



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES
FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DÉPARTEMENT GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET PHÉNOMÈNES
ALÉATOIRES

MEMOIRE DE FIN D'ÉTUDE

En vue de l'obtention du diplôme de Master en **G**éophysique **P**étrolière

THEME

**Evaluation pétrophysique du réservoir TAGI de la région de
Sif Fatima et identification des contacts des fluides à partir
des diagraphies conventionnelles et des mesures de
pressions**

Présenté par:

ADED Fatima Zohra
OUCHENE Mohamed

Promoteur:

M^{me} L. ALIOUANE (FHC)

Encadreur :

Mr K. BELABED (PED)
Mr S. BENMALEK (PED)

BOUMERDES 2014/2015

Remerciements

Avant tout développement, louange au seigneur, Dieu le tout puissant qui nous a guidé, donné le courage et la patience de mener ç bien cette tâche.

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à toutes les personnes qui nous ont apporté leurs aides, leurs conseils et surtout le soutien dont nous avons besoin durant cette épreuve et spécialement à nos familles.

*Il apparait opportun de commencer notre mémoire de fin d'étude par des remerciements à M^{me} **L.Aliouane**, notre professeuse et promotrice, 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.*

On remercie les membres de jury, qui nous font l'honneur de juger notre modeste travail.

*Nous tenons à témoigner toute notre profonde reconnaissance et tous nos remerciements les plus sincères, à M^r **K.Belabed**, chef de département « Producing Engineering and Development » (PED), de la division production Sonatrach, et M^r **S.Benmalek**, notre encadreur au sein de la division production Sonatrach.*

Nous ne laisserons pas cette occasion passer, sans remercier tous les enseignants du département Géophysique. Puisque grâce à eux nous n'avons eu aucune difficulté à combler nos lacunes théoriques et à satisfaire notre curiosité scientifique.

Enfin, nos remerciements à tout ceux qui ont contribué de près ou de loin, à la finalisation de notre mémoire de fin d'étude.

Merci

Dédicaces

En hommage à ma très chère et regrettée grande mère Tamani, décédée le 8 Juin 2014, que DIEU l'accueille en Son Vaste Paradis.

Je dédie ce travail à mes très chers parents Abdesselam et Malika, qui m'ont orienté durant toute ma vie, et qui ont su me montrer le droit chemin, qui m'ont apporté Amour, Compréhension et encouragement pour mener à bien mes études,

A mon sympathique grand père Abdelkader.

A mon frère Zaim, sa femme Manel et son fils Rami.

A mes adorables Abdenour et Omar.

A mes cousine Wahiba et Zineb, et tous le reste de la famille.

A mon binôme Mohammed.

A Asma, lamia, Redha, Kada, Dnia, amel, louiza, Ismahane, sihem, khadidja, Fadoua et Djamil.

Et tous les amis du groupe MAGP10.

Et enfin à tous ceux qui m'ont aidé de prêt ou de loin.

Fatima Zohra.



Dédicace

Je tiens à dédier ce modeste travail à tous ceux qui me sont chers :

À ma très chère mère et mon très cher père à qui je n'oublierai jamais leur grande affection, leur soutien et leurs encouragements tous au long de mes études.

À mes frères et ma sœur et mes grands parents.

À mon binôme FATIMA ZOHRÀ .

À tous mes amis du groupe MAGP 10.

À Mohamed KIDENDE, Oussama LOMRI, Ibsatene Mohamed, Brahim ABDELA EL HADJ , Benaissa Sidaali .et tous mes amis de Tayeb BOUGASMI .

Et enfin à tous ceux qui m'ont aidé de prêt ou de loin.



Mohamed.

Sommaire

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

Chapitre I: Présentation de la région d'étude SIF FATIMA du bassin de Berkine

Introduction.....	2
I.1.Généralités sur le bassin de Berkine	2
I.1.1. Situation géographique du bassin de Berkine.....	2
I.1.2.Situation géologique du bassin de Berkine.....	2
I.1.3.Historique de la recherche pétrolière dans le bassin de Berkine	4
I.2.Champs de Sif Fatima.....	4
I.2.1.Situation géographique de la Zone SIF FATIMA.....	4
I.2.2. Situation géologique de la Zone SIF FATIMA.....	5
I.2.3. Aspect stratigraphique de la zone de Sif Fatima.....	5
I.2.4. Aspect tectonique de la zone de Sif Fatima.....	8
I.2.5. Le potentiel pétrolier de la zone de Sif Fatima.....	9
I.2.6. Intérêt pétrolier.....	10

Chapitre II : Evaluation pétrophysique et identification des contacts des fluides par les diagraphies conventionnelles dans les réservoirs TAGI

II.1. Les diagraphies enregistrées dans la zone d'étude	12
II.1.1. Diagraphie de résistivité.....	12
II.1.2. Diagraphie de rayons gamma naturels	13
II.1.3. Diagraphie de densité	14
II.1.4. Diagraphie neutron	14
II.1.5. Diagraphie sonique.....	15
II.2 Evaluation pétrophysique des réservoirs TAGI.....	19
II.2.1. Détermination des zones réservoirs.....	19
II.2.2. Estimation des paramètres d'argile.....	19
II.2.3. Détermination de la résistivité de l'eau de formation.....	20

II.2.4. Détermination des paramètres matriciels.....	20
II.2.5. Détermination du volume d'argile V_{sh}	21
II.2.6. Estimation et corrections des porosités.....	22
II.2.7. Détermination de la saturation en eau de formation	24
II.2.8. Détermination du niveau de contact des différents fluides.....	29

Chapitre III: Mesure de pression par l'outil (ModularDynamic Tester) MDT

Introduction.....	30
III.1. Description de l'outil MDT.....	31
III.1.1. La configuration de l'outil.....	31
III.1.2. Le module Single Probe.....	32
III.1.3. Le Dual Packer.....	34
III.1.4. L'échantillonnage.....	34
III.1.5. Le Module Pump-Out.....	36
III.1.6. Limitations.....	36
III.2. Mesures effectuées par le MDT.....	38
III.2.1. Mesure de pression pendant le pré test.....	38
III.2.2. L'échantillonnage du fluide.....	40
III.2.3. Détermination de la perméabilité.....	40
III.2.4. Détection des barrières perméables.....	41
III.3. Interprétation des profils de pressions de la région d'étude et évaluation des contacts.....	41
III.4. Synthèse des résultats.....	47

Conclusion

générale.....	48
---------------	----

Bibliographie

Liste des figures

Figure. I.1. Situation géologique du bassin de Berkine.....	3
Figure. I.2. Situation géologique de la Zone Sif Fatima.....	5
Figure. I.3. Colonne stratigraphique du bassin de Berkine, (Trias).....	8
Figure. I.4. Les éléments tectoniques du bassin de Berkine.....	9
Figure. II.1. Schéma de la sonde CNL.....	15
Figure. II.2. Schéma de la sonde BHC (borehole compensated).....	17
Figure. II.3. Diagraphies enregistrées au niveau des réservoirs TAGI du puits SF-5..	18
Figure. II.4. Diagraphies enregistrées au niveau des réservoirs TAGI du puits SF-6..	19
Figure. II.5. Détermination des paramètres matriciels à partir de l'abaque « Sw-16 » dans le réservoir TAGI du puits SF-5.....	22
Figure. II.6. Evaluation petrophysique des réservoir TAGI du puit SF-5.....	28
Figure. II.7. Evaluation petrophysique des réservoir TAGI du puit SF-6.....	29
Figure.III.1. Présentation de l'outil MDT avec tous ses modules.....	33
Figure.III.2. Présentation du module Single Probe.....	34
Figure.III.3. Détail du module Single Probe.....	36
Figure.III.4. Chambre d'échantillonnage.....	38
Figure.III.5. Module Pump-out.....	40
Figure.III.6. Mesure de la pression hydrostatique.....	40
Figure.III.7. Exemple d'un profil de pression.....	42
Figure.III.8. profil de pression du puits SF-5.....	44
Figure.III.9. Profil de pression du puits SF-6.....	47

Liste des tableaux

Tableau. II.1. Paramètres pétrophysiques des argiles pour les puits SF-5 et SF-6.....	20
Tableau. II.2 .Paramètres matriciels dans le réservoir TAGI des puits SF-5 et SF-6..	21
Tableau.III.1. Eléments de <i>packer</i> qui existe en Algérie.....	38
Tableau.III.2. Les valeurs de pression correspondant à chaque profondeur SF-5.....	43
Tableau.III.3. Les valeurs de pression correspondant à chaque profondeur SF-6.....	46

Introduction générale

Les diagraphies occupent une place incontournable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leur apport nous permet de caractériser les réservoirs.

L'application unique des diagraphies conventionnelles s'avère insuffisante, pour cela et afin de combler quelques lacunes, l'utilisation d'autres techniques est indispensable tel que les mesures de pression.

L'identification des fluides dans les réservoirs est une étape très importante dans la caractérisation des réservoirs pétroliers. Il est, parfois, difficile de localiser ces contacts à partir des diagraphies conventionnelles. Pour cela, l'exploitation des données de pression permet de résoudre le problème. C'est dans ce contexte que la présente étude a été réalisée.

L'objectif de cette étude est de procéder à une évaluation pétrophysique des réservoirs argilo-gréseux inférieurs du Trias (TAGI) et l'identification des contacts des fluides par les diagraphies conventionnelles et par les données de pression.

Cette étude comporte trois chapitres :

Le premier chapitre est consacré à la présentation géographique et géologique de la région d'étude de Sif Fatima. La stratigraphie du Trias sera développée étant donné que le Trias est l'objectif pétrolier de la région

Le deuxième chapitre comporte une évaluation pétrophysique et la détermination des contacts des fluides par les diagraphies conventionnelles. Dans ce cas les principales diagraphies enregistrées au niveau des réservoirs TAGI de deux situés dans la région de Sif Fatima, ont été présentées.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation de l'outil Modular Dynamic Tester (MDT), et son utilisation pour l'identification des contacts des fluides. Une synthèse des résultats sera présentée en comparant les résultats obtenus à partir des diagraphies conventionnelles et ceux obtenus à partir des mesures de pression.

Enfin, nous terminons notre étude par une conclusion et des recommandations

Chapitre1 : Présentation de la région de Sif Fatima du bassin de Berkine

Introduction

Le bassin de Berkine est une région très importante pour la recherche pétrolière. Les études géologiques et géophysiques effectuées dans la région de Berkine ont été principalement consacrées au TAGI, Dévonien sup (le carbonifère) et inf (Siegénien).

Ce chapitre est consacré à la présentation du champ d'étude, nous allons faire une présentation géographique et géologique de la région d'étude de SIF FATIMA, Nous allons aussi développer la stratigraphie du TAGI.

I-Généralités sur le bassin de Berkine

I.1. Situation géographique de bassin de Berkine

Le bassin de Berkine (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, il est limité :

- A l'Est par, le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- Le sud par le bassin d'Ilizi.
- A l'ouest par le mole d'Amghuid El Biod Hassi Messaoud.
- Au nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et la voute de Dahar.

Ce bassin occupe une aire totale de près de 300.000 Km², mais seulement 103.000 Km² sont situés dans le territoire Algérien. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

I.2. Situation géologique du bassin de Berkine

De point de vue géologique, le bassin de BERKINE est de type intracratonique, il se situe dans la partie Nord Est de la plate forme saharienne.

Le socle qu'on peut rencontrer à une profondeur (côte absolue) de 7000m à 7500m est constitué par des roches cristallines, métamorphiques, volcaniques et parfois déformation sédimentaire métamorphique, (Figure.I.1).

Au dessus, du socle repos en discordance une série sédimentaire comprenant des termes, allant du cambrien à l'actuel.

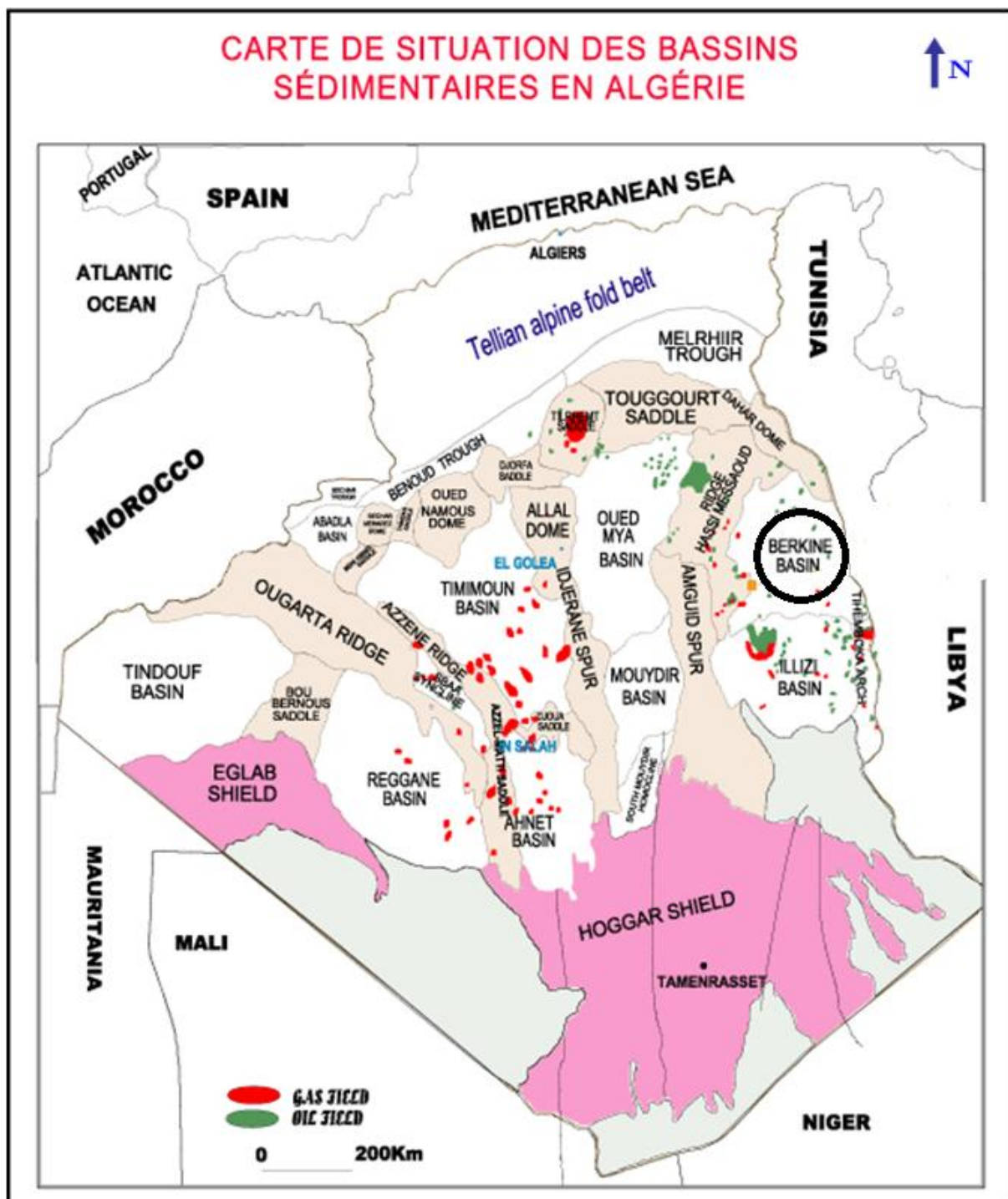


Figure I.1.la situation géologique du bassin de berkine. (wec)

I.3. Historique de la recherche pétrolière dans ce bassin

Par son importance économique, la plate forme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières. Après la nationalisation de 1971, SONATRACH devient le principal opérateur dans ce domaine.

Le début des années 1990 est marqué par une présence massive des sociétés pétrolières étrangères, pour accélérer la recherche pétrolière dans le bassin de BERKINE.

Les premières découvertes dans le Trias remontent à 1958 dans le gisement de Hamra où le Trias Argilo gréseux Supérieur (TAGS) a débité du gaz à condensât. De l'huile et du gaz à condensât ont été découverts dans les gisements de GassiTouil et RhourdeNouss, respectivement en 1961 et 1964. Toutes ces découvertes sont situées dans la province sud-est triasique qui est une entité géologique comprenant le Bassin de Berkine.

Les premières découvertes d'huile dans le bassin Berkine proprement dit ont été réalisées à partir de 1967 dans la région d'El Borma. Elles ont été suivies par celles de Wadi El Teh, en 1976, et Rhourde Er- Rouni, en 1987. Durant les années 80, l'association de SONATRACH avec la compagnie française CFP-TOTAL réalise aussi des travaux couronnés par les découvertes dans les anciens Blocs SIF-FATIMA et BERKINE.

Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de Berkine avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec SONATRACH).

- BirRebâa Nord (BRN) en 1990 par l'association SONATRACH/AGIP.

- HassiBerkine (HBN) et HassiBerkine Sud en 1994 par l'association SONATRACH /ANADARKO.

Cette découverte d'huile dans le TAGI a montré un intérêt particulier du trend Sud Ouest-Nord Est reliant RhourdeNouss à El Borma – Rhourde El Khrouf en 1992 par l'association SONATRACH / CIEPSA sur le flanc Nord du môle d'Ahara.

- BerkineEst – Ourhoud (BKE – ORD) en 1993 par l'association SONATRACH/ANADARKO et l'association SONATRACH / CIEPSA.

- El Merk(EMK) et El Merk Est (EMKE) par l'association SONATRACH/ANADARKO.

II. Champ de Sif Fatima

II.1. Situation géographique de la Zone Sif Fatima

Le secteur de Sif Fatima (bloc 402) est situé dans la partie Nord-est du bassin de Berkine, à environ 100Km au sud-ouest du gisement d'El Borma. Ce bloc (402) couvre une superficie de 103Km².

Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes (31°- 32° Nord) et longitudes (8°-9° Est).

II.2. Situation géologique de la Zone Sif Fatima

La région de Sif Fatima est située dans le bassin de Berkine, limitée, (figure.I.2) :

- Au Nord, par Bire Rabaa Nord.
- Au Sud, par RhoudeDebdaba.
- A l'ouest, par BirBerkine.
- A l'Est, par Bir SIF Fatima.

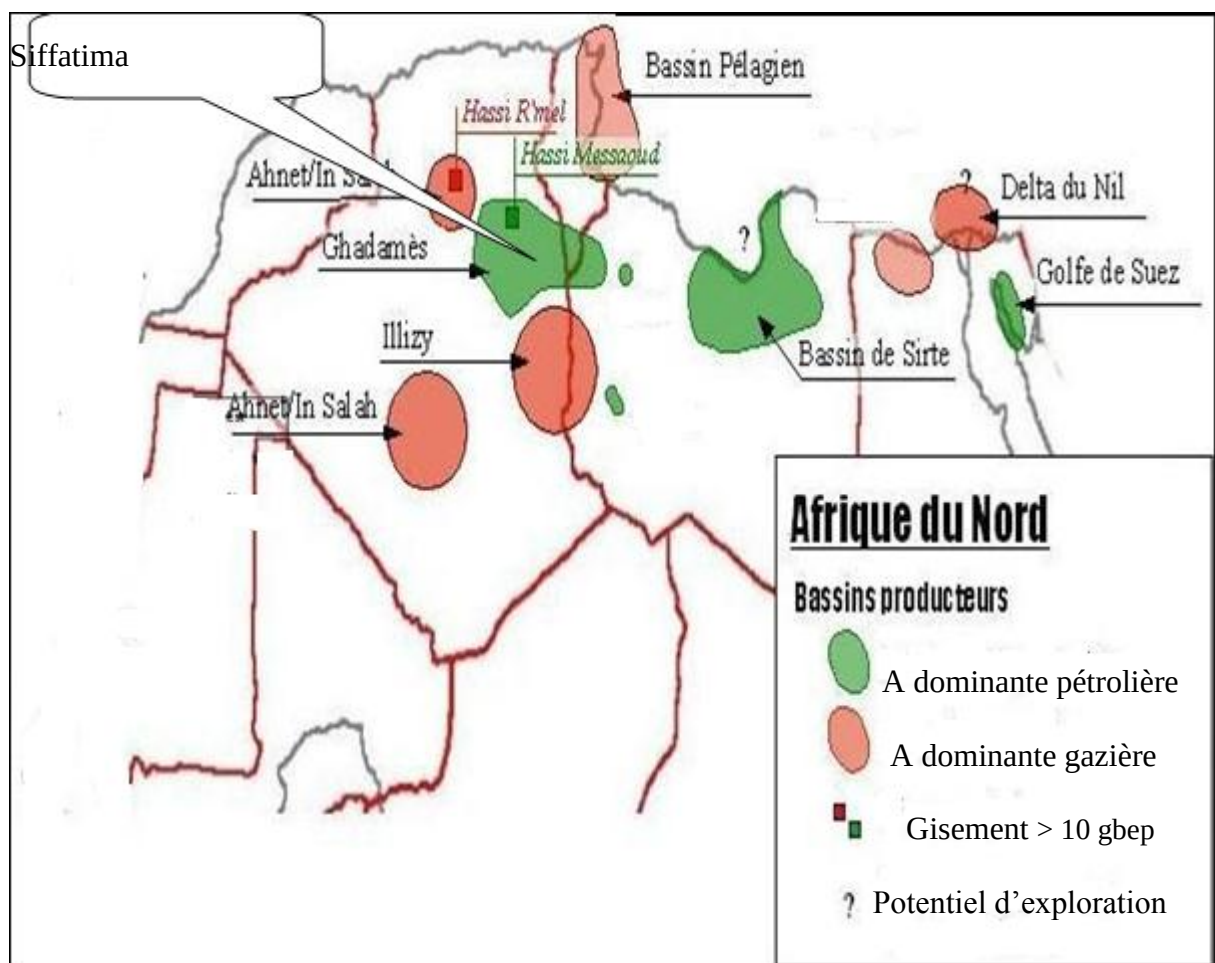


Figure I.2. Situation géologique de la Zone Sif Fatima. (wec)

II.3. Aspect stratigraphique de la zone de Sif Fatima

La colonne lithostratigraphique traversée par les sondages du permis Sif Fatima est en général analogue aux prévisions et aux puits de référence, avec toutefois de faibles variations latérales de faciès et d'épaisseurs des formations.

La série stratigraphique de la région est essentiellement composée de dépôts mésozoïques, reposant en discordance sur le Paléozoïque. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque, (figure.I.3).

II.3.1. Le Paléozoïque

Celui-ci est constitué par :

II.3.1.1. Le Cambrien

Ces dépôts reposent sur un socle précambrien, représenté par des grès et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300m.

II.3.1.2. L'Ordovicien

Qui repose sur le cambrien est composé d'une alternance des grès et l'argile.

II.3.1.3. Le Silurien

Reposant sur l'ordovicien et composée d'argiles noires riches en matière organique qui forme une importante roche mère, celle-ci est surmontée par un important dépôt argilo-gréseux.

II.3.1.4. Le Dévonien

Il est formé par :

a. Dévonien inférieur

Il est composé d'une alternance argilo-gréseux.

b. Dévonien moyen

Il est caractérisé par un dépôt argileux comporte des intercalations de niveaux carbonaté.

c. Dévonien supérieur

Il est représenté par des argiles à passe de marnes de calcaire et de dolomites, au sommet on trouve des grès et des siltstones.

II.3.1.5. Le Carbonifère

Il est constitué par:

a. Carbonifère inférieur

Qui débute par des argiles à passes des siltstones et de calcaire. Au sommet, on distingue une alternance d'argiles de siltstones et des grès avec des passées des roches carbonatées.

b. Carbonifère supérieur

Qui est représenté à la base par une alternance des grès et des argiles sauf dans la partie centrale où on observe des carbonates.

II.3.2. Le Mésozoïque

II.3.2.1. Le Trias

a. le Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI)

Il est constitué Grès blanc à gris-blanc localement beige fin à moyen parfois grossier silico-argileux rarement siliceux friable à moyennement consolidé, avec fines passées d'Argile brun-rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse Traces pyrite. Les différents membres de la formation TAGI sont, Figure.I.3.

-TAGI Upper Member.

-TAGI Middle Member.

-TAGI Lower Member.

-TAGI Basal Member.

b. Le Trias Carbonaté

Il est constitué d'argile verte à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse localement dolomitique avec passées de dolomie blanc beige, tendre et de grès gris blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur.

c. le Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS)

Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse

d. Le Trias Argileux

Il est constitué d'argile brun rouge et brunâtre, rarement gris vert, tendre à indurée silteuse

avec traces d'anhydrite blanche, tendre, pulvérulente.

II.3.2.2. Le Jurassique

Il est constitué par le Lias, le Dogger lagunaire, le Dogger argileux et le Malm.

II.3.3. Le Cénozoïque

II.3.3.1. Le Mio-Pliocène

Il est constitué de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec intercalations d'argile brun rouge sableuse, et présence de banc de calcaire argileux.

II.3.3.2. Le Quaternaire

Ce sont des sables représentant des placages dunaires.

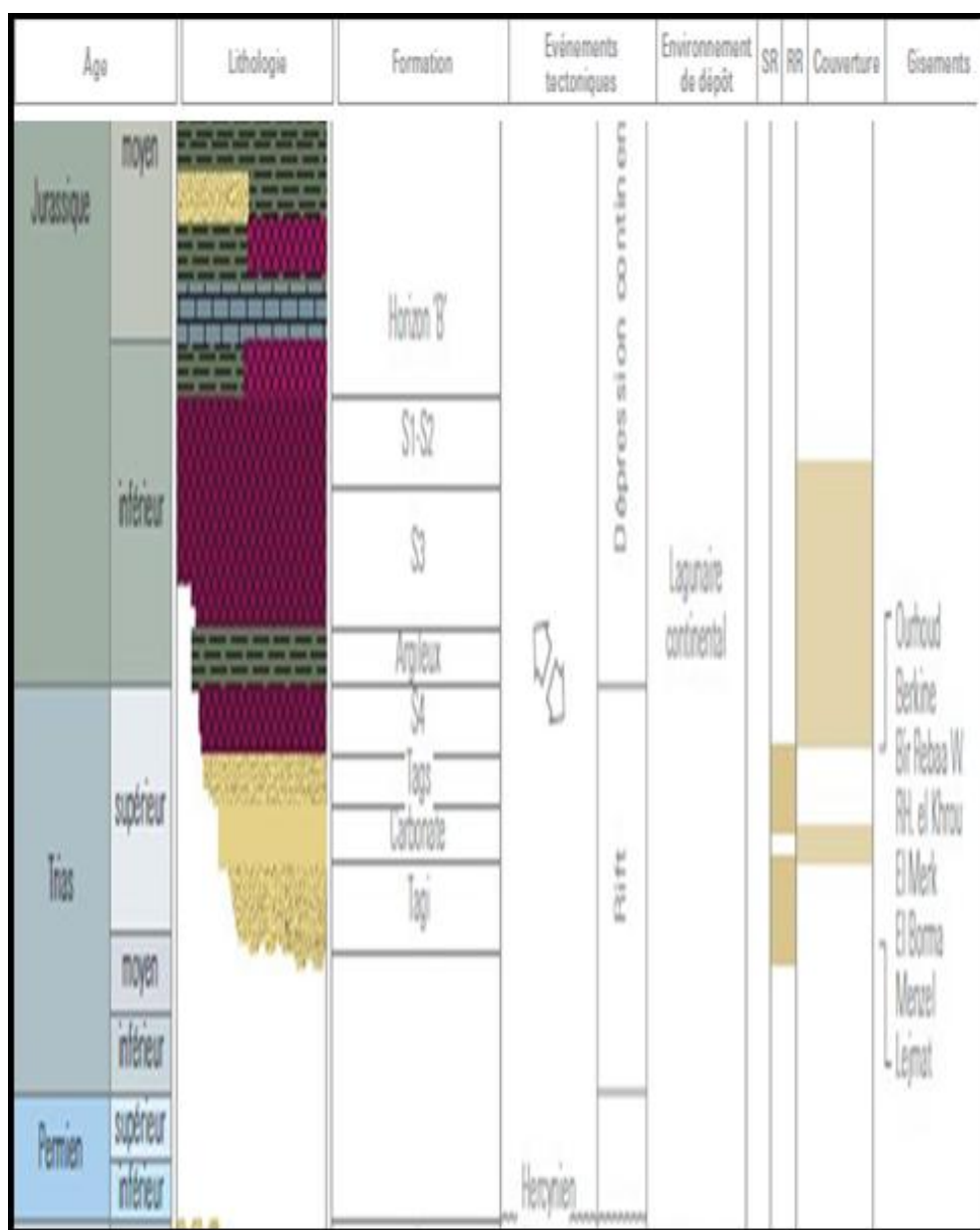


Figure.I.3. colonne stratigraphique du bassin de Berkine. (Trias). (wec)

II.4. Aspect tectonique de la zone de Sif Fatima

La structure de Sif Fatima est un bloc faillé incliné à l'extrémité sud d'une terrasse majeur affaissé dans le système régional des failles SFNE (SIF FATIMA Nord Est).

Le champ est structuellement limité à l'est par la faille nord-est sud-ouest de la terrasse et à l'ouest par une faille de direction nord-est sud-ouest. (figure.I.4).

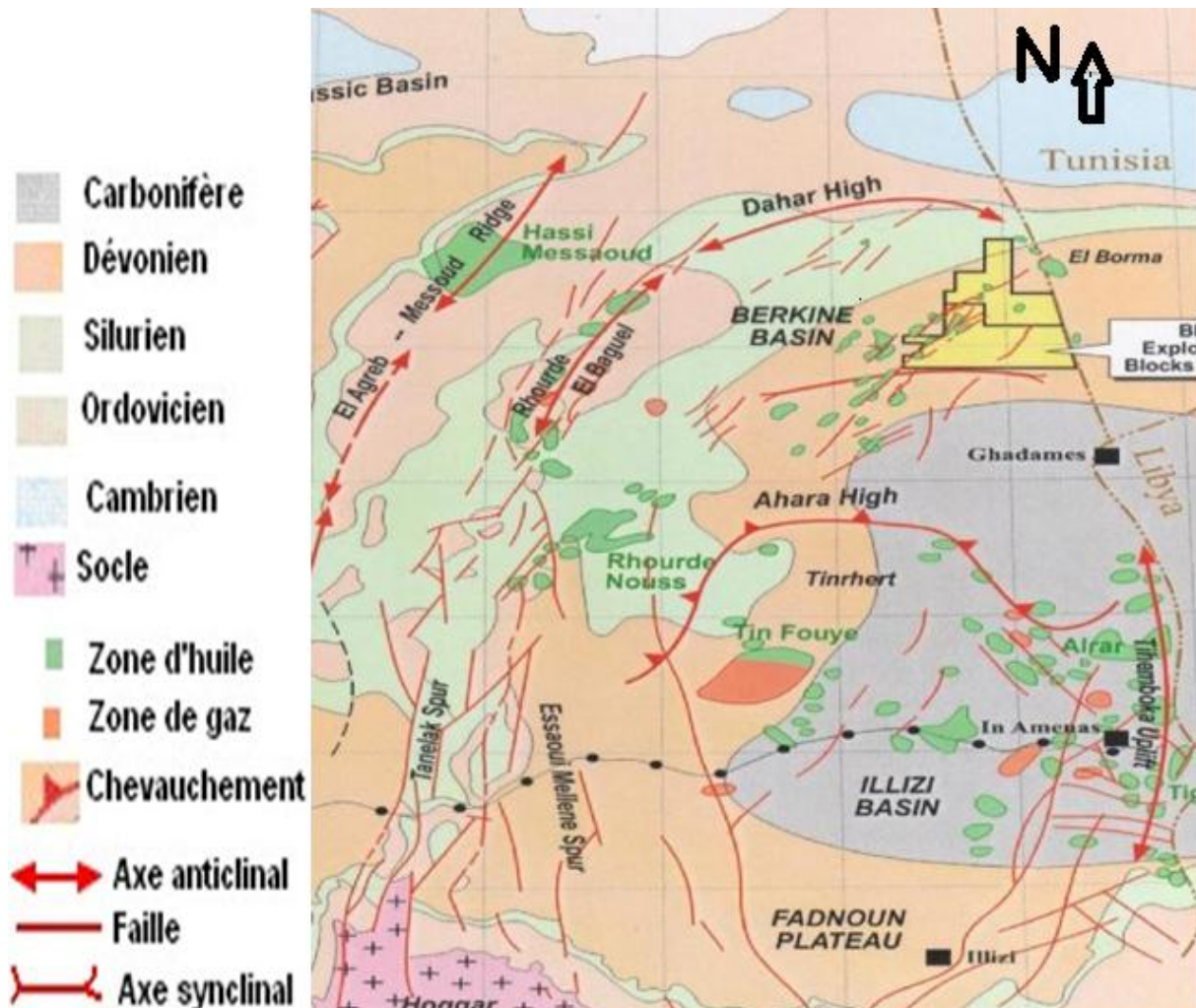


Figure I.4. Les éléments tectoniques du bassin de Berkine. (wec)

II.5. Le potentiel pétrolier de la zone de Sif Fatima

II.5.1. Roche mère

Les principales roches mères de la région sont: - Les argiles du frasnien - Les argiles du dévonien qui sont fortement productives.

II.5.2. Roche réservoir

Le principal réservoir dans la région d'étude est le Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) qui est subdivisé en trois niveaux qui sont de bas en haut comme suit:

a. TAGI basal

Il est composé par:

- Des Argiles brun rouge et gris vert à vert, parfois gris clair indurée légèrement silteuse localement micacée.
- Des grès blancs, fin à moyen parfois blanc verdâtre, et friable à moyennement consolidé sub-anguleux à sub-arrondi pyriteux par endroits.

-Des Grés gris-blanc à gris –clair moyen à grossier, sub-arrondi avec passe millimétrique d'argile verdâtre, indurée, silteuse et traces de pyrite.

b. TAGI moyenne

Il est composé par:

- Grés beige fin à moyen bien classé sub-anguleux à sub arrondi, parfois verdâtre très friable, fin siliceux à silico-argileux.
- Grés blanc à beige, sub-anguleux à sub-arrondi friable, micacé, siliceux et pyriteux avec fines passées d'argile verte.

c. TAGI supérieur

Composé d'une alternance de grés blanc à beiges parfois verdâtre, sub anguleux à sub – arrondi, silico argileux, micacé; pyriteux moyennement dur à friable avec niveaux de galets argileux.

II.5.3. Roche couverture

Elle est assurée par:

- Le Trias carbonaté.
- Les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur.

II.6. Intérêt pétrolier

Les dernières statistiques connues de trias argilo gréseux de la province triasique et en particulier dans le bassin de Berkine montrent que ces réservoirs gréseux enferment des réserves importantes d'hydrocarbures.

L'exploration pétrolière est orientée actuellement vers la caractérisation de ces réservoirs potentiels.

Chapitre II :

Evaluation pétrophysique et
identification des contacts des fluides
à partir des diagraphies
conventionnelles dans les réservoirs
TAGI

Dans ce chapitre, nous allons développer les diagraphies enregistrées dans la région d'étude. Par la suite, nous allons réaliser une évaluation pétrophysique des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima, et identifier les contacts des fluides.

Différentes diagraphies ont été enregistrées au niveau de deux puits situés dans la région de Sif Fatima (SF-5 et SF-6).

I. Diagraphies enregistrées dans la zone d'étude

Les diagraphies différées enregistrent les paramètres physiques à l'aide de sondes descendues au bout d'un câble s'enroulant au bout d'un treuil placé dans un camion contenant les appareils d'enregistrement et de contrôle.

Pour exécuter ces diagraphies dans de bonnes conditions, il est nécessaire de préparer le puits : le laver par circulation de la boue, éliminer les déblais, stabiliser la température de fonds...etc. Dans notre étude les diagraphies enregistrées sont :

- Diagraphie de résistivité.
- Diagraphie densité.
- Diagraphie neutron.
- Diagraphie sonique.
- Diagraphie de rayons Gamma naturels.
- Diamètreur.

I.1. Diagraphie de résistivité

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre dans la formation et enregistrant la différence du potentiel (D.D.P) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement. C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis :

- **Les Macro dispositifs**

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t .

- **Les Micro dispositifs**

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo} .

Les principales applications de la mesure de la résistivité sont :

- Détermination de l'ensemble des saturations.
- Détermination de R_{xo} à l'aide des micro-dispositifs et R_t à l'aide des macro-dispositifs.
- Calcul de la porosité Φ .
- Corrélation de puits à puits.
- Calcul des résistivités de l'eau interstitielles R_w
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Application lithologique et sédimentologique.

Dans notre cas les diagraphies de résistivité d'induction ont été enregistrées par la sonde AIT (Array Induction Imager Tool). Les enregistrements de résistivité macro R_{t90} des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures. II.3 et 4 en track 2.

I.2. Diagraphie de rayons gamma naturels

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement. Le fait que les éléments (K, U, Th), possédant des isotopes contribuant à la radiation gamma naturelle soient présents dans la formation géologique et souvent en relation directe avec la minéralogie et la lithologie, a suscité un grand intérêt pour la diagraphie de radioactivité naturelle de type gamma, son champ d'application s'est élargi avec l'introduction de la spectrométrie qui permet de donner une estimation des teneurs en (K, U, Th). Généralement la radioactivité naturelle est élevée pour les argiles, et basse pour les sables et les calcaires.

Les principales applications de cette diagraphie sont :

- L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Distinguer et délimiter les zones poreuses et perméables de celles imperméables.

- Les corrélations entre sondages.
- Les applications sédimentologiques.

Les enregistrements de GR (Gamma ray) des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures.II.3 et 4 (track1).

I.3.Diagraphie Densité

On soumet la formation à un bombardement contenant des rayons gamma émis par une source radioactive spéciale (Co^{60} , Cs^{137}) et on mesure à une certaine distance à l'aide d'un détecteur à scintillation l'intensité du rayon gamma diffusé par effet Compton au-dessus d'un certain seuil d'énergie, ces photons de haute énergie entrent en collision avec les atomes de la formation pour mesurer la densité ρ_e de la formation, à partir de laquelle on pourra ensuite calculer la masse volumique ρ_b par la relation :

$$\rho_b = (1 - \Phi_d) * \rho_{ma} + \Phi_d * \rho_f$$

La sonde LDT (Litho Density Tool) permet de mesurer la densité globale de la formation ainsi que l'enregistrement de la courbe d'absorption photoélectrique (Le PEF) de la roche,

Les principales applications de diagraphies de densité sont :

- La mesure de la porosité densité soit directement si l'on connaît la densité de la matrice et du fluide soit en combinaison avec le neutron.
- Le log de densité constitue la diagraphie de base pour la détermination de la lithologie des formations.
- La détection des zones à gaz en combinaison avec la diagraphie du neutron.
- Détermination de la porosité utile.

Les enregistrements de la densité globale ρ_b des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures.II.3 et 4 en track 5.

I.4.Diagraphie Neutron

On bombarde la formation avec des neutrons d'énergie incidente de l'ordre de 10MeV produits par des sources spéciales.

Ces neutrons sont ralentis surtout par des collisions avec les atomes légers d'hydrogène et atteignent un état thermique.

Un détecteur situé à une certaine distance de l'émetteur mesure la densité de neutrons thermiques, cette mesure (Φ_N) dépend en quelque sorte et surtout d'un nombre d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans la formation, ceux-ci étant liés à l'eau et aux hydrocarbures ou à la composition moléculaire de la roche soit par suite de leur pouvoir ralentisseur soit par leur pouvoir absorbant.

La sonde CNL (Compensated Neutron Log) est munie d'une source radioactive et de deux détecteurs de neutrons thermiques placés à différents espacements réduisant ainsi les effets du sondage. Le rapport des taux de comptage des deux détecteurs est directement traduit en indice d'H-N (porosité neutron), (Figure. II.1).

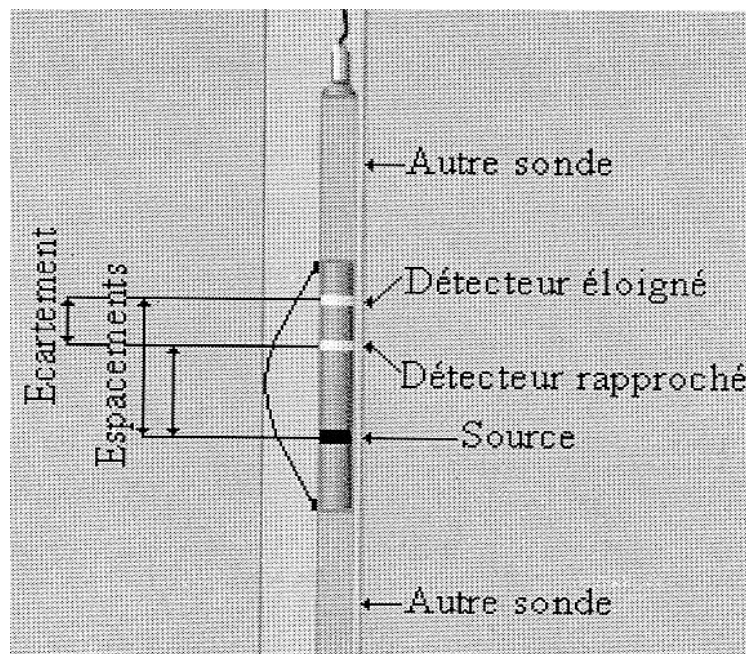


Figure. II.1. Schéma de la sonde CNL.

Ses principales applications sont :

- La mesure directe de la porosité neutron.
- La différenciation des zones à gaz des zones à huile.
- La comparaison des réponses du neutron de la densité et de la résistivité permet une identification plus rapide du fluide présent dans le réservoir et la localisation des contacts « gaz-huile », « huile-eau ».
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.

Les enregistrements de porosité neutron Φ_N des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures. II.3 et II.4 en track 5.

I.5.Diagraphie Sonique

Les diagraphies soniques sont basées sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil.

La mesure du temps de parcours des ondes compressionnelles traversant les différentes couches nous donne la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation et apportent des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées.

Le temps de parcours de ces ondes dépend essentiellement de la nature de la matrice de la roche et des fluides remplissant les pores.

Ce temps de parcours est lié à la porosité sonique par la relation :

$$\Delta T_{lu} = (1 - \Phi_s) * \Delta T_{ma} + \Phi_s * \Delta T_f$$

La sonde BHC (Berehole Compensated), est composée de deux émetteurs l'un en haut et l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur, (Figure. II.2).

On envoie un signal alternativement par l'émetteur du haut E_1 et du bas E_2 et on enregistre alternativement par les couples $(R_1 - R'_1)$, $(R_2 - R'_2)$.

On fait alors la moyenne des deux mesures :

$$\Delta T = (\Delta T_1 + \Delta T_2)/2$$

C'est cette moyenne qui est enregistrée.

Le point de mesure est pratiquement le milieu de l'intervalle entre les deux récepteurs extrêmes. L'industrie pétrolière a retenu comme unité de temps de trajet le $\mu s/pied$. Elle est reliée à la vitesse qui est exprimée par pied/seconde par la relation :

$$\Delta T (\mu s/ft) = 10^6 / V (ft/s).$$

Les principales applications de diagraphie Sonique sont :

- Définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.
- La détermination de la porosité sonique des réservoirs.
- Étude de la compaction des formations argileuses étant donné que le temps trajet est directement relié à la vitesse du son dans les roches.

- La combinaison avec la densité pour l'établissement du log d'impédance acoustique et le calcul du coefficient de réflexion R.

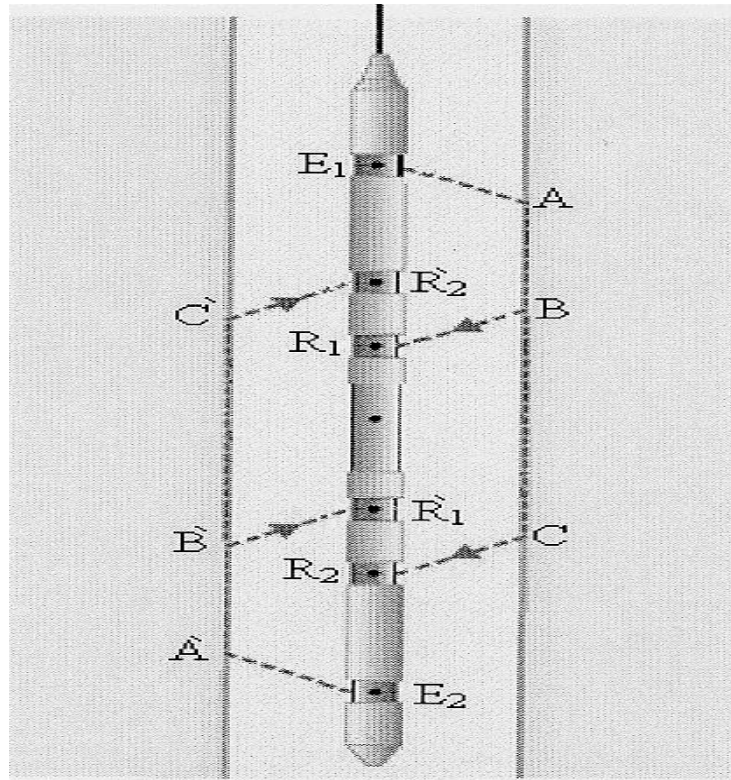


Figure. II.2. Schéma de la sonde BHC (Borehole Compensated).

La profondeur d'investigation varie entre 12cm et environ 1m. Elle est fonction de la vitesse de la formation, en tenant compte de la longueur d'onde λ . Des expériences de laboratoire ont prouvé qu'une épaisseur d'au moins 3λ était nécessaire pour permettre la propagation d'une onde de pression sur plusieurs pieds de longueur. La résolution verticale est sensiblement égale à la distance (écartement) séparant les deux récepteurs couplés, généralement 2 pieds mais parfois 1,3 ou 6 pieds.

Les enregistrements de temps de parcours des ondes de compression dans les réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures. II.3 et II.4 en track 5.

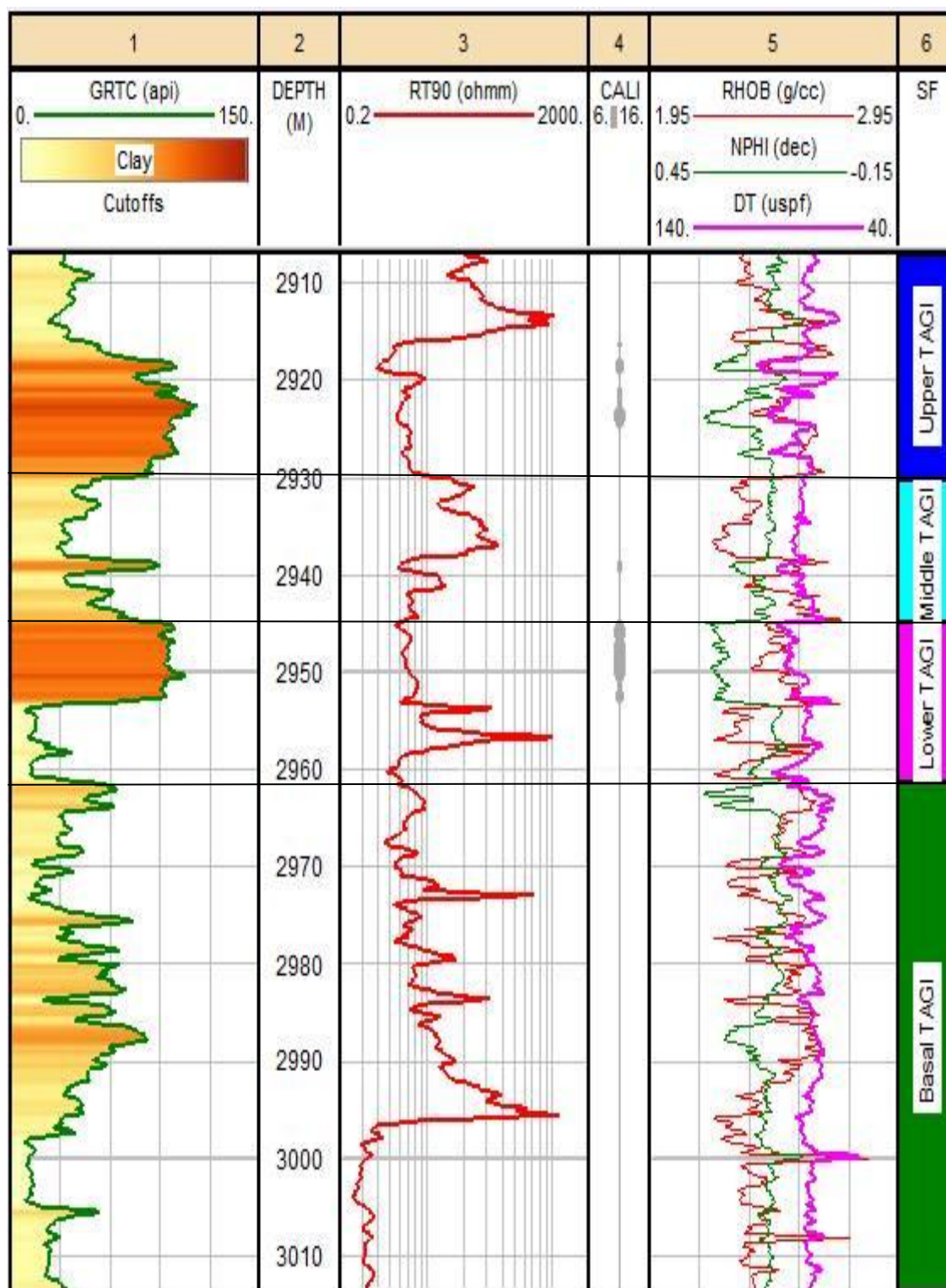


Figure. II.3. Diagraphies enregistrées au niveau des réservoirs TAGI du puits SF-5.

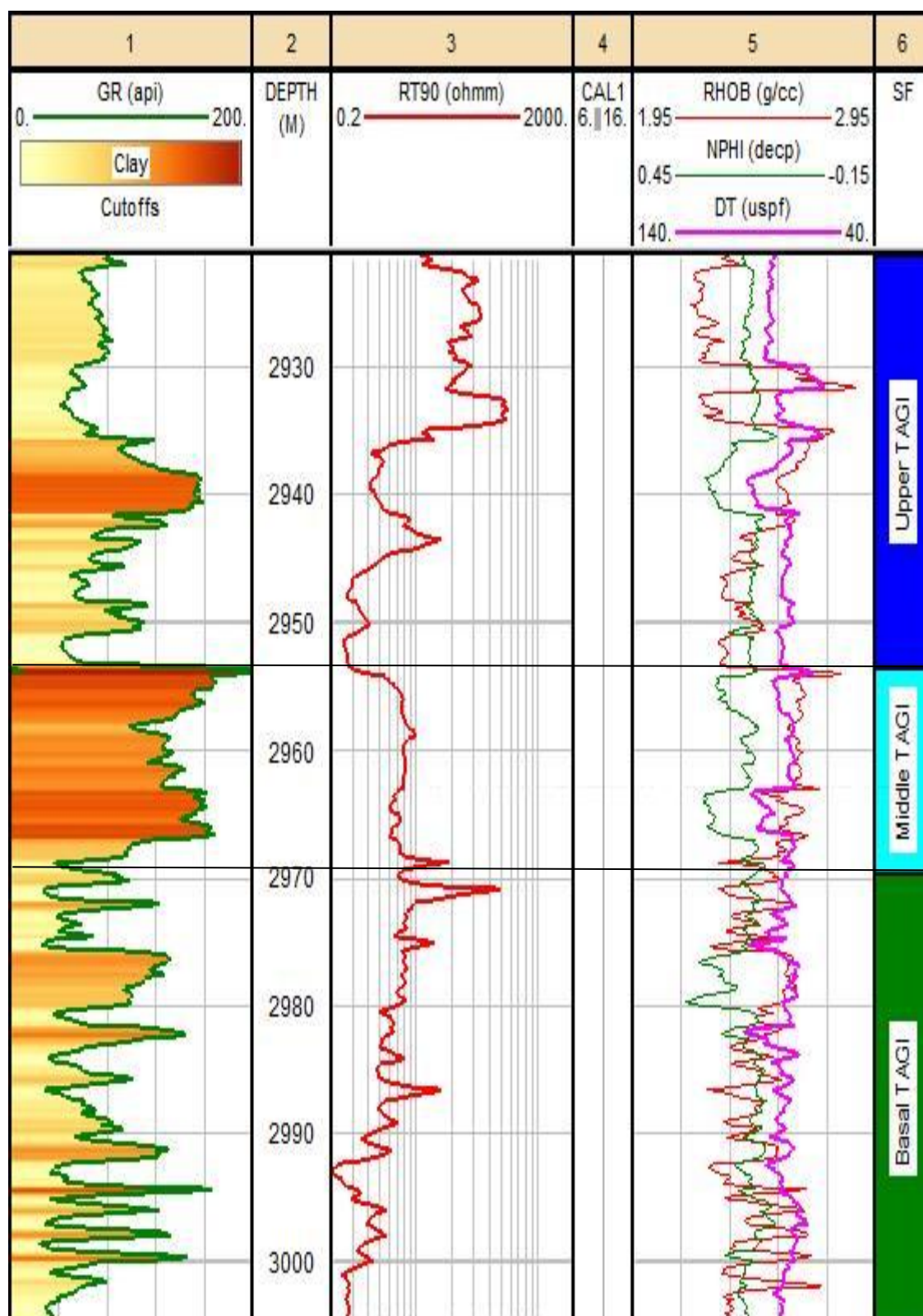


Figure. II.4. Diagraphies enregistrées au niveau des réservoirs TAGI du puits SF-6.

II. Evaluation pétrophysique des réservoirs TAGI

II.1.Détermination des zones réservoirs

Il nous faut pour cela déterminer les formations poreuses et perméables, cette méthode consiste à établir une ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses à partir d'une valeur limite du GR cut-off suivant un $V_{shcut-off}$ fixé à 35% obtenu par la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{shcut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

GRcutoff : La valeur limite à partir de laquelle l'unité n'est plus considérée comme réservoir.

GRmax : Radioactivité maximale lue en face du banc le plus argileux et le moins cavé.

GRmin : Radioactivité minimale lue en face du banc le moins argileux et le moins cavé.

Vshcutoff : Volume d'argile minimal toléré dans la région d'étude.

Au-dessus de V_{shcut} fixée par cette ligne, la formation sera considérée comme imperméable. La représentation des résultats est dans le tableau.II.1.

II.2. Estimation des paramètres d'argile

Les paramètres d'argiles sont nécessaires pour les corrections des porosités neutron, densité et soniques des niveaux contenant une certaine teneur d'argile.

Les paramètres argileux sont lus en face du niveau argileux le plus épais, le moins cavé possible et le plus proche du réservoir. Les résultats obtenus représentés dans le tableau.II.1.

Puits	GR_{max} (GAPI)	GR_{min} (GAPI)	GR_{cutoff} (GAPI)	Φ_{Nsh} (%)	ρ_{sh} (g/cm ³)	ΔT_{sh} (μs/ft)	R_{sh} (ohm.m)
SF-5	135	8	52. 45	23	2.45	91.21	1,15
SF-6	132	5	49. 45	29	2.5	97.93	1.06

Tableau. II.1. Paramètres pétrophysiques des argiles pour les puits SF-5 et SF-6.

II.3. Détermination de la résistivité de l'eau de formation

Il existe plusieurs méthodes de détermination de R_w , parmi ces méthodes celles des échantillons dite méthode des tests de résistivité, elle consiste en la récupération d'un échantillon de l'eau de formation à partir des diagraphies. Cet échantillon est utilisé en laboratoire pour définir sa salinité S (g/l) et sa température T . L'utilisation de l'abaque **GEN-9** nous permet de déterminer la résistivité d'eau de formation R_w .

Au niveau du TAGI des puits SF-5 et SF-6 la salinité enregistrée est de 100 g/l, et la température est de 110°C, et donc une valeur de R_w de 0.013 ohm.m.

II.4. Détermination des paramètres matriciels

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} et Δt_{ma}) sont définis à partir des méthodes graphiques, leurs connaissance est indispensable pour l'estimation des porosités Φ_D et Φ_S .

a. Densité de la matrice ρ_{ma}

Ce paramètre est déterminé à l'aide du cross-plot R_t en fonction de p_b . Les valeurs de p_b sont portées en abscisses et les valeurs de R_t en ordonnées. L'intersection de la droite des points aquifères avec l'axe des abscisses donne la valeur du paramètre ρ_{ma} , (Figure. II.5 et tableau. II.2).

b. Temps de parcours Δt_{ma}

De la même façon que pour ρ_{ma} , on définit Δt_{ma} . Il suffit de remplacer p_b par Δt , (Figure II.5 et Tableau. II.2).

Puits	$\rho_{b \text{ mat}} \text{ (g/cm}^3\text{)}$	$\Delta t \text{ mat (}\mu\text{s/ft)}$
Puits SF-5	2,65	53
Puits SF-6	2 ,64	52

Tableau. II.2. Les paramètres matriciels dans les réservoirs TAGI des puits SF-5 et SF-6.

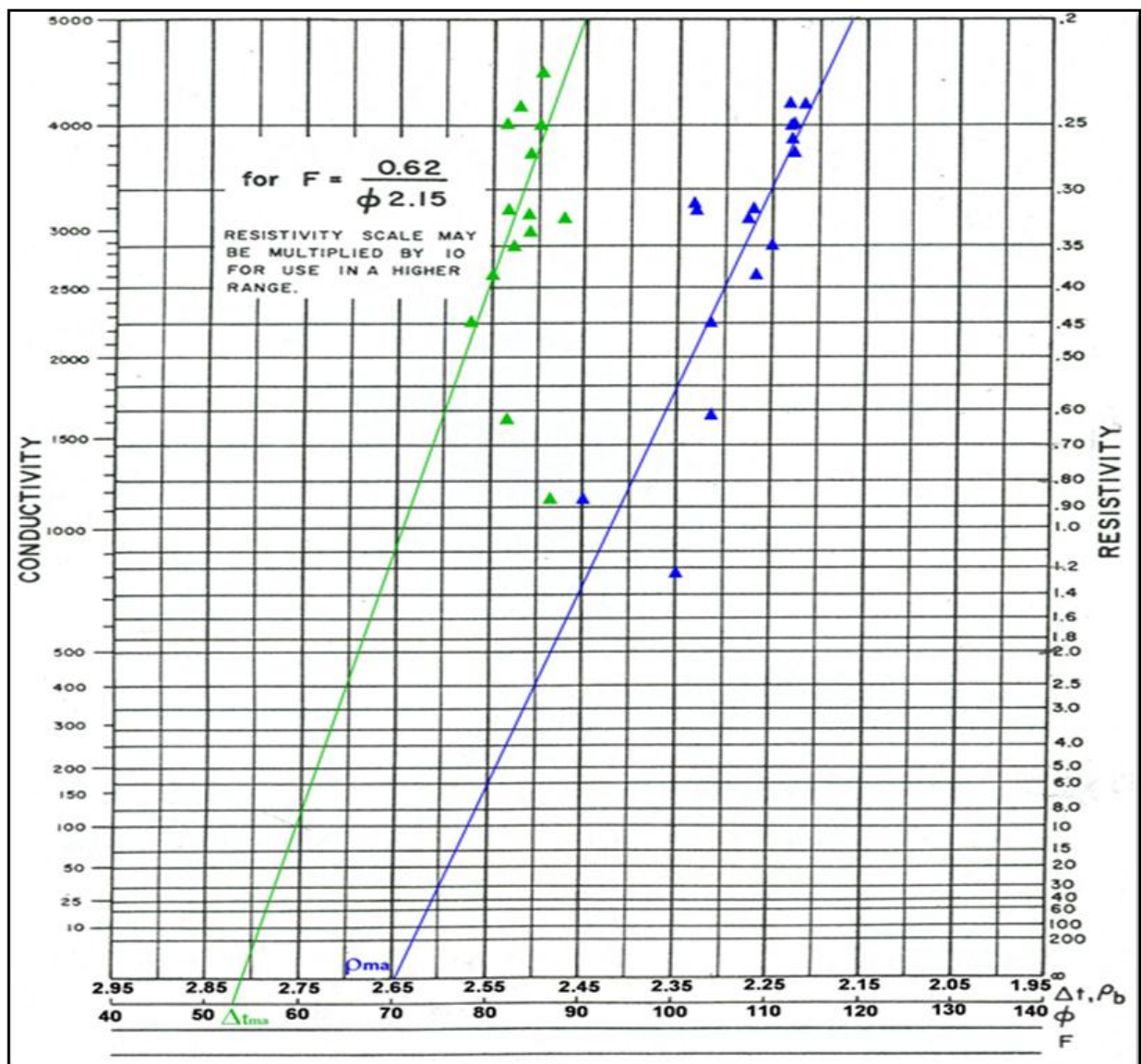


Figure. II.5. Détermination des paramètres matriciels à partir de l'abaque « Sw-16 » dans le réservoir TAGI du puits SF-5.

II.5. Détermination du volume d'argile V_{sh}

Une formation est dite argileuse si elle contient un certain pourcentage d'argile noté V_{sh} , il existe plusieurs méthodes pour l'estimation du volume d'argile : Gamma ray, Neutron, Neutron –Densité et Sonique-Densité.

Dans notre étude, nous avons utilisé le Gamma Ray. Le volume d'argile est donné par la relation suivante :

$$V_{sh} (\%) = 100. [(GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})]$$

GR_{lu} : La valeur du Gamma-Ray lu devant un niveau réservoir considéré.

Les résultats du volume d'argile des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures. II.6 et 7 en track 9.

II.6. Estimation et corrections des porosités

La porosité est la fraction du volume d'une roche non occupée par les éléments solides, elle est exprimée en pourcentage,

La porosité effective est le rapport entre le volume des pores reliés entre eux et le volume total de la roche, elle est accessible aux fluides libres.

Elle varie entre 1% et 40%, elle est évaluée par combinaison des porosités neutron sonique et densité.

a. Porosité Sonique

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, qui est donnée par :

$$\Phi_S = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta t_{lu}: \text{Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveau étudié .} \\ \Delta t_{ma}: \text{Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.} \\ \Delta t_f : \text{Temps de l'onde sonique contenu dans les pores.} \end{array} \right.$$

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile dans le cas des reservoirs contenant un volume d'argile consederable, par la formule suivante :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} . \Phi_{SSh}$$

Φ_{SSh} : Porosité sonique des argiles.

b. Porosité Neutron

La porosité neutron est directement lue sur les enregistrements de diagraphie, Si l'échelle est compatible calcaire, ces porosités doivent être corrigées, dans le cas de réservoirs propres :

$$\Phi_{n \text{ grès}} = \Phi_n + 0,04$$

Dans le cas des réservoirs contenant des argiles considérable, la porosité neutron doit être corrigée par l'expression :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - V_{sh} \Phi_{nsh}$$

Φ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

c. Porosité Densité

La porosité peut être déterminée à partir de la densité globale « RHOB » par l'expression :

$$\Phi_D = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec :

- ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).
- ρ_{ma} : Densité de la matrice.
- ρ_f : Densité des fluides.
- V_{sh} : Volume d'argile.
- Φ_D : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

- Grés = 2.65 g/cm³.
- Calcaire = 2.71 g/cm³.
- Dolomie = 2.87 g/cm³.
- Argile de 2.7 à 3 g/cm³.

Dans le cas des réservoirs argileux : la porosité de densité doit être corrigée par l'expression :

$$\Phi_{Dc} = \Phi_D - V_{sh} \Phi_{Dsh}$$

Φ_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

d. Combinaison Neutron-Densité

Les combinaisons Neutron-densité et Neutron-sonique ont été utilisées pour le calcul de la porosité effective. Ces deux combinaisons nous ont donnés des résultats similaires, donc on a pris en considération uniquement la combinaison des porosités « neutron-densité » qu'on a corrigé de l'influence des argiles.

$$\text{Pour : } (|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| \leq 5\%) \quad \Phi_u = \frac{\Phi_{DC} + \Phi_{NC}}{2}$$

$$\text{Pour : } (|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| > 5\%) \quad \Phi_u = \frac{7\Phi_{DC} + 2\Phi_{NC}}{9}$$

Les résultats des porosités utiles des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures.II.6 et 7 en track 8.

II.7.Détermination de la saturation en eau de formation

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche, (voir figure 9 et 10 track 7), Elle est désignée par la lettre « S » et puisque c'est un rapport, elle est sans dimension.

On a plusieurs types de saturation :

$$S_W = V_W / V_P : \text{Saturation en eau de la zone vierge.}$$

$$S_{HC} = V_{HC} / V_P : \text{Saturation en huile.}$$

$$S_G = V_G / V_P : \text{Saturation en gaz.}$$

$$\text{Avec : } S_W + S_{HC} + S_G = 100\% \quad \text{et} \quad V_W + V_{HC} + V_G = V_P$$

Tel que :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_W : \text{Volume de l'eau.} \\ V_{HC} : \text{Volume d'Hc.} \\ V_G : \text{Volume de gaz.} \\ V_P : \text{Volume des pores.} \end{array} \right.$$

La détermination des différentes saturations est basée sur le calcul de la saturation en eau S_w . Pour cela il existe plusieurs équations mathématiques en fonction de l'argilosité des réservoirs.

a. Pour les formations argileuses

On dispose de plusieurs formules de saturation en eau de formation selon le type d'argile (dispersée, laminée ou structurale), qui sont présentés ci dessous :

➤ **Les argiles dispersées**

On utilise la formule de Simandoux.

$$1/R_t = (V_{sh}/R_{sh}) \cdot S_w + [\Phi^m/a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w]$$

Après la résolution de l'équation, la formule de la saturation en eau est obtenue :

$$S_w = \left[(-V_{sh}/R_{sh}) + [(V_{sh}/R_{sh})^2 + (4 \cdot \Phi^m/a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w \cdot R_t)]^{1/2} \right] \cdot \left[a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w / 2 \cdot \Phi^m \right]$$

Dans cette étude, on a utilisé cette dernière formule pour le calcul de saturation, car les argiles de cette formation sont de type dispersées.

➤ **Les argiles laminées**

$$1/R_t = (S_w^2 / F \cdot R_w (1-V_{sh})) + (V_{sh} / R_{sh})$$

D'où :

$$S_w^2 = [(1/R_t) - (V_{sh} / R_{sh})] \cdot F \cdot R_w (1 - V_{sh})$$

➤ **Les argiles structurales**

$$1/R_t = (S_w \cdot R_{sh} / V_{sh}) + (S_w^2 / (F \cdot R_w (1-V_{sh})))$$

Dans notre cas les argiles sont de type dispersé, d'après l'abaque triangulaire (combinaison Densité-Neutron), où le système d'équations est :

$$\begin{cases} \Phi_{Dc} = \Phi_D - V_{sh} \cdot \Phi_{Dsh} \\ \Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} \cdot \Phi_{Nsh} \end{cases}$$

b. Pour les formations propres

Dans les réservoirs propres ($V_{sh} < 5\%$), la formule de *Simandoux* est développée pour le cas général ; dans le cas d'une formation propre, cette formule se réduit à :

$$V_{sh} \ll 1 \Rightarrow 1 - V_{sh} = 1$$

On obtient :

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{R_{t*} \cdot \Phi^m} \quad \text{généralement } n=2 \text{ donc :}$$

$$S_w^2 = \frac{R_w}{R_{t*} \cdot \Phi^2} \quad (\text{Formule d'Archie})$$

Pour les réservoirs compact : $a=1$ $m=2$.

Les résultats de saturation S_w des réservoirs TAGI de la région de Sif Fatima pour les puits SF-5 et SF-6 sont illustrés dans les figures.II.6 et 7 en track 7.

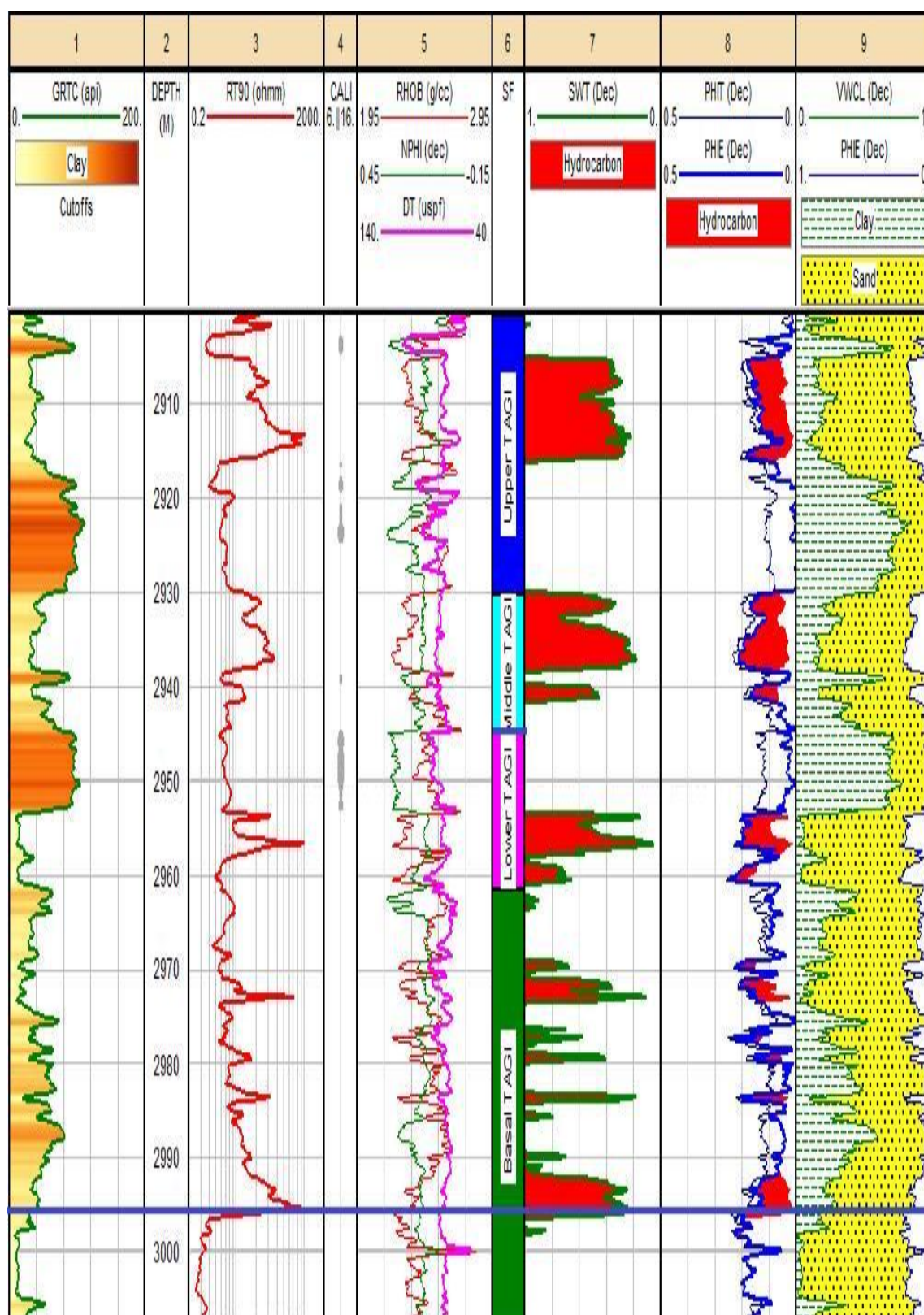


Figure.II.6. Evaluation pétrophysique des réservoirs TAGI du puits SF-5.

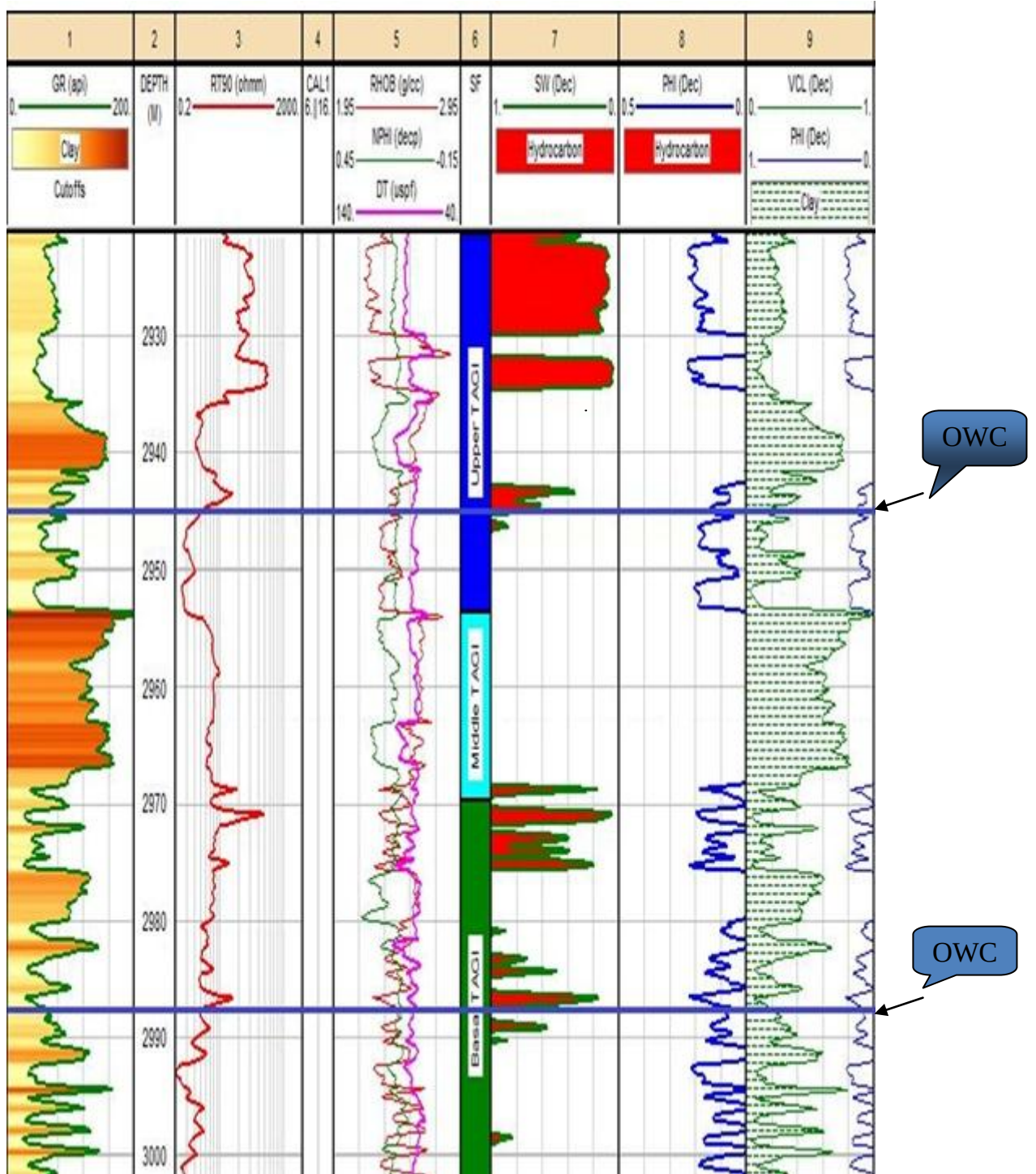


Figure.II.7. Evaluation pétrophysique des réservoir TAGI du puit SF-6.

II.8. Détermination du niveau de contact des différents fluides

La détermination du contact gaz/huile se fait grâce au log de résistivité, des valeurs de résistivité très élevées indiquent une présence d'huile ou du gaz. Par contre les faibles valeurs de résistivité indiquent la présence de l'eau. Donc une chute de résistivité peut nous renseigner sur les contacts hydrocarbures/eau.

La saturation en eau S_w nous permet de déterminer le contact huile/eau dans chaque puits où un log synergétique en fonction de la profondeur a été établi. Pour cela, S_w est faible dans le cas d'huile ou de gaz, et relativement proche de 1 en présence d'eau.

Le point d'intersection entre la courbe S_w et la droite S_w égale à 50% nous donne la position du contact huile/eau. À partir de cela, la partie du réservoir qui se trouve au-dessus [$S_w < 60\%$] est le réservoir à hydrocarbure, la partie inférieure [$S_w > 60\%$] est la partie aquifère.

La détermination de la nature des fluides se fait grâce au rapprochement ou à l'intersection dans le sens de la diminution des deux courbes ρ_b et Φ_N .

Pour le puits SF-5, le résultat du contact hydrocarbure/eau a été déterminé à partir du log de résistivité car la chute de résistivité est claire sur le log, ce contact est localisé à la profondeur de 2997 m. et à partir des logs ρ_b et Φ_N on a pu constater qu'il s'agit d'un contact huile/eau.

Pour le puits SF-6, il y a une chute de résistivité au niveau de l'upper TAGI, d'où la présence du contact. À partir des logs ρ_b et Φ_N il n'est pas clair s'il s'agit du gaz ou de l'huile. Ce contact est localisé à une profondeur de 2944m.

Toujours dans le puits SF-6, le niveau aquifère est bien visible dans la partie basal, caractérisé par une très basse résistivité. Cependant, le contact exact est très difficile à être déterminé, et même pour le type d'hydrocarbure (gaz ou huile) n'est pas clair sur les logs de ρ_b et Φ_N . Dans ce cas l'apport d'autres méthodes est indispensable.

Ce deuxième contact n'est pas bien visible à cause de la présence d'argile dans le réservoir, on l'a estimé approximativement à une profondeur de 2987m.

Chapitre 3 :
Mesure de pression par
l'outils (Modular
Dynamic Tester) MDT

Introduction

L'identification des roches potentiellement réservoir ainsi que la détermination de leurs paramètres pétrophysiques et de la nature des fluides qu'elles contiennent est l'objectif principal des diagraphies. Cependant, les échantillonneurs de formation contrairement aux outils de diagraphie classiques nous donnent plus de détails sur notre réservoir, ce qui contribue à l'étude du potentiel de production de ce gisement.

Les échantillonneurs de formation ont subi une nette amélioration ces dernières années. En ce qui nous concerne, nous nous sommes intéressées à l'outil MDT (*Modular Dynamic Tester*) de la société *Schlumberger*, qui est une version améliorée de l'outil RFT (*Repeat Formation Tester*).

L'outil MDT est un grand apport dans la description objective du réservoir, d'un point de vue statique et dynamique. D'autant plus que la pression de formation est un paramètre très important pour l'exploitation pétrolière et la géologie en général. Le MDT fournit une série de mesures de pression qui permettent de déboucher sur d'autres informations à caractères pétrophysiques, structuraux ou sédimentologiques.

Dans ce chapitre, nous allons commencer par la description du MDT, décrire le principe de cet outil. Et la fin de ce chapitre est consacrée à la mesure de pression dans le TAGI de Sif Fatima.

Le MDT est une sonde utilisée essentiellement dans un trou ouvert. Il est principalement employé pour mesurer la répartition des pressions verticales dans un réservoir et prélever des échantillons de fluides des formations à plusieurs profondeurs.

Au cours d'une seule descente dans le sondage, le MDT peut effectuer un nombre illimité de mesures précises de pression. En effet, il permet la mesure de la pression du réservoir le long d'un puits à plusieurs profondeurs. Ces mesures seront ensuite plotées en fonction de la profondeur absolue pour obtenir les gradients de pression des fluides sur le profile de pression et calculer par la suite leur densité.

A partir, de ces diagrammes de pression de formation, on aura les positions des contacts « gaz-huile-eau » pour évaluer les différents degrés de communication entre ces contacts (GOC et OWC et GWC). Une fois descendu, le MDT peut être utilisé autant de fois que cela est souhaitable au niveau d'un même point de mesure et à toute profondeur désirée indépendamment de la pression de la boue.

I. Description de l'outil MDT

I.1. La configuration de l'outil

Le MDT est représenté par un ensemble de modules (d'où son nom « *Modular* »), ce qui permet la reconfiguration de l'outil selon les mesures souhaitées en fonction des besoins d'acquisition.

Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour pouvoir comprendre le choix des modules. (Figure.III.1).

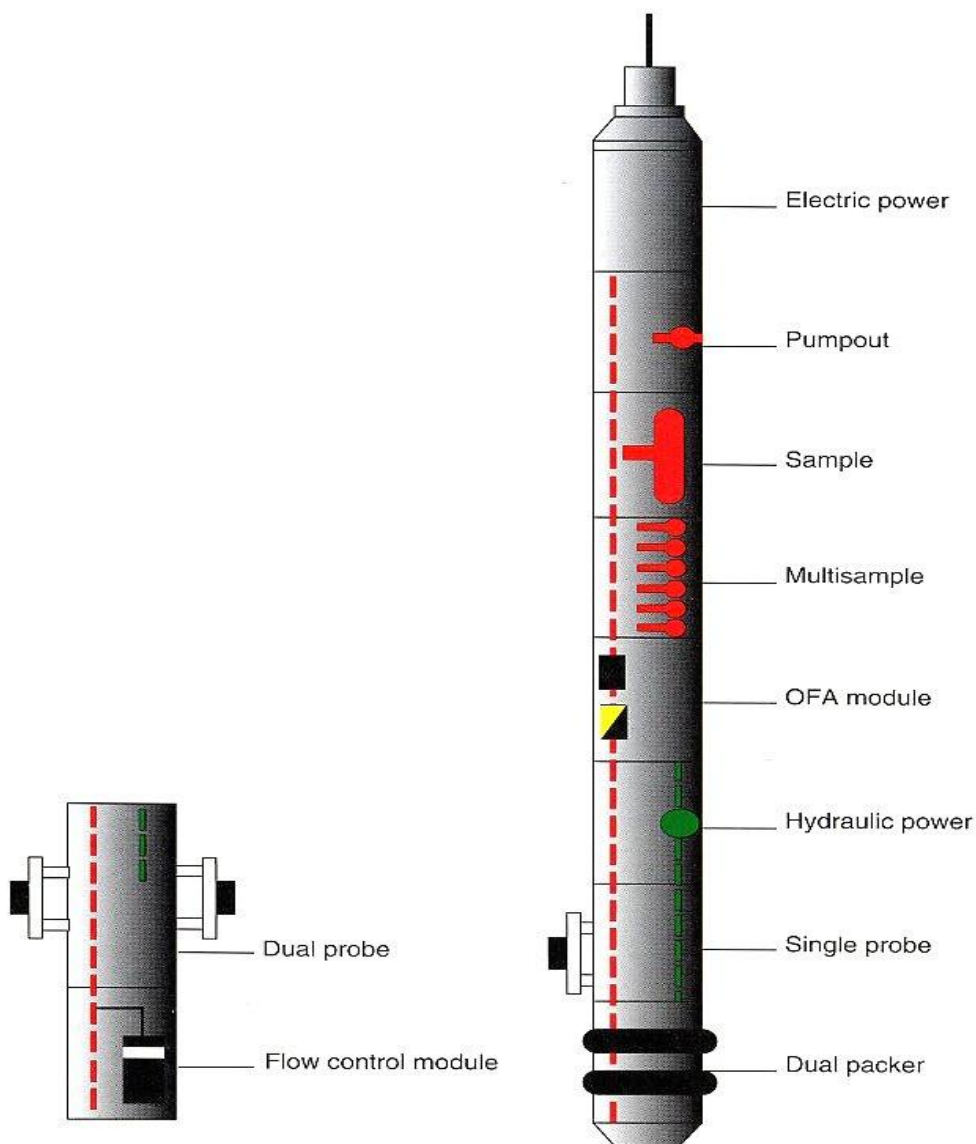


Figure.III.1. Présentation de l'outil MDT avec tous ses modules. (shlumberger)

I.2. Le module *Single Probe*

Il est utilisé pour les mesures de pression dans la formation. Une valeur approximative de la mobilité du fluide au voisinage du *Probe* peut être calculée à partir des données acquises, (Figures.III.2 et 3).

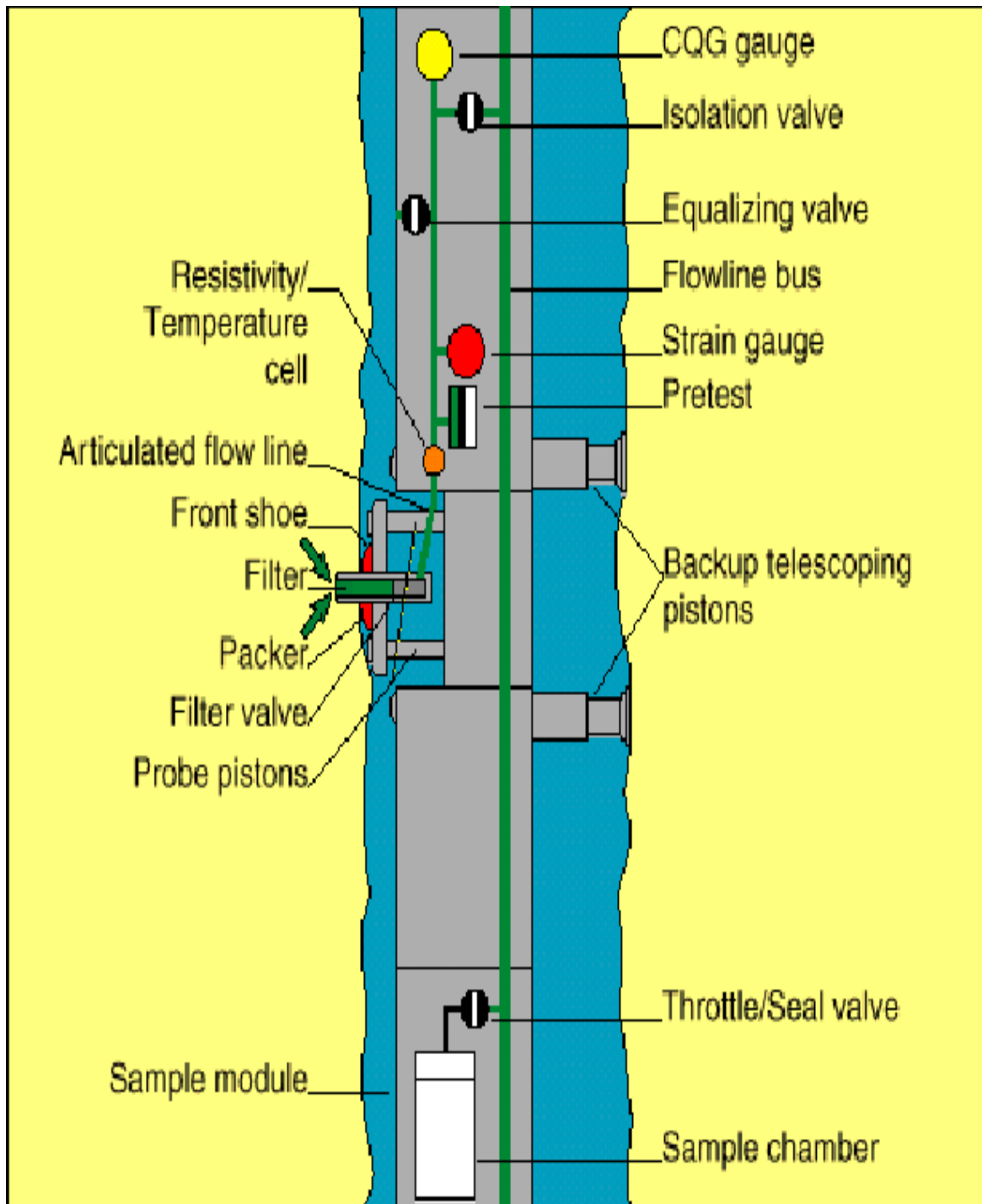


Figure.III.2. Présentation du module Single Probe. (shlumberger)

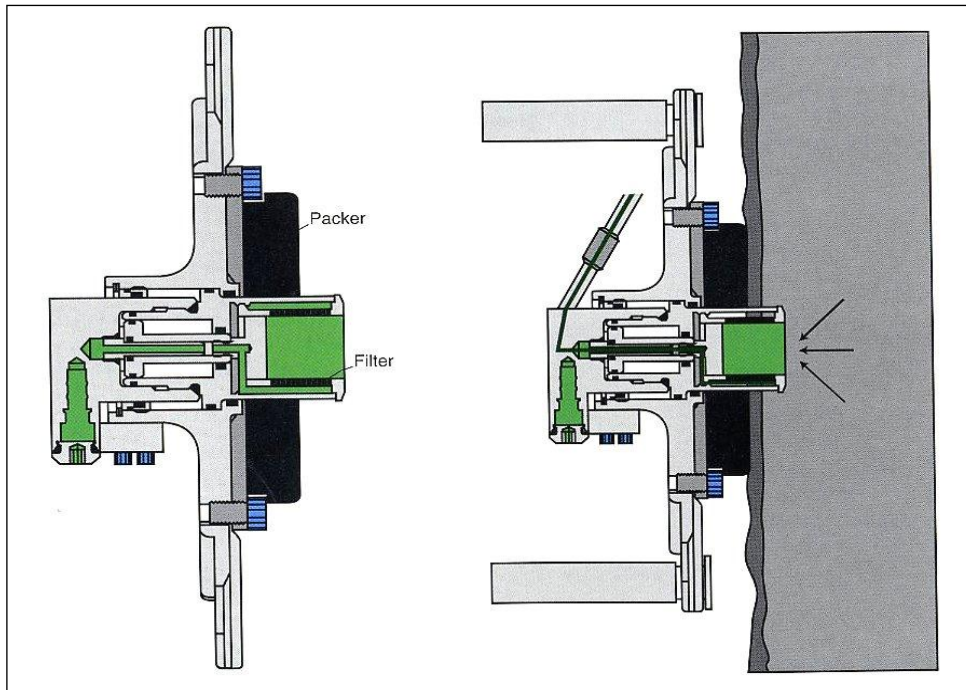


Figure.III.3. Détail du module Single Probe. (shlumberger)

Un nombre important de caractéristiques du module sont détaillées dans ce qui suit :

a. La mesure de pression

Le manomètre à quartz du MDT « CQG » (*Compensated Quartz Gauge*) donne une réponse dynamique rapide avec une grande précision sur les mesures de pression de la formation. Un autre manomètre est aussi utilisé, c'est le manomètre à jauge de contrainte (*Strain Gauge*).

Les deux manomètres sont situés dans le conduit d'écoulement et contrôlent la pression pendant le test. Cette pression est enregistrée de façon continue en surface pour une meilleure précision de lecture.

b. Les prés tests

Quand la sonde est plaquée contre les parois du puits, un mini test est effectué appelé « Pré test ».

Le volume du pré test standard est de 20cc. Cependant, dans une formation à faible perméabilité, un pré test de 20cc nécessite un temps considérable pour que la pression remonte à la pression de formation. Dans ce type de formation, la possibilité de blocage de l'outil ou du câble est assez grande. Pour éviter ce problème, le pré test volumétrique a été introduit. Un volume de pré test inférieur à 20cc peut être sélectionner et spécifier à chaque pré test.

c. Les mesures de résistivité

Une cellule de mesures de résistivité est incorporée dans la conduite de prélèvement (*Flow line*). Ceci permet l'identification de l'huile ou l'échantillon de l'eau de la formation.

d. Vanne d'isolation

Elle est utilisée pour isoler le *flow line* du système de mesure pendant le pré test. Son ouverture permet de laisser passer le fluide de la formation vers la sonde, et sa fermeture de l'emprisonner à l'intérieur.

e. Vanne de compensation (égalisation)

Elle permet d'équilibrer la pression hydrostatique entre les *packers* et l'extérieur à la fin du test. Ceci aide à la rétraction de l'outil. La chambre du pré test est vidée grâce à cette vanne à la fin du test ; elle reste ouverte pendant l'enregistrement dans le puits, ainsi les senseurs de pression peuvent détecter la pression hydrostatique.

I.3. Le Dual Packer

Packers : Patins en caoutchouc qui sont appliqués contre les parois du puits pour isoler la zone à tester de la colonne de boue. Ils se trouvent de part et d'autre de la sonde.

Ce module utilise deux *packers* gonflables, distants de 3m l'un de l'autre pour isoler une section du puits. Les *packers* sont gonflés en utilisant le « *pump-out* » module (pompe le fluide, généralement la boue dans les éléments du *packer*). **(Figure 4)**.

Les *packers* peuvent être gonflés et dégonflés autant de fois dans le puits. Le *packer* est particulièrement utile dans les formations peu perméables ou vacuolaires. L'aire du puits séparé par *packer* est 4000 fois plus grande que celle de la sonde. Toutefois, la pression de la formation est plus rapidement mesurée qu'avec le *Single Probe*.

Dans les formations fracturées, il y a une grande probabilité que la sonde pénètre une fracture. Dans ce cas, la pression mesurée va correspondre à la pression de la colonne de boue puisque généralement la fracture communique directement avec la boue ; toutefois quand le *packer* est utilisé, une isolation de 3m du puits qui pourrait inclure la fracture est assurée de la colonne de boue. Ainsi, la pression de la formation peut être mesurée.

I.4. L'échantillonnage

La difficulté majeure qui handicapait l'échantillonnage avec les anciens outils est la contamination avec le filtrat de boue. Grâce au MDT, le fluide de formation qui entre dans l'outil est remis dans le forage jusqu'à ce qu'il soit jugé représentatif de la formation par les ingénieurs à la surface, on peut donc garder l'échantillon.

I.4.1. La chambre d'échantillonnage standard

Différentes configurations sont possibles. La configuration la plus simple, est d'avoir deux chambres d'échantillonnages : Une à un (01) gallon et la seconde à 2,75 gallons. Ce qui permet la prise de deux échantillons lors d'une descente dans le puits, (Figure.III.4).

Si un nombre plus grand d'échantillons est requis, deux modules sont alors connectés ensemble. Le principal inconvénient pour les opérations de *Wireline* est le poids de l'outil lorsque tous les modules sont combinés.

Il y a aussi la possibilité de placer une seule chambre d'une capacité de 6 gallons à l'extrémité de l'outil.

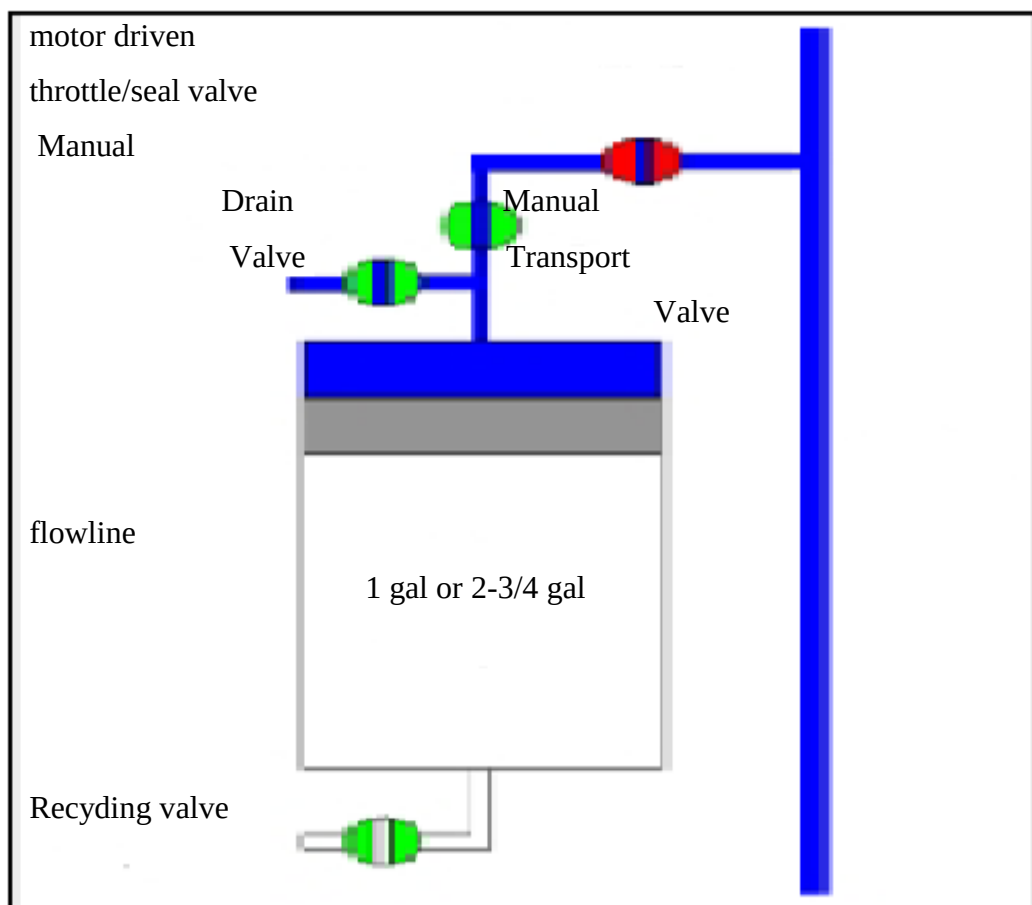


Figure.III.4. Chambre d'échantillonnage. (shlumberger)

I.4.2. Le module du multi-échantillonnage

Il est équipé de six bouteilles d'échantillonnage de 450cc chacune. L'intérêt de ce module consiste en l'obtention de six petits échantillons représentatifs du réservoir en une seule descente dans le puits. Chaque bouteille est facilement détachée et envoyée au laboratoire (PVT).

Les chambres d'échantillons sont fabriquées avec un métal très résistant entre (H_2S),

I.5. Le Module *Pump-Out*

La quantité de l'échantillonnage peut être contrôlée en utilisant ce module. Il sert à pomper le fluide du *Probe* dans la colonne de boue à travers le *flow line* jusqu'à ce qu'un échantillon sans filtrat de boue soit identifié. Cette identification est faite par l'utilisation de la mesure de la résistivité à l'intérieur du *flow line* au voisinage du *Probe* ou à l'aide d'un autre module plus sophistiqué « OFA » (*Optical Fluid Analyzer*) qui permet l'identification du fluide.

Le module « *Pump-Out* » contient deux pompes symétriques d'une capacité de pompage de 585cc, (Figure.III.5).

Le module est aussi utilisé pour gonfler les *packers* (*Dual Packers Module*). Dans ce cas, il opère en module « *pump-in* » ce qui veut dire que le fluide est pompé dans le *flow line* et dirigé vers les *packers*. Par exemple, le condensât peut apparaître jaune clair ou jaune paille, alors que le brut est noir. Le diesel et le fuel sont de couleur marron.

Les analyses du spectre permettent la différenciation entre le filtrat de boue à base d'huile et le brut.

I.6. Limitations

Il y a quelques limitations pour la sélection des points où les mesures peuvent être effectuées :

I.6.1. Le diamètre du puits

Il y a une limitation sur le diamètre d'inflation maximum des *packers*, ceux-ci sont montrés dans le tableau ci-dessous.

Si le diamètre du puits est de 14'', il ne sera possible de gonfler les *packers* dans ces zones. Lorsque le *Single Probe* est utilisé avec le *Dual Packer*, il y a une limitation supplémentaire sur le diamètre maximum de puits, ceci ne doit pas être supérieur à 10,5'', car les *packers* gonflables centrent l'ensemble de l'outil dans le trou.

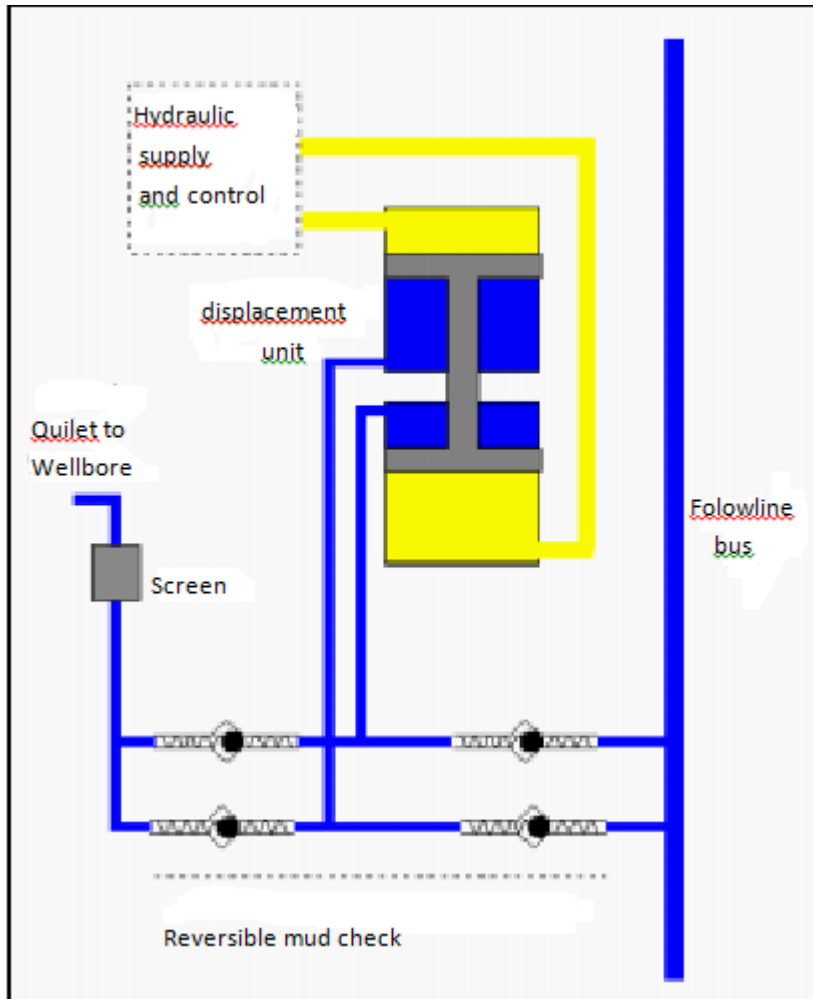


Figure.III.5. Module Pump-out. (shlumberger)

I.6.2 Les zones à larges fractures

Il ne sera pas possible de forcer le *packer* contre les larges fractures puisque la distance entre les deux *packers* est de 3m seulement.

I.6.3. Disponibilité

Le tableau III.1 contient la liste les éléments du *packer* qui existent en Algérie :

Diamètre du puits	Température	Type de boue
7,75'' – 11,5''	275° F	Non OBM
7,75''' – 10,75''	225° F	OBM

Tableau III.1. Eléments de *packer* qui existe en Algérie.

II. Mesures effectuées par le MDT

II.1. Mesure de pression pendant le pré test

Le MDT permet d'effectuer un nombre illimité de mesures de pression pendant une descente dans le sondage. Trois informations différentes sont enregistrées à chaque point :

- La pression hydrostatique (à l'intérieur de la colonne de boue).
- La pression de fermeture (pression de formation) : qui est obtenue en soutirant une petite quantité de fluide.
- La variation de pression provoquée par le soutirage de 20cm³ de fluide de formation dans la couche réservoir.

La pression est enregistrée du début de l'échantillonnage jusqu'à sa stabilisation en fonction du temps.

II.1.1. Analyse du pré test

La pression est mesurée en fonction du temps. On commence par mesurer la pression hydrostatique de la colonne de boue avant l'ouverture de la vanne d'isolation ; après son ouverture la pression baisse successivement pendant le test. Cette pression va remonter quand il sera fini pour se stabiliser après un laps de temps ΔT et donner la pression de la formation.

A la fin, en fermant la vanne, la pression revient à sa valeur initiale, autrement dit la pression hydrostatique qui doit être la même que celle mesurée avant l'ouverture de la vanne, comme le montre le diagramme ci-dessous, (Figure.III.6).

On utilise les jauges de stabilisation pour stabiliser la pression.

Il en existe 3 types dont la différence se situe dans la rapidité, la stabilisation et la précision dans la mesure de pression :

- La jauge à quartz conventionnelle.
- Manomètre à jauge de contrainte.

La jauge CQG (*Crystal Quartz Gauge*).

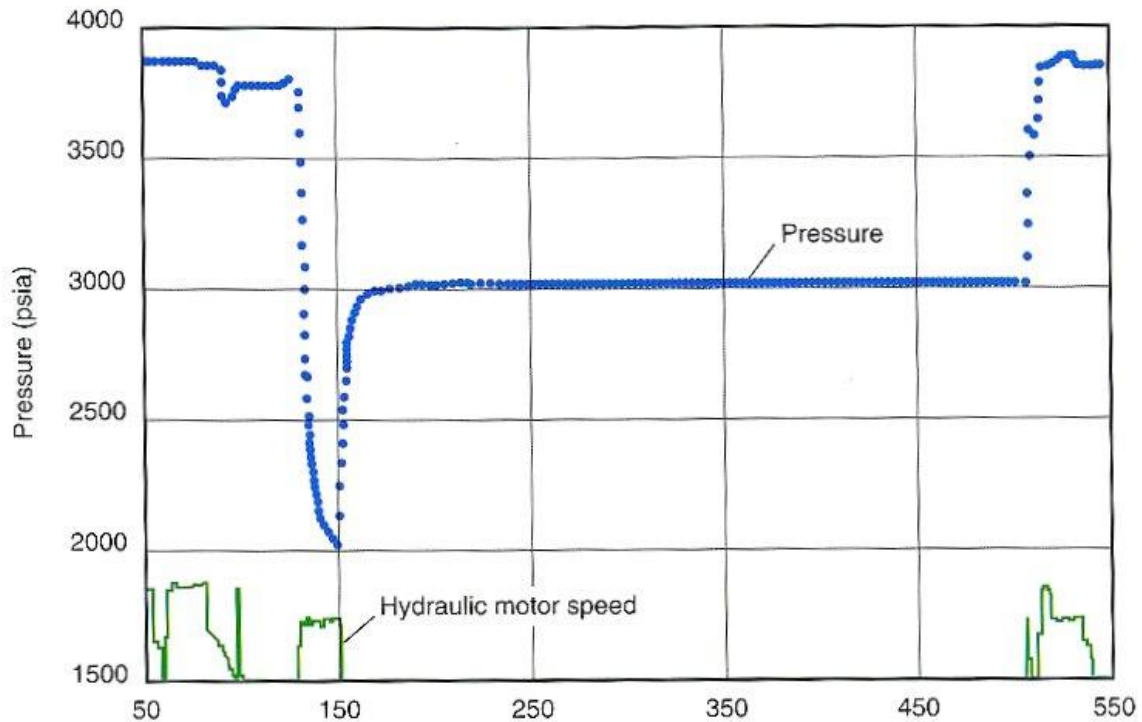


Figure .III.6.Mesure de la pression hydrostatique.(shlumberger)

II.1.2. Analyse de la pression hydrostatique

Comme on l'a décrit précédemment, la pression à l'intérieur du sondage est enregistrée systématiquement avant et après chaque cycle de mise en place. Les pressions ne doivent pas s'écarter de un ou deux PSI. La pression hydrostatique ainsi obtenue doit être représentée continuellement en fonction de la profondeur pendant l'opération.

Le diagramme obtenu (le profil de pression) doit faire apparaître un gradient de pression correspondant à la densité de la boue. Des points sont alignés selon un gradient exprimé par :

$$\left[\frac{\partial P}{\partial z} \right]_{gra} = \rho \cdot g$$

[ρ = densité du fluide, g = accélération de gravité]

Pour convertir la mesure du gradient de pression en (PST/m) en une densité de boue exprimée en (gr/cm^3), on utilise la relation suivante :

$$\text{Densité du fluide (gr/cm}^3\text{)} = \frac{\text{gradient de pression (PSI/m)}}{1,422} \times 0,703$$

Les densités qui caractérisent les fluides sont :

$$\left\{ \begin{array}{l} 0,6 \text{ (g / cm}^3\text{)} \leq \text{densité de l'huile} \leq 1 \text{ (g / cm}^3\text{)}. \\ 1 \text{ (g / cm}^3\text{)} \leq \text{densité de l'eau} \leq 1,2 \text{ (g / cm}^3\text{)}. \\ 0,2 \text{ (g / cm}^3\text{)} \leq \text{densité du gaz} \leq 0,6 \text{ (g/cm}^3\text{)}. \end{array} \right.$$

II.1.3. Analyse de la pression de formation

Après avoir choisit les valeurs de pression stabilisées à chaque profondeur du réservoir et éliminer les points anormaux qui peuvent être dus soit aux surcharges, soit aux points non perméables (compacts) ou encore à des fuites au niveau des *packers*. Nous obtenons les gradients de pression de formation de la même manière que celle obtenue avec la pression hydrostatique et donc le profil de pressions de la boue et du réservoir sera ainsi dressé.

A partir du profil de pression obtenu, les points alignés sont représentatifs d'un certain type de fluide. L'intersection de ces lignes nous donne la profondeur des différents contacts (Gaz-Huile-Eau).(Figure.III.7).

II.2. L'échantillonnage du fluide

Dans le but d'obtenir une haute qualité d'échantillonnage, les contaminants dans le filtrat de boue doivent être enlevés et la pression d'échantillonnage doit être soigneusement contrôlée pour éviter la chute au-dessus du point de bulle.

La pureté de l'échantillon est assurée par l'utilisation simultanée du module OFA et la mesure de résistivité du *Single Probe*.

II.3. Détermination de la perméabilité

On peut utiliser deux approches différentes pour estimer la perméabilité :

- L'importance de la baisse de pression due aux prélèvements de 20cm³ de fluide (habituellement le filtrat de boue) ; c'est-à-dire le soutirage.
- Le taux d'augmentation de la pression jusqu'à la pression statique de la formation, après la fin du soutirage, c'est-à-dire la remontée de pression.

La perméabilité est mesurée par l'utilisation du *Dual Packer* et du *Single Probe*. Le *Single Probe* placé dans la formation mesure la pression lorsque le fluide est retiré d'entre les *Packers*. Les réponses de pressions au niveau du

Single Probe sont en fonction de la perméabilité et l'emmagasinement de la formation

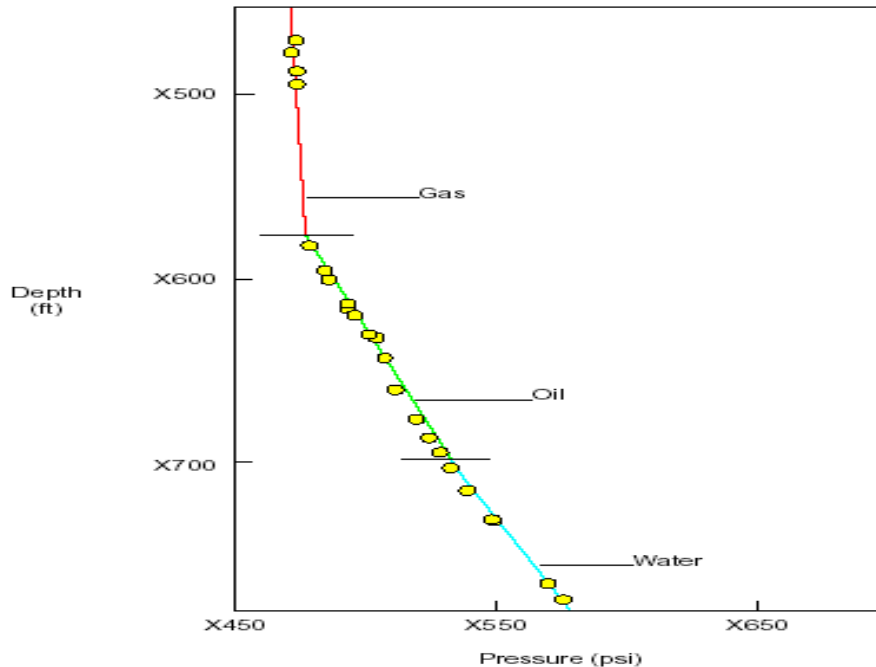


Figure.III.7. Exemple d'un profil de pression.(shlumberger)

II.4. Détection des barrières perméables

Une barrière de perméabilité qui est due à une variation du potentiel de pression est équivalente à une discontinuité du gradient sur le profil de pression. Elle peut être détectée facilement lorsqu'elle se situe au niveau des contacts, ceci se traduit sur le profil par un décalage des droites représentatives des fluides en place.

III. Interprétation des profils de pressions de la région d'étude

Pour déterminer les gradients de pression, nous alignons le maximum de points passant par la même droite, l'intersection des gradients de pression correspond à différentes profondeurs, et nous renseigne sur les contacts possibles.

1. Puits SF-5 :

Toutes les valeurs de pression et de profondeur figurent dans le tableau.III.1 :

Profondeur (m)	Pression de formation (psi)
2906,31	4337,51
2907,59	4338,68
2910,01	4351,16
2912,51	4343,32
2915,02	4345,3
2930,99	4358,61
2931,01	4358,95
2932	4359,82
2935,51	4362,59
2936,81	4363,67
2937,5	4364,2
2940,1	4366,68
2941,1	4367,71
2953,79	4670,89
2955,2	4672,43
2956,6	4673,49
2959,1	4675,92
2960,51	4677,06
2969,5	4654,14
2971,29	4653,36
2973,01	4637,08
2993,01	4655,83
2995,89	4658,39
3001	4666,75
3004	4672,07

Tableau.III.2. les valeurs de pression correspondant à chaque profondeur (SF-5).

Le profil de pression du puits SF-5 est représenté comme suit(Figure.III.8).

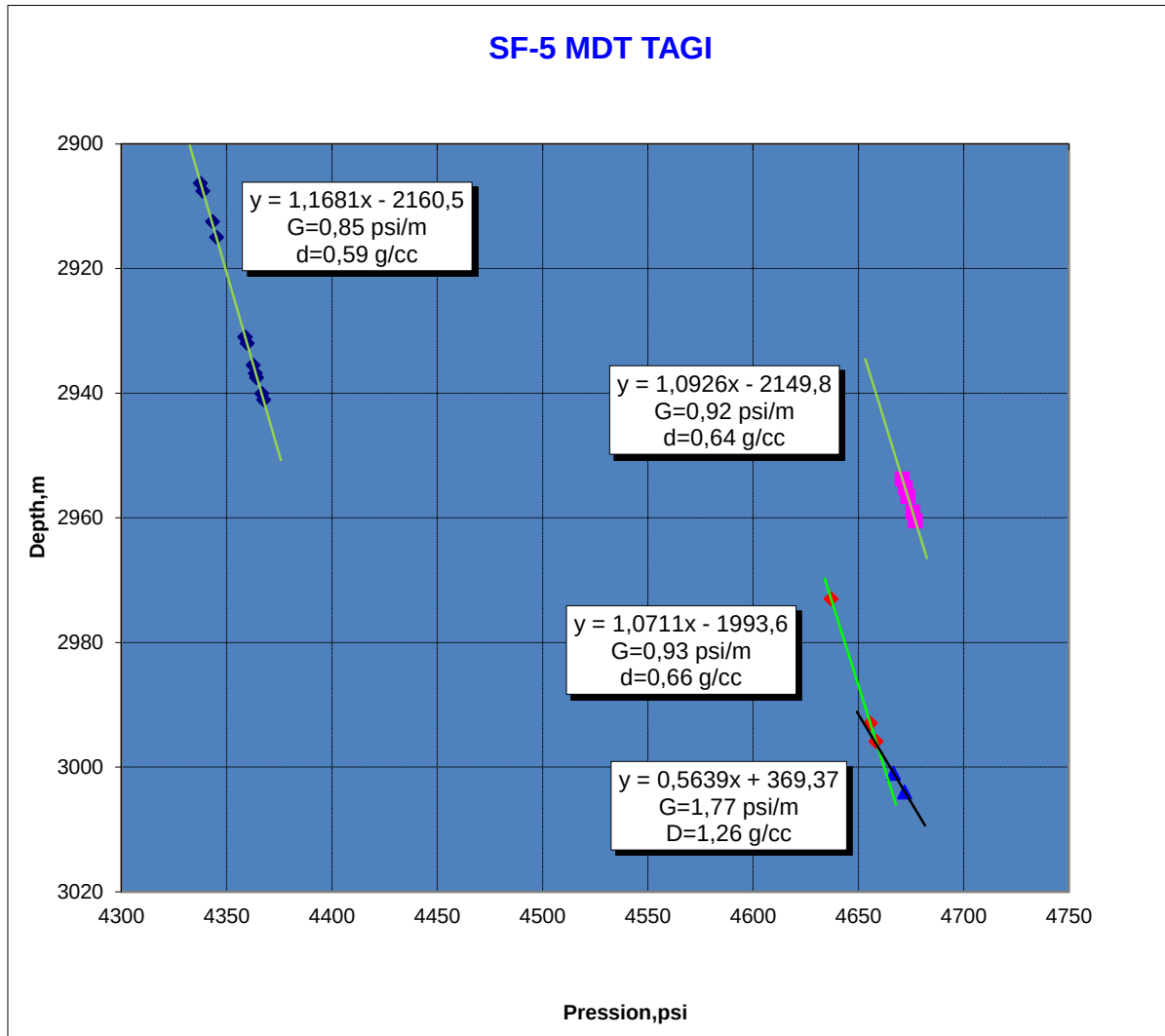


Figure.III.8. Profil de pression au niveau des réservoirs TAGI du puits SF-5.

On constate :

- Un gradient de 0,85 PSI/m à l'intervalle [2900 – 2940] m correspond à une présence de l'huile de densité 0,59 g/cm³.
- Un gradient de 0,92 PSI/m à l'intervalle [2940 – 2970] m indique une présence de l'huile de densité 0,64 g/cm³.
- Un gradient de 0,93 PSI/m à l'intervalle [2970 – 3005] m correspond à une présence de l'huile de densité 0,66 g/cm³.
- Un gradient de 1,77 PSI/m à l'intervalle [2990 – 3010] m indique une présence d'eau de densité 1,26 g/cm³.

Évaluation des contacts

- Le contact « huile-eau » est estimé à une profondeur de 2996,5 m.

Dans ce puits, il ya un seul contact (lower – basal), où on constate une différence de pression entre le (upper – middle) et (lower – basal), on aura alors une probabilité de présence d'une barrière imperméable, ou bien cette différence est due uniquement à la lithologie.

Les résultats obtenus avec le MDT concordent parfaitement avec ceux des diagraphies.

Concernant le contact huile/eau obtenu par les diagraphies est à une profondeur de 2997m et celui obtenu avec le MDT est estimé à une profondeur de 2996,5 m. Cette différence de 0,5m n'est pas suffisante pour affirmer que les résultats ne coïncident pas mais bien au contraire.

2. Puits SF-6

Toutes les valeurs de pression et de profondeur figurent dans le tableau.III.2 :

Profondeur (m)	Pression d formation (psi)
2923,01	4356,88
2925,02	4358,52
2926,01	4359,5
2930,49	4363,17
2933,01	4365,26
2934	4366,12
2946,01	4378,6
2948,01	4381,9
2952	4389,24
2969,01	4718,71
2971	4720,67
2975,01	4724,25
2980,51	4746,22
2984,01	4700,24
2986,51	4702,19
2997,01	4717,42
2998,5	4719,96
3003,52	4729,11
3005,02	4732,07
3005,99	4733,88

Tableau.III.3. les valeurs de pression correspondant à chaque profondeur (SF-6).

Le profil de pression du puits SF-6 est représenté comme suit, (Figure.III.9) :

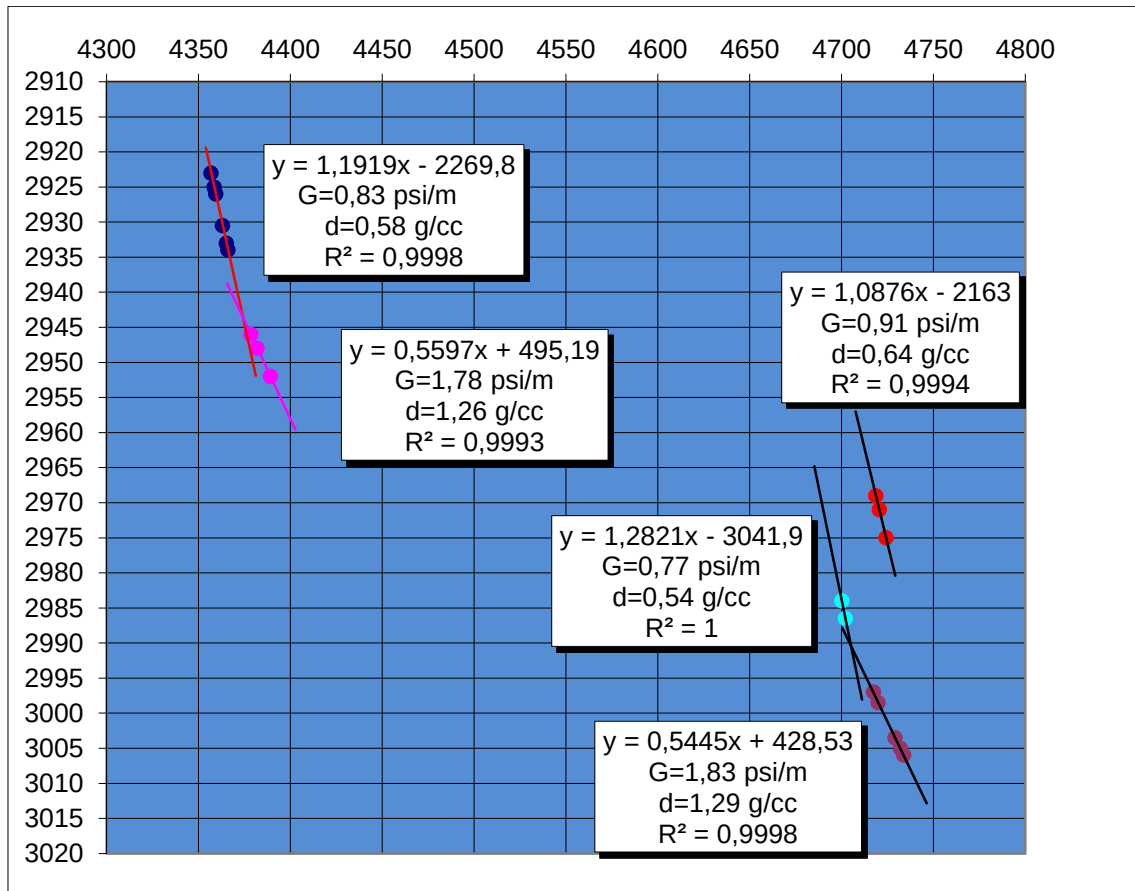


Figure.III.9. Profil de pression au niveau des réservoirs TAGI du puits SF-6.

On constate :

- Un gradient de 0,83 PSI/m à l'intervalle [2920 – 2950] m correspond à une présence de l'huile de densité 0,58 g/cm³.
- Un gradient de 1,78 PSI/m à l'intervalle [2940 – 2955] m correspond à une présence d'eau de densité 1,26 g/cm³.
- Un gradient de 0,91 PSI/m à l'intervalle [2960 – 2980] m indique une présence de l'huile de densité 0,64 g/cm³.
- Un gradient de 0,77 PSI/m à l'intervalle [2965 – 2995] m correspond à une présence de l'huile de densité 0,54 g/cm³.
- Un gradient de 1,83 PSI/m à l'intervalle [2985 – 3010] m correspond à une présence de l'eau de densité 1,29 g/cm³.

Évaluation des contacts

Deux contacts huile/eau ont été localiser à 2946 m, et 2992 m au niveau des réservoirs TAGI.

IV. Synthèse des résultats

Le premier contact huile/eau obtenu avec les diagraphies est estimé à une profondeur de 2944m ce qui coïncide avec le contact gaz/huile obtenu avec le MDT qui est à 2946m. Concernant le deuxième contact huile/eau, il a été difficile de localiser ce contact, à cause de l'effet de l'argile dans les réservoirs TAGI, étant donné que ces réservoirs sont argilo-gréseux. Le contact huile/eau a été estimé approximativement à une profondeur de 2987m, par contre le MDT nous a permis de localiser le contact huile/eau avec une manière précise à 2992 m.

L'existence d'un double contact huile/eau, et la différence de pression confirment l'hypothèse de présence d'une barrière imperméable. Il y a une petite différence de pression entre le deuxième et le troisième profil, qui est due à la déplétion du réservoir à cause de la production.

La pression du MDT nous sert à mieux définir les contacts entre fluide [GOC, OWC, GWC] par rapport à ceux identifiés par les diagraphies conventionnelles. Ces dernières ont permis d'identifier les contacts des fluides sur la base des enregistrements de résistivité et les valeurs de saturation avec une grande difficulté à cause des hétérogénéités des réservoirs argilo-gréseux.

Conclusion générale

Conclusion générale

A travers cette étude, nous avons effectué une évaluation pétrophysique des réservoirs TAGI au niveau des puits SF-5 et SF-6 de la région de Sif Fatima, pour pouvoir par la suite identifier les contacts des fluides par les diagraphies conventionnelles. Les résultats obtenus par ces dernières sont comparés aux résultats obtenus par le MDT.

Les contacts huile/eau déterminés dans les deux puits SF-5 et SF-6, montrent que ce réservoir n'est pas continu, ce qui explique la différence de pression entre les différentes unités du TAGI dans les deux puits. Cette discontinuité peut être représentée par des failles ou des barrières gréseuses très compactes et étanches isolant les réservoirs dans chaque puits l'un par rapport à l'autre.

Les techniques des diagraphies occupent une place très importante dans l'étude du réservoir, cependant, l'application unique de cette méthode serait insuffisante pour une détermination précise des paramètres essentiels. C'est là que le MDT entre en jeu pour palier à ces lacunes et spécialement en déterminant les différents contacts des fluides avec une grande précision.

L'efficacité de l'outil MDT a été prouvée et démontrée à plusieurs reprises suivant la nécessité de son application et a remporté un franc succès, ces dernières années, de part sa rapidité et sa précision pour résoudre certains problèmes. Ce qui nous pousse à proposer son utilisation systématiquement si les réservoirs sont complexes.

Par ailleurs, les diagraphies conventionnelles restent les diagraphies de base pour toute évaluation pétrophysique des réservoirs.

Comme recommandation, d'autres techniques peuvent être utilisées pour l'identification des contacts des fluides à savoir la résonnance magnétique (NMR) afin de confirmer nos résultats. La résonnance magnétique mesure le decay de l'amplitude du signal NMR (haut), qui est la somme de tout les decay des signaux générés par les protons d'hydrogène dans un volume mesuré. La NMR mesure les noyaux d'hydrogène (protons) du fluide dans le système de pores.

Bibliographie

L. ALIOUANE, Morphologie des liants dans les réservoirs argilo-gréseux et leur influence sur les paramètres de réservoir. Application au Trias argilo-gréseux du bassin de Berkine. Thèse de Magister en Géophysique à l'USTHB, (2001).

R. DESBRANDES, Diagraphies dans les sondages. Publications de l'Institut Français du Pétrole. Editions Technique, Paris, (1982).

O. SERRA, Diagraphie différées (Tome I) « Interprétation des données diagraphiques ».Edition. SNEAP ELF PAU-France, (1979).

O. SERRA, Diagraphie différées (Tome II) « acquisition des données diagraphiques ». Edition. SNEAP ELF PAU-France, (1985).

O. SERRA, Diagraphies, Acquisitions et Application. Edition Serralog, (2000).

SCHLUMBERGER, Log interprétation, principales/applications (1989).

SCHLUMBERGER, Log interpretation Chart, (Document *Sonatrach* PED), (2000).

SCHLUMBERGER, Modular formation Dynamique Tester

SONATRACH, Rapport d'évaluation pétrophysique des puits SF5 et SF6 (Document Sonatrach / Division production Hassi Messaoud), (2012).

SONATRACH, Rapport final d'interprétation diagraphique des puits SF5 et SF6 (Document Sonatrach / Division production Hassi Messaoud), (2012).

Bibliographie

SONATRACH, Rapport d'implantation du puits SF5 et SF6 (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud), **(2011)**.

SONATRACH & SCHLUMBERGER, Well Evaluation Conference - La géologie pétrolière de l'Algérie - **(2007)**.

S. BOYER et J. L MARI, Sismique et diagraphies, Edition TECHNIP, Paris, **(1994)**.