

**UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA -**  
**FACULTE DES HYDROCARBURES, DES ENERGIE RENOUVABLES, DES**  
**SCIENCES DE LA TERRE ET 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 ingénieur en Géologie*

Option : Géologie ingénieur

**THEME**

**TECHNIQUES DE CARACTERISATION ET  
D'EVALIATION D'UN RESERVOIR  
(Puits SF-4 BASSIN DE BERKINE)**

*Soutenu publiquement par :*

*Le : 12 / 06 / 2014*

*Présenté par :*

**M. HAMZA Youcef**

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	M. BELEKSIER Mohamed Salah	M. A. A Univ. Ouargla
<b>Promoteur :</b>	M. KADRI Mohamed Mehdi	M. A. B Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	M. KECHICHED Rabah	M. A. A Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2013/2014**



# Remerciements

*Louange tout d'abord au Bon Dieu qui m'a donné  
la force pour terminer ce modeste travail.*

*Toute mon infinie gratitude va à mon promoteur,  
**M. KADRI Mohamed Mehdi** pour son encadrement  
et ses précieux conseils.*

*Je remercie aussi l'ensemble des membres du jury qui m'ont  
fait l'honneur d'accepter de juger mon travail.*

*Je remercie aussi le chef de projet du bassin de **BERKINE**  
à la **SONATRACH** Division Exploration (Hassi Messaoud).*

*Je remercie aussi tout le personnel de **SCHLUMBERGER**  
pour leurs encouragements.*

*Enfin je remercie mes parents et tous ceux qui ont contribué  
de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.*

*Qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude  
et respect.*

*Et aussi ne pas oublier de remercier la section des enseignants du  
département des sciences de la terre et toute personne ayant contribué à  
cette formation.*

**HAMZA Youcef**



# Dédicace

*Je dédie ce travail à :*

*\* En premier lieu à mes parents : DJIMOUI et FATIMA qui ont consenti beaucoup de sacrifices pour me permettre de réaliser mes objectifs.*

*Qu'ils trouvent ici toute ma reconnaissance et ma gratitude.*

*\* A mes frères : AZZEDIN et MOHAMMED ALLIDE.*

*\* A mes sœurs : MASSAOUDA et SIHAME et EKHALAS.*

*\* A toutes les familles : HAMZA & OUBIRI sans exception*

*\* A ceux qui me connaissent.*

*\* A tous mes amis, particulièrement :*

*(NASRADDINE, HAMADA, ALLI, OUMAR, BADIS, FAHMI, TAKI et MOUNIME).*

*\* A tout le groupe GEO.*

*HAMZA Youcef*



***Liste Des Figures :***

Fig (1) : Situation géographique et géologique du bassin De BERKIN .....	03
Fig (2) : Carte géologique du bassin de BERKIN.....	04
Fig (3) : Schéma structural simplifié de sif fatima.....	05
Fig (4) : Coupe structurale de la région de SIF-FATIMA niveau des puits SF-3, SF4.....	11
Fig (5) : Carte de maturité de la roche mère silurienne.....	12
Fig (6) : Carte de maturité de la roche mère Frasnien.....	12
Fig (7) : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine ( Wec 2007 ).....	14
Fig (9) : Drill Stem Test.....	27
Fig (10) : Les équipements de surface.....	28
Fig (11) : Histogramme de porosité SF4.....	30
Fig (12) : Histogramme Perméabilité SF-4.....	30
Fig (13) : Log Dee Diagraphie SF-4.....	31
Fig (14) : Gradient de Pression de formation TAGI / Puits : SF-4.....	32
Fig (15) : Pourcentages dans le puits SF4 à gaz (Lower) TAGI et (Upper / Middle) TAGI....	33



***Liste Des Tableaux :***

***Tableau N° 1 :*** DST-3 (Lower) TAGI dans l'intervalle 2984 – 3010 m .....33

***Tableau N° 2 :*** DST-3 (Upper/Middle) TAGI dans l'intervalle 2932 – 2973 m .....33

***Liste Des Photos :***

***Photo 01 :*** Balance.....16

***Photo 02 :*** La Pluggeuse.....18

***Photo 03 :*** La Raseuse.....18

***Photo 04 :*** Pompe volumétrique à mercure.....19

***Photo 05 :*** Perméamètre.....19

***Photo 06 :*** Outil RCI.....26

:

## *Résumé.*

---

### *Résumé :*

Le bassin de BERKINE constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin qui se prolonge sur les frontières tunisiennes et Libyennes. Il se caractérise par des dépôts d'âge mésozoïque qui reposent en discordance sur le paléozoïque. Toutes ces formations sont envahies par le Grand Erg Oriental, le but de notre travail est de montrer les différentes techniques utilisées pour caractériser le puits SF-4, les résultats d'interprétation de la diagrapie et l'étude pétrophysique nous ont montré que le TAGI est un réservoir de haute qualité avec d'énormes potentialités en hydrocarbures et des très bonnes caractéristiques pétrophysiques.

### *Abstract:*

BERKINE basin forms the western part of a larger one that extends to the south of Libya and Tunisia characterized by stores that backs to the Mesozoic era which overlies the Paleozoic. These training wholes are invaded by the large erg Oriental. The aim of our work is to show the different techniques used as a study for the SF-4 well, the results of interpretation of logging and petrophysical studies show us that TAGI is a reservoir of high quality with huge potential in hydrocarbons and it has a very good petrophysical characteristics.

### *تلخيص:*

إن حوض بركين يشكل الجزء الغربي من حوض كبير يمتد على الحدود الليبية و التونسية. ويتميز هذا الحوض بالعصر الجيولوجي ميزوزويك الذي يتوضع بشكل مائل فوق طبقة العصر الجيولوجي باليوزويك. كل هذه التشكيلات غزاها العرق الشرقي الكبير و إن الهدف من عملنا هو إظهار التقنيات المختلفة لاستخدامها كسبيل لدراسة شاملة لبئر SF-4 و نتائج تفسير الدراسات الديوقرافي والبتروفيزيائي تبين لنا أن TAGI هو خزان ذو جودة عالية حيث يملك كمية هائلة من النفط والغاز و خصائصه البتروفيزيائية جيدة جدا.

## **Sommaire :**

*Introduction* ..... 01

### **Chapitre I: Généralité**

I.1- Cadre géographique ..... 02  
I. 2- Cadre géologique..... 02  
I.3- Historique Des Operations Dans La région ..... 05

### **Chapitre II: Aperçu Géologique Et System Pétrolier Dans La Région**

II.1.Aspect Stratigraphie ..... 06  
II-1.1. Description litho- stratigraphique ..... 06  
A)-Quaternaire .....06  
B)-Tertiaire :(Cénozoïque) .....06  
B-1) Mio - pliocène : ..... 06  
C)-Secondaire : (Mésozoïque) .....06  
C-1) Crétacé : ..... 06  
C-2) Jurassique .....08  
C-3)- Trias .....09  
D)- Primaire (paléozoïque) .....10  
D-1)- Dévonien supérieur .....10  
II.2. Aspect structural .....10  
II.2.1. Roches mères .....11  
II.2.2. Roches couvertures .....11  
II.2.3. Roche réservoir (TAGI) .....13  
II.2.3.1. stratigraphie et limites .....13  
A)- Upper TAGI .....13  
B)- Middle TAGI .....13  
C)- Lower TAGI .....13

### **Chapitre III : Méthode De Caractérisation Et Evaluation :**

## ***Sommaire.***

---

III.1 les Essais ou Laboratoire .....	15
III.1.1 préparation de l'échantillon (plugs) .....	15
III.1.2 La porosité .....	15
III.2.1 Définition .....	15
III.2.2 Mesure de la porosité au laboratoire .....	15
a)- calcule du volume total .....	15
a.1)- Mode et appareillage .....	15
b)- calcule du volume des vides .....	16
III.3 La perméabilité .....	17
III.3.1 Définition .....	17
III.3.2 Mesure de la perméabilité au laboratoire .....	17
a)- Mode et appareillage.....	17
a.1)- Les procédures de mesure .....	17
III.2 les diagraphies .....	20
III.2.1 Introduction sur les diagraphies .....	20
III.2.2 Définition de la diagraphie .....	20
III.2.3 Classification des diagraphies .....	20
III.2.4 Aperçu général sur les principaux outils utilisés en diagraphie .....	20
A)- La courbe de PS.....	20
A.1)- Les principales applications de la PS.....	21
B)- Gamma Ray (GR) .....	21
B.1)- Applications de la diagraphie GR .....	21
B.2)- calcule du volume d'argile :.....	21
C)- porosité .....	21
C.1)- Le Sonique .....	21
C.1.1)- Facteurs influençant la mesure .....	21



## ***Sommaire.***

---

C.1.2)- loi de la porosité sonique .....	22
C.1.3)- Correction de porosité de l'effet d'Argile .....	22
C.2)- Outil de mesure de densité .....	22
C.2.1)- loi de porosité densité .....	23
C.2.2)- Correction de porosité de l'effet d'Argile .....	23
C.3)- Outils de porosité (Neutron) .....	23
4	
C.3.1)- La loi de la porosité neutron .....	23
C.3.2)- Correction de porosité de l'effet d'Argile .....	24
D)- la résistivité .....	24
D.1)- Résistivité de la zone vierge .....	24
D.1.1)- Application de $R_t$ : .....	24
D.2)- Résistivité de la zone lessivée ( $R_{xo}$ ) .....	24
D.3)- loi de saturation .....	25
E)- Outil de mesure de pression et prélèvement d'échantillons de fluide.....	25
III.3 Introduction sur le DST (Drille Steam Tester) .....	27
III.3.1 Principe de l'opération de Test .....	27
III.3.2 Les éléments principaux d'un DST (Drill Steam Tester) .....	28
III.3.3 Les objectifs du DST .....	28
<b><i>Chapitre IV : Etude D'un Cas (puits SF-4) :</i></b>	
IV.1. Situation de puite SF-4 .....	29
IV.2. Les caractéristiques pétrophysique Puits : SF-4 .....	29
IV.3. Interprétation des diagraphies .....	30
IV.3.1. L'interprétation de RCI .....	31
IV.3.2 Résultats pétroliers .....	32
Conclusion général .....	33

## **Introduction :**

Le bassin de BERKINE constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin qui se prolonge vers la Lybie et au sud de la Tunisie.

Des activités d'exploration dans le bassin de BERKINE ont commencés vers la fin des années 1950 avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz.

Le but de notre travail est de montrer les différents techniques utiliser pour caractériser un réservoir, on a prise comme cas le puits SF-4.

- Le présent travail s'articule en quatre chapitres :

- *Chapitre I : Généralité.*
- *Chapitre II : Aperçu Géologique Et System Pétrolier Dans La Région.*
- *Chapitre III : Méthode De Caractérisation Et Evaluation.*
- *Chapitre IIV : Etude D'un Cas (SF-4).*

# *Chapitre I :*

## *Généralité*

### **I.1. Cadre géographique :**

Le bassin de Berkine constitue le Sud-Est du Sahara algérien et s'étend sur plus de 120 000Km<sup>2</sup> en territoire algérien. C'est une région d'accès particulièrement difficile à cause de son ennoyage sous l'épaisse couverture dunaire du grand Erg Oriental.

La région de SIF-FATIMA située à environ 230 km au Sud-est de Hassi Messaoud est limitée par :

- Les parallèles: 31° et 32° N.
- Les méridiens: 8° et 9° N.

### **I.2. Cadre géologique:**

- La région de SIF-FATIMA est située dans le bassin de Berkine sur lequel est limité au :
  - ❖ **Nord** : par le dôme de Dahra et Hassi-Messaoud.
  - ❖ **Sud** : par le bassin d'ILLIZI.
  - ❖ **Ouest** : par le horst AMGUID et la dorsale d'EL BIOD.
  - ❖ **EST** : par le môle de TIHEMBOKA et les confins Tuniso-libyens.





Figure.01 : Situation géographique et géologique du bassin De BERKIN

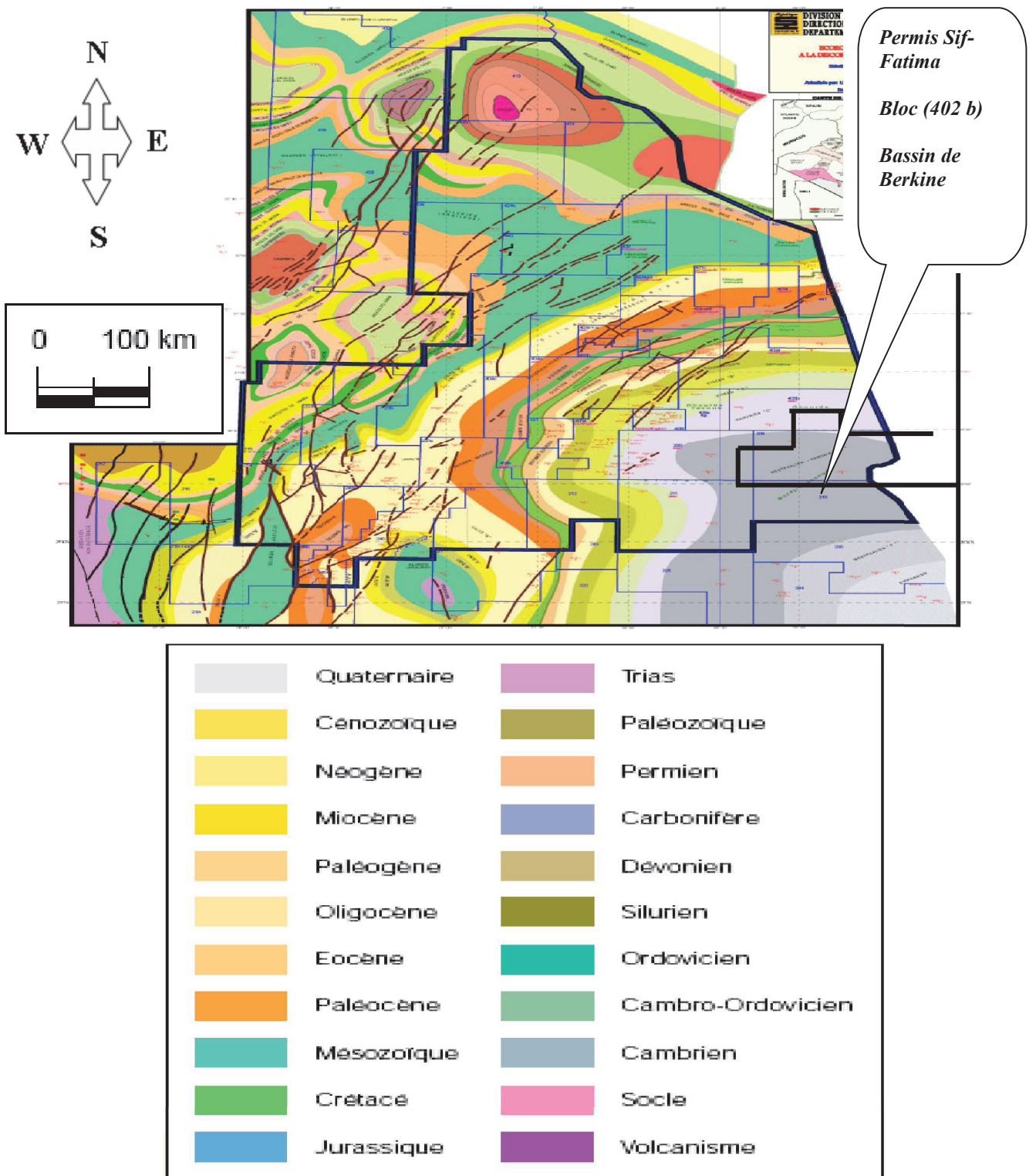


Figure.02 : Carte géologique du bassin de BERKIN

### I.3. Historique Des Operations Dans La région

Le complexe structural de Sif Fatima se situe sur le trend régional d'OURHOUD, délimité globalement à l'Est par une faille majeure qui porte le même nom.

Les différentes études réalisées par SH et ses partenaires ( Agip , Anadarko, BHP,..), ont permis de subdiviser le TAGI en deux cycles sédimentaires (Upper / Middle TAGI et Lower TAGI). Ce qui est confirmé par les différents résultats pétroliers obtenus dans la région ( SF et SFNE) qui montrent l'existence de deux niveaux d'hydrocarbures différents ( deux contacts différents) l'un pour le cycle inférieur et l'autre pour le cycle supérieur.

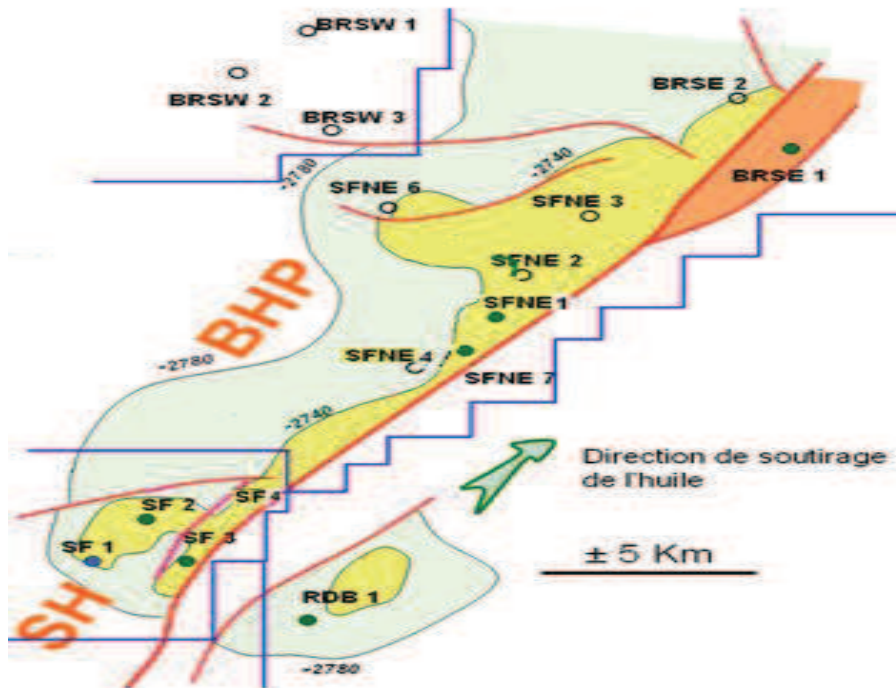


Figure.03 : Schéma structural simplifié de sif fatima

*Chapitre II :*

*Aperçu Géologique Et System*

*Pétrolier Dans La Région*



**II.1.Aspect Stratigraphie :**

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïques reposant en discordance majeure sur des formations du paléozoïque reconnu partiellement Enfin, un épandage détritique d'âge Tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque.

**II-1.1. Description litho- stratigraphique :**

**A)-Quaternaire :**

Sable blanc à jaunâtre, translucide, moyen à grossier, subarrondi à arrondi.

**B)-Tertiaire (Cénozoïque) :**

**B-1) Mio - pliocène :**

Sable blanc, translucide à jaunâtre, fin à moyen parfois grossier arrondi à sub-arrondi, avec passées de dolomie blanche à blanc-beige, gréseuse, moyennement dure, localement microcristalline dure, et de calcaire blanc, gréseux moyennement dur.

**C)-Secondaire (Mésozoïque) :**

**C-1) Crétacé :**

**\*Sénonien carbonaté :**

Alternances de Calcaire à calcaire dolomitique grise-blanc à beige, jaunâtre, microcristallin ,parfois argileux ,fossilifère, moyennement dur, et de dolomie à dolomie calcaire blanche, grise à beige Saccharoïde , localement fossilifère et pyriteuse. Fines intercalations d'argile, grise parfois jaunâtre tendre, carbonatée.

**\*Sénonien Anhydritique :**

Calcaire gris beige à beige microcristallin, moyennement dur, avec intercalations d'argile grise, tendre à plastique, carbonaté.Niveau d'anhydrite blanche.Anhydrite, blanche, microcristalline, parfois pulvérulente, dure intercalée d'argile grise à gris verdâtre, tendre, silteuse, carbonatée. Alternance d'argile grise à gris verdâtre, gris sombre, tendre à plastique silteuse, carbonatée, passant parfois à marne grise, pâteuse, et de calcaire à calcaire dolomitique gris blanc à blanc, argileux, moyennement dur , alternance d'anhydrite blanche microcristalline rarement pulvérulente moyennement dur, de calcaire dolomitique gris blanc à blanc et gris beige, micro- cristallin, vacuolaire parfois argileux moyennement dur et d'argile grise à gris vert, localement gris sombre, tendre à plastique, silteuse, carbonatée.

### **\*Sénonien salifère :**

Alternance de sel massif blanc, translucide, et d'argile grise à gris brun, tendre carbonatée avec fines passées de calcaire dolomitique gris beige argileux, moyennement dur, sel massif, blanc, translucide avec niveaux d'anhydrite blanche, cristalline, dure. Anhydrite blanche, microcristalline, dure.

### **\*Turonien :**

Calcaire blanc à gris beige crayeux, parfois gris foncé argileux, moucheté avec rares et fines passes d'argile grise à gris foncé tendre à plastique carbonaté.

### **\*Cénomanién :**

Alternance d'argile grise à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, carbonatée de calcaire dolomitique gris beige microcristallin localement argileux moyennement dur et de dolomie beige, cryptocristalline dure, passées d'anhydrite blanche massive, sel massif, blanc, translucide, argile grise à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, finement silteuse, localement plastique, carbonatée avec passées de dolomie beige, microcristalline, dure, niveaux d'anhydrite blanche, microcristalline dure et fines passées de gré vert, très fin argileux mal consolidé.

### **\*Albien :**

Grés gris blanc à gris vert, très fin à fin, parfois moyen argileux, glauconieux, localement pyrite, su arrondi à arrondi, moyennement consolidé à friable avec passées d'argile gris vert et brun rouge, tendre à indurée, silt sableuse, dolomitique et de sable blanc translucide moyen à grossier su arrondi, présence de pyrite et de lignite.

### **\*Aptien :**

Calcaire blanc crayeux, parfois argileux, moyennement dur avec passées de dolomie à dolomie calcaire, blanche et beige, microcristalline, dure.

### **\*Barrémien :**

Argile brun rouge et gris vert, tendre à plastique, silteuse , carbonatée avec passées de grés gris blanc à gris vert, fin à moyen , parfois grossier subarrondi à arrondi, moyennement consolidé à friable, sable blanc translucide, moyen à grossier, mal classé, subarrondi à arrondi, argile brun rouge et gris vert, tendre à plastique, carbonatée avec passées de grés gris blanc et brun rouge, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé à friable, sable blanc, translucide, moyen à grossier, subanguleux à subarrondi, intercalé d'argile gris vert et brun rouge, tendre à plastique, carbonatée. Fines passées de dolomie blanche, microcristalline, dure.

### **\*Néocomien :**

Alternance de grés gris blanc, gris vert, fin à moyen, silico-argileux, moyennement, dur et d'argile gris vert, tendre à induré silteuse, abondance de pyrite et de lignite, argile grise à gris vert et brun rouge, tendre à indurée, silteuse avec intercalations de grés gris à gris beige, parfois gris vert, très fin à fin, silico-argileux, glauconieux, moyennement dur, alternance de sable blanc, translucide, moyen à grossier, sub-arrondi et d'argile brun rouge et gris vert, tendre silteuse à silto-sableuse, légèrement carbonatée, argile brun rouge, rarement gris vert, tendre à plastique parfois indurée, silteuse, carbonatée avec passées de grés gris blanc, très fin à fin, argileux, moyennement consolidé, et de calcaire dolomitique, gris clair à beige, argileux moyennement dur.

### **C-2)- Jurassique :**

#### **\*Malm :**

Argile grise à gris vert et brun rouge, tendre à indurée, silteuse, dolomitique, avec passées de calcaire gris à gris brun, moucheté, argileux moyennement dur, de dolomie calcaire gris beige, microcristalline, dure et de grés gris blanc à gris vert, fin, dolomitique pyriteux, dur. Niveaux d'Anhydrite blanche, microcristalline, dure.

#### **\*Dogger argileux :**

Argile versicolore à prédominance brun rouge, tendre à indurée silteuse avec intercalations de grés gris blanc à gris clair, très fin à fin silico-argileux, moyennement dur, fines passées de dolomie gris beige microcristalline, dure.

#### **\*Dogger lagunaire :**

Alternance d'argile grise à gris sombre, localement brun rouge, tendre à indurée silteuse, carbonatée, d'anhydrite blanche, massive, dure et de dolomie grise à gris clair, cryptocristalline à microcristalline, dure.

#### **\*Lias Aahydritique :**

Anhydrite blanche, translucide, microcristalline, parfois pulvérulente, dure intercalée d'argile grise à gris verdâtre, tendre à indurée, carbonatée, fines passées de calcaire gris clair à blanc, microcristallin, localement dolomitique, dur.

#### **\*Lias salifère :**

Sel massif, blanc à jaunâtre, translucide, avec passées d'argile, marron, tendre.

#### **\*Lias « H, B » :**

Calcaire dolomitique, gris blanc à blanc, microcristallin parfois argileux moyennement dur avec intercalations d'argile grise, tendre, carbonatée.

### **\*Lias S1+S2 :**

Sel massif blanc, translucide, avec intercalations d'argile brun rouge et gris verdâtre, tendre, salifère, intercalation irrégulière d'anhydrite blanche, pulvérulente, localement microcristalline, moyennement dure, de calcaire dolomitique gris clair, microcristallin, dur d'argile brun rouge et gris verdâtre, tendre, légèrement carbonatée et salifère, sel massif, blanc, translucide avec intercalations d'argile brun rouge et gris verdâtre, tendre à indurée, salifère, niveaux d'anhydrite, blanche, massive tendre, alternance d'anhydrite blanche microcristalline, rarement pulvérulente, massive moyennement dure de dolomie à dolomie calcaire gris clair à blanche microcristalline, dure et d'argile grise verdâtre et brun rouge, tendre à indurée.

### **\*Lias S3 :**

Sel blanc, translucide, avec fines passes d'argile brun rouge et gris verdâtre, tendre, salifère. Niveaux d'anhydrite blanche, microcristalline, dure.

### **\*Lias Argileux :**

Argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée salifère, localement anhydritique avec intercalations de sel massif, blanc à translucide.

### **C-3) Trias :**

#### **\*Trias S4 :**

Sel massif blanc à jaunâtre, translucide, intercalé d'argile brun rouge parfois grise à gris verdâtre tendre à plastique salifère, argile brun rouge et grise à gris verdâtre, tendre à plastique, salifère, localement anhydritique avec passées de sel massif blanc, parfois rosâtre translucide, niveaux d'anhydrite blanche massive, pulvérulente, moyennement dure.

#### **\*Trias argileux :**

Alternance d'argile grise verdâtre et brun rouge tendre, légèrement, silteuse, salifère et anhydritique par endroits et d'anhydrite blanche, tendre pulvérulente, argile brun rouge, tendre à plastique, légèrement silteuse, anhydritique.

#### **\*Trias carbonaté :**

Argile brun rouge, tendre à indurée, silteuse, légèrement dolomitique, pyriteuse. avec fines passées de grés gris verte à gris blanc très fin argileux, moyennement consolidé à friable, niveaux d'anhydrite blanche, tendre, pulvérulente, alternance d'argile gris vert et brun rouge, tendre à indurée, silteuse, carbonaté, pyriteuse et de calcaire blanc à gris blanc, argileux, parfois gris beige, microcristallin, moyennement dur à dur, fines passées de grés gris vert, très fin, silico-argileux à argilo-dolomitique, pyriteux, moyennement consolidé à friable.

### **\*Trias « TAGI » :**

Grés gris blanc à beige et gris vert, fin à moyen, bien classé, sub-anguleux à sub-arrondi, silico-argileux avec fines passées d'argile verte, indurée silteuse, pyriteuse, argile brun rouge et gris vert, tendre, silteuse, micacée, pyriteuse, alternance de grés gris blanc à blanc beige, fin à moyen, parfois grossier, sub-anguleux à sub-arrondi, silico-argileux, chloriteux, pyriteux, moyennement consolidé à dur et d'argile gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse, micacée, pyriteuse.

### **D)- Primaire (paléozoïque) :**

#### **D-1)- Dévonien supérieur :**

##### **\*Strunien :**

Alternance d'argile grise foncé à noire, indurée, silteuse, à tendance feuilletée et de grés gris blanc, fin à très fin, silico-argileux à argileux, micacé, pyriteux, moyennement consolidé à dur.

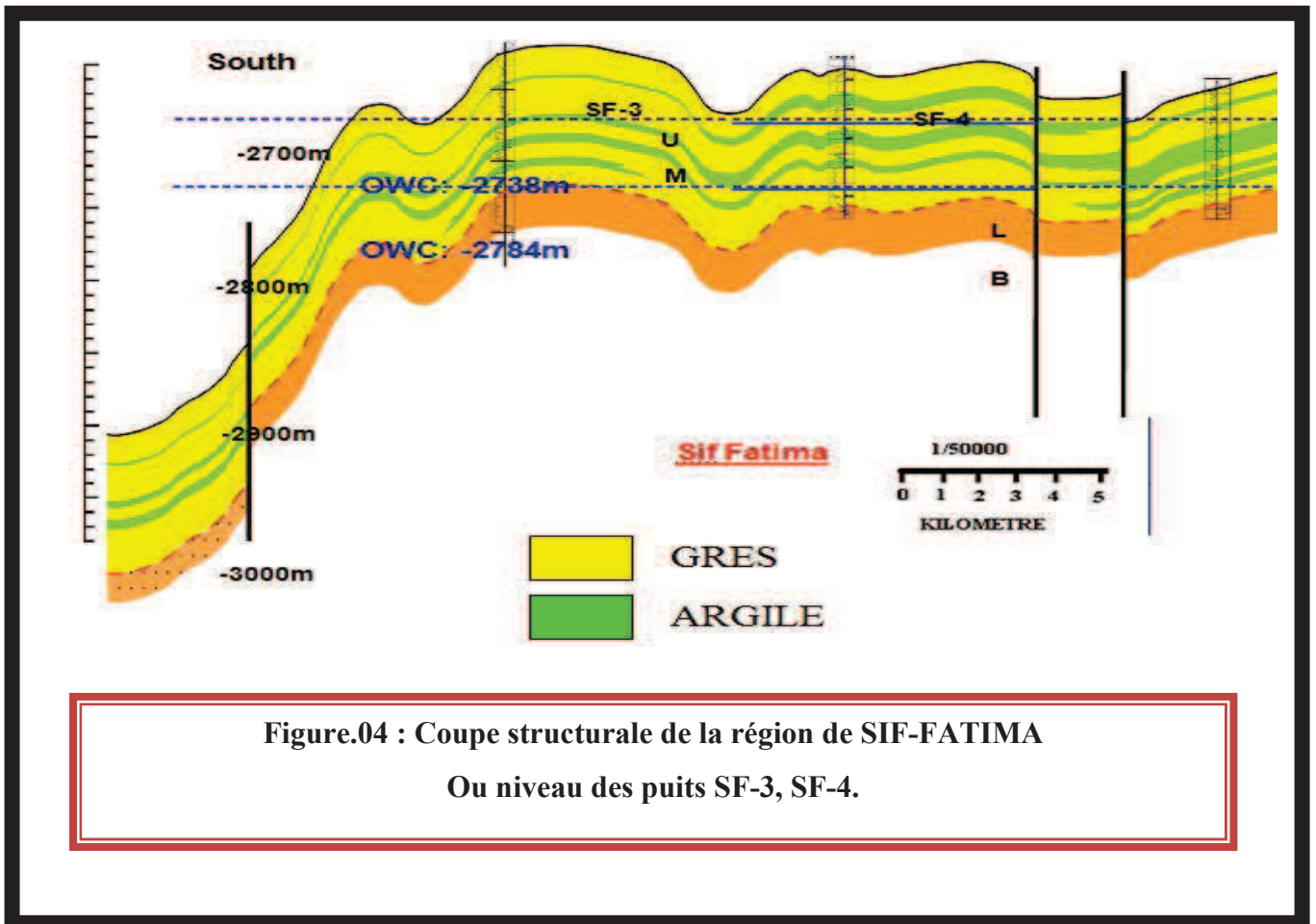
##### **\* Famennien :**

Argile grise foncé à noire, charbonneuse indurée, silteuse, à tendance feuilletée et micacée, le Famennien n'est traversé que partiellement par les quatre puits.

## **II.2. Aspect structural :**

Les différentes phases tectoniques qui ont affecté le bassin de Berkine sont :

La phase hercynienne de type compressif, une phase dintensive, correspondant à une période de calme relatif matérialisée par les épaisses séries salifères, une phase compressive durant le créacé (phase Autrichienne) qui a été moins ressentie par la structure de SIF-FATIMA comme en témoigne la succession des séries du créacé, la phase Alpine ou Atlasique, a contribué à l'architecture finale de la structure de SIF- FATIMA, justifiée par les faibles épandages détritiques du Mio-Pliocène qui reposent en discordance sur le Sénonien carbonaté, la structure de SIF-FATIMA s'insère dans le trend structural de direction Nord / Est-Sud Ouest. L'état actuel du caractère structural de la région est le résultat des actions de plusieurs phases tectoniques et cycle sédimentaire, L'élément fondamental de la structure géologique est la présence de deux étages structuraux (paléozoïque et mésozoïque), lesquels constituent une couverture sédimentaire du socle. Ces deux étages sont séparés par une discordance stratigraphique et angulaire (discordance hercynienne), les dépôts du paléozoïque qui constituent les affleurements de la bordure Nord du bassin de Berkine et le substratum de la couverture du mésozoïque sont d'âge silurien argileux au Nord et carbonifère (Namurien « D ») sur les confins Sud, l'inclinaison du flanc Nord et la position de la partie centrale du Bassin de Berkine subissaient des changements dus à des mouvements tectoniques.



**Figure.04 : Coupe structurale de la région de SIF-FATIMA  
Ou niveau des puits SF-3, SF-4.**

### **II.2.1. Roches mères :**

En général, dans le bassin de Berkine il existe deux principaux niveaux de roches mères à savoir : les niveaux argileux du dévonien supérieur et moyen, les argiles du silurien argileux, notamment le niveau des argiles radioactives de base qui sont à l'origine du remplissage des différents réservoirs du bassin de BERKIN, la superposition, en contact direct des grés du TAGI sur les argiles du Frasnien favorise l'alimentation directe du réservoir TAGI, la migration verticale par le biais des failles (non étanches) est à prendre aussi en considération dans le bassin de BERKINE.

### **II.2.2. Roches couvertures :**

Le premier écran imperméable sur la voie de la migration des hydrocarbures dans les dépôts du TAGI peut être formé par le trias carbonaté qui est constitué d'un complexe argilo marneux avec des passées de calcaire, régionalement c'est le niveau « S4 » formé par des évaporites qui constitue la roche couverture.



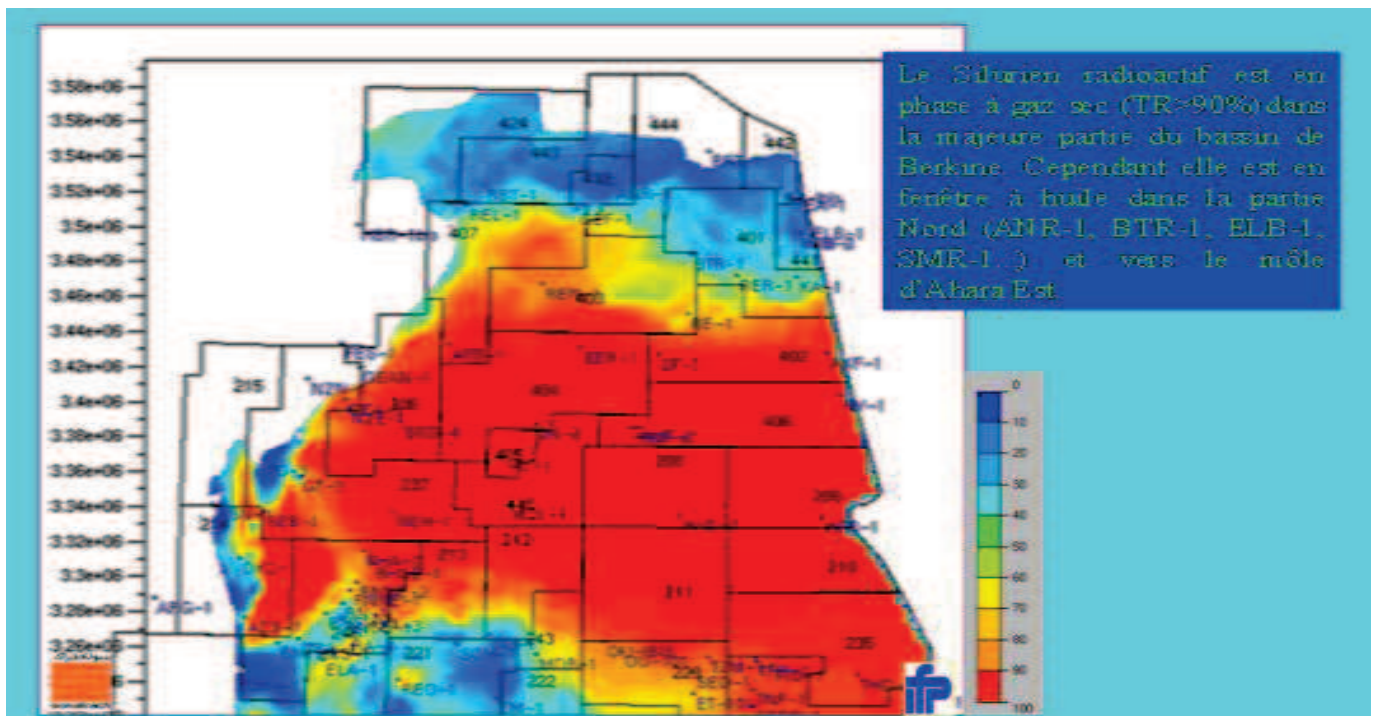


Figure.05 : Carte de maturité de la roche mère silurienne.

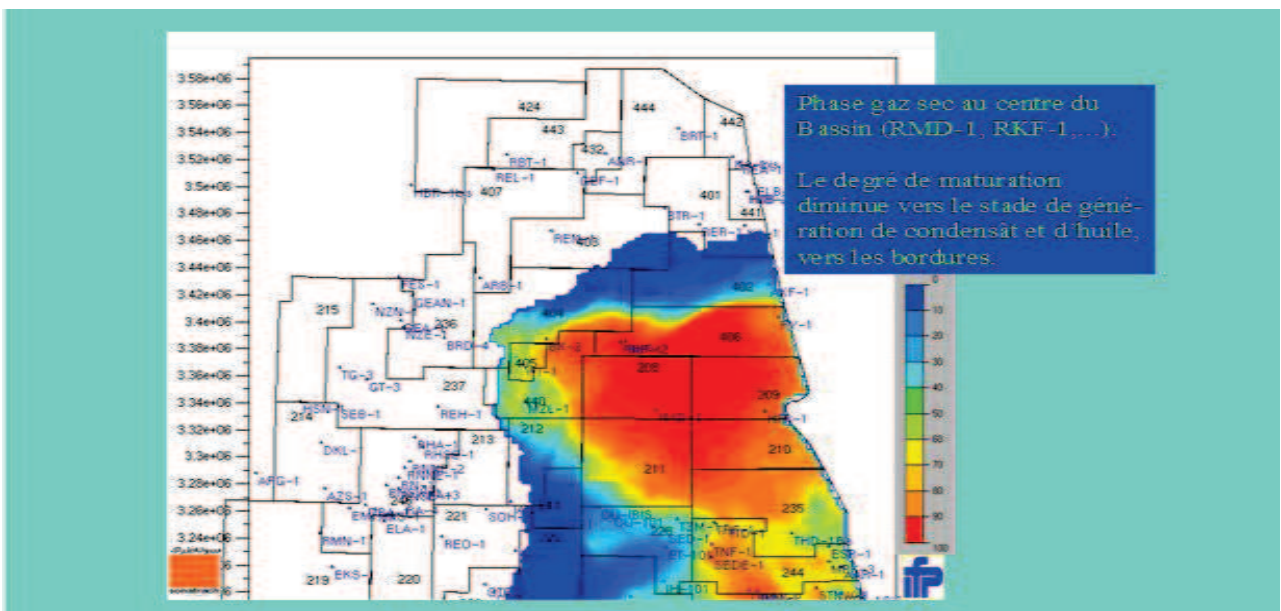


Figure 6 : Carte de maturité de la roche mère Frasnien.

**II.2.3. Roche réservoir (TAGI) :**

**II.2.3.1. stratigraphie et limites :**

Le Trias Argileux gréseux inférieur (TAGI) représente la partie basale de la :

Formation triasique, il se repose en discordance majeure sur le dévonien supérieur, la limite supérieure est définie par une séquence importante d'un faciès argilo carbonaté (Trias Carbonaté) dans lequel s'insère un repère dolomitique qui est le résultat d'une sédimentation lacustre ou marine, la limite inférieure est représentée par une discordance majeure mettant en contact les niveaux gréseux du Trias avec les niveaux argileux du dévonien supérieur, le TAGI qui représente presque 15% de l'épaisseur totale du Trias a été reconnu quasi-totalement en carottage par les sondages de la région, la description des carottes montre qu'il y a trois niveaux :

**A)- Upper TAGI :**

Composé d'une alternance de grés blanc à beige parfois verdâtre, fin à moyen bien classé, sub-anguleux à sub-arrondi, silico- argileux ,micacé, pyriteux, moyennement dur à friable avec niveaux de galets argileux Très fines passées d'argile verte, indurée silteuse, pyriteuse.

**B)- Middle TAGI :**

Grés beige fin à moyen bien classé sub anguleux à sub-arrondi, parfois Verdâtre très friable, fin siliceux à silico- argileux, grés blanc a beige, moyen plus ou moins bien classé, sub anguleux à sub-Anguleux à sub- arrondi friable, micacé silicieux et pyriteux avec fines passées d'argile verte, fortement silteuse, indurée pyriteuse.

**C)- Lower TAGI :**

Argile brun rouge et gris vert à verte, parfois gris claire indurée léger ment silteuse localement micacée .présence de miroirs de friction, tracées de pyrite, grés blanc, fin à moyen parfois blanc verdâtre, fin chloriteux plus ou moins bien classé, friable à moyennement consolidé sub-anguleux à sub-arrondi, pyriteux par endroits, grés gris- blanc a gris- clair moyen a grossier, sub-anguleux à sub-arrondi avec passée millimétrique d'argile verdâtre, indurée, silteuse, traces de pyrite.



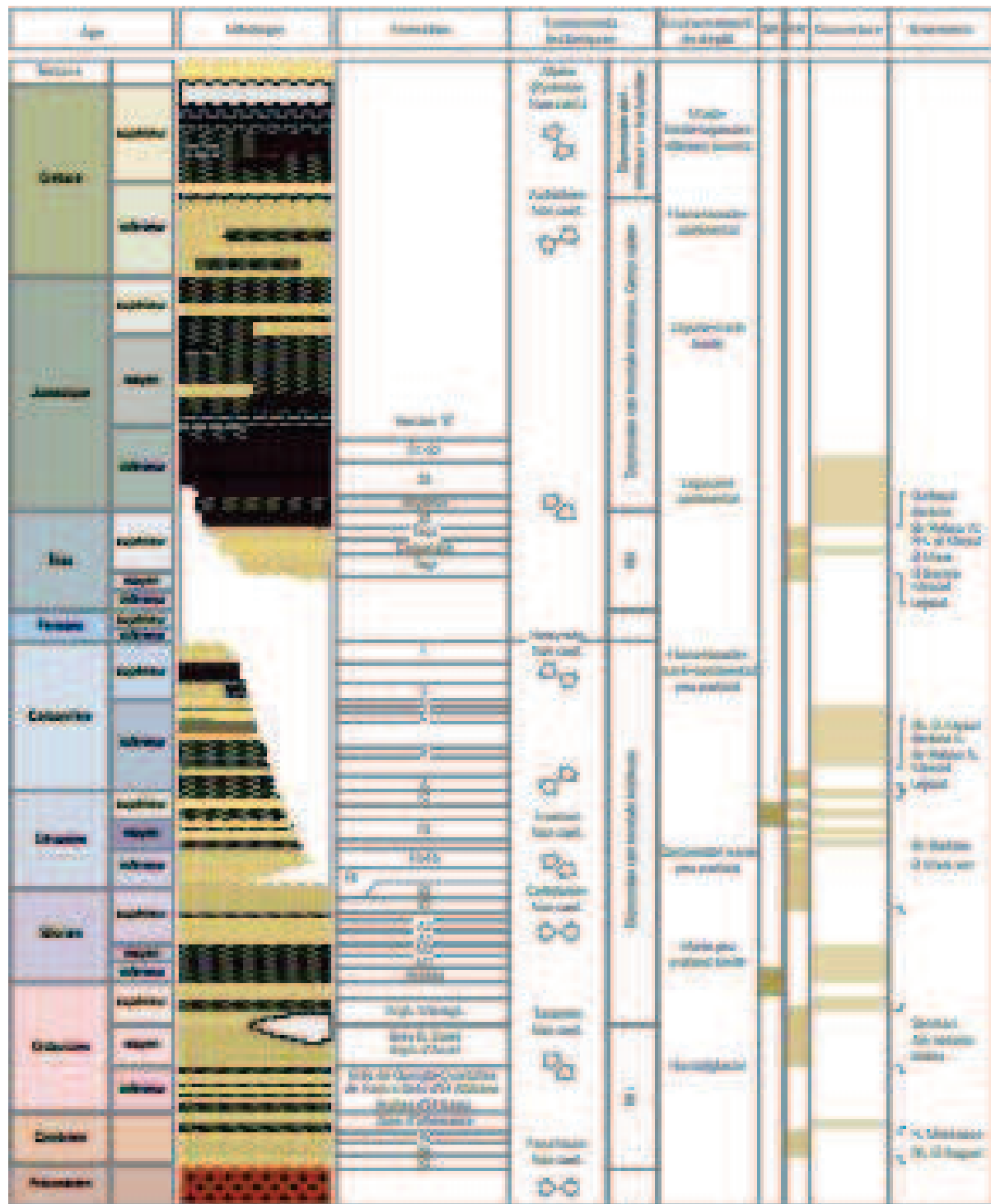


Figure.07 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine ( Wec 2007 ).

***Chapitre III :***

***Méthode De Caractérisation***

***Et Evaluation***

### **III.1 les Essais ou Laboratoire :**

Pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, la qualité de réservoir des niveaux productifs doivent être déterminés, en se basant sur des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité) mesurés à partir des échantillons (plugs) prélevés sur des carottes chaque 25 cm au niveau de laboratoire.

#### **III.1.1 préparation de l'échantillon (plugs) :**

Les plugs sont de petits cylindres prélevés directement sur la carotte à l'aide d'une PLUGGEUSE, puis on passe l'échantillon sur une RASEUSE, avant de commencer les essais on utilise :

Le Toluène et le chloroforme pour extraire les hydrocarbures et les impuretés, le méthanol pour extraire les sels, une fois l'échantillon est lavé et séché à 110°C.

#### **III.1.2 La porosité :**

##### **III.2.1 Définition :**

La porosité ( $\Phi$ ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche, par ailleurs cette porosité totale ou brute, on peut définir la porosité utile ( $\Phi\mu$ ), c'est-à-dire la porosité correspondant aux vides reliés entre eux ou volume des vides susceptibles d'être occupés par des fluides.

##### **III.2.2 Mesure de la porosité au laboratoire :**

Après le lavage et le séchage des Plugs, on entame la mesure de porosité:

Les méthodes de mesures sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions.

Parmi ces méthodes on cite celle utilisée à Hassi Messaoud (CRD).

➤ La méthode consiste à:

- ❖ Calculé le volume total ( $V_t$ ).
- ❖ Calculé le volume des vides ( $V_v$ ).
- ❖ Calculé le volume solide ( $V_s$ ).

##### **a)- calcule du volume total :**

Le volume total ( $V_t$ ) mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure .

##### **a.1)- Mode et appareillage :**

- 1)- Une cellule porte échantillon avec un système de hublots permettant de repérer le niveau Constant de mercure.
- 2)- Manomètre à vide.
- 3)- Vanne repère.

On va calibrer l'appareil à zéro (o), immersion du plug dans le mercure, le volume de total (Vt) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède, la lecture du volume totale (Vt) sera mentionnée sur le manomètre.

b)- calcule du volume des vides :



**Photo.01 : Balance.**

Pour obtenir Le volume des vides (Vv) il faut suivre les démarches suivantes :

On pèse le plug pour connaître son poids total (Pt), on met l'échantillon au four pour extraire tous les fluides qui occupent les pores, on pèse l'échantillon une deuxième fois pour déterminer le poids solide (Ps).

Une simple opération mathématique en peut avoir le poids des fluides.

$$P_f = P_t - P_s$$

D'après la nature des fluides qui occupent les pores en peuvent déterminer la densité du fluide (df) :

$$(P_f) / (df) = V_v$$

On peut déterminer la porosité :

$$\Phi = V_v / V_t$$

### **III.3 La perméabilité :**

#### **III.3.1 Définition :**

Un milieu poreux permet le déplacement des fluides ou ses pores sont reliés entre eux; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à ce fluide de viscosité donnée de la traversé, .si le fluide est homogène, et n'a aucune action importante sur le milieu encaissant, la perméabilité (k) est dite absolue. Elle se déduit de la loi de Darcy (d).

#### **III.3.2 Mesure de la perméabilité au laboratoire :**

La perméabilité est mesurée à l'aide d'un perméamètre conventionnel (voir fig20), cette dernière elle est conçue sur la loi de Darcy (écoulement laminaire).

##### **a)- Mode et appareillage :**

C'est un appareil à charge constante, qui utilise l'azote (gaz inerte) pour la mesure de la perméabilité. Il est fait :

De deux manomètres gradués, un pour la lecture du mercure et l'autre pour la hauteur d'eau, d'une cellule porte échantillon constituée à l'intérieure d'une membrane (tubing) en caoutchouc. Cette dernière a pour rôle de maintenir l'échantillon sous une pression de 200 psi (pression de sertissage), d'orifices différents (0.030, 0.150, 0.500, 2.048, 5.00, 10, 20.492).

##### **a.1)- Les procédures de mesure :**

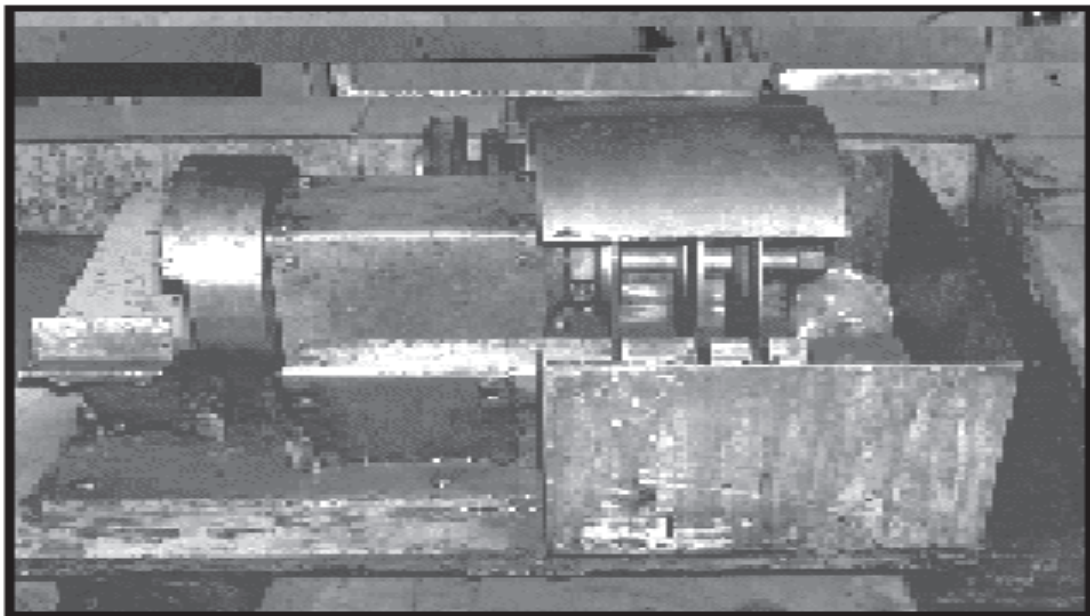
On met l'échantillon (plug) dans la cellule puis en le fait traverser par le gaz. Il faut que la lecture sur le manomètre à mercure sera à 60psi, et sur le manomètre à l'eau sera <30psi pour assurer la pression atmosphérique et le régime laminaire, pour cela choisir le bon débitmètre qui varie entre (0.03cc/sec jusqu' à 20. 50cc/sec) et pour calculer la perméabilité suivre l'équation suivante.

$$K = (L * C * HW * Q) / (S * 200) \text{ md}$$

- C → constante du mercure 60 unités ou plus.
- Q → débit en CC/sec.
- L → longueur de l'échantillon en cm.
- HW → Hauteur d'eau dans le manomètre en unités.
- A → section en cm<sup>2</sup>.

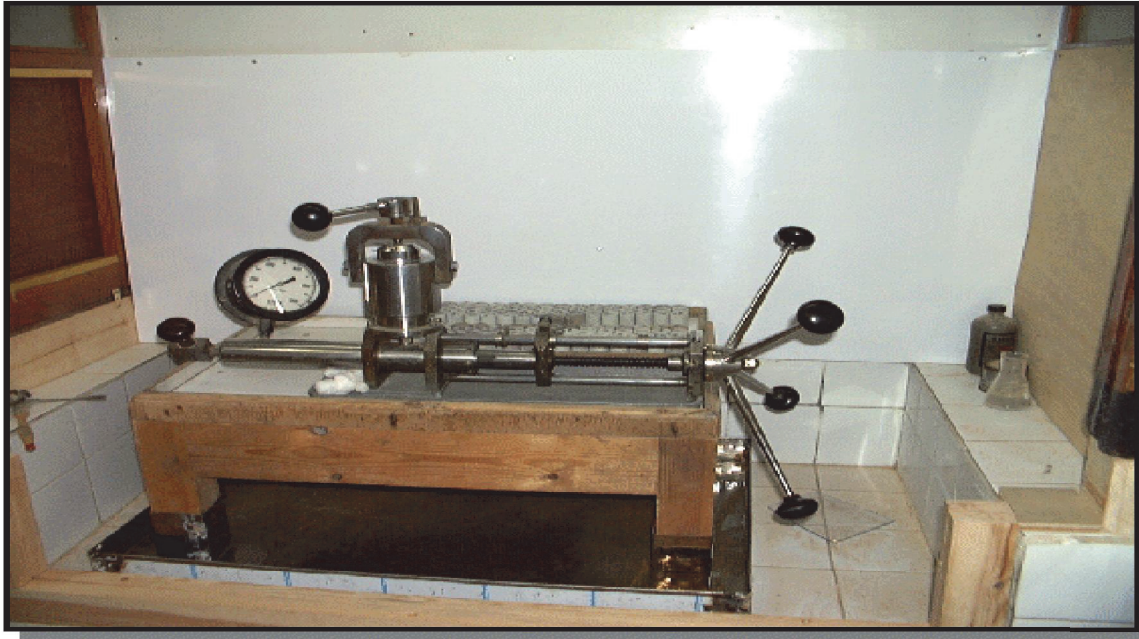


**Photo.02 : La Pluggeuse.**

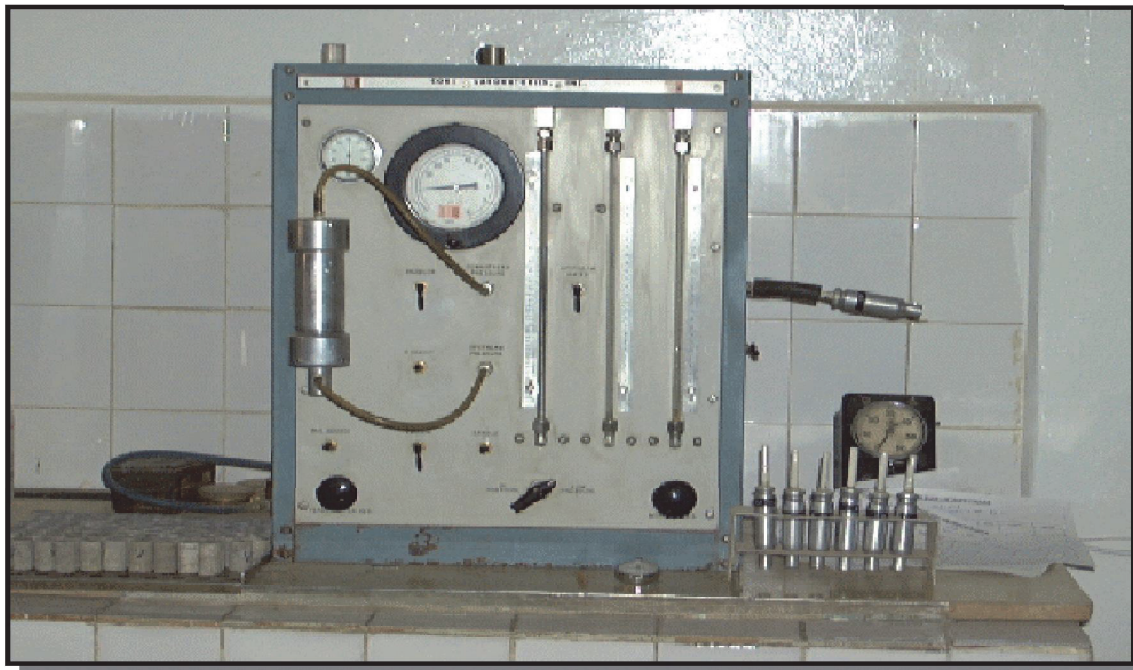


**Photo.03 : La Raseuse.**





**Photo.04 : Pompe volumétrique à mercure.**



**Photo.05 : Perméamétrie.**

## **III.2 les diagraphies :**

### **III.2.1 Introduction sur les diagraphies :**

La présence d'hydrocarbures dans une couche réservoir profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits. Après avoir foré la formation, des mesures de paramètres physiques de la roche sont enregistrées. Ces dernières appelées **diagraphies**, nous permettent d'estimer les caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir et d'identifier la nature des fluides qu'elle renferme.

### **III.2.2 Définition de la diagraphie :**

On appelle diagraphie, tout enregistrement de paramètre physique des roches traversées par un : Forage en fonction de la profondeur, ces mesures sont faites en analogique et numérique (sur papier, CD et bande magnétique).

### **III.2.3 Classification des diagraphies :**

➤ **Suivant la nature :**

- ❖ Electrique
- ❖ Acoustique.
- ❖ Radiative.

➤ **Suivant le phénomène enregistré :**

- ❖ Spontané (GR, PS,).
- ❖ Actif ( Résistivité, Densité, Porosité ... ).

### **III.2.4 Aperçu général sur les principaux outils utilisés en diagraphie :**

#### **A)- La courbe de PS :**

La courbe de Potentiel Spontané (PS) est l'enregistrement de la différence de potentiel entre une électrode dans le trou de forage et la surface, la différence de concentration des solutions de boue et de l'eau de formation crée un potentiel dit polarisation spontanée (PS), l'unité de mesure de la PS est le millivolt (mv), en face d'une Argile, la PS a la forme d'une ligne à peu près droite qu'on l'appelle ligne de base des Argiles, en face d'une formation perméable la courbe de PS s'éloigne de la ligne de base des Argiles, devant des couches (poreuses et perméables) assez épaisses, la PS prend la forme d'une ligne à peu près constante c'est la ligne de base des sables, la position de cette ligne pourra être à gauche ou à droite suivant la différence relative de salinité de l'eau de formation et de filtrat de boue, si la différence de salinité entre ces deux solutions est très faible, les variations de la PS seront nulles ou très petites et la couche manquera totalement le caractère.



### **A.1)- Les principales applications de la PS :**

- Estimations de  $R_w$  (résistivité de l'eau de formation).
- Détection des couches perméables.
- Corrélation de puits à puits.

### **B)- Gamma Ray (GR) :**

Le GR est un enregistrement de la radioactivité naturelle des roches en fonction de la profondeur, elle résulte presque entièrement des transformations des éléments radioactifs qui s'y trouvent, les rayons gamma sont émis, de façon continue sous la forme de pics de très courte durée, de radiation à haute énergie, ces radiations peuvent pénétrer de plusieurs pouces dans la roche, une fraction de ces GR pénètre dans le trou de sonde et atteint l'appareil de mesure (généralement un détecteur à scintillation de 8 à 12 pouces de longueur active), le capteur produit une impulsion électrique pour chaque rayon gamma détecté. Les diagraphies GR sont calibrées en unités API.

#### **B.1)- Applications de la diagraphie GR :**

- Délimitation des couches réservoir.
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Evaluation du volume d'argile ( $V_{sh}$ ).
- Corrélation de puits à puits.

#### **B.2)- calcul du volume d'argile :**

$$V_{sh} = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

### **C)- porosité :**

#### **C.1)- Le Sonique :**

La mesure du temps de propagation d'une onde sonore à travers un pied de formation nous permet de connaître la nature lithologique de la roche ainsi que la détermination de sa porosité, le principe consiste à émettre une onde sonore et qui sera enregistrée à un pied de l'émetteur.

##### **C.1.1)- Facteurs influençant la mesure :**

- ❖ diamètre du trou.
- ❖ Compaction.
- ❖ Fractures et cavités.

**C.1.2)- Loi de la porosité sonique :**

$$\Phi S = (\Delta T_{lu} - \Delta T_{mat}) / (\Delta T_f - \Delta T_{mat})$$

Avec :

- $\Phi$  : porosité sonique.
- $\Delta T_{lu}$  : lecture sur la courbe  $\Delta T$  du log sonique.
- $\Delta T_{mat}$  : Lecture sur la matrice qui peut être des grés 5.16- 56  $\mu s/ft$  ou 42 pour dolomie et 47 pour les calcaires.
- $\Delta T_f$  : temps de parcours de l'onde sonore dans les fluides de boue, qui sont de 189  $\mu s/ft$  pour les boues à eau douce et à huile et de 185  $\mu s/ft$  pour les boues à eau salée.

**C.1.3)- Correction de porosité de l'effet d'Argile :**

$$\Phi SC = \Phi S - (V_{sh} \times \Phi_{sh})$$

Avec :

- $\Phi SC$  : porosité sonique corrigée.
- $\Phi S$  : porosité sonique.
- $V_{sh}$  : volume d'argile.
- $\Phi_{sh}$  : porosité sonique d'argile.

**C.2)- Outil de mesure de densité :**

Des rayons gamma à haute énergie fournis par une substance naturellement radioactive sont émis dans la formation, en rentrant en collision avec les atomes des formations, ces rayons gamma perdent de leur énergie la perte de ce dernier est liée à la densité de la roche, la densité déterminée par cette méthode est une densité électronique plus simplement le nombre d'électrons par unité de volume, la densité vraie peut être dérivée de la densité électronique, les principaux facteurs affectant les mesures de densité sont:

- La densité de la boue de forage.
- Le diamètre du trou (caves, mud cake et rugosité de la paroi).

**C.2.1)- Loi de porosité densité :**

$$\Phi d = (d_{mat} - d_{lu}) / (d_{mat} - d_f)$$

❖ Avec :

- $\Phi d$  : porosité densité
- $d_{mat}$  : densité de la matrice (ex : dans les grés  $d = 2.65$ )
- $d_{lu}$  : densité lus sur le log de densité
- $d_f$  : densité de fluide de boue.

**C.2.2)- Correction de porosité de l'effet d'Argile :**

$$\Phi d_C = \Phi d - (V_{sh} \times \Phi d_{sh})$$

❖ Avec :

- $\Phi d_C$  : porosité densité corriger.
- $\Phi d$  : porosité densité.
- $V_{sh}$  : volume d'argile.
- $\Phi d_{sh}$  : porosité densité d'argile.

**C.3)- Outils de porosité (Neutron) :**

Des neutrons produits par une source radioactive bombardent la formation de façon permanente, les neutrons incidents peuvent entrer en collision avec les noyaux des atomes d'hydrogène de la formation, pour la diagraphie de porosité neutron, seule l'effet de dispersion nous intéresse, dans cette interaction, les neutrons perdent progressivement leur énergie par collision avec les noyaux, finalement ils seront absorbés, on peut noter que la section de dispersion d'hydrogène est plus grande que celles des autres éléments, par conséquent, cet outil va être influencé principalement par la quantité d'hydrogène présente, sa mesure sera directement liée à la porosité.

**C.3.1)- La loi de la porosité neutron :**

La lecture sur le log neutron est en porosité équivalente calcaire (outil calibré sur une formation calcaire dans un puits à Houston USA). Pour les roches gréseuses, il faut ajouter 4 unités de porosité.

**C.3.2)- Correction de porosité de l'effet d'Argile :**

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - (\Phi_{Nsh} \times V_{sh})$$

Avec :

- $\Phi_{NC}$  : la porosité neutron corrigé.
- $\Phi_N$  : la porosité neutron.
- $\Phi_{Nsh}$  : la porosité neutron d'argile
- $V_{sh}$  : le volume d'argile

**D)- la résistivité :**

**D.1)- Résistivité de la zone vierge :**

Plusieurs outils ont été développés, les principaux outils sont : les latérologs et ceux d'inductions.

**a)- Les Latérologs :**

Dans cet outil un courant électrique est forcé latéralement dans la formation par deux autres courants au dessus et dessous du premier qui le focalisent et lui imposent la forme d'un disque plat, un courant de mesure permet de calculer la résistivité de la couche, pour obtenir des valeurs de résistivité plus précises il faut faire les corrections avec des abaques suivantes sur les lectures :

- Effet de trou (caves, invasion).
- Epaisseurs des couches adjacentes (épentes).

**b)- L'induction :**

La sonde comprend deux groupes de bobines logées dans un tube en fibre de verre non conductible, un oscillateur envoie un courant constant dans la bobine émettrice, ce courant crée tout autour de la sonde un champ magnétique crée à son tour des courants de Foucault dans la formation, ces derniers à leur créent tour un courant induit produisent son propre champ magnétique, lequel est proportionnel à la valeur des courants induits et finalement à la conductivité de la formation.

**D.1.1)- Application de  $R_t$  :**

- Interprétation Rapide et détection des hydrocarbures.
- Calcul de la saturation en eau  $S_w$ .
- Détermination du diamètre d'invasion.
- Détermination de la résistivité de l'eau de formation.

**D.2)- Résistivité de la zone lessivée ( $R_{xo}$ ) :**

La connaissance de  $R_{xo}$  est très utile pour corriger les mesures de  $R_t$ . Il existe toute une famille pour effectuer une mesure de  $R_{xo}$  à quelques pouces de la paroi du trou.

La mesure de  $R_{xo}$  peut se faire avec des outils dits : microlaterolog ou avec des outils modernes d'induction dit AIT (Array Induction Tools).

#### D.3)- Loi de saturation :

$$S_w^2 = R_o / R_t$$

Avec :

- $S_w$  : degré de saturation.
- $R_t$  : la résistivité de la zone vierge non envahie par la boue.
- $R_o$  : la résistivité de la roche.

$$R_o = F \times R_w$$

- $F$  : c'est un facteur lié a la formation

$$F = a / \Phi^n$$

- $a$  : constant lié a la lithologie (ex : grés  $a = 0.62$  et 1 pour les calcaires).
- $n$  : constant lié a la cimentation, il est supposé de l'ordre de 2.

Donc :

$$R_o = (0.62 / \Phi^2) \times R_w$$

Alors la formule de saturation devienne :

- Pour les grés : 
$$S_w^2 = (0.62 \times R_w) / (\Phi^2 \times R_t)$$

- Pour les calcaire : 
$$S_w^2 = (1 \times R_w) / \Phi^2 \times R_t$$

#### E)- Outil de mesure de pression et prélèvement d'échantillons de fluide :

Des outils de mesures de pressions et prélèvement d'échantillons de fluide ont été développés par les compagnies Schlumberger, Baker Atlas et Halliburton.

- ❖ **RCI (réservoir caractérisation instrument)** : développé par Baker Atlas.
- ❖ **MDT (Modular dynamic tester)** : développé par la compagnie Schlumberger.
- ❖ **RDT (Reservoir description tool)** : développé par la compagnie Halliburton.

Tous les outils cités ci-dessus possèdent des modules dans leur fonctionnement à savoir ; module de pomp out qui nous permet de dégager le fluide dans le trou de forage jusqu' à avoir un fluide propre, ce dernier peut être reconnu par le module fluide analysé et aussi par le système de mesure de résistivité, le moduler de mesure de pretest qui nous permet d'avoir la pression de couche et d'hydrostatique ainsi que module d'échantillonnage (chambres d'échantillonnage), la mesure et l'échantillonnage de fluide est faite après exploitation des diagraphies dites d'évaluation.,la mesure de pression se fait en descendant, contrairement aux autres diagraphies, les meures de pressions de formation nous permettent de d'avoir la pression de la formation, une idée sur sa perméabilité par la détermination de la mobilité tirée de la mesure de pression, d'avoir aussi les contacts entre fluides qui pourraient être :

- **gaz/huile**
- **gaz /eau**
- **huile /eau.**



**Photo.06 : Outil RCI.**

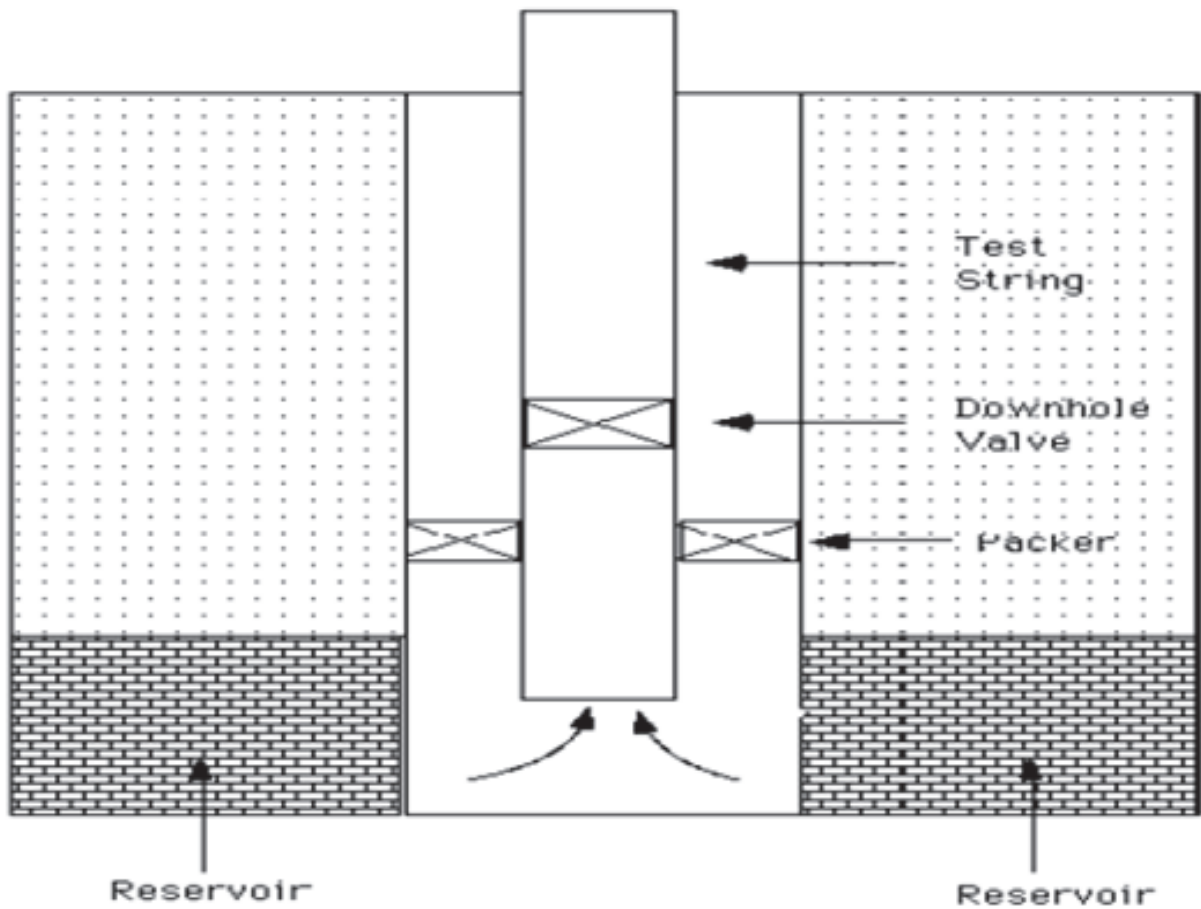


**III.3 Introduction sur le DST (Drille Steam Tester) :**

Un test de formation est la seule opération qui nous renseigne clairement sur la présence de fluide ou de gaz dans une formation et qui nous permet d'en évaluer les pressions de formation.

Le test peut être exécuté :

- En cours de forage (open hole).
- Après tubage (casing hole).



**Figure.08 : Drill Stem Test.**

**III.3.1 Principe de l'opération de Test :**

Les fluides ou les gaz présents dans une formation sont maintenus pendant le forage par la pression de la boue qui dépasse la pression de formation, le test est un moyen d'isoler la zone à tester, de canaliser les fluides ou le gaz présents dans la formation, tout en maintenant le reste du puits sous contrôle.

### III.3.2 Les éléments principaux d'un DST (Drill Steam Tester) :

#### ➤ Equipement de fond :

Un packer, sorte de manchon en caoutchouc qui, appliqué contre les parois du trou, sépare la zone à tester du reste de puits, un tester, comprenant, une tige perforée (ou crépiné) pour permettre aux fluides et au gaz renfermés dans la formation d'y pénétrer, puis de remonter vers la surface par les tiges de DST, un ensemble de vannes permettant d'ouvrir et de fermer le tester et d'inverser la circulation, des enregistreurs pour enregistrer les pressions de formation.

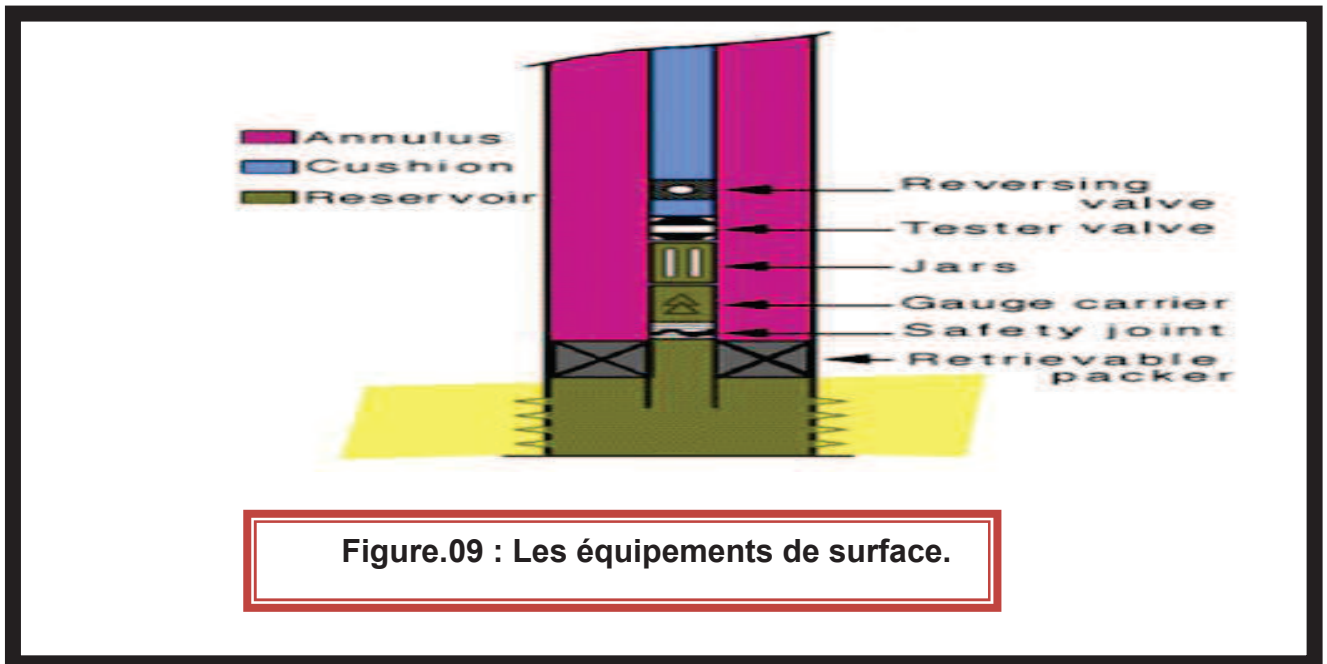


Figure.09 : Les équipements de surface.

#### ➤ Equipement de surface :

- ❖ flowhead (tets de production).
- ❖ Coflex (chiksanes).
- ❖ Choke manifold (vannes de surface).
- ❖ séparateurs : pour séparer l'huile de gaz, eau.
- ❖ ligne de torche.
- ❖ Bac de jaugeage (pour stoker l'huile).

### III.3.3 Les objectifs du DST :

- ❖ Mettre en évidence la présence d'hydrocarbures dans le réservoir.
- ❖ Déterminer la capacité de production.
- ❖ Déterminer la pression du réservoir.
- ❖ Déterminer les paramètres petro physique (K Skin).
- ❖ Déterminer éventuellement le modèle du réservoir.





## *Chapitre IIV :*

### *Etude D'un Cas (SF-4)*

## ***Chapitre IIV : Etude D'un Cas (SF-4).***

---

### **IV.1. Situation de puits SF-4 :**

Le puits Sif Fatima-4 (SF-4) est situé dans le grand Erg oriental du bassin de BERKINE, dans la partie Ouest du permis Sif Fatima, bloc 402b, à l'Ouest et Sud Ouest, il est bordé par le périmètre Berkine (bloc 404a) de l'association Sonatrach/Anadarko, il a été implanté à partir de la Grille SF de l'étude sismique SF-3D 1998 sur le croisement de l'Inline 8032 et la crossline 25415 et rattaché à la Grille SFNE sur le croisement de l'Inline 1030 et la crossline 1296.

❖ Il est situé à :

- ◆ 5.2 km au Nord-Est du puits SF-3, (foré par Sonatrach en 2004).
- ◆ 5 km à l'Est-Nord-Est du puits SF-2, (foré par Sonatrach en 2002).
- ◆ 5.7 km au Sud-Ouest du puits SFNE-7.

❖ Les coordonnées d'implantation sont :

<u>Géographiques</u>	<u>UTM</u>
➤ Long. = 08° 26' 48"71 E	X = 447 199
➤ Lat. = 31° 00' 44"18 N	Y = 3 430 828
➤ Zs = 217 m	Zt = 225 m

Le but principal du sondage est de vérifier la présence d'hydrocarbures dans les grès des réservoirs du Trias 'TAGI'. Le Trias Carbonaté constitue un objectif secondaire vu son extension limitée dans l'espace, mais pouvant emmagasiner un volume d'huile susceptible d'être produit, de plus il permettra de reconnaître les extensions au NE de l'accumulation de Sif Fatima et de vérifier les relations d'interférences entre SF et SFNE.

### **IV.2. Les caractéristiques pétrophysique Puits SF-4 :**

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution croissante, les classes oscillent entre [15-20] et la classe supérieure à 20% sont les plus dominantes (29.6% 43.2%), les classes varient entre [0-5] et [5-10] représente (13.6%) des valeurs de porosité du réservoir, l'histogramme de perméabilité montre une distribution unimodale avec la dominance de la classe oscillant entre [100-100] md, elle représente (46.4%) des valeurs de perméabilité réservoir, les classes varient entre [10-100] et [>1000] représente respectivement (18.4%) et (21.6%) des valeurs de perméabilité du réservoir et les classes oscillent entre [0.1-10] représente (13.6%).

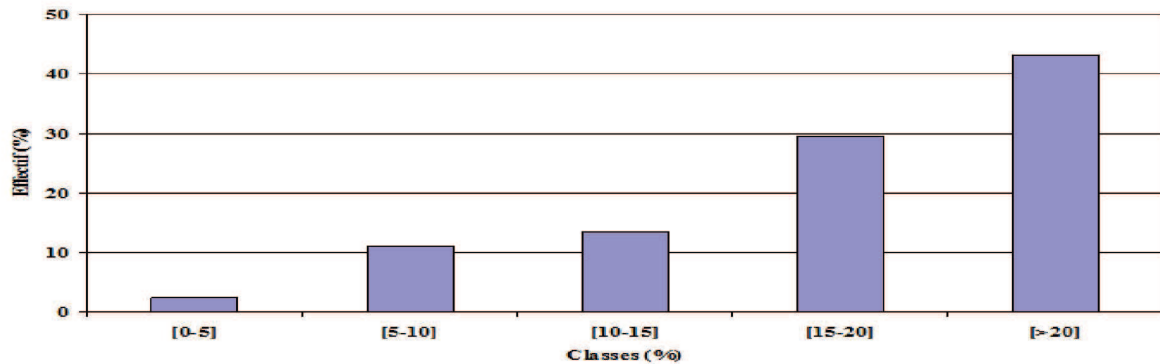


Figure.11: Histogramme de porosité SF-4

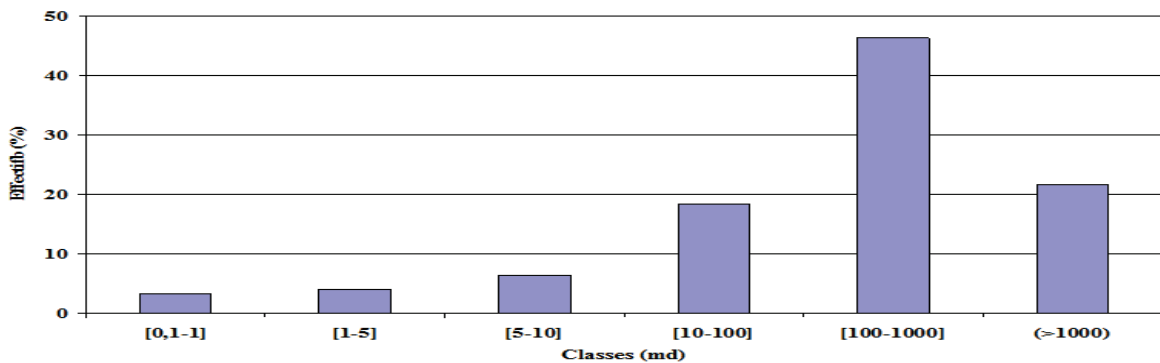


Figure.12 : Histogramme Perméabilité SF-4

#### IV.3. Interprétation des diagraphies :

- L'analyse des diagraphies montre que :

Le réservoir TAGI est à hydrocarbures dans les intervalles (2936-2938) et (2941-2948),(2958-2972), (2986-2988),(2991-2993),(3000-3016), ou les saturations en eau varient entre 8% à 54% avec des porosités de l'ordre de 7.5 à 14%.

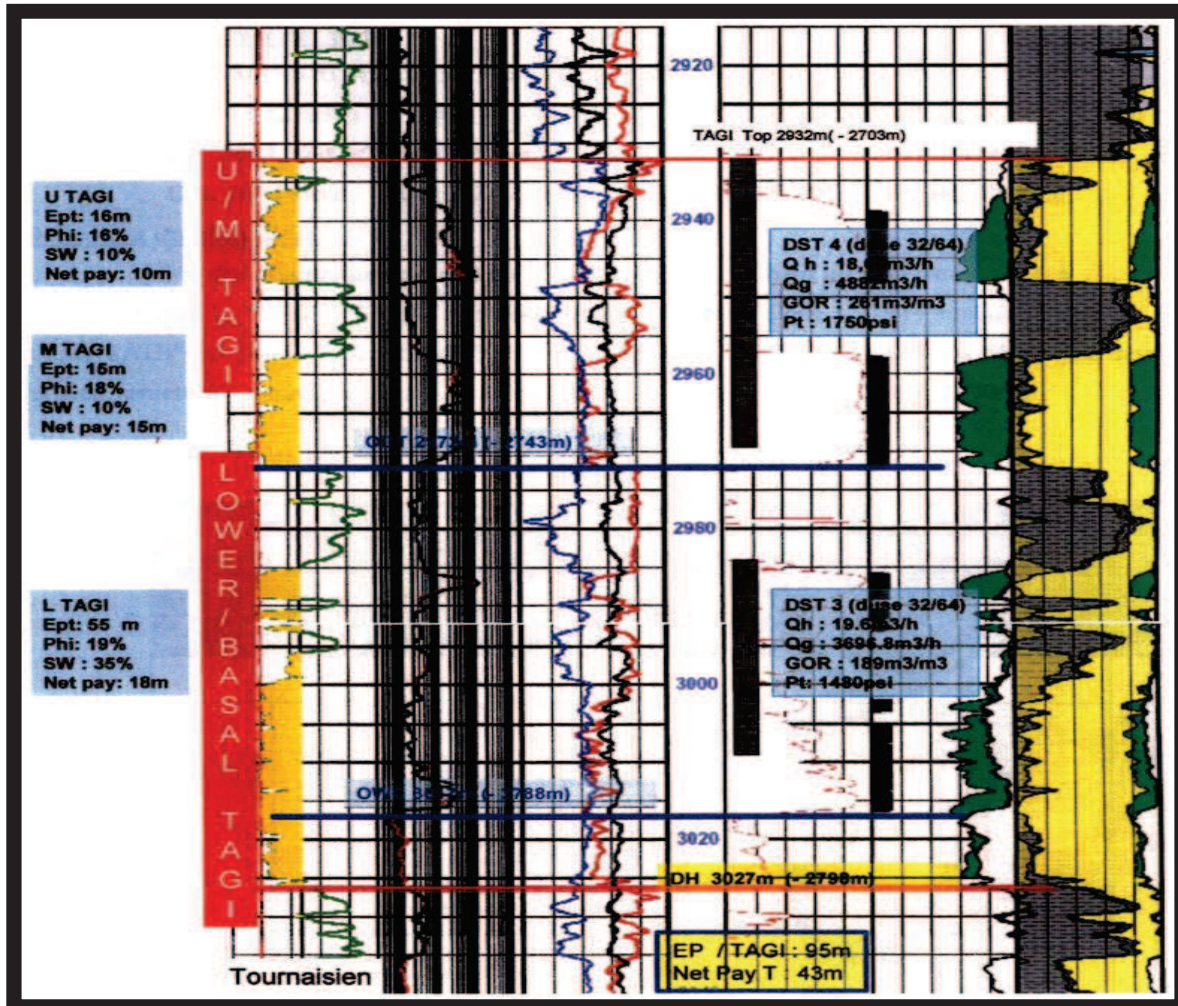


Figure.13 : Log Dee Diagraphie SF-4.

#### IV.3.1. L'interprétation de RCI :

L'interprétation du RCI a montré un gradient de pression de 0.82g/c relatif aux hydrocarbures, le reste est aquifère ayant un gradient de 1.22g/CC, le contact Huile/Eau se situe probablement à la cote 3017(-2792) (voir fig28).

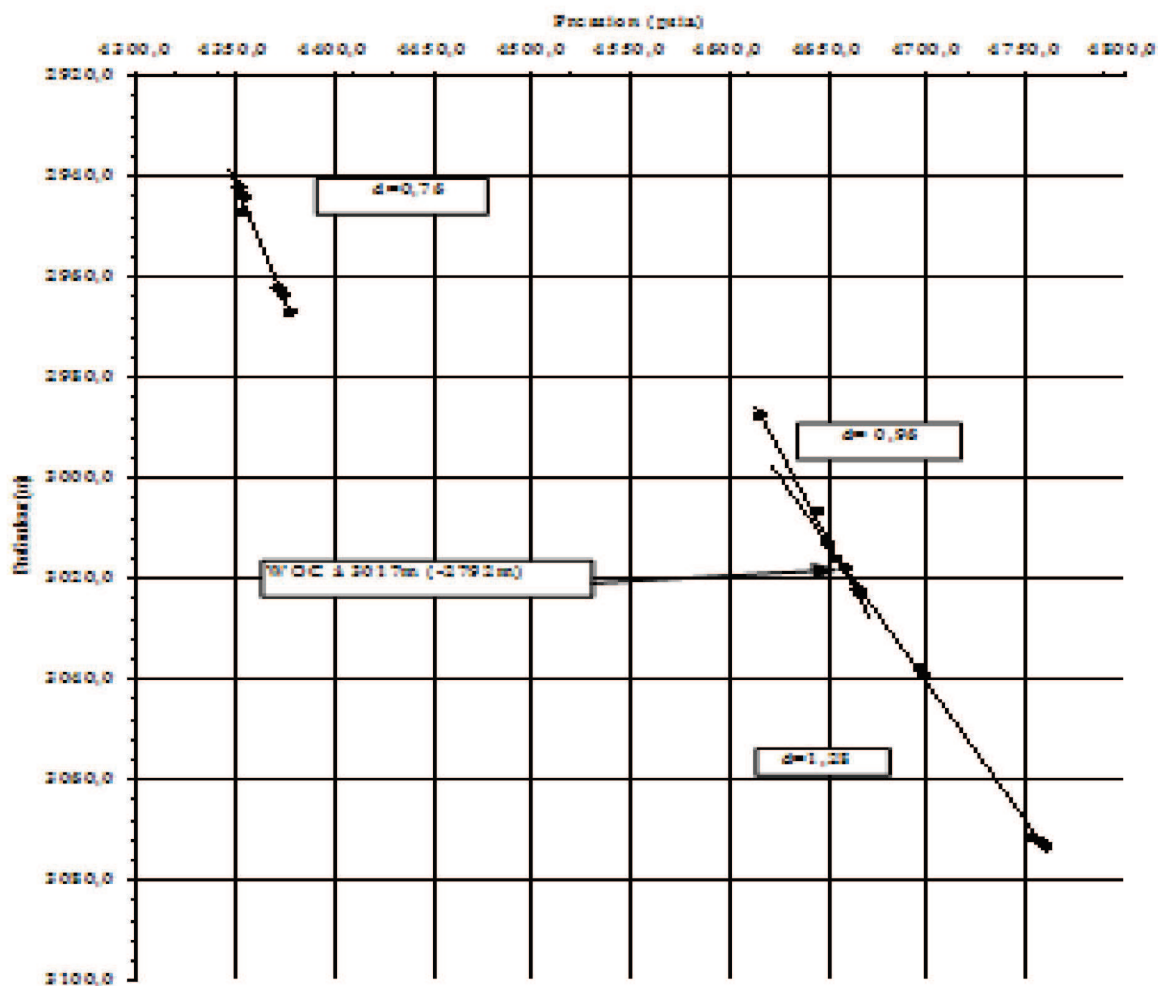


Figure.14 : Gradient de Pression de formation TAGI / Puits : SF-4

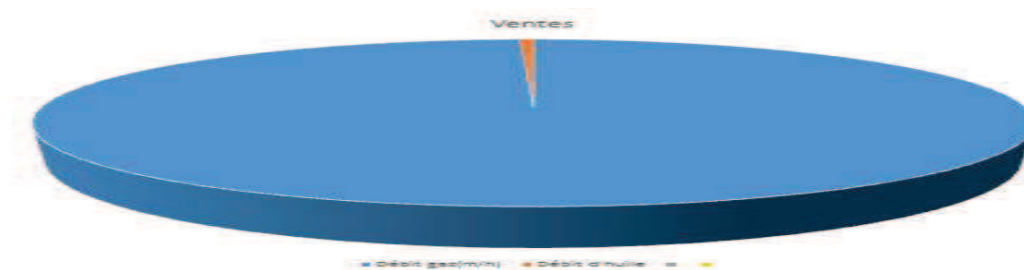
#### IV.3.2 Résultats pétroliers :

Du point de vue pétrolier, le puits SF-4, s'est avéré productif d'Huile et de Gaz dans le TAGI suite à une évaluation par deux tests.

**Chapitre IIV : Etude D'un Cas (SF-4).**

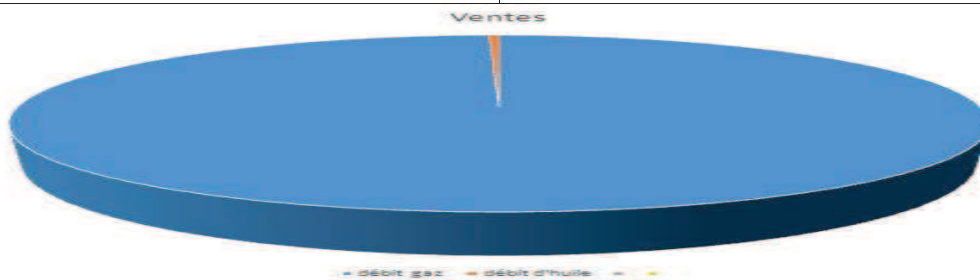
**\*(Lower) TAGI :**

DST -3	INTERVALLE TESTE 2932-2934m / 2936-2948m / 2958-2969m
Duse (in)	32/64
Débit gaz (m <sup>3</sup> /h)	3696
Débit huile (m <sup>3</sup> /h)	19.6
GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	189



**\*(Upper / Middle) TAGI :**

DST -4	INTERVALLE TESTE 2984-3010m
Duse (in)	32/64
Débit gaz (m <sup>3</sup> /h)	4882
Débit huile (m <sup>3</sup> /h)	18.69
GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	261



**Figure.15 : Pourcentages dans le puits SF4 à gaz (Lower) TAGI et (Upper / Middle) TAGI.**



## ***Conclusion :***

Les bassins de BERKINE caractériser par des dépôt d'âge mésozoïque qui repose en discordance sur le paléozoïque, tous ces formation sont envahie par le grand erg oriental, l'étude pétrophysique nous a montré que notre réservoir possède des très bonne caractéristique, cela il est confirmer par un bonne coefficient de corrélation entre la perméabilité et la porosité, les interprétation du diagraphie on révélé que le puits SF-4 a reconnu les trois unités du TAGI à HC avec confirmation par le RCI, les tests réaliser Vien de confirmer la haute potentialité en hydrocarbure dans le TAGI avec :

- DST-3 : (Lower) TAGI dans l'intervalle 2984 – 3010 m a hydrocarbures avec un débit de : Débit gaz ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) = 3696 et Débit huile ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) = 19.6
- DST-3 : (Upper/Middle) TAGI dans l'intervalle 2932 – 2973 m a hydrocarbures avec un débit de : Débit gaz ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) = 4882 et Débit huile ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) = 18.69

## *Bibliographie :*

- ❖ **Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud :** Rapport d'interprétation diagraphique des puits SIF FATIMA champ de BERKINE.
- ❖ **AIT SALEM H. FEKIRINE B. OUAICHOUCHE F. (2003):** Petroleum exploration and sand body prediction Triassic Palaeozoic of the Saharan platform.
- ❖ **BEICIP – SONATRACH, (1991) :** Bassin de Berkine - Evaluation pétrolière (Rapport interne de Sonatrach).
- ❖ **DJIDJELI M. (1995) :** Analyse séquentielle et milieu de dépôt du Trias argilo-gréseux Inférieur dans la partie du Bassin de BERKINE et essai de reconstitution de la paléogéographie (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).
- ❖ **DJIDJELI M. HELLAL C. (1996):** synthèse géologique sur le modèle de dépôt du Trias argilo-gréseux dans le Bassin de BERKINE (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).
- ❖ **IFP-SONATRACH. (1998) :** Regional synthesis of Triassic reservoir in Algeria (rapport interne-non public).
- ❖ **MIALL ANDREW D. (1996):** The geology of fluvial deposits, sedimentary Facies, basin analysis)) and petroleum geology, p504.Springlervelag NEW-YORK.
- ❖ **MOUAICI R. BETTIOUI H. et HELLAL C. (2005) :** Rapport d'implantation du puits CITE FATIMA- 4 (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).
- ❖ **SERRA O. (1979) :** Diagraphie différées (Tome I) « Interprétation des données diagraphiques ».Edition. SNEAP ELF PAU-France.
- ❖ **SERRA O. (1985) :** Diagraphie différées (Tome II) « acquisition des données diagraphiques ». Edition. SNEAP ELF PAU-France.
- ❖ **WEC (Well Evolution Conference) 2007:** Document SONATRAC /SCHLUMBERGER ALGER.