion s'accroît vers le NW jusqu'à BBKN-2, dans cette direction le dévonien est complètement érodé en arrivant au puits BBKN-3 (ce puits n'apparaît pas dans la corrélation). Au NW, l'effet de la faille majeure est clairement marqué sur cette coupe. Cette faille dessine nettement la limite Est du champ.

D'après ces corrélation à travers les puits de notre deux section on a pu conclure que :

- La structure est plus au moins stable dans la direction NE-SW. L'évolution des parties gréseuses du siégenien montrent une continuité le long de coupe.
- Cette corrélation ne montre pas des changements importants, l'érosion a touché la partie supérieure du dévonien, alors que le réservoir siégenien est complètement présent dans la section (Niveau C et D)

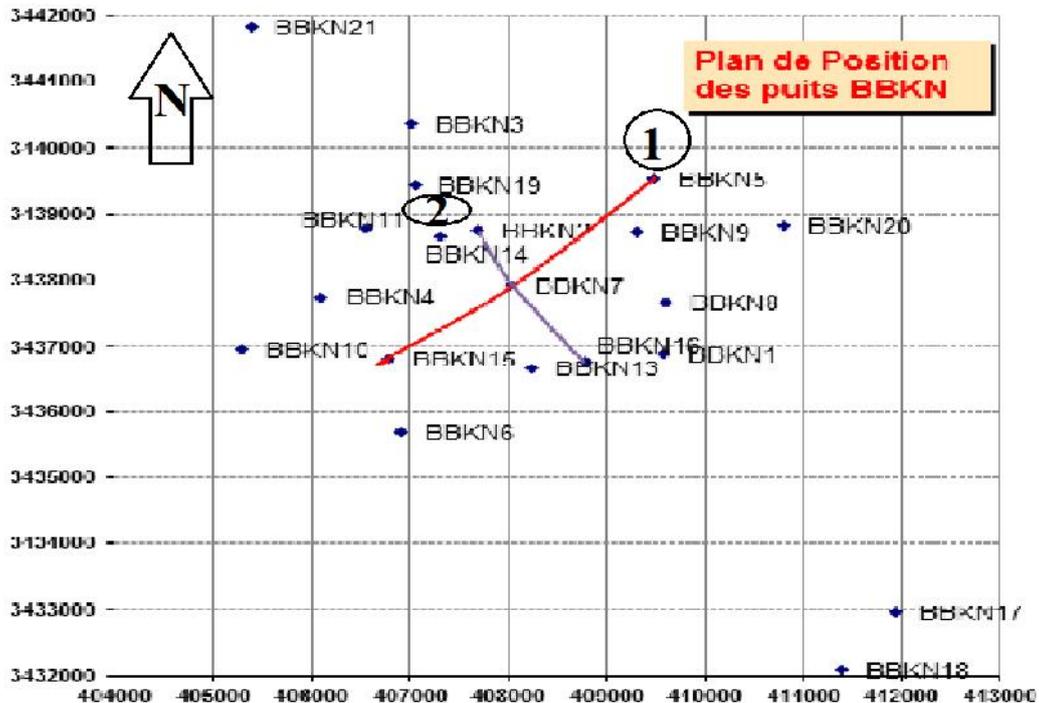


Figure 47 : Cross Section de puits de BBKN (RDI BBKN20).

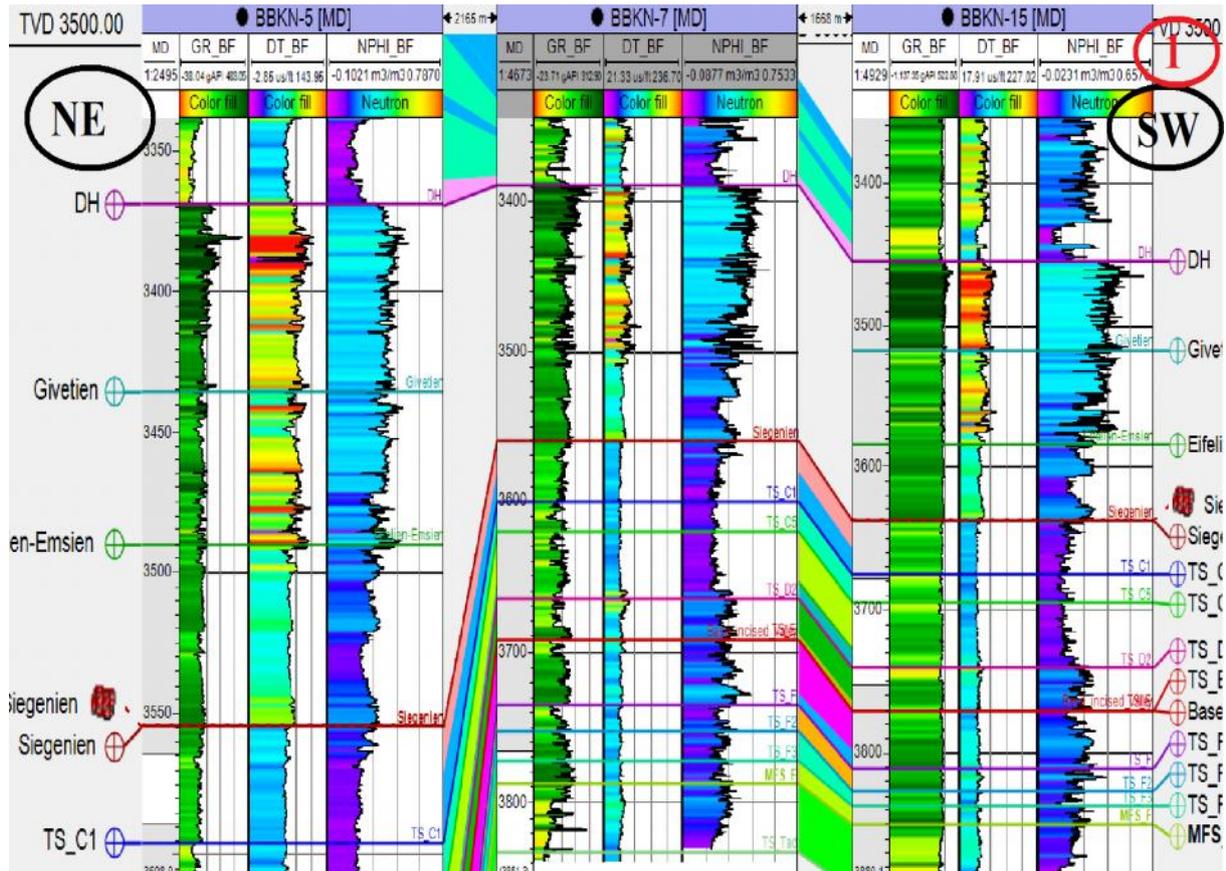


Figure 48 : Corrélation entre les puits BBKN (5-7-15)

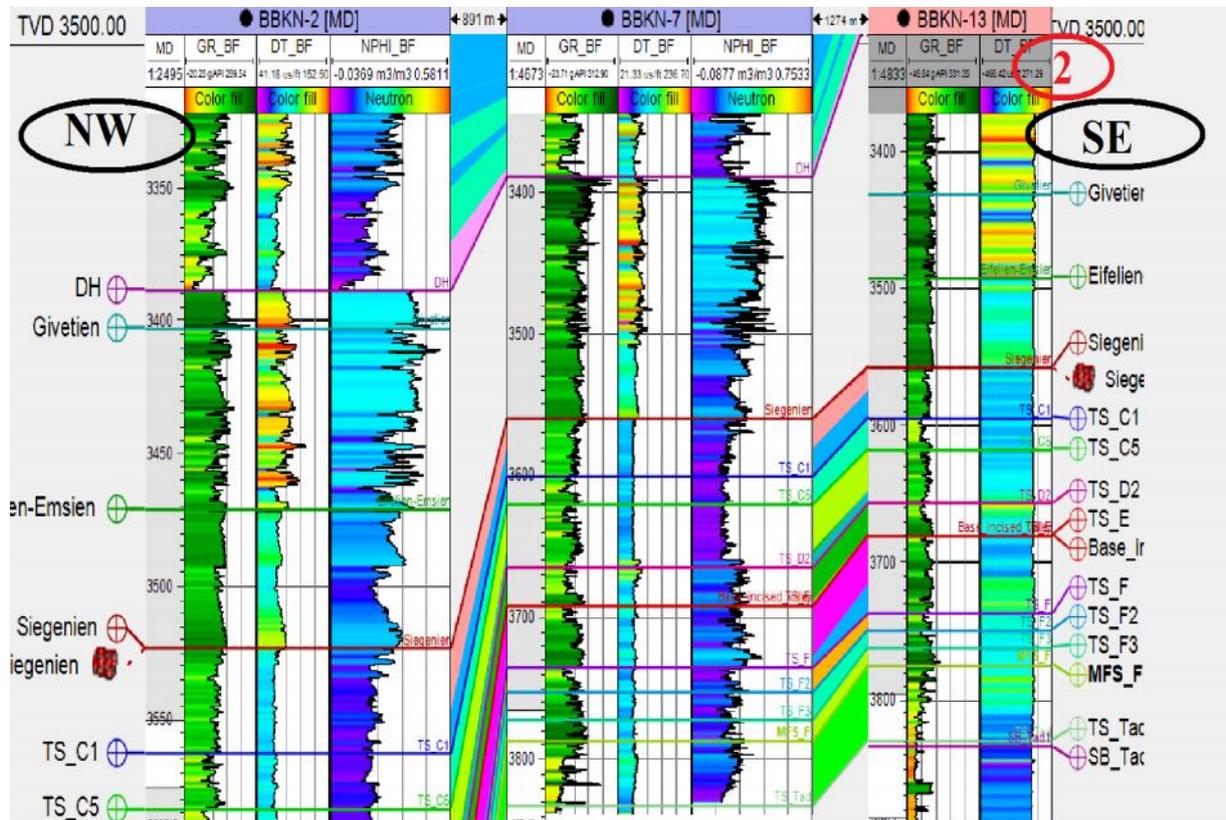


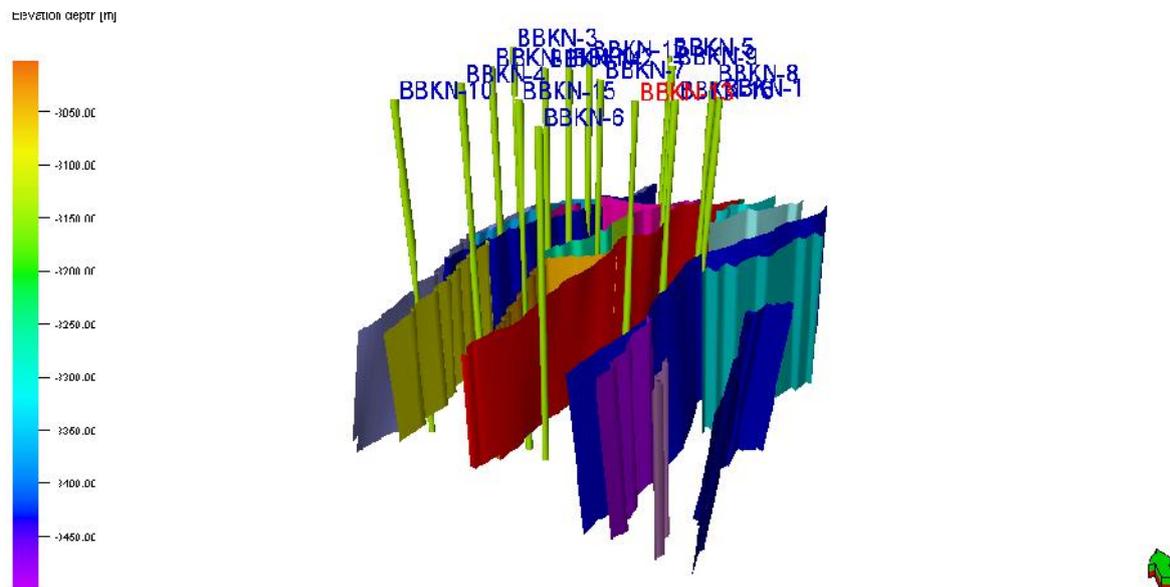
Figure 49 : Corrélation entre les puits BBKN (2-7-13)

### III.4 Modélisation de réservoir

#### III.4.1 Modèle des failles

Un modèle structural de la région d'étude est construit en utilisant des données sismiques (failles en 2D) ainsi que le top et le mur de la formation étudiée (à partir des diagraphies) afin d'établir des plans de failles en 3D qui constituent l'architecture du modèle Structural utilisé pour étudier les réseaux des failles dans le but d'optimiser une future production.

Ce modèle montre que la majorité des failles dans ce champ ont une direction Nord Est –Sud-Ouest



**Figure 50** : modèle de faille de réservoir Siégenien Champ de BBKN

#### III.4.2 Modèle de porosité

Il faut noter que la porosité prise dans la construction de ce modèle est la porosité totale ou brute, c'est-à-dire la porosité des argiles est incluse aussi dans les différentes valeurs.

D'une manière générale, la porosité varie dans la totalité du réservoir siégenien au champ de BBKN, elle prend des valeurs entre (7 – 13 %) dans le niveau C et entre (7 – 17 %) dans le niveau D.

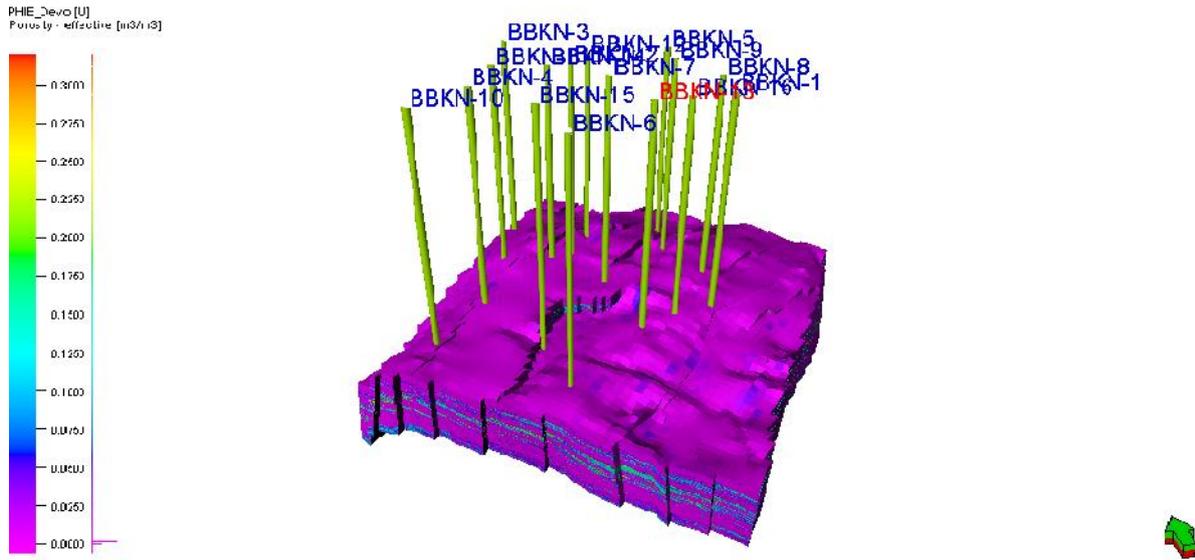


Figure 51 : Modèle de porosité de réservoir Siégenien Champ de BBKN

### III.4.3 Modèle de perméabilité

Les valeurs de perméabilités montrent des variations significatives ; des valeurs comprises entre 1 et 8 md sur le niveau C et D dans la totalité des puits du champ de BBKN.

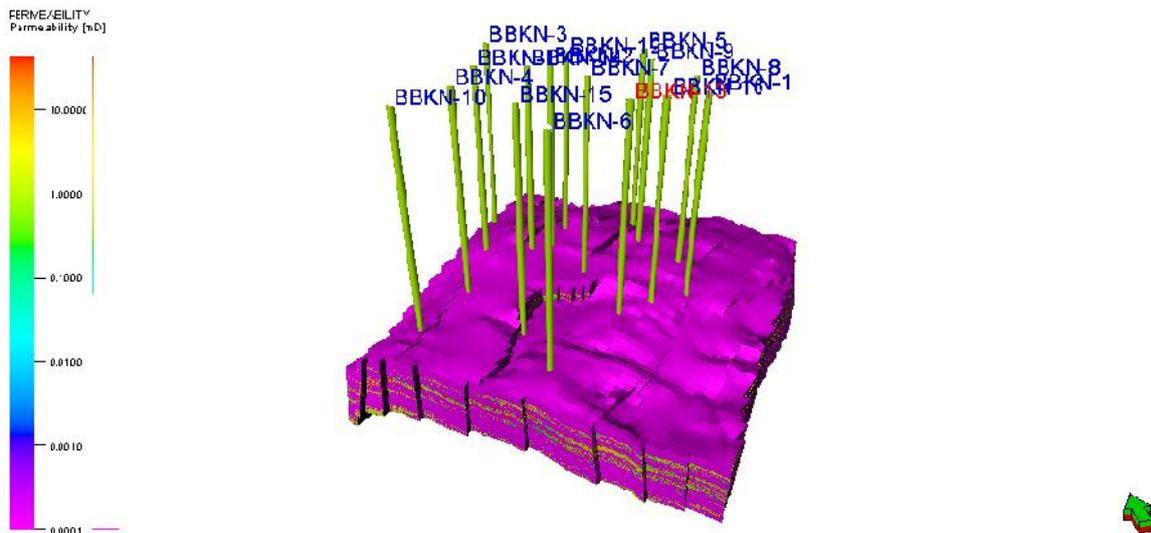


Figure 52 : Modèle de perméabilité de réservoir Siégenien Champ BBKN

### III.4.4 Modèle de faciès

Le modèle de faciès est construit à la base d'une Méthode probabiliste à partir des logs composite (gamma ray et neutron densité)

On a présenté toutes les données collectées de la structure BBKN sous forme d'un modèle géologique, qui est le résultat de la répartition dans l'espace Tridimensionnel des valeurs pétrophysiques ainsi que du faciès.

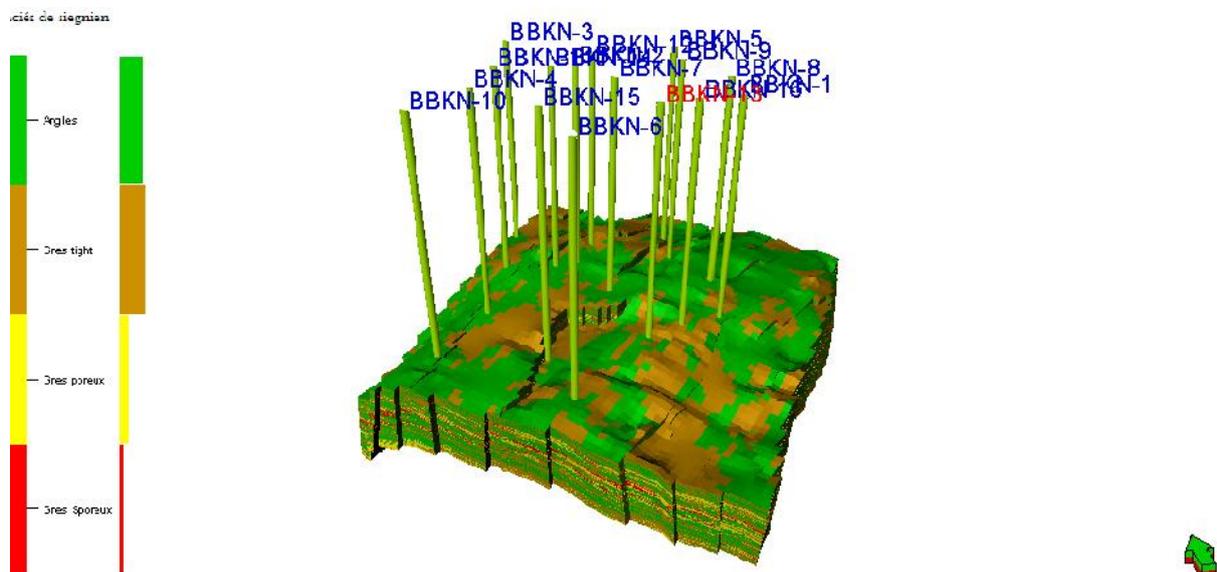
Le Siégenien est représenté par une épaisse série argilo-gréseuse d'origine marine.

La description des carottes à l'échelle des puits sur une petite épaisseur peut classifier les lithofaciès trouvés.

Quatre associations de faciès caractérisant les dépôts du Siégenien :

- Argile (shale),
- Grés Tight,
- Grés poreux
- Grés super poreux.

Ces lithofaciès sont distribués sur l'épaisseur totale du réservoir avec la dominance des argiles et les grés tight.



**Figure 53 :** Modèle de Faciès de réservoir Siégenien champ de BBKN

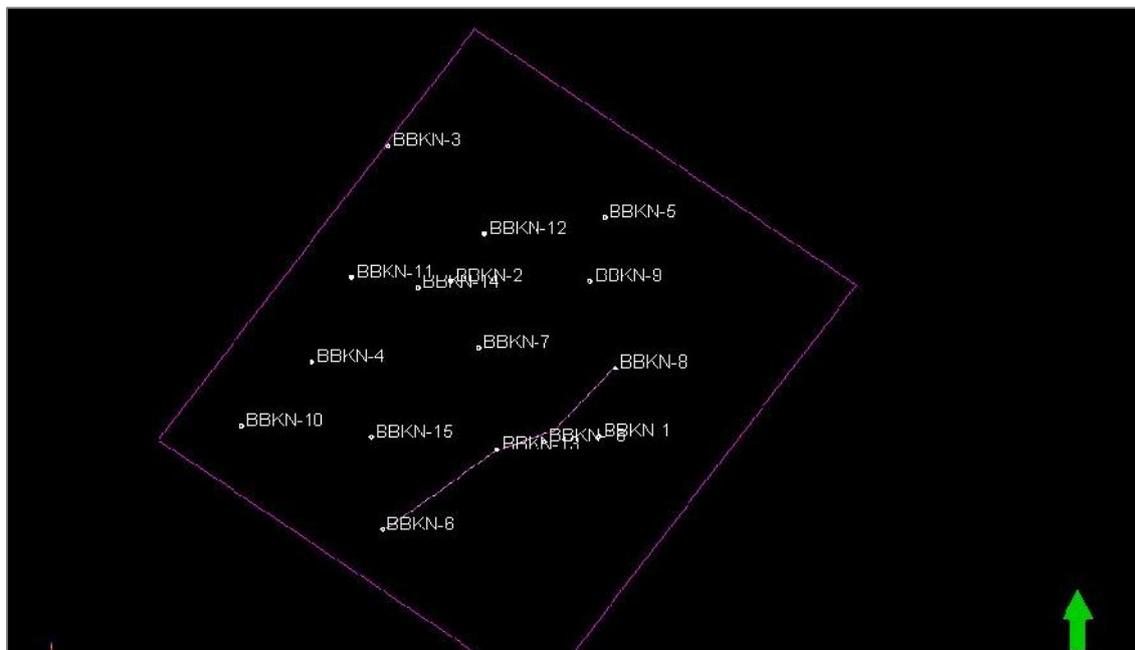
A fin de cette partie on conclue que l'évolution spatiale des paramètres pétrophysiques du réservoir siégenien (porosité, Perméabilité) est représentée sous forme de cartes. L'interprétation de l'ensemble des cartes établies montre des variations spectaculaires de ces paramètres qui dépendent essentiellement des caractéristiques lithologiques du membre ce qui traduit en des valeurs faibles à moyennes de porosité et perméabilité.

Dans le but de bien comprendre le fonctionnement du réservoir à hydrocarbures, les données pétrophysiques sont par la suite modélisées par le logiciel Pétrel. Ainsi, la modélisation des failles a permis de mettre en évidence plusieurs segments. Sur le plan stratigraphique, les niveaux de réservoir ont pu être modélisés en 3D. [03]

#### **IV. Estimation des réserves d'hydrocarbures en place :**

Dans cette estimation, la valeur de la limite inférieure de la zone à l'huile correspond à une côte de « oil down to » qui représente une limite inférieure mais pas forcément le contact WOC, par contre le modèle de simulation prend cette côte comme étant un contact pour ses calculs.

Les intervalles utilisés par logiciel pour le calcul des volumes sont juste les intervalles incluant les huiles, les puits utilisés sont limité par un polygone qui contient 16 puits du champ étudié (fig55)



**Figure 54 :** polygone des puits du BBKN

Les résultats de calculs sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau 06 :** Tableau récapitulatif des volumes estimés en place

Champ	Bulk volume [*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ]	Net volume [*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ]	Pore volume [*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ]	HCPV oil [*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ]	STOIIP (in oil) [*10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ]
BBKN	3971620	631413	73390	37802	27

Le résultat d'estimation montre que le réserve d'huile en place du réservoir siégenien (dévonien inférieur) de région bir berkine Nord est de l'ordre de  $27 \times 10^6$  m<sup>3</sup>, sachant que le facteur volumétrique de fond Bo est 1.41 [m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>]. Ce volume apparait important par rapport au volume du bloc tracé par le polygone.

# **C**onclusion

---

---

Le travail effectué dans ce mémoire s'articule autour d'un objectif principal qui présente un essai de caractérisation de réservoir siégenien du champ Bir Berkine Nord BBKN, en se basant sur des données géologiques et diagraphiques suivi par une estimation des réserves.

A la fin de ce travail, on peut conclure que :

La description des échantillons de carottes acquises montre que le réservoir siégenien est un complexe argileux gréseux. Les fissures présentent un colmatage de pyrite et de la silice. Ces fissures peuvent jouer un rôle très important dans l'amélioration de la perméabilité et permet un écoulement des hydrocarbures, et donc augmenter la productivité de réservoir

L'évaluation pétrophysique du siégenien fait ressortir que les paramètres pétrophysiques de réservoir sont généralement faibles à moyens, caractérisant un réservoir gréseux argileux. Ceci est traduit par de faibles à moyens valeurs de porosité caractérisant les bancs gréseux ainsi qu'il y a des bonnes valeurs de porosité traduisant la partie argileuse, la perméabilité présentent généralement de faibles valeurs due à la présence des argiles dans ce réservoir. Cependant, le réservoir présente quelques niveaux à forte perméabilité (supérieur à 200 mD) liée principalement à les zones des cassures.

L'utilisation du logiciel de Techlog a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysiques à travers le module Quanti-Elan. Il permet de bien quantifier ces caractéristiques, en même le type d'argile et la matrice ainsi que la détermination des zones de saturation en huile. IL ouvre une fenêtre sur les dernières nouveautés en termes d'opérations précieuses exécutées en un temps très bref.

Le travail effectué (Elan) par ce logiciel montre que les niveaux C et D sont les plus saturées en huiles dans totalités de réservoirs siégenien.

Une partie de ce travail est élaborée par le logiciel *Pétrel*. Les principaux résultats sont :

- L'existence de structure sous forme d'un horst limité par deux failles normales orientées NE-SO. La première occidentale présente un fort rejet, et une faille orientale de faible rejet.

Dans la partie Ouest et centrale, Le réservoir siégenien présente des valeurs porosité et de perméabilité faibles à moyennes, ainsi que des importantes épaisseurs utiles. Ces paramètres sont beaucoup plus importants dans la partie Ouest, mais ils se diminuent progressivement en allant vers le Nord-est.

- Le réservoir siégenien de la région bir berkine Nord présente des réserves d'huile en place évalués :  $27 \times 10^6$  m<sup>3</sup>

- A la fin de ce travail et pour une meilleur caractérisation de ce réservoir et l'amélioration de production, nous recommandons :

Une étude sédimentologique et pétrographique plus poussée et généralisée sur la totalité du champ bir berkine nord BBKN et le réseau de fissures dans le réservoir, à l'échelle macroscopique et microscopique, et déterminer l'effet de ces fissures sur le réservoir.

## *Nomenclature et Abréviations*

---

**BBKN:** Bir Berkine Nord

**ELAN:** Elementary analysis

**HCPV:** hydrocarbon pore volume

**STOOIP:** stock tank original oil in place

**BO :** Facteur volumétrique de fond

**CGR:** Corrected Gamma Ray

**GR :** Gamma Ray

**K :** Perméabilité (md)

**SGR :** Spectral Gamma Ray

**S<sub>w</sub> :** Saturation en eau (%)

**V<sub>p</sub> :** Volume des pores (cm<sup>3</sup>)

**V<sub>sh</sub> :** Volume shale (%)

**Ø :** Porosité (%)

**H<sub>u</sub> :** la hauteur utile de roche

**H<sub>t</sub> :** la hauteur total de roche

**t :** temps de parcours de l'onde sonique dans les niveaux étudiés (μsec/ft)

**Unités :**

**Km :** kilomètre

**m :** mètre

**mD :** mili darcy

## Référence bibliographique

---

- [01] : PRODUCTION OPTIMIZATION TEAM HASSI MESSAOUD ALGERIA, Halliburton 2010, BBK and BBKN Zone Study Report
- [02] : SONATRACH, "Note de synthèse champ de BBK-BBKN bloc 404b", Rapport de synthèse, Activité Amont, Division PED, Direction Gisement, Département Pôle Berkine, N° 54AMT/09/PED/06, Mai 2006
- [03] : BOURADA Sofiane et BACHI Mohammed, 2014 : "ETUDE ET REDEVELOPPEMENT DE CHAMP BIR BERKINE BBK & BBKN" , IAP Ecole de Boumerdès
- [04] : LAOUINI REDA & FERRAH Med ADEL, 2012 : "Evaluation du réservoir QH dans le champ de guellala bassin de oued miya" .Université de ouargla.
- [05] : SALIMA TALAMALI, "Caractérisation et modélisation du réservoir de la série inférieure de la région de Hassi R'mel Sud". Mémoire de magister, Université M'Hamed Bougara. Boumerdès. Algérie, 2009.
- [06] : SADAOUIM, BOUTALEB. K et KECIR .A ,2007 "Caractérisation du réservoir trias argilo gréseux inférieur du champ de hassi barkine sud ", Université M'Hamed Bougara. Boumerdès. Algérie.
- [07] : AHMAHMA.H, GHARA.ABDELHAKM.2014 " Caractérisation et évaluation quantitative Du trias argilo-gréseux inférieur de la structure de bassin de berkin (Rhourd Rouba), Université de ouargla.
- [08] : SONATRACH (2003) : Rapport Géologique Sonatrach production Engineering and développement (DPE) Hydra.
- [09] : SONATRACH DP (2006) : Fiche technique des puits BBKN.4, 11, 13, 14,15.
- [10] : SONATRACH DP : Fiche Carottes des puits BBKN, 1, 4, 8, 9, 11, 13,14.
- [11] : STATSOFT, 2003, STATISTICA v06.
- [12] : SCHLUBERGER, 2011,Techlog v 2011.
- [13] : SCHLUMBRGER, 2013, Pétrel v 2013.
- [14] : O.SEERA (1979), les programmes des diagraphies.
- [15] : SOANATRACH DP : Travaux d'A.Boudjemaa (1987) et du Beicip.
- [16]: SONATRACH DP : Data Base.
- [17]: SONATRACH DP : Rapport d'implantation BBKN20