

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
Département Génie Minier

Mémoire d'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en
GENIE MINIER

Thème

DISTRIBUTION DES FLUIDES DANS
LE CHAMP DE SIF-FATIMA



Présidé par : M^{me} CHABOU.S

Présenté par : ELAROUCI ADJOUED

Examiné par : M^r .A. SEBAI

Encadré par : M^{lle} BOUMBAR NADIA

Et : M^r .L. SEBAI

Et : M^r. ELAROUCI FETHI

Promotion 2005/2006
« 01/07/2006 »

REMERCIEMENTS

Je profite de la réalisation de ce présent mémoire en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie minier, pour adresser mes sincères remerciements ainsi que ma parfaite reconnaissance à ma mère et à mon père, pour tous les encouragements qu'ils n'ont jamais cessé de dispenser tout au long de mes études.

De même j'adresse mes sincères remerciements à mon encadreur M^{lle} Boumbar de l'Ecole Nationale Polytechnique, pour sa disponibilité, ses précieux conseils, et pour m'avoir objectivement orienté dans l'élaboration de cette mémoire.

Je souhaite également dire toute ma reconnaissance à mon cousin et co-promoteur M. Elarouci Fethi, pour m'avoir initié, soutenu, et encouragé durant mon stage de fin d'études.

Elarouci Adjoued

TABLE DES MATIERES

Introduction	1
Chapitre I – Aperçu géologique de la région	
I - Cadre régional	4
I -1 - Situation géographique	4
I 2 - Aspect stratigraphique	5
I. 3 - Aspect structural	8
I. 4 - Particularités des réservoirs T. A.G.I.	11
II - Cadre local	12
II. 1 - Situation géographique	12
II. 2 - Cadre géologique	12
Chapitre II – Présentation des diagraphies	
I. Introduction	15
II. Les diagraphies enregistrées dans la zone d'étude	15
II. 1. Généralités	15
II. 2. Diagraphie de résistivité	17
II. 3. Diagraphie nucléaire	20
Chapitre III - Analyse et interprétation des diagraphies des sondages	
I. Généralités sur les paramètres pétro-physiques	30
I. 1. Introduction	30
I. 2. Paramètres pétro-physiques	30
II. Présentation des puits étudiés	32
III. Interprétation	33
III. 1. Détermination des zones réservoirs	34
III. 2. Estimation du volume et des paramètres d'argile	34
III. 3. Détermination de la résistivité de l'eau de formation (Rw)	35
III. 4. Détermination du paramètre matriciel ΔT_{ma}	35
III. 5. Détermination de la porosité	35
III. 6. Délimitation des zones poreuses et compactes	39

III.7. Détermination du facteur de cimentation «m» et du coeff. lithologique «a»	39
III. 8. Détermination de la saturation en eau de formation	39
III. 9. Détermination des contacts entre les fluides	40
IV. Application au champ de « Sif Fatima »	40
IV.1. Puits SF-1	41
IV.2. Puits SF-2	45
IV.3. Puits SF-3	49
IV.4. Puits SF-4	53
V. Détermination des zones réservoirs optimales	57

CHAPITRE IV - Présentation de l'outil Modular Dynamic formation Tester - MDT –

I – Introduction	60
II - Présentation de l'outil MDT	61
II. 1. - Composantes de l'outil	61
II. 2 - Différentes mesures effectuées par le MDT	64
III - Analyse du prétest	66
IV - Interprétation des profils de pression dans les réservoirs en phase d'exploration	67
IV. 1 - Détermination des contacts entre fluides	69
IV. 2 - L'extrapolation des gradients de pression	69
IV. 3- Détection des barrières de perméabilité	70

CHAPITRE V - Analyse et interprétation des données de pression des sondages

I. Introduction	73
II. Analyse des profils locaux de pression	74
II.1. Puits SF-1	74
II.2. Puits SF-2	75
II.1. Puits SF-3	76
II.2. Puits SF-4	77
III. Analyse du Profil de pression global	78
IV. Analyse régionale des pressions mesurées aux différents puits	79

CHAPITRE VI - Analyse et interprétation des données de carottes

I- Introduction	83
I.1. Puits SF-1	85
I.1. Puits SF-2	88
I.1. Puits SF-3	90
II - Interprétation des données de carottes	92

CHAPITRE VII - Synthèse et conclusion

I- Synthèse des résultats	93
I.1. Puits SF-1	93
I.2. Puits SF-2	93
I.3. Puits SF-3	94
I.4. Puits SF-4	94
II- Conclusion	95

TABLE DES FIGURES

<i>Fig.1.</i> Position du bassin de Berkine (ex-Ghadamès)	4
<i>Fig.2 :</i> Colonne stratigraphique type de la province orientale	7
<i>Fig. 3 :</i> Carte structurale et géologique de l'Algérie.	10
<i>Fig. 4 :</i> Distribution des porosités dans le « T.A.G.I. »	11
<i>Fig. 5.</i> Carte de position des blocs et gisements.	13
<i>Fig. 6.</i> Schéma de l'outil à focalisation sphérique SFL.	18
<i>Fig.7.</i> Schéma du principe de la sonde à induction.	19
<i>Fig. 8.</i> Schéma de principe de mesure de Gamma Ray	21
<i>Fig. 9.</i> Principe des outils compensés FDC.	23
<i>Fig. 10.</i> Schéma de la sonde (CNL) de Schlumberger	25
<i>Fig. 11.</i> Schéma de la sonde BHC.	27
<i>Fig. 12.</i> Schéma de disposition des puits.	32
<i>Fig. 14.</i> Comparaison des porosités évaluées par la méthode du (sonique, sonique corrigé et celle des échantillons de carottes récupérées).	38
<i>Fig. 15.</i> Représentation graphique des données du puits SF-1.	42
<i>Fig. 16.</i> Représentation graphique des résultats du puits SF-1.	44
<i>Fig.17 .</i> Représentation graphique des données du puits SF-2	46

<i>Fig.18.</i> Représentation graphique des résultats du puits SF-2	48
<i>Fig.19.</i> Représentation graphique des données du puits SF-3	50
<i>Fig.20.</i> Représentation graphique des résultats du puits SF-3	51
<i>Fig.21.</i> Représentation graphique des données du puits SF-4	54
<i>Fig.22.</i> Représentation graphique des résultats du puits SF-4	55
<i>Fig.23.</i> Schéma représentatif de la détermination des zones réservoirs optimales	57
<i>Fig.24.</i> Composantes de l’outil MDT	61
<i>Fig.25 :</i> Schéma du module à une sonde	62
<i>Fig.26.</i> Module à sonde appliquée à la paroi.	63
<i>Fig.27 :</i> Prétest typique suivi d’un échantillonnage	64
<i>Fig.28 :</i> Mesure de résistivité permettant de distinguer entre le fluide contaminé par le filtrat et celui pur.	65
<i>Fig.29 :</i> Plot pression temps du prétest.	66
<i>Fig.30 :</i> Comparaison des caractéristiques de stabilisation des différentes jauges.	67
<i>Fig.31 :</i> Profil de pression verticale utilisé pour déterminer le type de fluide, et les contacts	68
<i>Fig.32 :</i> Détermination des gradients des fluides et des contacts sur le profil de pression.	69
<i>Fig.33 :</i> Détermination des GWC par extrapolation.	70
<i>Fig.34 :</i> Détection des barrières de perméabilité (un seul gradient).	70

Fig.35 : Détection des barrières de perméabilité (deux gradients).	71
<i>Fig. 36.</i> Profil de pression du puits SF-1	74
<i>Fig. 37.</i> Profil de pression du puits SF-2	75
<i>Fig. 38.</i> Profil de pression du puits SF-3	77
<i>Fig. 39.</i> Profil de pression du puits SF-4	78
<i>Fig. 40.</i> Profil de pression global de la région d'étude	79
<i>Fig. 40.</i> Profil (Phi-K) régional T.A.G.I. SUP	84
<i>Fig. 41.</i> Profil (Phi-K) régional T.A.G.I. INF	84
<i>Fig. 42.</i> Profil (Phi-K) du puits SF-1 au T.A.G.I. SUP	85
<i>Fig. 43.</i> Profil (Phi-K) du puits SF-1 au T.A.G.I. INF	86
<i>Fig. 44.</i> Modèle de perméabilité du puits SF-1	87
<i>Fig. 45.</i> Profil (Phi-K) du puits SF-2 au T.A.G.I. SUP	88
<i>Fig. 46.</i> Profil (Phi-K) du puits SF-2 au T.A.G.I. INF	88
<i>Fig. 47.</i> Modèle de perméabilité du puits SF-2	89
<i>Fig. 48.</i> Profil (Phi-K) du puits SF-3 au T.A.G.I. SUP	90
<i>Fig. 49.</i> Profil (Phi-K) du puits SF-3 au T.A.G.I. INF	90
<i>Fig. 50.</i> Modèle de perméabilité du puits SF-3	91

Introduction

Les hydrocarbures étant la 1^{re} source d'énergie dans le monde, et particulièrement en Algérie, occupent une large place dans l'économie mondiale depuis le début du XX^e siècle.

La découverte des gisements d'hydrocarbures est d'un grand intérêt pour les compagnies pétrolières. C'est dans ce but et afin d'atteindre les objectifs souhaités que le développement continu des méthodes et des outils de l'exploration et de l'évaluation des réservoirs est indispensable.

L'objectif de notre étude est d'évaluer les réserves dans la région de Sif Fatima ouest, située dans le bloc 402b du bassin de Berkine (ex-Ghadamès), au sud-est de la plate-forme saharienne algérienne. Notre réservoir objectif est le Trias Argileux Gréseux Inférieur noté (T.A.G.I) qui, à son tour et suite aux différentes études réalisées par SONATRACH et ses partenaires, a été divisé en deux cycles sédimentaires : le T.A.G.I. supérieur et moyen et le T.A.G.I. inférieur.

Afin de bien représenter la distribution des fluides dans la région à étudier, nous avons procédé à l'évaluation des données relatives à quatre puits d'exploration qui sont : SF-1, SF-2, SF-3 et SF-4.

En premier lieu, les données recueillies pour l'étude concernent les diagraphies classiques, notamment les diagraphies de la radioactivité naturelle (GR), celles du temps de parcours de l'onde acoustique (ΔT), et celles de la résistivité de la zone vierge (R_t).

Les diagraphies occupent une place incontournable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leur interprétation permet d'avoir une vision préliminaire de la distribution des fluides sous son aspect statique dans le sous-sol, notamment la différenciation entre les zones réservoir et non réservoir ainsi que la définition des contacts entre les fluides.

Cependant, l'application unique de cette méthode s'avère insuffisante. Pour cela et afin de combler les lacunes rencontrées, nous nous sommes intéressés dans notre étude à une nouvelle génération d'outils qui effectuent des tests, point par point le long des réservoirs (the Wire Line Testing), et spécialement au MDT (Modular Dynamic formation Tester).

L'outil MDT est d'un grand apport dans la description objective du réservoir, d'un point de vue statique et dynamique. En effet, cet outil permet de déterminer le type de fluide contenu dans la formation (sa densité est mesurée sur les échantillons ou calculée à partir des données de pression). Il permet aussi de définir les contacts entre fluides avec plus de précision, par rapport à ce que les diagraphies classiques peuvent suggérer à partir des profils de saturations souvent erronés, à cause d'une grande hétérogénéité des réservoirs.

En outre, la détermination de la pression vierge d'une formation réservoir, surtout en phase d'exploration, est un paramètre fondamental pour un meilleur management du réservoir. Durant la phase de production, l'évolution des pressions, au fur et à mesure que le réservoir est en déplétion, permet de retracer à chaque fois le schéma de production le plus approprié, et donc optimum.

Enfin, nous procéderons à un essai de modélisation de la perméabilité en nous basant sur les données des échantillons de carottes, dans le but d'étudier l'homogénéité du réservoir et d'élaborer une approche de la perméabilité de ce dernier.

Afin d'atteindre les objectifs tracés pour notre sujet d'étude, nous avons opté pour la répartition suivante de notre document :

Chapitre I : intitulé «Aperçu géologique de la région», consacré à la présentation de l'aspect géologique de la région, comprenant le cadre régional et local.

Chapitre II : intitulé «Présentation des diagraphies», présentant le concept diagraphies et incluant les principes de mesure, les outils et les principales utilisations des données relatives à chaque type de diagraphie.

Chapitre III : intitulé «Analyse et interprétation des diagraphies des sondages». Sont développés dans cette partie la méthodologie suivie pour l'évaluation des paramètres pétro-physiques à partir des différentes diagraphies enregistrées, ainsi que l'analyse et les commentaires des résultats obtenus par cette méthode.

Chapitre IV : intitulé «Présentation de l'outil Modular Dynamic formation Tester (MDT)». Dans ce chapitre sont présentés les constituants de l'outil MDT, son principe de mesure et son fonctionnement, ainsi que la théorie de l'interprétation des données de pression apportée par ce dernier.

Chapitre V : intitulé «Analyse et interprétation des données de pression des sondages». Ce chapitre comprend l'interprétation des profils de pression relatifs à chaque puits isolé, ainsi qu'une analyse régionale à partir d'un profil global de pression combiné.

Chapitre VI : intitulé «Analyse et interprétation des données de carottes».

Ce chapitre présente un modèle de perméabilité.

Chapitre VII : intitulé «Synthèse et conclusion». Ce dernier chapitre récapitule les résultats des deux méthodes utilisées, ce qui permet de mieux les comparer. La conclusion finale est y tirée.

CHAPITRE I

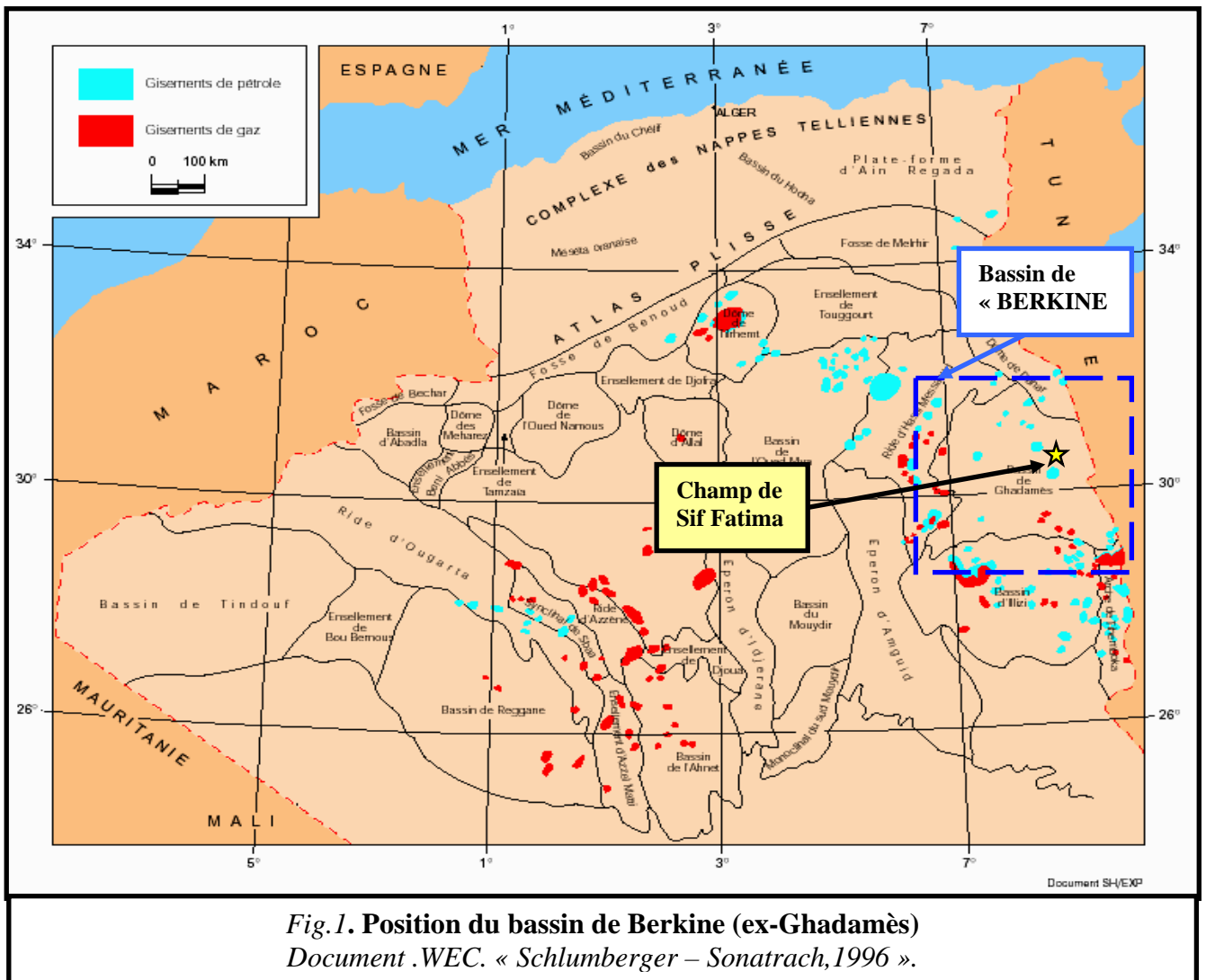
Aperçu Géologique de la région

I - Cadre régional :

I-1 - Situation géographique :

Le bassin de Berkine (ex-Ghadamès) se situe dans la partie est de la plate-forme saharienne algérienne en pleine province orientale. Il est recouvert en surface par de hautes dunes pouvant atteindre 300 m et alignées suivant la direction N-S (Erg oriental).

Géographiquement, il est compris entre les parallèles 29° N et 32° N et les méridiens 6°30' E et 10°00' E. Il est limité au sud par le bassin d'Illizi, au nord par le dôme de Dahar et à l'ouest par la dorsale El-Agreb-Messaoud. Le bassin de Berkine s'étend à l'est sur les territoires tunisien et libyen. Sa superficie totale est de 300.000 km², mais seulement le tiers se situe en Algérie (fig.1). (WEC Schlumberger-Sonatrach,1996).



*Fig.1. Position du bassin de Berkine (ex-Ghadamès)
Document .WEC. « Schlumberger – Sonatrach,1996 ».*

1. 2 - Aspect stratigraphique :

Cette dépression est un bassin intracratonique qui a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6.000 m allant du Paléozoïque à l'ère actuelle, sur un socle granitique précambrien (fig.2).

1. 2. 1 - Le Paléozoïque :

Il est divisé en 5 étages stratigraphiques :

➤ Le Cambrien :

Les dépôts cambriens reposent sur un socle cristallin et sont représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques. Ces dépôts sont subdivisés en unités d'épaisseur moyenne de 300 m.

➤ L'Ordovicien :

Il est composé par des alternances de grès, d'argiles et de quartzites.

L'Ordovicien a une épaisseur moyenne de 500 m.

➤ Le Silurien :

Cette période est caractérisée par une sédimentation terrigène fine, argileuse en milieu marin. D'une épaisseur moyenne d'environ 600 m, cet étage est composé essentiellement d'argiles noires fossilifères (riches en matière organique), sur lesquelles reposent des grès argileux.

Les argiles noires sont un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plate-forme saharienne.

➤ Le Dévonien :

Il est très développé dans le bassin de Berkine ; son épaisseur dépasse parfois 1.000 m.

Il est subdivisé en deux principaux niveaux :

- Le Dévonien inférieur :

Composé essentiellement de dépôts argilo-gréseux.

- Le Dévonien moyen et supérieur :

Caractérisé par des dépôts argileux avec des intercalations de niveaux carbonatés (calcaires et dolomies) et des passées de marnes.

- Le Carbonifère :

Le Carbonifère correspond au cycle sédimentaire paléozoïque final. Dans les domaines orientaux, il est moins développé que dans les domaines occidentaux, mais il atteint tout de même une épaisseur moyenne de 900 m.

Il est constitué par des grès, des argiles et des siltstones, avec des passées de roches carbonatées.

1. 2. 2 - Le Mésozoïque :

Le Mésozoïque repose en discordance sur le Paléozoïque. Il est composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo-gréseux. Ces dépôts sont importants dans le bassin de Berkine. Ils constituent de bons réservoirs à hydrocarbures dans la région.

Il est divisé en 3 étages :

- Le Trias :

Le Trias, discordant sur les formations paléozoïques, est représenté par des dépôts argilo-gréseux et lagunaires (sel et anhydrite). La série gréseuse constitue de bons réservoirs, notamment dans le bassin de Berkine.

Le Trias est subdivisé en trois niveaux :

- Le Trias argilo-gréseux inférieur (T.A.G.I.) :

Le T.A.G.I. est constitué d'une alternance de couches argileuses et de couches gréseuses.

- Le Trias carbonaté :

Il est constitué d'argiles silteuses et de grès en bans fins à moyens, avec la présence de calcaire et de dolomie.

- Le Trias argilo-gréseux supérieur (T.A.G.S.) :

Il est composé de grès fins à grossiers, moyennement consolidés, alternés à des argiles silteuses et à de l'anhydrite.

➤ Le Jurassique :

Le Jurassique est composé de sédiments marins et lagunaires. A sa base, on retrouve des niveaux dolomitiques caractéristiques et omniprésents, appelés Horizon B.

➤ Le Crétacé :

Le Crétacé est présent partout sur la plate-forme saharienne. Il comporte des faciès d'alternances de grès, d'argiles, de dolomies et de calcaires, ainsi que quelques passées d'anhydrite, de gypse et de sel. Il évolue vers un sommet essentiellement carbonaté.

I. 2. 3 - Le Cénozoïque :

Le Cénozoïque est caractérisé par de grands mouvements tectoniques. Il est composé de dépôts détritiques.

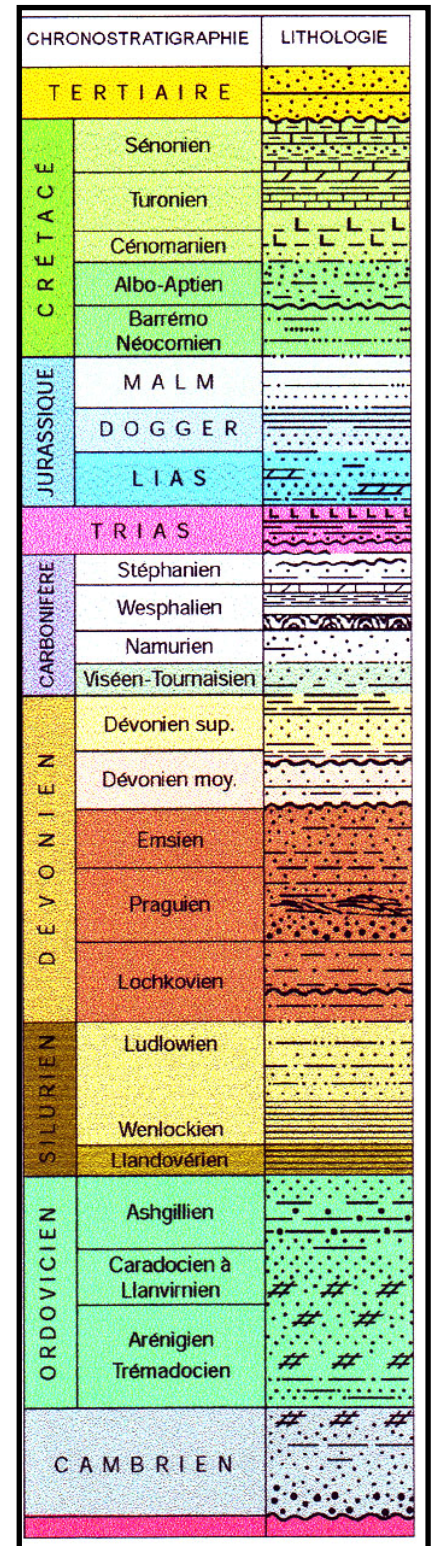


Fig.2 : Colonne stratigraphique type de la province orientale
(Document .WEC. « Schlumberger – Sonatrach, 1996 »).

I. 3 - Aspect structural :

I. 3. 1 - Description des failles dans le bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturations dues à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le Précambrien. Ces fracturations sont organisées suivant deux principales orientations :

❖ Direction subméridienne :

Les failles subméridiennes sont caractérisées par un grand rejet de l'ordre de 500 m (région de Rhourde Nouss) pouvant atteindre 200 m (faille de Ramade).

❖ .Direction NE-SW :

Un nombre considérable de failles est aligné suivant cette direction sur tout le bassin, particulièrement sur la partie centre et est. Ces failles ont donné naissance à de grandes structures à l'ouest du bassin de Berkine et à de petites structures au centre et à l'est de celui-ci. Sur la majorité de ces accidents à caractère inverse s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le T.A.G.I. et le T.A.G.S.

Le rapport BEICIP 1991 a fait allusion à 3 autres orientations secondaires :

- Direction N70 :

A l'ouest du bassin, dans la région de Rhourde Nouss, Gassi Touil et Menzel Lejmet.

Direction subéquatoriale :

Au sud, le môle d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.

- Direction N150 :

Au NE du bassin, du côté de Keskesa et Bir Berkine. (WEC de l'Algérie, 1996)

I. 3. 2 - Evénements tectoniques :

Le contexte structural actuel a été causé par les événements tectoniques suivants :

➤ Phase panafricaine :

C'est une phase précambrienne caractérisée par des accidents subméridiens verticaux dus à une collision entre la partie ouest-africaine, rigide, et la partie est, moins rigide.

➤ Distension cambro-ordovicienne :

C'est une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs. Les variations d'épaisseurs de faciès de part et d'autre, des accidents N-S sont visibles au niveau des séries cambro-ordoviciennes, indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leur dépôt.

➤ Compression taconique :

C'est une phase de compression le long des failles N-S de la distension précédente, donnant naissance à l'architecture en bassins actuelle.

➤ Distension silurienne :

C'est une phase de distension qui a suivi la fonte d'une calotte glaciaire et qui a engendré des dépôts d'argiles noires.

➤ Compression calédonienne :

C'est une phase de soulèvement général suivie d'une période d'érosion, de nivellement des structures et de dépôts détritiques. Elle a eu lieu entre le Silurien et le Dévonien.

➤ Phase dévonienne :

Elle est caractérisée :

- Au Dévonien inférieur, par des variations d'épaisseurs et de faciès préexistants le long des axes structuraux subméridiens qui indiquent une phase de distension.
- Au Dévonien moyen et supérieur, par une période d'érosion appelée discordance frasnienne ; relativement à l'étage frasnien, de la période dévonienne.

➤ Discordance hercynienne :

Elle est caractérisée par l'arrêt de la sédimentation carbonifère et par des dépôts lagunaires (argiles rouges et gypse).

Cette phase tectonique a touché surtout le nord du bassin de Berkine où l'érosion de l'étage Carbonifère est presque entière. La discordance hercynienne a permis de mettre en contact le trias et les roches mères du Silurien et du Frasnien.

Les mouvements de cette phase ont joué un rôle important dans la structuration des bassins de la plate-forme saharienne.

➤ Phase autrichienne :

C'est une phase de compression E-W qui a causé une inversion structurale. Les failles normales créées pendant la séquence Trias-Lias se sont inversées durant cette phase.

➤ Phase pyrénéenne :

C'est une phase compressive de direction NW-SE qui a donné naissance à de nombreux anticlinaux.

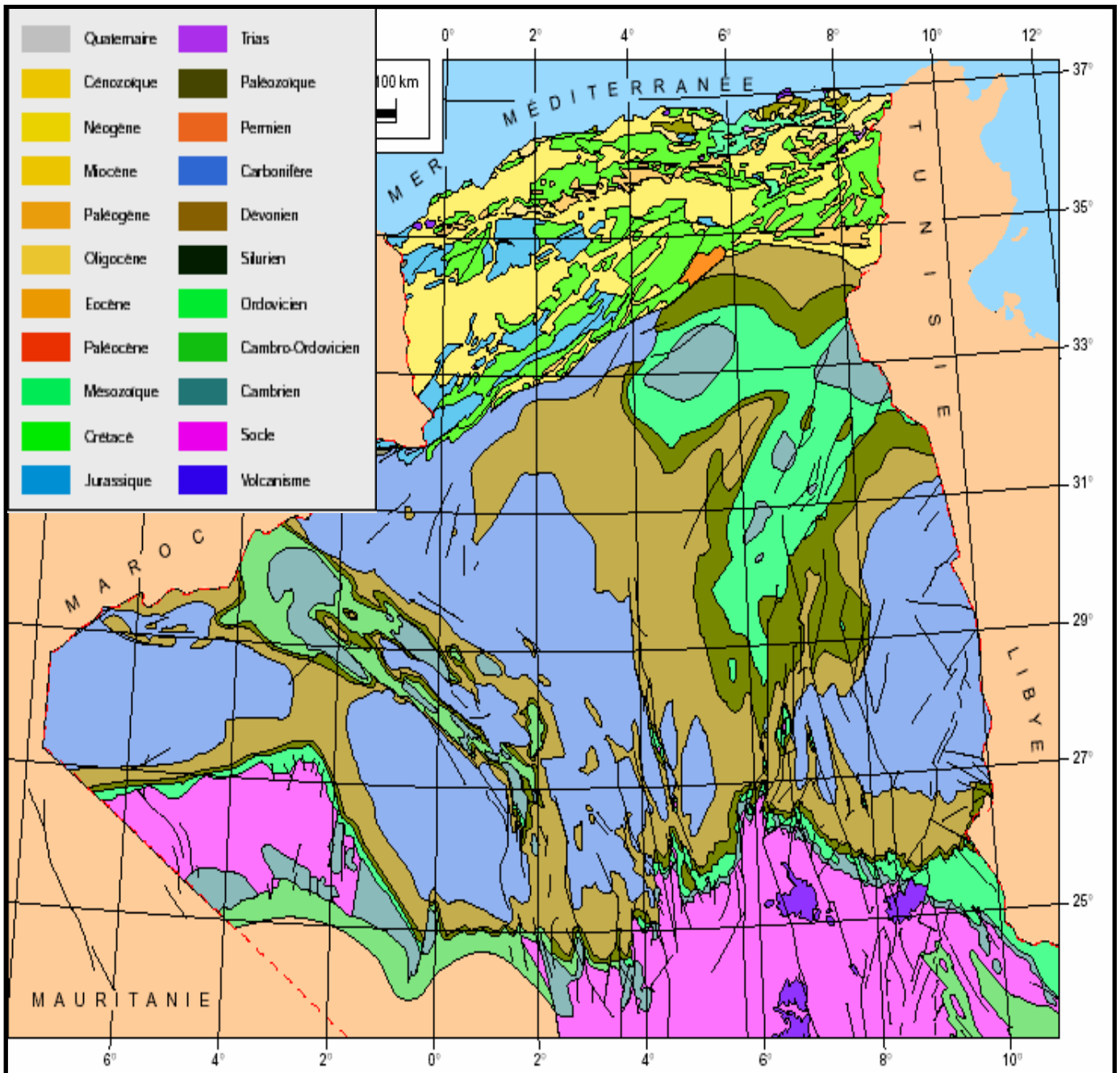


Fig. 3 : Carte structurale et géologique de l'Algérie.
(Document .WEC de l'Algérie, 1996)

I. 4 - Particularités des réservoirs T. A.G.I. :

L'épaisseur des réservoirs T.A.G.I. « Trias argileux gréseux inférieur » dans le bassin de Berkine varie entre 70 et 150 m et leur porosité varie de 6 à 22 %. (fig.4).

Les grès du T.A.G.I. reposant sur la discordance hercynienne correspondent à une sédimentation fluviatile. Ils se présentent comme des séquences de chenaux, séparées par des intervalles argileux illustrés par une grande variation latérale et verticale de faciès.

Les roches génératrices d'hydrocarbures du T.A.G.I. sont le Silurien et surtout le Frasnien. Les roches couvertures sont essentiellement des évaporites, faisant du T.A.G.I. un bon réservoir à hydrocarbures. Les pièges du T.A.G.I. sont des anticlinaux faillés, donnant lieu à des structures locales en trends et grabens. (M^{lle} Bertouche ,1999)

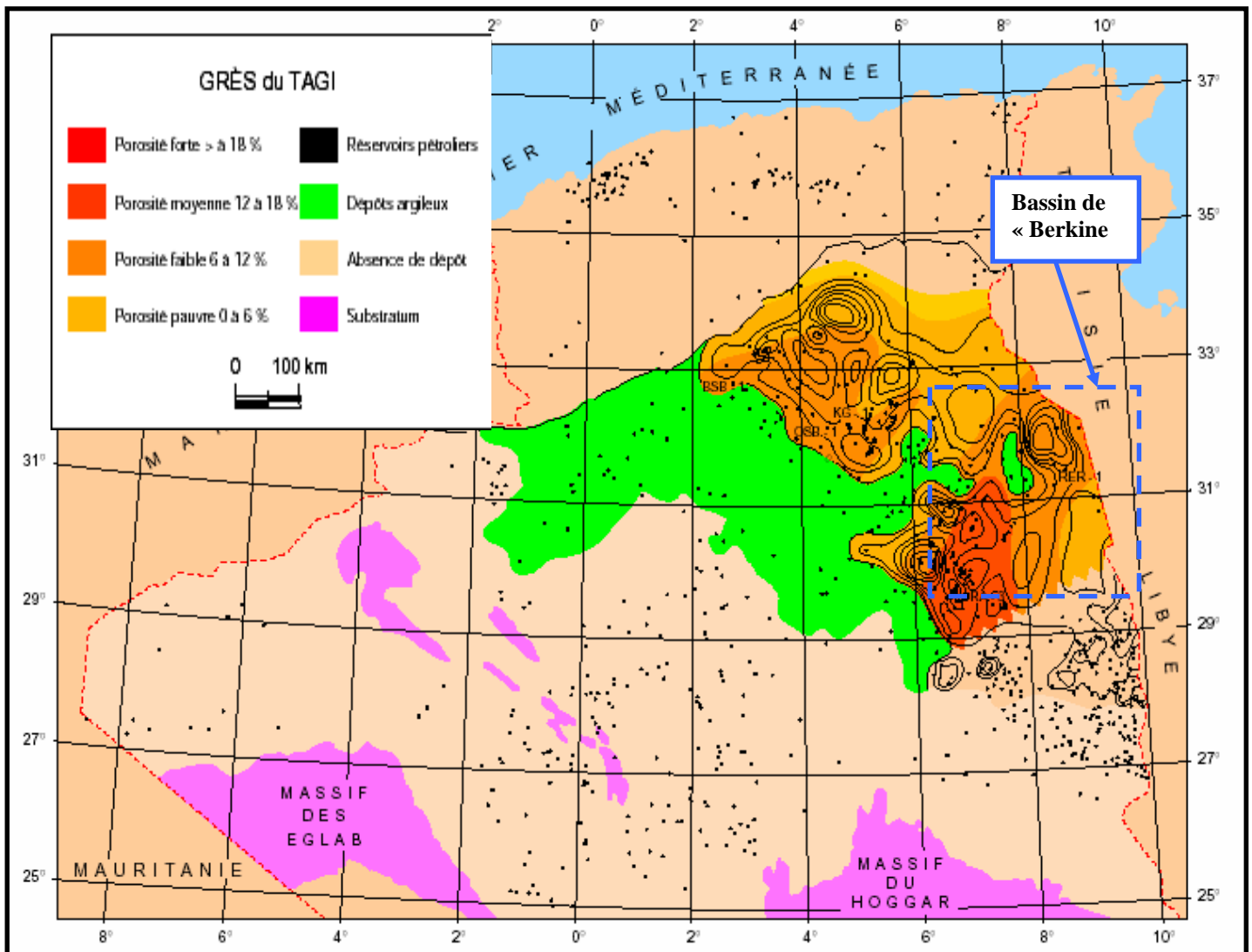


Fig. 4 : Distribution des porosités dans le « T.A.G.I. »
(Document .WEC de l'Algérie1999)

II - Cadre local :

II. 1 - Situation géographique :

La prospective de Sif Fatima ouest se situe dans le bloc 402b, dans le grand erg oriental caractérisé par le développement d'une couverture dunaire importante (fig.5).

Le bloc 402b se présente sous forme d'enclave d'une superficie de 103,18 km². (Rapport Sif Fatima-3,2004)

II. 2 - Cadre géologique :

La région de Sif Fatima s'insère sur les bordures occidentales du bassin de Berkine. Celles-ci se caractérisent par des remontées structurales de formation paléozoïque subissant une érosion graduelle de plus en plus prononcée vers l'ouest et des formations ordoviciennes apparaissant sous la discordance hercynienne vers Mesdar-Rhourde El-Baguel, puis cambriennes sur la direction structural Hassi Messaoud –El-Gassi.

Dans la région de Sif Fatima, les faciès du Dévonien supérieur apparaissent sous la discordance hercynienne.

A la fin du Paléozoïque, l'inversion structurale de la plate-forme saharienne vers le NE redéfinit un bassin mésozoïque de plus en plus profond vers cette direction et des pendages régionaux en avant-pendage de la discordance hercynienne vers le sud et le sud-est du bassin de Berkine.

Cette situation favorisera les directions de migration des hydrocarbures à partir des roches mères siluriennes et frasnienne vers les grès du trias sous-jacent.

Le prospect de Sif Fatima s'insère dans la direction structural Qoubba /SFNE/BRSE/ROD vers El-Borma.

Les gisements associés sont régis par un ensemble de failles normales initiées lors des phases de distensions Trias-Jurassique et reprises en décrochement par la phase autrichienne. Ces failles régionales sont d'orientation NE-SW. A ces dernières sont associées des directions secondaires NW-SE engendrant un compartimentage des blocs basculés constituant les pièges.

De ce fait, l'objectif pétrolier dans le champ de Sif Fatima est le grès du Trias argileux gréseux inférieur (T.A.G.I.). (Rapport Sif Fatima-2,1999).

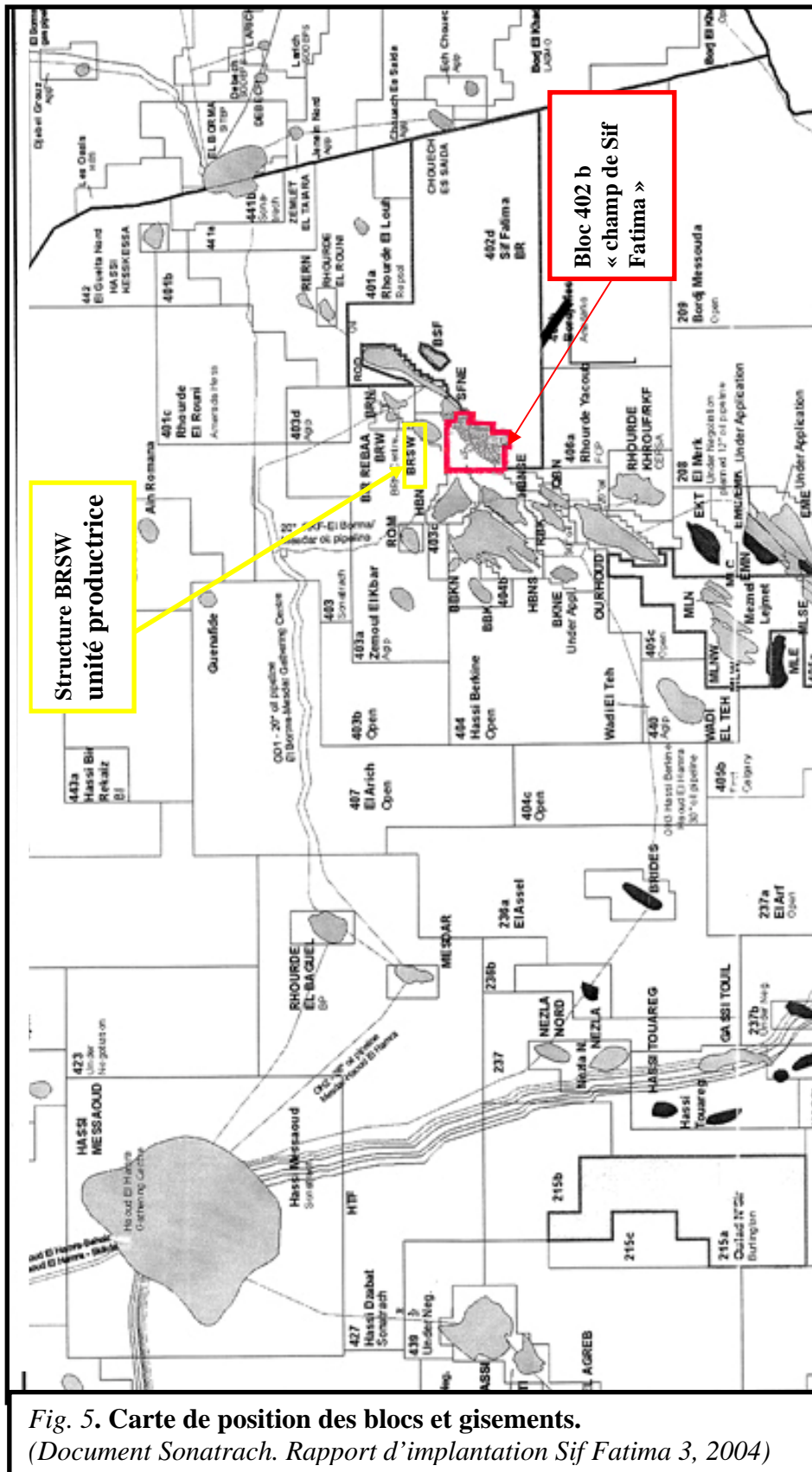


Fig. 5. Carte de position des blocs et gisements.
 (Document Sonatrach. Rapport d'implantation Sif Fatima 3, 2004)

CHAPITRE III

Présentation des diagraphies

I. Introduction

On désigne par diagraphie tout enregistrement graphique analogique ou digital en fonction de la profondeur. Cette technique que les Anglo-saxons appellent « logging » est apparue en 1927. L'enregistrement a généralement lieu en surface par l'intermédiaire d'un câble muni de conducteurs électriques.

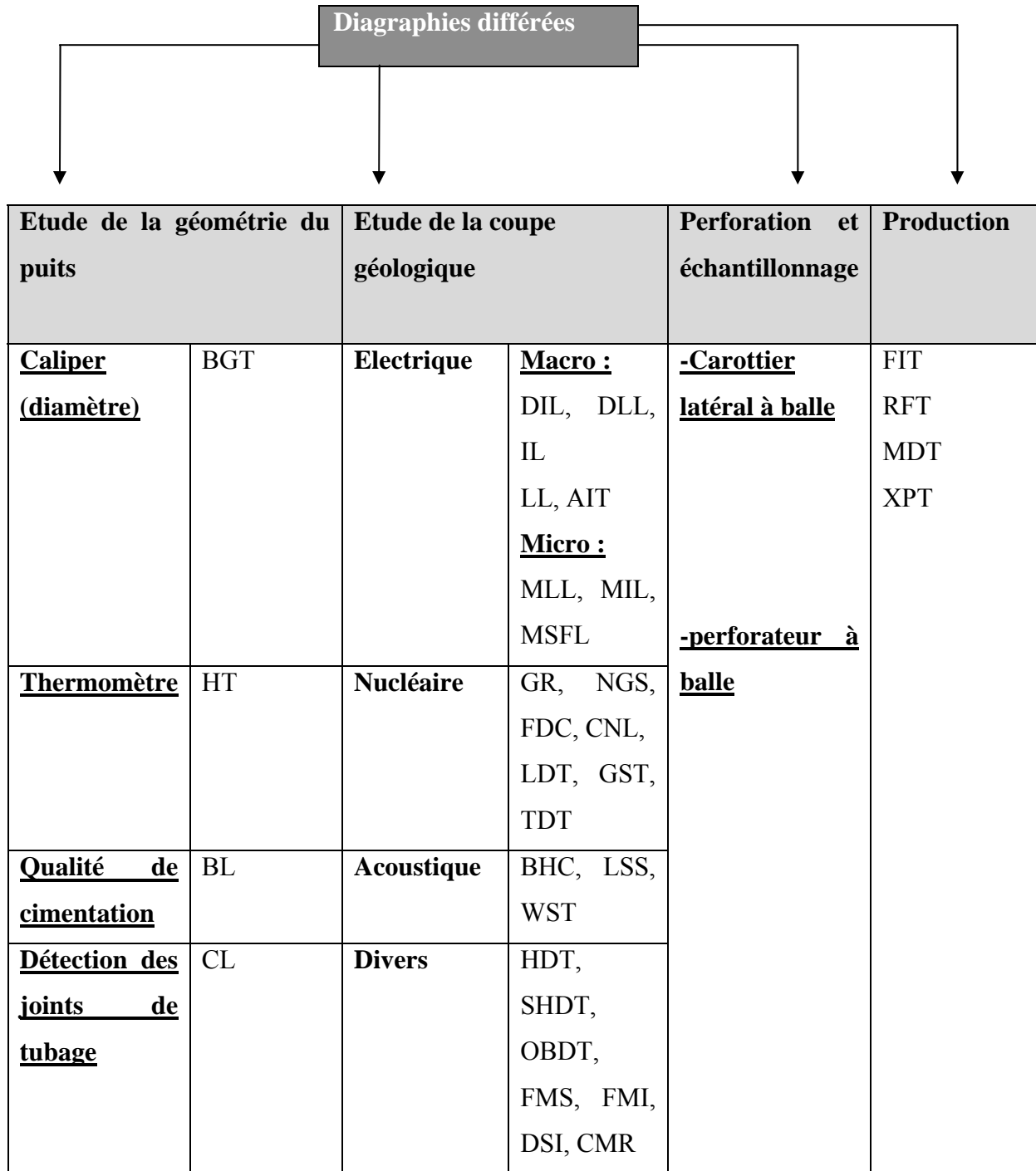
Les diagraphies sont utilisées essentiellement pour l'évaluation des paramètres pétro-physiques et l'étude lithologique des formations traversées par les sondages.

II. Les diagraphies enregistrées dans la zone d'étude

II. 1. Généralités

Les diagraphies différées (non instantanées) enregistrent les paramètres physiques à l'aide de sondes descendues au bout d'un câble s'enroulant autour 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(R.DESBRANDES,1982)

On peut distinguer quatre grands groupes de diagraphies qui sont représentés sur le tableau ci-dessous :



Dans notre étude, les outils de diagraphies disponibles sont :

- La Diagraphie électrique (DIL, SFL, MSFL)
- La Diagraphie nucléaire (FDC, CNL, GR)
- La Diagraphie sonique (BHC)

II. 2. Diagraphie de résistivité

Ces outils mesurent la résistivité propre des formations traversées par le sondage. Celle-ci dépend des propriétés électriques des roches. Elle est notée «R» et est exprimée en «ohm/m». Sa détermination est fondamentale pour le calcul de la saturation en eau (O .SERRA,1979)

➤ Principe de mesure

Une source émettrice envoie un signal vers les formations ; la variation du potentiel est alors mesurée par un récepteur localisé à une certaine distance de l'émetteur appelée «espacement».

Cette différence de potentiel est étroitement liée à la nature des formations. On distinguera deux groupes de diagraphies : les macrodispositifs et les microdispositifs. (O .SERRA,1979)

➤ Macrodispositifs :

Ils sont caractérisés par un grand espacement entre l'émetteur et le récepteur et donc un grand rayon d'investigation qui donne une lecture assez proche de «R». Parmi ces sondes, nous citons :

❖ La sonde SFL (Spherically Focused Log) :

Le dispositif comprend une électrode centrale AO, qui envoie le courant et quatre paires d'électrodes dispersées symétriquement et respectivement court-circuitées entre elles.

La connexion particulière de ces électrodes permet d'avoir une focalisation sphérique du courant d'émission. Dans un milieu comme le puits de forage, le courant a tendance à aller vers les milieux plus conducteurs comme la boue de forage, et les équipotentielles deviennent des ellipsoïdes.

La focalisation sphérique a pour but de forcer ces équipotentielles à devenir des sphères.

Cette sonde permet l'enregistrement d'une seule courbe de résistivité plus ou moins proche de la résistivité de la zone vierge (R_t).

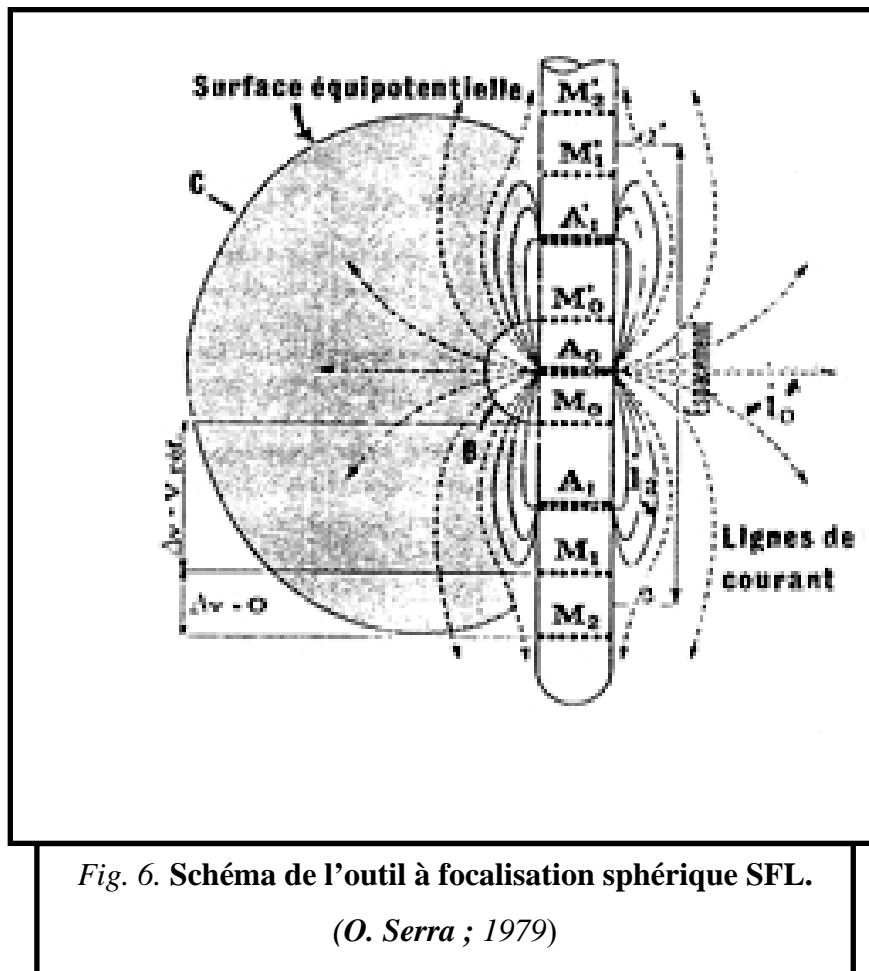


Fig. 6. Schéma de l'outil à focalisation sphérique SFL.

(O. Serra ; 1979)

❖ **La sonde DIL (Dual Induction Log) :**

Cette sonde à induction comprend essentiellement une bobine émettrice d'un champ électromagnétique sinusoïdal et une bobine réceptrice. Ce champ induit dans les formations des courants circulants en anneaux coaxiaux à la sonde. Un champ électromagnétique secondaire est réalisé, lorsque ce champ passe par une bobine réceptrice, il va induire de celle-ci une force électromotrice.

Le courant induit dans les bobines réceptrices est proportionnel à la conductivité des formations traversées.

DIL : enregistre deux mesures de résistivité en une seule descente.

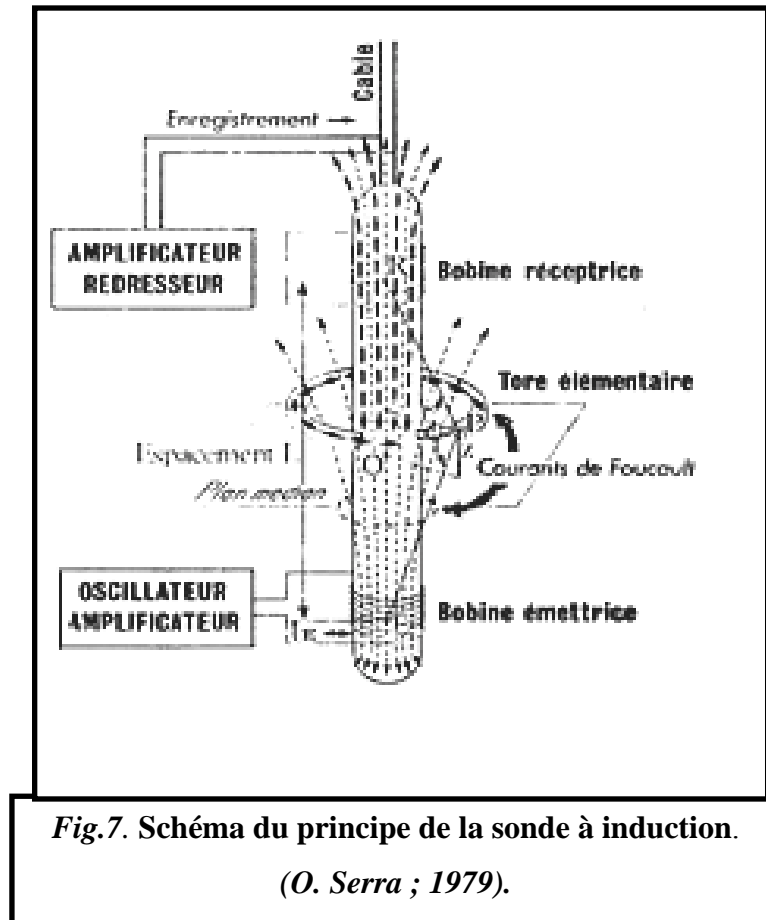
RILD: rayon d'investigation profond.

RILM : rayon d'investigation moyen.

La combinaison de cet outil avec d'autres outils de microrésistivité permet une

meilleure estimation de la résistivité de la zone vierge (R_t) et de celle envahie (R_{xo}).

Le **DIL** est applicable dans le cas des puits où la boue est douce ou non conductrice.



➤ Microdispositifs :

Ce sont des dispositifs à faible rayon d'investigation. Ils donnent une mesure plus ou moins proche de R_{xo} et permettent une évaluation de la mobilité des hydrocarbures. Parmi ces sondes nous citons :

❖ La sonde MSFL (Micro Spherically Focused Log) :

Le microdispositif MSFL est constitué d'un patin isolant sur lequel sont montées de petites électrodes circulaires. Ce patin est fortement appliqué contre la paroi du puits à l'aide de bras flexibles.

La sonde MSFL présente deux autres avantages sur les autres microdispositifs :

- Elle peut être combinée avec le DLL, ce qui permet de gagner un temps d'enregistrement.
- Elle donne une valeur proche de R_{xo} avec un « *mud cake* » épais et une invasion faible.

(O. Serra ; 1979).

Les principales applications de la mesure de la résistivité :

Les résistivités nous permettent de réaliser les applications suivantes :

- Détermination de l'ensemble des saturations.
- Détermination de R_{xo} à l'aide des « microdispositifs » et R_t à l'aide des « macrodispositifs ».
- 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.

II. 3. Diagraphie nucléaire

On regroupe sous le nom de diagraphie nucléaire les diagraphies enregistrant (mettre une référence) aussi bien la **radioactivité gamma naturelle** des formations traversées que la **radioactivité provoquée**, comme la radioactivité gamma dispersée par effet Compton lorsqu'on soumet la formation à une émission de rayons gamma, le flux de neutrons thermiques ou épithermiques résultant du bombardement de la formation par des neutrons de haute énergie, la radioactivité gamma engendrée lors de l'interaction avec la roche avec des neutrons envoyés par une source émettrice (R.DESBRANDES,1982)

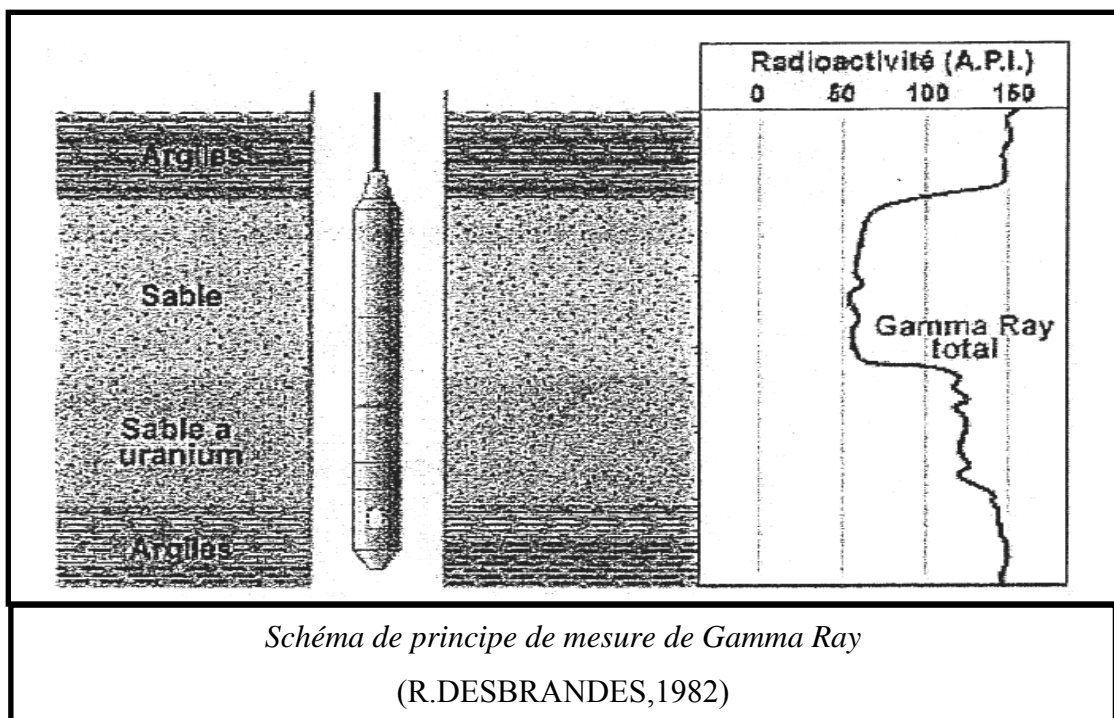
II .3. 1. Diagraphie de rayons gamma naturels :**➤ Définition :**

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement. Ce sont les éléments uranium, thorium, et potassium présents dans la formation géologique qui contribuent à la radiation gamma naturelle. Le log γ -ray a la particularité de mettre en évidence les argiles qui forment souvent les limites imperméables des réservoirs. En effet, la radioactivité naturelle est élevée pour les argiles et basse pour les sables et les calcaires. (Fig. 8). Par ailleurs, grâce à la spectrométrie, qui permet de donner une estimation des teneurs en (K, U, Th), son champ d'application s'est

élargi à la sédimentologie, la géochimie et la géologie des réservoirs. Généralement, la radioactivité gamma est mesurée en « API » (R.DESBRANDES, 1982)

❖ **La sonde Gamma-Ray (GR) :**

L'outil NGT (*Natural Gamma-Ray Tool*) comprend un détecteur à scintillation. Le détecteur est classiquement un cristal d'iodure de sodium dopé au thallium. Cette combinaison possède de bonnes propriétés d'absorption des rayons gamma. La sonde du GR enregistre l'intensité globale de la radioactivité des rayons gamma naturels des éléments radioactifs (K, U, Th).



Les principales applications de cette diagraphie sont :

- L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- La distinction et la délimitation des zones poreuses et perméables par rapport aux zones imperméables.
- La désignation de la courbe (GR) comme référence pour toutes autres diagraphies.
- Les corrélations entre sondages.
- Les applications sédimentologiques.

❖ **La sonde NGS (Natural GR Spectrometry) :**

Elle est munie d'un compteur de scintillation qui contient cinq fenêtres d'énergie. Cette sonde identifie les raies spectrales de chacun des éléments radioactifs (K, U, Th) et permet donc l'enregistrement simultané de cinq courbes de radioactivité qui sont :

- La courbe SGR : énergie totale (K+U+ Th).
- La courbe CGR : énergie spécifique (K+ Th).
- La courbe K en pourcentage.
- La courbe Th en PPM (partie par million).
- La courbe U en PPM (partie par million)

Ses principales applications sont :

- La détermination de la lithologie.
- La définition du milieu du dépôt.
- L'étude de la diagenèse.
- Une meilleure corrélation entre les sondages.
- L'étude géochimique.

II. 3. 2. Diagraphie de densité :

Cet enregistrement a pour but principal la mesure de la densité des formations traversées par le forage. Cela permet ensuite de déterminer les porosités correspondantes à ces dernières. On bombarde la formation par des rayons gamma émis par une source radioactive spéciale (Co^{60} , Cs^{137}), et l'on mesure à l'aide d'un détecteur à scintillation l'intensité du rayon gamma diffusé par effet Compton (R.DESBRANDES,1982)

L'intensité étant fonction de la densité de la roche traversée, on détermine ainsi la densité ρ_e de la formation à partir de laquelle on évalue la masse volumique ρ_b , et l'on déduit par la suite la porosité Φ_d par la relation suivante :

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

Avec : ρ_b : masse volumique de la formation traversée.

ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_f : densité du fluide.

Φ_d : porosité évaluée par la diagraphie de densité.

❖ La sonde FDC :

C'est un dispositif à deux détecteurs à plusieurs espacements. Cette sonde permet l'enregistrement d'une courbe de densité globale de la formation et une courbe de correction de densité notée $\Delta\rho_b$. Cette sonde réduit certains effets de sondages tels que les effets des cavités et du « *mud cake* » (O. SERRA, 1979).. (Fig. 9.)

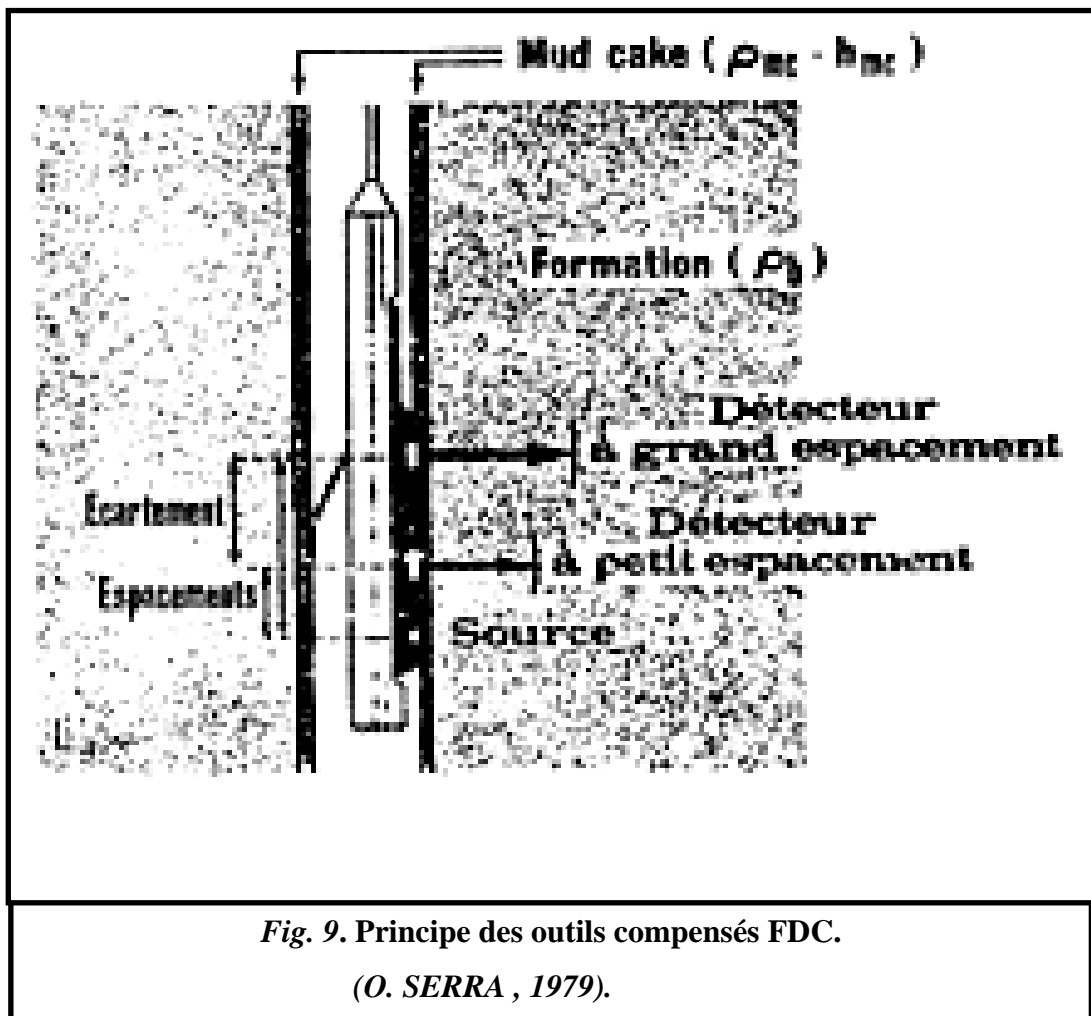


Fig. 9. Principe des outils compensés FDC.

(O. SERRA, 1979).

❖ **La sonde LDT (Litho Density tool) :**

Elle permet de mesurer la densité globale de la formation ainsi que l'enregistrement de la courbe d'absorption photoélectrique (le **PEF**) de la roche.

- Le point de mesure correspond au milieu de l'espacement source-détecteur ou au milieu de l'espacement entre les deux détecteurs (FDC) ; le rayon d'investigation est d'autant plus faible que la densité de la roche est élevée ; la définition verticale correspond à l'espacement source – détecteur et à l'écartement entre les deux détecteurs, soit 10 pousses dans le FDC.

Ses principales applications 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.
- La détermination de la porosité utile.

II. 3. 3. Diagraphie neutron :

On bombarde la formation avec des neutrons d'énergie incidente de l'ordre de 10 Mev 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 dépend surtout du 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. Le log neutron nous donne directement la porosité ϕ_N de la formation (R. DESBRANDES, 1982)

❖ **La sonde CNL (Compensated Neutron Log) :**

C'est une sonde 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 H-N (porosité neutron).

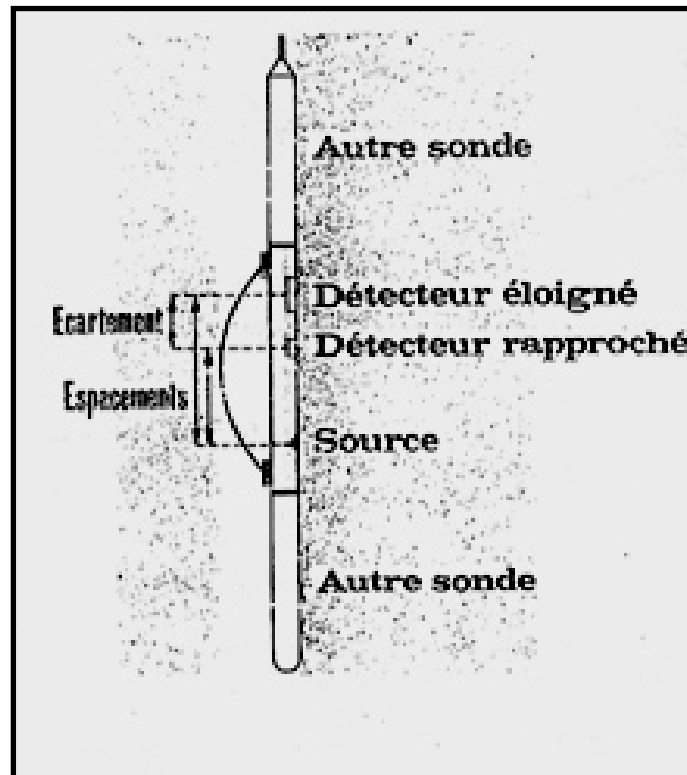


Fig. 10. Schéma de la sonde (CNL) de Schlumberger. (O. Serra ,1979)

- Le point de mesure correspond au milieu d'espacement source-détecteur. (La distance entre ces deux derniers). Le rayon d'investigation dépend de la concentration en atomes d'hydrogène. Plus la concentration est forte et plus les rayons de la sphère de pénétration sont petits, car les neutrons sont ralentis et capturés très vite près de la source, et l'inverse est vrai. La définition verticale correspond à l'espacement source – détecteur ou à l'écartement entre les deux détecteurs.

CNL= 10", [15" détecteur proche/ 25" détecteur éloigné] . (O. Serra ,1979)

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.

II. 3. 4. 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 premières arrivées et de l'atténuation des ondes traversant les différentes couches nous donne la vitesse de propagation de ces ondes et nous renseigne 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 présents dans les pores de cette roche.

(Document DESBRANDE. R, 1982)

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

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

Avec ΔT_{lu} : temps de parcours lu de l'enregistrement.

ΔT_{ma} : temps de parcours de la matrice.

ΔT_f : temps de parcours dans le fluide.

Φ_s : porosité évaluée à partir de l'outil sonique

« Ce log donne plutôt la porosité primaire, car la première arrivée évite généralement les fractures. »

❖ La sonde BHC :

Elle est composée de deux émetteurs, l'un en haut et l'autre en bas, et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur. (O. Serra ; 1979).

On envoie un signal alternativement par l'émetteur du haut E1 et du bas E2 et l'on enregistre alternativement par les couples (R₁-R₁'), (R₂-R₂'). On fait alors la moyenne des deux mesures :

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

C'est cette moyenne ΔT qui est enregistrée et lue sur les logs. Elle est dite ΔT_{lu} . (Fig. 11). L'industrie pétrolière a retenu comme unité de temps de trajet le $\mu s / \text{pied}$; elle est reliée à la vitesse qui est exprimée par pied / seconde par la relation :

$$\Delta T (\mu s / \text{ft}) = 10^6 / V (\text{ft/s})$$

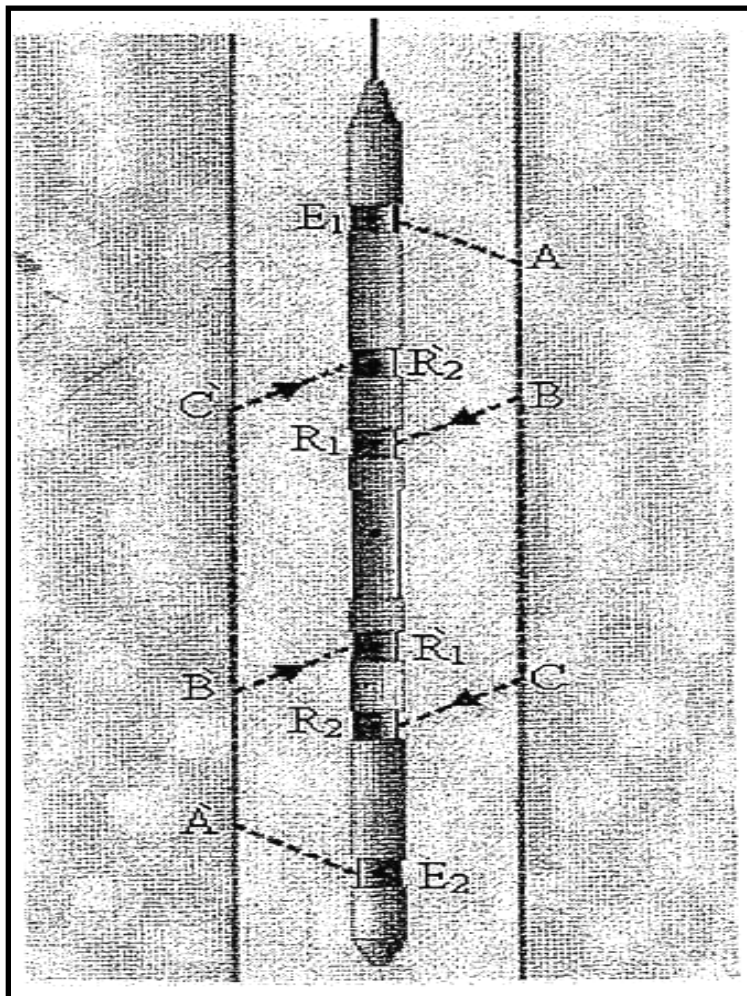


Fig. 11. Schéma de la sonde BHC.

(R.. DESBRANDE, (1982)

- Le point de mesure est pratiquement le milieu de l'intervalle entre les deux récepteurs extrêmes, la profondeur d'investigation varie entre 12 cm et environ 1 m. 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 compression 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).

Ses principales applications sont la mesure du temps de trajet du son ; elle est principalement exploitée pour :

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

CHAPITRE III

Analyse et interprétation des diagraphies des sondages

I. Généralités sur les paramètres pétro-physiques :

I. 1. Introduction :

Pour constituer un réservoir, une formation géologique doit présenter certaines caractéristiques, à savoir qu'elle doit être poreuse, au moins partiellement saturée en hydrocarbures et perméable, c'est-à-dire qu'elle permet la libre circulation des fluides qu'elle contient.

Etudier un réservoir revient donc à déterminer ses qualités qui conditionnent son rendement potentiel. Celles-ci sont : la porosité, le taux de saturation, la perméabilité et la nature des fluides qui le caractérisent.

Tous ces éléments peuvent être déterminés à partir de l'enregistrement de paramètres physiques mesurés dans des puits qui traversent la formation. Ces enregistrements constituent les diagraphies.

I. 2. Paramètres pétro-physiques :

I. 2. 1. Porosité :

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides. On distingue différents types de porosité (O.SERRA,1979) :

➤ **Porosité totale (Φ_t) :**

C'est le rapport V_p/V_t du vide (V_p), pores, canalicules, fractures existant entre les minéraux et le volume total de la roche (V_t). Il est exprimé par la relation suivante :

$$\Phi_t = V_p/V_t = \Phi_1 + \Phi_2$$

➤ **Porosité intergranulaire (primaire Φ_1) :**

Elle dépend de la forme et de la taille des éléments solides ainsi que de leur classement.

➤ **Porosité de fissure et de fracturation (secondaire Φ_2) :**

Cette porosité n'est que le résultat des fissurations et des fracturations acquises mécaniquement que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique ou par la dissolution de la roche au contact d'un fluide.

I. 2.2. Perméabilité :

C'est la capacité de laisser passer un fluide liquide ou gazeux dans une formation. Elle dépend de la taille des grains et de leur dimension. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. La perméabilité est notée « K » et est exprimée en « milli Darcy ».

I. 2.3. Résistivité :

C'est la manière avec laquelle s'oppose une substance au passage d'un courant électrique. La résistivité est exprimée en « ohm.mètre ».

On distingue deux types de résistivités :

- R_w : résistivité de l'eau de formation.
- R_t : résistivité de la formation de la zone vierge.

I. 2.4. Saturation :

C'est le rapport entre le volume occupé par le fluide et le volume total des pores. Elle est notée « S » et s'exprime en pourcentage. Plusieurs types de saturations peuvent intervenir :

- $S_w = V_w / V_p$: saturation en eau de la zone vierge.
- $S_{HC} = V_{HC} / V_p$: saturation en hydrocarbures.

Avec : $(V_w + V_{HC}) = V_p$ et $(S_w + S_{HC}) = 100\%$

II. Présentation des puits étudiés :

Cette évaluation concerne l'objectif pétrolier dans le champ de Sif Fatima, c'est-à-dire le réservoir triasique argileux gréseux inférieur « T.A.G.I » (voir Chapitre 1 - Cadre local). Quatre puits ont fait l'objet de notre étude. Ces puits sont disposés dans le bloc 402b du bassin de Berkine comme le montre la figure 12.

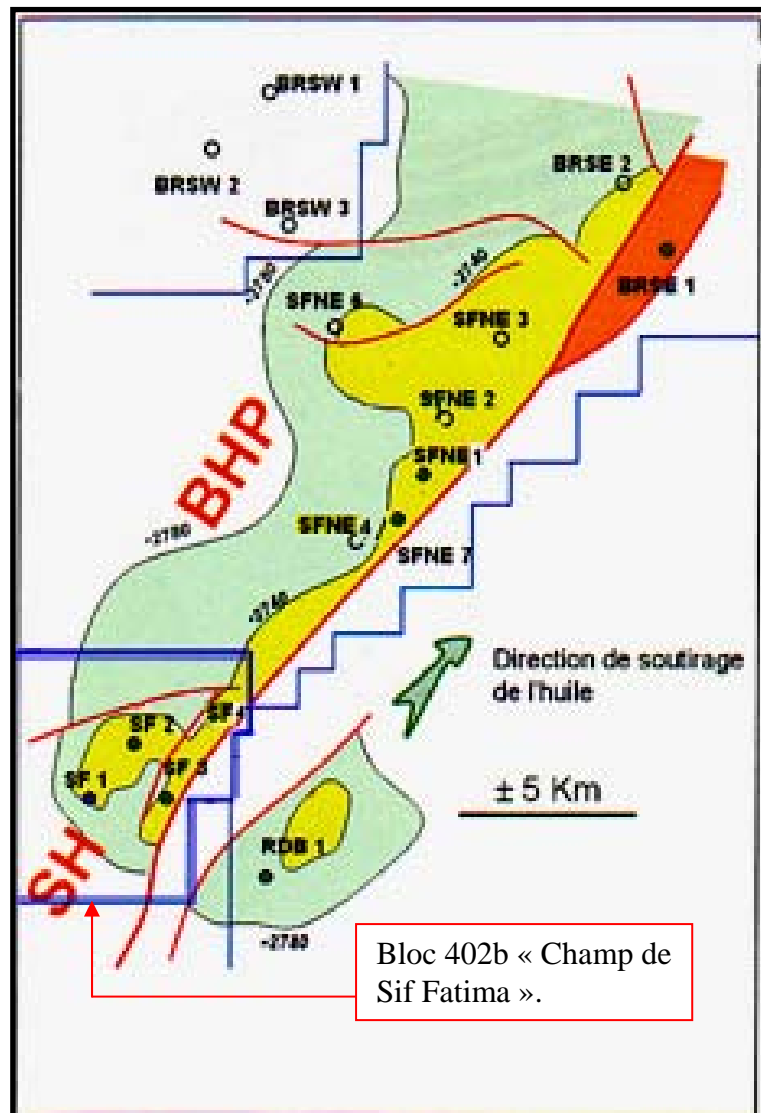


Fig. 12. Schéma de disposition des puits.

(Documents Sonatrach. Caractérisation des réservoirs de la structure Sif Fatima – Fév. 2006).

❖ Les caractéristiques du « T.A.G.I. » sont dans le tableau suivant :

	T.A.G.I. – SUP (Profondeur diagraphique)		T.A.G.I. – INF (Profondeur diagraphique)		hauteur de la table (m)
	Toit (m)	Mur (m)	Toit (m)	Mur (m)	
Puits					
SF-1	2959	2993	3002	3036.5	224
SF-2	2967.5	2995.5	3015	3044	236
SF-3	2922	2967	2976.5	3022	233.8
SF-4	2932	2972	2985	3027	230.6

III. Interprétation :

Nous allons étudier dans cette section la composition de la formation à partir des diagraphies en trous couverts, c'est-à-dire la détermination des proportions relatives de ses principaux composants solides et fluides, ainsi que celles de certains paramètres qui caractérisent ces composants.

On exprime habituellement la composition de la roche à l'aide des paramètres suivants :

- Porosité (Φ)
- Saturation en eau (S_w)
- Pourcentage d'argile (V_{sh}).

Les paramètres qui caractérisent les composants de la formation sont :

- le type de fluide présent dans un réservoir (eau, huile, gaz).
- Temps de parcours du fluide ΔT fluide.
- Temps de parcours de la matrice ΔT_{ma} .
- Résistivité de l'eau de formation (R_w).

Pour bien faire, il faudrait déterminer tous ces paramètres simultanément, niveau par niveau. Pour cela, nous avons suivi les étapes suivantes :

III. 1. Détermination des zones réservoirs :

Il nous faut pour cela déterminer les formations poreuses et perméables de celles imperméables (R.DESBRANDES,1982)

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 Vsh cut-off (fixé à 40% dans la région, et supportant une variation de puits en puits). Cela est obtenu par la relation suivante :

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

GR_{min} : radioactivité du niveau supposé propre.

GR_{max} : radioactivité du niveau supposé argileux.

Au-dessus de la limite fixée par cette ligne, la formation sera considérée imperméable.

III. 2. Estimation du volume et des paramètres d'argile :

III. 2. 1. Définition du volume d'argile Vsh :

Une formation est dite argileuse si elle contient un certain pourcentage d'argile noté Vsh. Ce volume d'argile peut être exprimé à partir des diagaphies nucléaires, en particulier le *Gamma-Ray*.

Le volume d'argile est donné par la relation suivante :

$$Vsh (\%) = 100 \cdot [(GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})]$$

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

III. 2. 2. Détermination des paramètres d'argile :

Dans un même réservoir correspondant à un même environnement, il est logique d'admettre que la nature des argiles est sensiblement identique. Les paramètres d'argiles sont pris au niveau des couches franchement argileuses et non cavées. Les paramètres d'argiles dans notre étude se résument en :

1 - GR_{max} : c'est la valeur du GR lu en face du ban d'argiles le plus large possible et le plus proche du réservoir.

2 - GR_{min} : c'est la valeur minimale du GR lu dans tout l'intervalle à étudier dans un enregistrement.

3 - ΔT_{sh} : c'est le temps de parcours de l'onde acoustique enregistré en face du même ban d'argiles choisi pour la détermination du GR_{max} . (R.DESBRANDES, 1982)

III. 3. Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w)

La résistivité de l'eau de formation (R_w) est un paramètre important pour l'interprétation de la diagraphie. Elle est indispensable pour la détermination de la saturation en eau de formation S_w , et par la suite celle des hydrocarbures. Plusieurs méthodes sont utilisées à cet effet. Dans notre cas, c'est « la méthode des tests de production ».

III. 4. Détermination du paramètre matriciel ΔT_{ma}

Les paramètres matriciels sont déterminés à partir des reports graphiques et leur connaissance est indispensable pour l'estimation de la porosité.

La détermination du temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice « ΔT_{ma} » est obtenue en utilisant le pointé à partir du report graphique [$R_T V_D \Delta T$]. L'intersection de la droite qui définit la zone aquifère avec l'axe des abscisses donne la valeur de « ΔT_{ma} » (R.DESBRANDES, 1982)

III. 5. Détermination de la porosité

III. 5. 1. Choix de la porosité effective :

Les enregistrements effectués permettent de calculer trois porosités pour chaque niveau réservoir à partir des données des diagraphies (soniques, neutrons et densité).

La porosité effective (Φ_{eff}) utilisée pour le calcul de la saturation en eau (S_w) est choisie de façon à représenter au mieux la porosité utile de chaque niveau réservoir.

L'outil sonique enregistre uniquement la porosité intergranulaire ou primaire « Φ_1 », Donc la porosité évaluée à partir des données de cet outil noté « Φ_{sc} » est égale à « Φ_1 ». La porosité Φ_{N-D} qui est la combinaison Φ_N (porosité neutrons) et Φ_D (porosité densité) est équivalente à la porosité totale Φ_t .

Par conséquent, la différence entre Φ_{sc} et Φ_{N-D} correspond à la porosité secondaire de fissure et de fracturation (Φ_2). La porosité primaire (ou intergranulaire) « Φ_1 » est la porosité liée à l'espace poreux créé lors de la sédimentation. La porosité secondaire « Φ_2 » est, quant à elle, liée aux fissurations et aux dissolutions de certains composants de la roche (O.SERRA, 1979)

Dans le cas des grès du « T.A.G.I. », la porosité secondaire est probablement due aux dissolutions des feldspaths ou du ciment carbonaté (Bertouche, 1999)

Ainsi, la porosité évaluée à partir des données de l'outil sonique est la plus représentative de la porosité utile pour notre évaluation et dans notre réservoir objectif le « T.A.G.I. ».

III. 5. 2. Porosité sonique :

La porosité sonique est donnée dans le cas d'une formation propre par la relation suivante :

$$\Phi_s (\%) = [(\Delta T_{luc} - \Delta T_{ma}) / (\Delta T_f - \Delta T_{ma})] * 100$$

ΔT_{luc} : temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau réservoir considéré.

ΔT_{ma} : temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

ΔT_f : temps de parcours de l'onde sonique dans le fluide.

Dans le cas d'une formation argileuse, une correction s'impose. Elle est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_{sc}(\%) = \Phi_s(\%) - Vsh * \Phi_{sh}(\%)$$

Avec : $\Phi_{sh}(\%) = [(\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma}) / (\Delta T_f - \Delta T_{ma})] * 100$.

Φ_{sc} : porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.

ΔT_{sh} : temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau argileux.

III. 5. 3. Choix final de la porosité pour le calcul de la saturation :

Le choix final de la porosité pour l'estimation de la saturation est un point très important, car la qualité de l'évaluation des réserves dans un réservoir dépend pour une grande part de la représentativité de la porosité considérée.

Pour cela, on a eu recours aux porosités évaluées en laboratoire à partir d'échantillons de carottes récupérés et associés à leur profondeur. Ces données de porosité de la carotte ne sont pas étendues sur tout le réservoir, mais sur des intervalles rapprochés vu le taux de récupération de la carotte qui est souvent en dessous de 90%. Le nombre d'échantillons est minime comparé aux données de l'outil sonique, mais ils sont d'une très grande représentativité de la porosité réelle du sous-sol, car évalués par des méthodes directes en laboratoire.

Une comparaison graphique des porosités évaluées par la méthode du (sonique, sonique corrigé et à partir des carottes), pour trois puits sur quatre, a montré d'une façon très nette que les porosités soniques et celles évaluées à partir de la carotte corrélaient parfaitement, alors que celles calculées à partir du sonique et corrigées par l'effet d'argiles étaient sous-estimées et présentaient un décalage flagrant dû à cette correction (Fig.13).

Cela est sûrement dû au fait que notre réservoir «T.A.G.I.» contient des argiles de type laminé, c'est-à-dire que les argiles se présentent sous forme de couches bien distinctes relativement aux couches gréseuses, (voir chapitre I. I.4 : particularités du « T.A.G.I. »). En d'autres termes, les bancs gréseux qui constituent notre roche réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, et qui font l'objet de notre évaluation, sont pratiquement propres d'argile et donc ne suscitent en aucun cas une correction par rapport à l'effet de ce dernier.

De ce fait, pour l'évaluation de la saturation, on considère la porosité sonique non corrigée par effet d'argile comme porosité effective.

Afin de mieux illustrer notre théorie, les graphiques comparatifs combinant les porosités soniques, soniques corrigées et celles évaluées à partir des données de carottes sont présentés ci-après (Fig.14).

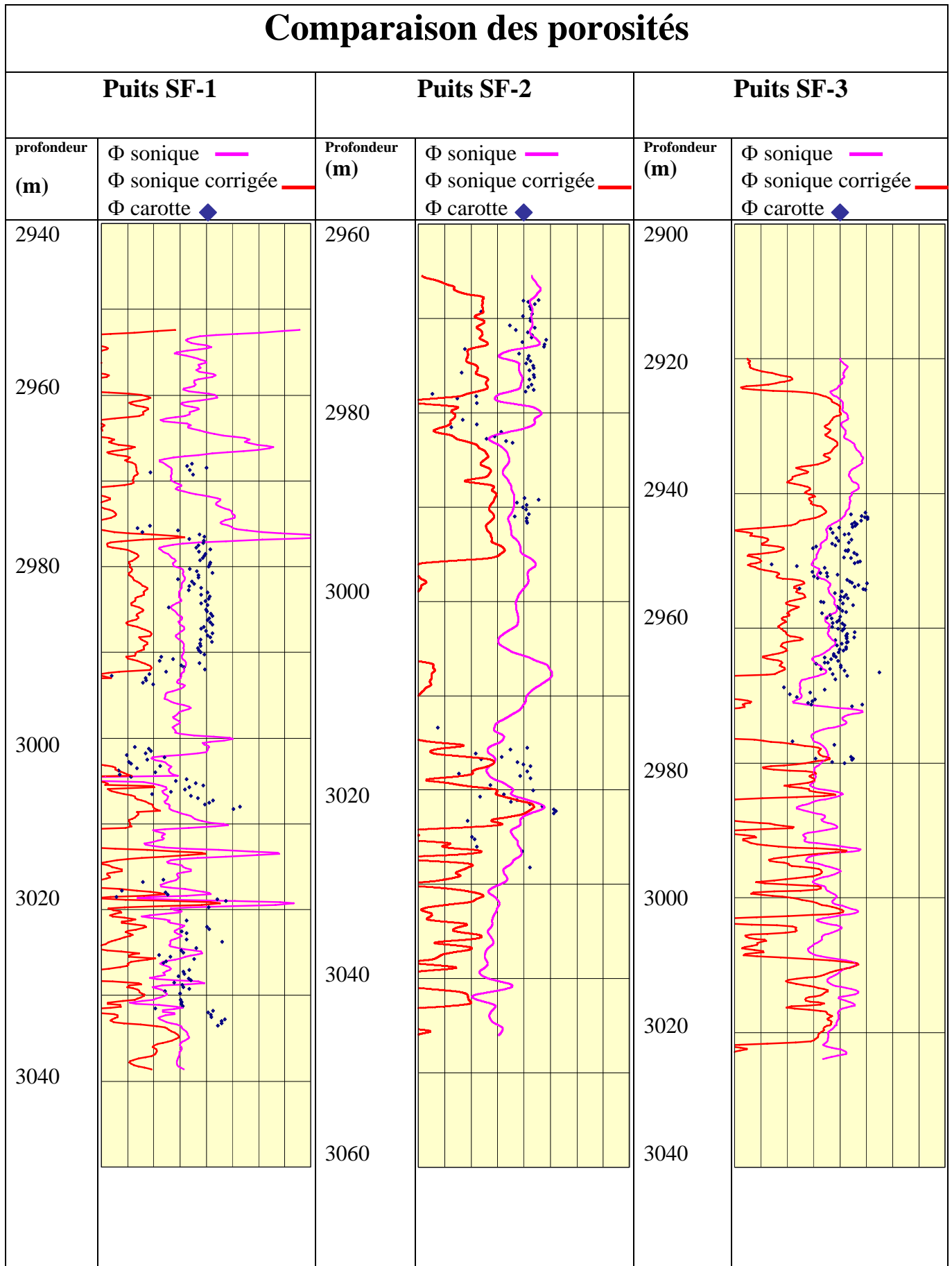


Fig. 14. Comparaison des porosités évaluées par la méthode du sonique, sonique corrigé et celle des échantillons de carottes récupérées.

III. 6. Délimitation des zones poreuses et compactes :

Cette méthode consiste à établir une ligne de référence séparant les formations poreuses des formations compactes à partir d'une valeur limite de la porosité suivant un Φ cut-off=10%.

Les formations dont la porosité est en dessous de Φ cut-off sont considérées compactes et sans intérêt pour notre évaluation.

III.7. Détermination du facteur de cimentation «m» et du coefficient lithologique «a»

Les paramètres «a» et «m» peuvent être déterminés à partir du report graphique ou des mesures effectuées en laboratoire sur des échantillons de roches. (R.DESBRANDES, 1982)

Les résultats du laboratoire

Les mesures de «a» et «m» sont établies en laboratoire à partir d'échantillons prélevés sur carottes. Le laboratoire a fourni les intervalles de valeurs suivantes :

$$0.60 < a < 0.65 \quad 2.05 < m < 2.20$$

Pour notre étude, nous avons considéré les valeurs moyennes suivantes :

$$a=0,62 \quad m=2,1$$

III. 8. Détermination de la saturation en eau de formation :

Le calcul des saturations a été réalisé en utilisant la formule d'Archie :

(O.SERRA, 1979)

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F * R_w} ;$$

$$S_w = \sqrt{\frac{a * R_w}{\phi_{eff}^m * R_t}} \quad ; \text{ avec : } a = 0.62 \quad m = 2.1$$

III. 9. Détermination des contacts entre les fluides :

La saturation en eau « S_w » nous permet de déterminer le contact huile/eau (OWC : oil water contact) dans chaque puits où un log synergétique en fonction de la profondeur a été établi.

Pour cela, le point d'intersection entre la courbe représentative de (S_w) et la droite $S_w = 50\%$ nous donne la position de OWC. A partir de cela, la partie du réservoir qui se trouve au-dessus [$S_w < 50\%$] est le réservoir à hydrocarbure, la partie inférieure [$S_w > 50\%$] est la partie aquifère. (*O. Serra ; 1979*)

IV. Application au champ de « Sif Fatima » :

Les données de quatre puits ont été traitées de manière à déterminer le volume d'argiles, le volume des grès, les porosités, les saturations en eau et en hydrocarbures. Ces résultats seront présentés par la suite graphiquement.

Les données utilisées sont :

- La variation des rayons gamma naturels de la formation (GR) exprimée en ($^{\circ}$ API)
- La variation du temps de parcours de l'onde sonique (ΔT) exprimée en ($\mu s/ft$)
- La variation de la résistivité de la zone vierge (R_t) exprimée en (ohm/m)

Ces données sont représentées sous forme de courbes pour chacun des quatre puits étudiés.

IV.1. Puits SF-1 :

- Les paramètres utilisés pour l'évaluation sont subdivisés en trois groupes, comme l'indique le tableau suivant :

Paramètres caractéristiques du réservoir		Paramètres déduits graphiquement à partir des enregistrements		Paramètres évalués	
Vsh cut off	40%	GR max	112	GR cut off	56.77
Φ cut off	10%	GR min	19.95	Φ sh	37%
Sw cut off	50%	ΔT sh	105		
ΔT ma	56 (μ s/ft)				
ΔT fluide	189 (μ s/ft)				
a	0.62				
m	2.15				
Rw	0.014 (ohm/m)				

- Les données des enregistrements effectués en SF-1 sont représentées dans la figure 15

Evaluation des paramètres :

Les paramètres évalués sont :

- Le volume d'argiles contenu dans la formation (V_{sh}) exprimé en (%).
- La porosité de la formation (Φ_s) exprimée en (%).
- La saturation en eau dans le volume poreux en proportion (S_w) exprimée en (%).
- La saturation en hydrocarbures dans le volume poreux (S_{HC}) exprimée en (%).

Cette évaluation des paramètres a été établie à l'aide du logiciel « EXCEL de MICROSOFT ».

Ce qui nous a permis :

- a) De calculer les paramètres cités ci-dessus.
- b) D'effectuer un test logique incluant trois conditions sur les trois paramètres suivants :
 - $GR_{cut\ off}$
 - $\Phi_{S\ cut\ off}$
 - $S_{w\ cut\ off}$

et ce, afin de pouvoir séparer les formations argileuses de celles gréseuses, et les formations compactes de celles poreuses, ainsi que les formations considérées aquifères de celles considérées à hydrocarbures.

Le test a été effectué dans l'ordre suivant :

1. Si $GR_{lu} > GR_{cut\ off}$; alors la zone est dite argileuse, sinon elle est dite gréseuse.
2. Si $\Phi_s < \Phi_{S\ cut\ off}$; alors la zone est dite compacte, sinon elle est dite poreuse.
3. Si $S_w > S_{w\ cut\ off}$; alors la zone est dite aquifère, sinon elle est dite zone à hydrocarbures.

- c) De représenter graphiquement les résultats de l'évaluation afin de mieux les visualiser et de déterminer d'une façon plus correcte les contacts entre les fluides, notamment le contact entre les hydrocarbures et l'eau, « OWC » (Oil Water Contact).

Les résultats du puits SF-1 sont représentés dans la figure 16.

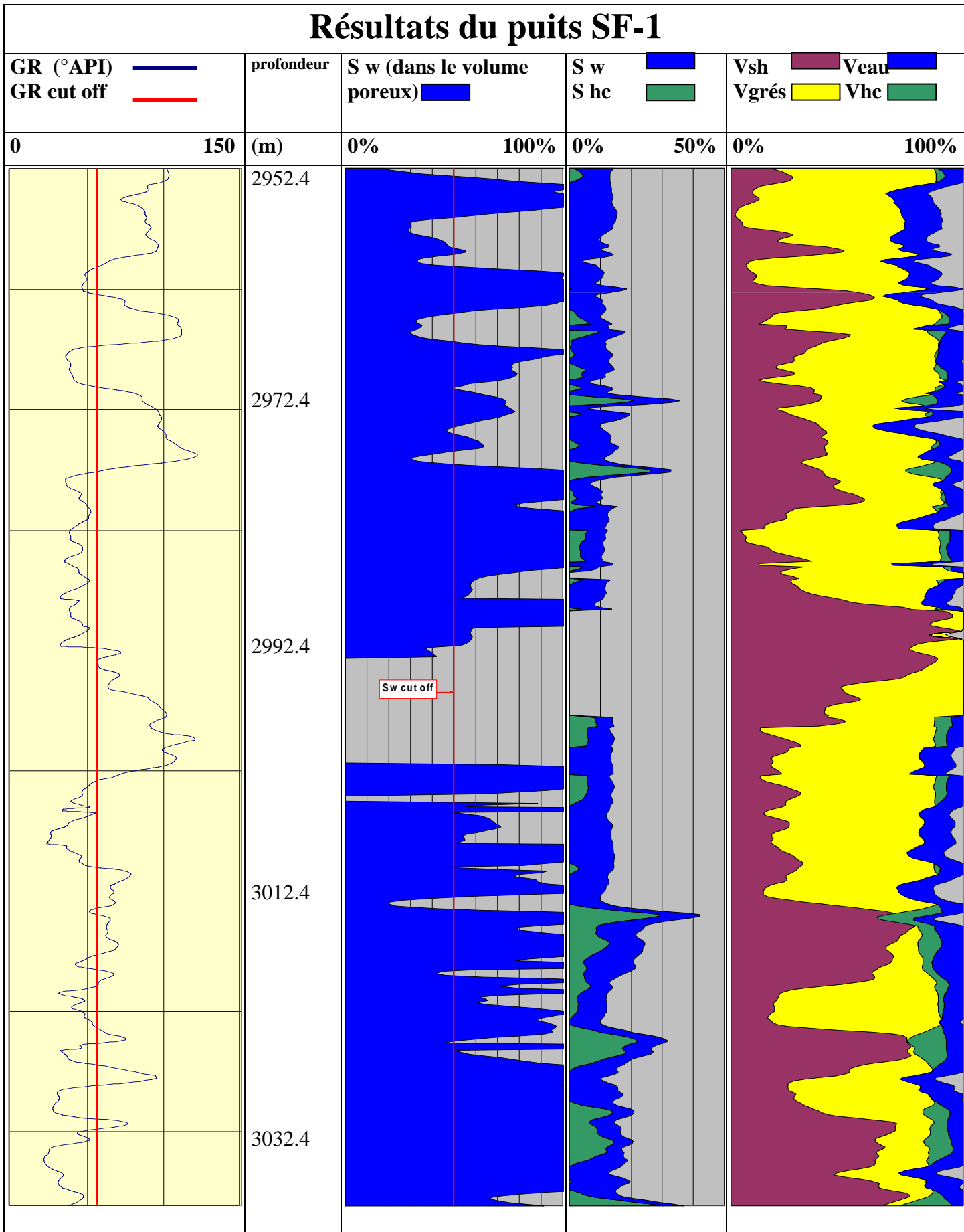


Fig. 16. Représentation graphique des résultats du puits SF-1.

Analyse des résultats du puits SF-1 :

L'interprétation des diagraphies enregistrées sur le puits SF-1 a montré que le T.A.G.I. est complètement aquifère ; les paramètres réservoir sont :

1. T.A.G.I. /SUP : situé sur l'intervalle (2959-2993 m).
 - la porosité moyenne est de 16%.
 - la saturation en eau moyenne est de 85%.
2. T.A.G.I. /INF : situé sur l'intervalle (3002-3036.5 m).
 - la porosité moyenne est de 12%.
 - La saturation moyenne en eau est de 97%.

IV.2. Puits SF-2 :

➤ Les paramètres utilisés pour l'évaluation du puits SF-2 sont dans le tableau suivant :

Paramètres caractéristiques du réservoir		Paramètres déduits graphiquement des (IN PUT)		Paramètres évalués	
Vsh cut off	50%	GR max	152	GR cut off	85
Φ cut off	9%	GR min	19.93	Φ sh	20%
Sw cut off	55%	ΔT sh	83		
ΔT ma	56 (μ s/ft)				
ΔT fluide	189 (μ s/ft)				
a	0.62				
m	2.15				
Rw	0.014 (ohm/m)				

➤ Les données des enregistrements effectués en SF-2 sont représentées dans la fig.17.

➤ Les résultats du puits SF-2 sont représentés dans la fig.18.

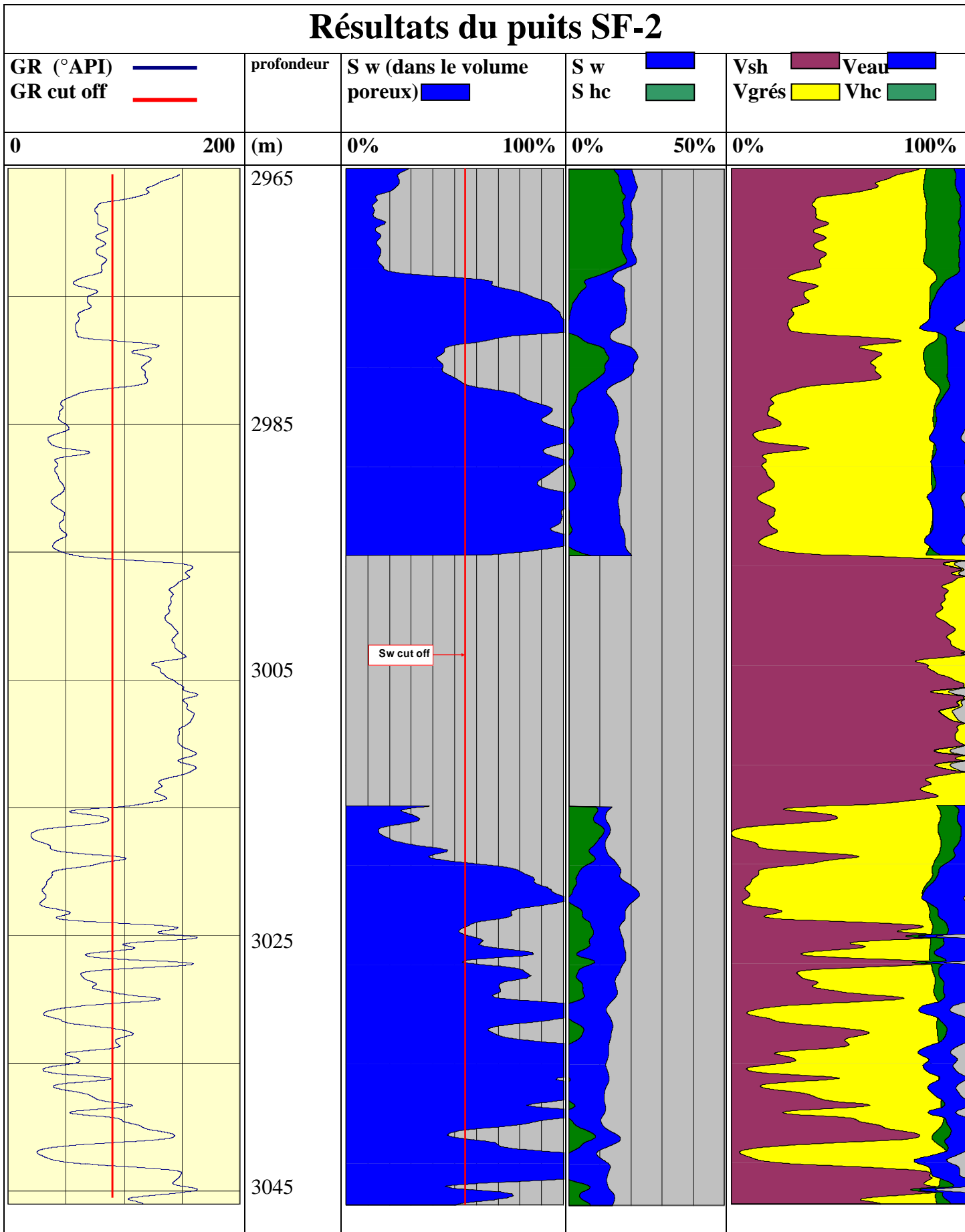


Fig.18. Représentation graphique des résultats du puits SF-2

Analyse des résultats du puits SF-2 :

L'interprétation des diagraphies enregistrées sur le puits SF-2 a montré deux niveaux séparés d'hydrocarbures avec deux contacts différents :

T.A.G.I./SUP :

L'intervalle (2967-2974 m) est à hydrocarbures.

- la porosité moyenne est de 19%.
- la saturation en eau moyenne est de 16%.

Le contact huile/eau a été déterminé à (2974 m) ; (-2738 m).

L'intervalle (2974-2995.5 m) est aquifère.

- La porosité moyenne est de 16.8%.
- La saturation en eau moyenne est de 85%.

T.A.G.I./INF :

L'intervalle (3015-3019 m) est saturé en hydrocarbures.

- La porosité moyenne est de 13%.
- La saturation en eau moyenne est de 30%.

Le contact huile/eau a été déterminé à (3019 m) ; (-2783 m).

L'intervalle (3019-3044) est aquifère.

- La porosité moyenne est de 14.6%.
- La saturation en eau moyenne est de 90%.

IV.3. Puits SF-3 :

➤ Les paramètres utilisés pour l'évaluation du puits SF-3 sont dans le tableau suivant :

Paramètres caractéristiques du réservoir		Paramètres déduits graphiquement des (IN PUT)		Paramètres évalués	
Vsh cut off	45%	GR max	150	GR cut off	72.1
Φ cut off	9%	GR min	20.19	Φ sh	22%
Sw cut off	55%	ΔT sh	83		
ΔT ma	53 (μ s/ft)				
ΔT fluide	189 (μ s/ft)				
A	0.62				
M	2.15				
Rw	0.014 (ohm/m)				

➤ Les données des enregistrements effectués en SF-3 sont représentées dans la fig.19.

➤ Les résultats du puits SF-3 sont représentés dans la fig. 20.

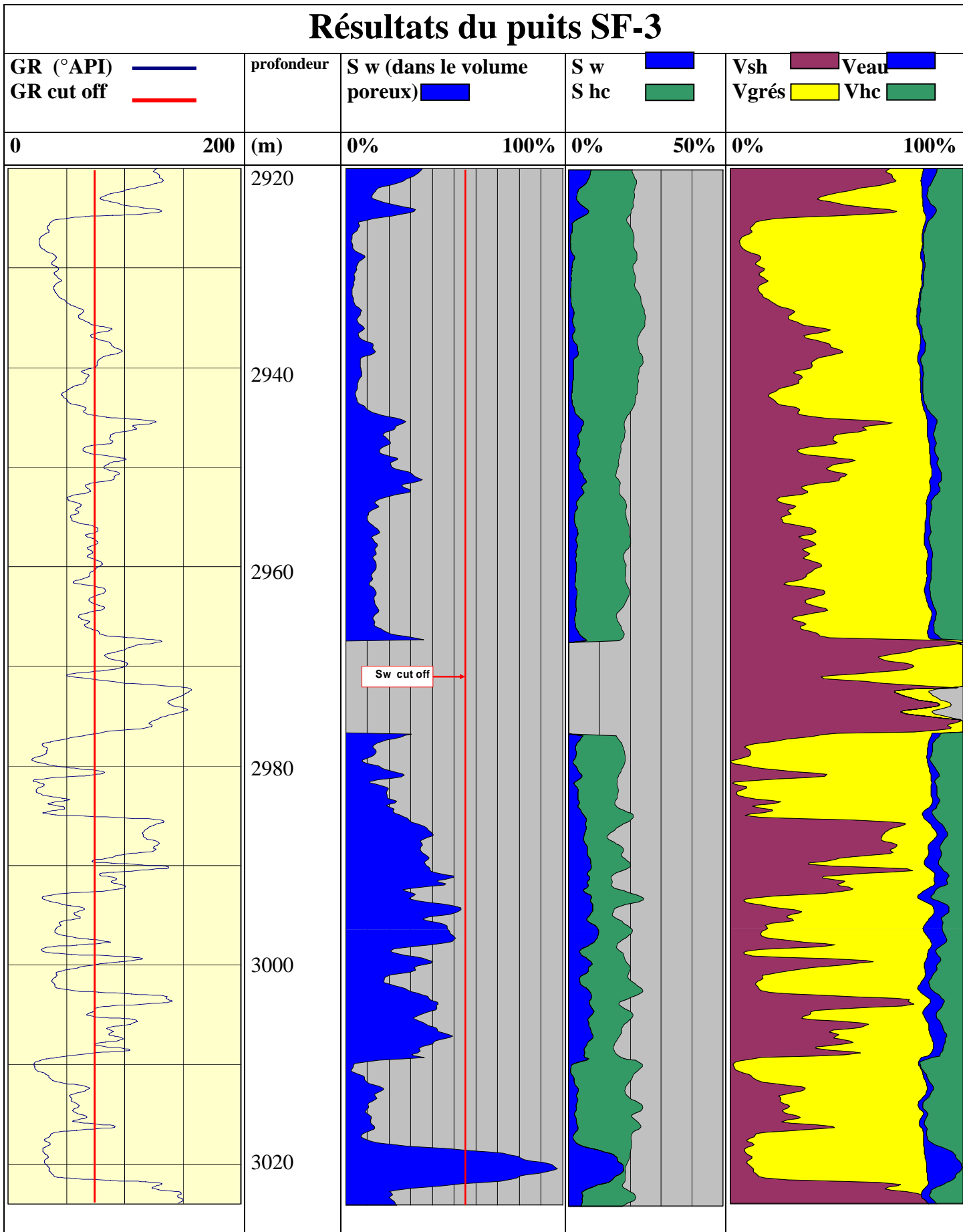


Fig.20. Représentation graphique des résultats du puits SF-3

Analyse des résultats du puits SF-3 :

L'interprétation des diagraphies enregistrées sur le puits SF-3 a montré que :

T.A.G.I. /SUP :

L'intervalle (2924-2966 m) est pratiquement à hydrocarbures.

- La porosité moyenne est de 20%.
- La saturation en eau moyenne est de 12%.

Le « OWC » n'a pas été rencontré ; le ODT (Oil Down To) est localisé par diagraphies à (2966 m) ; (-2732.2 m).

T.A.G.I. /INF :

L'intervalle (2976-3018) est à hydrocarbures.

- La porosité moyenne est de 18%.
- La saturation en eau moyenne est de 27%.

Le contact huile/eau apparaît sur les graphiques à la profondeur (3018 m) (-2784.2 m).

L'intervalle (3018-3022 m) est aquifère.

- La porosité moyenne est de 18%.
- La saturation en eau moyenne est de 78%.

IV.4. Puits SF-4 :

- Les paramètres utilisés pour l'évaluation du puits SF-4 sont dans le tableau suivant :

Paramètres caractéristiques du réservoir		Paramètres déduits graphiquement des (IN PUT)		Paramètres évalués	
Vsh cut off	50%	GR max	140	GR cut off	77.5
Φ cut off	8%	GR min	15	Φ sh	12.5%
Sw cut off	55%	ΔT sh	70		
ΔT ma	53 (μ s/ft)				
ΔT fluide	189 (μ s/ft)				
a	0.62				
m	2.15				
Rw	0.014 (ohm/m)				

- Les données des enregistrements effectués en SF-4 sont représentées dans la fig.21.
 ➤ Les résultats du puits SF-4 sont représentés dans la fig.22.

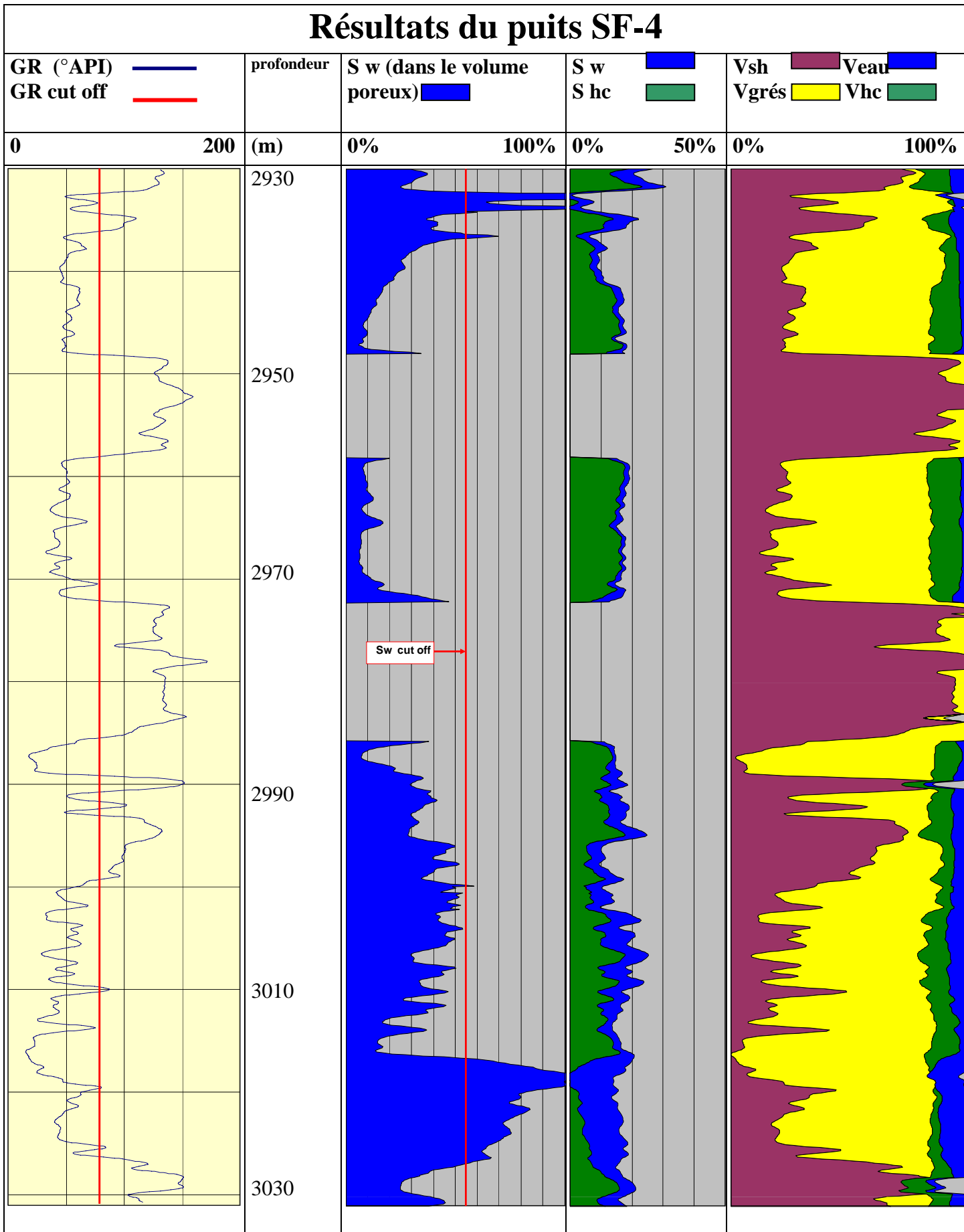


Fig.22. Représentation graphique des résultats du puits SF-4

Analyse des résultats du puits SF-4 :

L'interprétation des diagraphies enregistrées sur le puits SF-4 a montré que le « T.A.G.I. » est complètement saturé en hydrocarbures.

T.A.G.I : est réparti comme suit :

T.A.G.I /SUP : situé dans l'intervalle (2936-2948 m), complètement saturé en hydrocarbures.

- La porosité moyenne est de 14%.
- La saturation en eau moyenne est de 20%.

T.A.G.I/MOY : situé dans l'intervalle (2958-2972 m), complètement saturé en hydrocarbures.

- La porosité moyenne est de 17%.
- La saturation en eau moyenne est de 11%.

T.A.G.I/INF :

L'intervalle (2985-3016 m) présente un bon réservoir à hydrocarbures.

- La porosité moyenne est de 16%.
- La saturation en eau moyenne est de 35%.

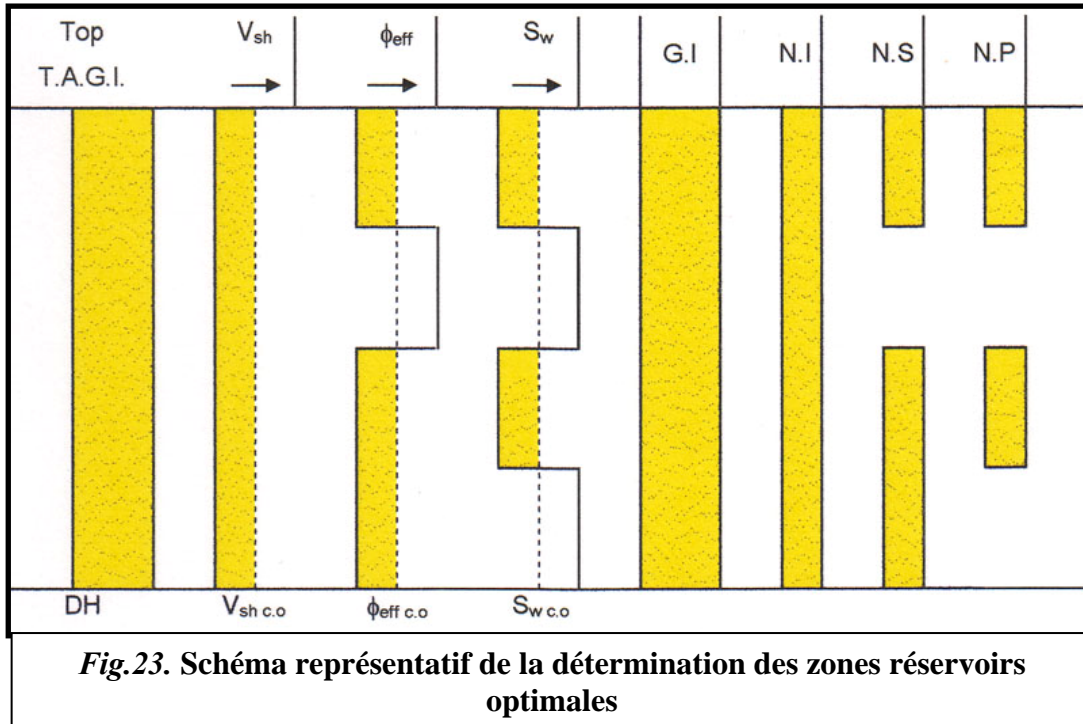
Le contact huile /eau apparaît sur les graphiques à la profondeur de 3016.5 m.(-2785.9 m)

L'intervalle (3016.5-3027) est aquifère.

- La porosité moyenne est de 16%.
- La saturation en eau moyenne est de 77.5%.

V. Détermination des zones réservoirs optimales :

Afin de connaître les zones réservoirs optimales, on définit un volume d'argiles limite $V_{sh\ cut\ off}$, une porosité effective limite $\Phi_{eff\ cut\ off}$ et une saturation en eau référence $S_{w\ cut\ off}$ et l'on procède à la sélection des intervalles réservoirs comme suit : (fig.23)



- Gross interval (G.I) : c'est l'intervalle top T.A.G.I-DH (épaisseur totale des grès)
- Net interval (N.I) : c'est l'intervalle propre d'argiles ($V_{sh} < V_{sh\ cut\ off}$)
- Net sand (N.S) : c'est l'intervalle propre qui présente une bonne porosité effective ($F_{eff} < F_{eff\ cut\ off}$)
- Net pay (N.P) : c'est l'intervalle Net sand à hydrocarbures ($S_w < S_{w\ cut\ off}$)

(Rapport finale . Sif Fatima. 2006)

Les résultats de nos quatre puits sont donnés au tableau suivant :

Puits	Gross interval (m)	Net interval (m)	Net sand (m)	Net pay (m)
SF-1 (T.A.G.I -SUP)	33.9	19.9	19.6	0
SF-1 (T.A.G.I -INF)	34.7	17	14.3	0
SF-2 (T.A.G.I -SUP)	28	24.2	24.2	6.5
SF-2 (T.A.G.I -INF)	29	22.6	22.2	7.6
SF-3 (T.A.G.I -SUP)	45.1	33.4	33.4	33.4
SF-3 (T.A.G.I -INF)	45.6	32.6	32.6	29.5
SF-4 (T.A.G.I -SUP)	15.9	13.9	11.9	11.9
SF-4 (T.A.G.I - MOY)	14	14	14	14
SF-4 (T.A.G.I -INF)	41.9	32	31.9	23.2

- Le tableau récapitulatif suivant présente une synthèse des résultats pour l'ensemble des puits étudiés.

CHAPITRE IV

Présentation de l'outil Modular Dynamic formation Tester - MIDT -

I – Introduction :

Dans cette partie du rapport, nous présenterons le principe de mesure de l'outil, ses conditions d'enregistrement, ses limitations et son apport dans la compréhension de la distribution des fluides et la compartimentation des réservoirs. Des données de pressions par MDT (Modular Dynamic Formation Tester) ont été mises à notre disposition pour une application dans le champ de Sif Fatima, où l'hétérogénéité des réservoirs s'additionne à la complexité structurale pour constituer, à notre avis, un exemple intéressant où l'outil MDT est sans doute d'un grand apport.

En effet, le MDT permet la mesure de la pression du réservoir le long du puits à différentes profondeurs. Ces mesures seront ensuite plotées en fonction de la profondeur, pour obtenir les gradients de pression des fluides sur le profil de pression, et calculer ensuite leurs densités (Schlumberger ,1996)

Ces profils de pression sont établis pour permettre de définir :

Dans les réservoirs en phase d'exploration :

- Le niveau de contact des fluides.
- La densité des fluides en place.
- L'hétérogénéité du réservoir.
- La densité optimale de la boue de forage.

Dans les réservoirs en phase de production :

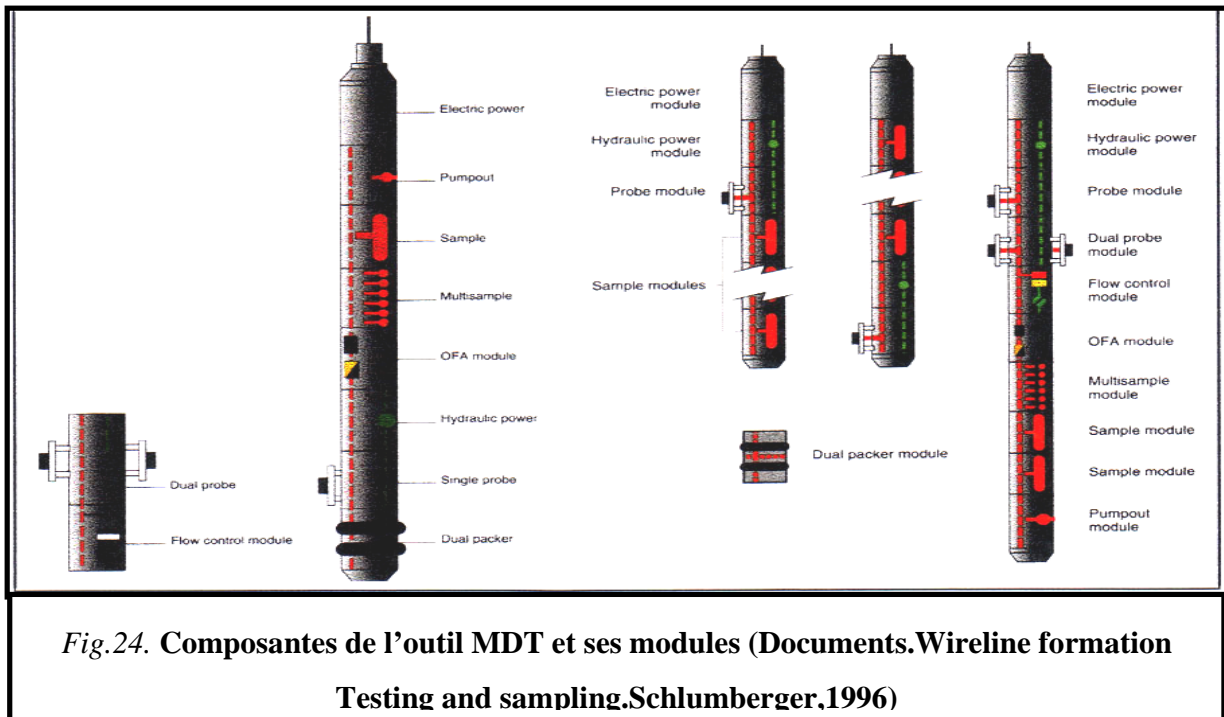
- Les barrières verticales et horizontales de la perméabilité.
- La perméabilité verticale.
- Les extensions des réservoirs.
- Le mouvement de contact des fluides.

L'outil MDT est aussi utilisé pour collecter des échantillons de fluides de meilleure qualité, car il est doté d'un mécanisme connecté à la surface, permettant de vérifier la représentativité du fluide échantillonné.

II - Présentation de l'outil MDT :

II. 1. - Composantes de l'outil :

Le Modular Dynamic Formation Tester est un assemblage de différents modules montés sur une tige. Selon les mesures souhaitées, un assemblage des composantes adéquates est effectué. (fig.24).



II. 1. 1. le Module d'énergie électrique :

- Il convertit le courant alternatif injecté à la surface en courant continu qui va alimenter les autres modules du MDT.
- Il est toujours placé en haut de la tige de l'outil.

II. 1. 2. Le module d'énergie hydraulique :

- Il contient un moteur électrique qui actionne une pompe hydraulique.
- Il permet de pomper un volume constant de fluide à chaque tour du moteur, ce qui permet de régler le volume désiré à extraire.
- Il est placé n'importe où sur la tige de l'outil.

11. 1. 3. le Module à sondes :

Ce module est directement connecté au module hydraulique. Il contient les packers, les jauges de stabilisation, les vannes d'isolation et de compensation et les appareils de mesure de résistivité et de température (fig.25).

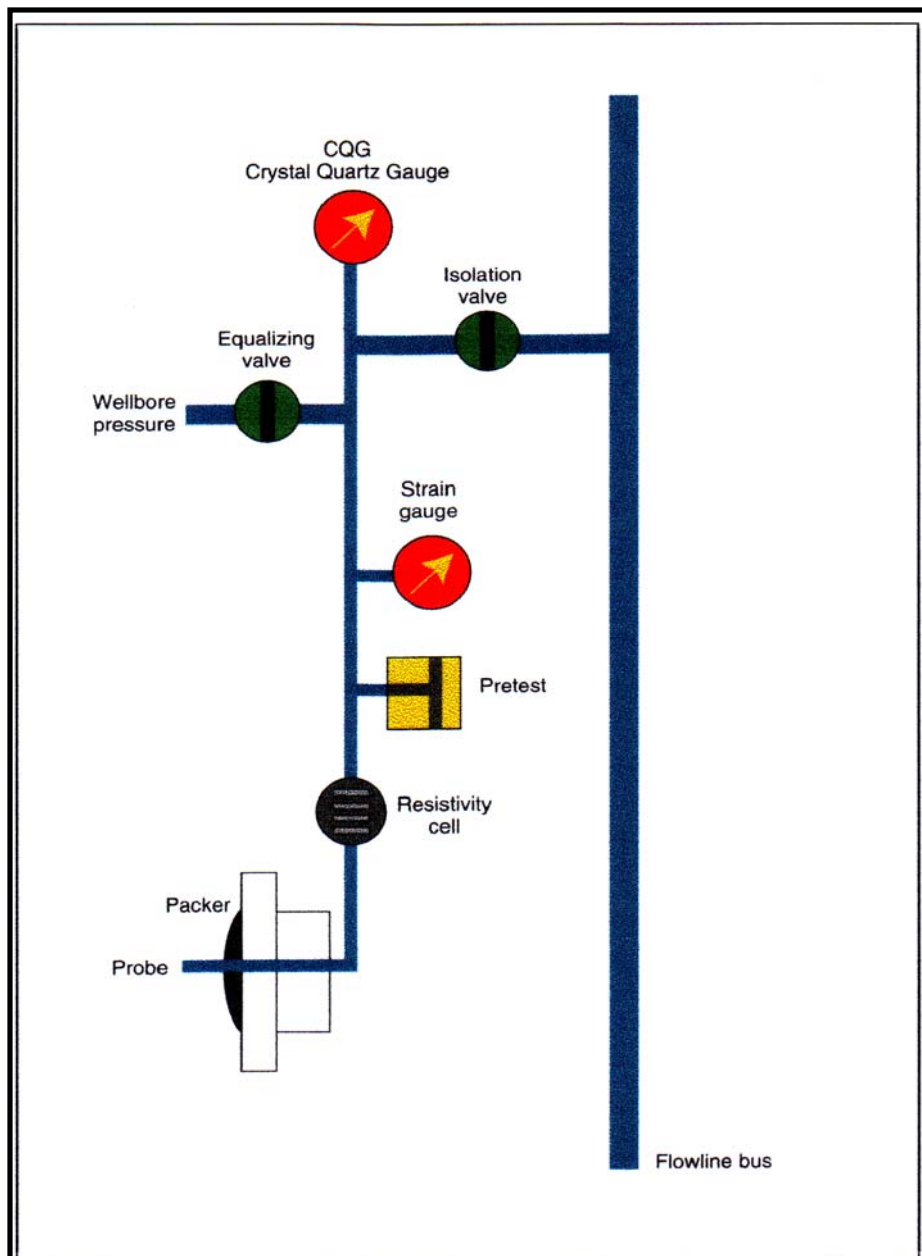
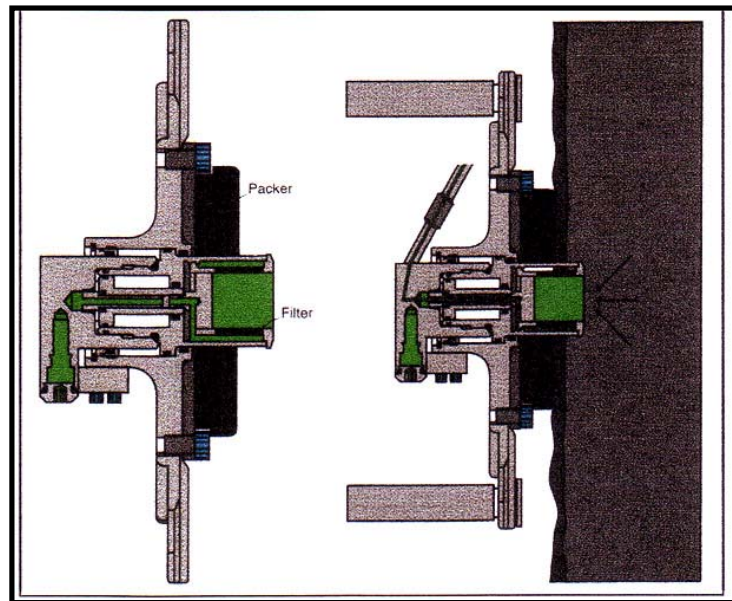


Fig.25 : Schéma du module à une sonde. (Schlumberger,1996)

- Packers : patins en caoutchouc qui sont appliqués contre la paroi du puits pour isoler la zone testée de la colonne de boue. Ils se trouvent de part et d'autre de la sonde (Fig.26).



**Fig.26. Module à sonde
appliquée à la paroi.
(Schlumberger, 1996)**

- Vanne d'isolation : son ouverture permet de laisser passer le fluide de la formation vers la sonde, et sa fermeture de l'emprisonner à l'intérieur.
- Vanne de compensation : permet d'équilibrer la pression entre les packers et l'extérieur.

II. 1. 4. les Chambres d'échantillons :

Elles sont fabriquées avec un métal très résistant à l'acide (H_2S). Elles peuvent contenir 12 unités de fluides, mais pour des raisons pratiques (poids et volume) on ne fait que 5 ou 6 échantillons par descente. (Schlumberger.1996)

II. 1. 5.le Module OFA (Optical Fluid Analyzer) :

C'est un appareil qui permet de détecter les fluides (gaz, huile, eau) par des procédés d'optique.

II. 1. 6 .la Pompe d'éjection :

C'est la pompe qui éjecte le fluide récolté qui ne sera pas retenu pour l'échantillonnage.

II. 1. 7.le Module de contrôle de flux :

Il permet de réguler la quantité du fluide qui pénètre dans la sonde.

II. 2. Les différentes mesures effectuées par le MDT :

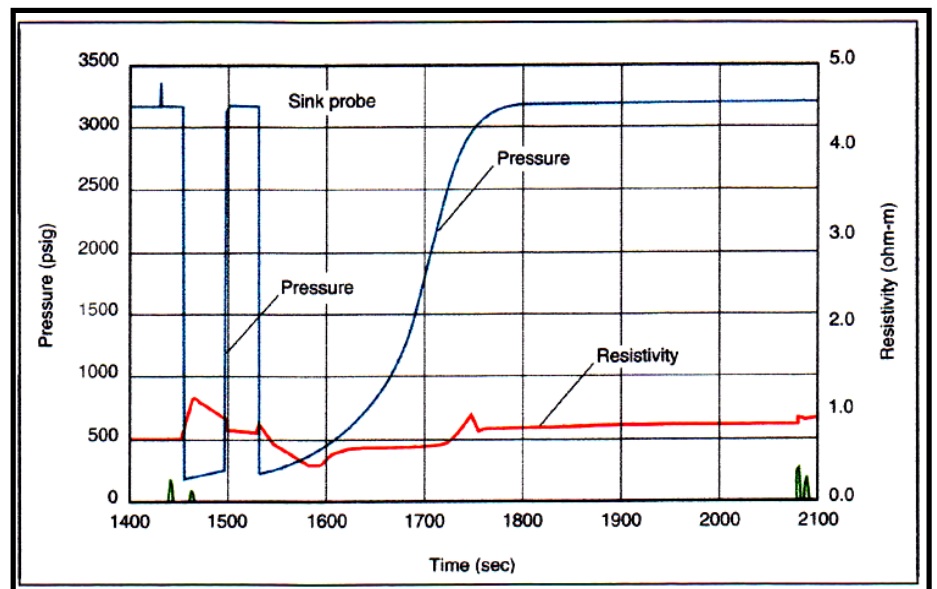
Il enregistre la pression en fonction de la profondeur, échantillonne les fluides de formation, mesure leur résistivité et leur température et facilite le calcul de la perméabilité.

II. 2. 1.La Mesure de pression (le prétest) :

La pression de formation est obtenue en soustrayant une petite quantité de fluide, ce qui crée une perturbation de pression dans la couche réservoir.

La pression est enregistrée depuis le début de l'échantillonnage jusqu'à sa stabilisation en fonction du temps (Fig.27). La pression ainsi stabilisée représente la pression du réservoir à cette profondeur. Nous obtenons donc avec le MDT une valeur de pression à chaque profondeur de réservoir, ce qui va nous permettre d'établir le profil de pression. (Schlumberger.1996)

Fig.27 :
Prétest typique suivi d'un
échantillonnage
(Schlumberger.1996)



II. 2. 2 – Echantillonnage :

La difficulté majeure qui handicapait l'échantillonnage avec les anciens outils est la contamination par le filtrat de boue (importante invasion de boue).

L'outil MDT a été conçu pour dépasser ce souci. 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. L'échantillon est alors gardé dans le module d'échantillons. Le MDT permet de réaliser plusieurs échantillons en une seule descente (module d'échantillons multiples).

Un autre avantage du MDT est de permettre de contrôler la pression (draw-down). C'est la pression minimale que le fluide atteint lors de l'échantillonnage. Cette pression ne doit pas descendre en dessous d'un seuil limite appelé "point de bulle", pour que les phases du fluide ne se séparent pas. (Exemple : condensât - gaz).

II. 2. 3 .les Mesures de résistivité, de température et analyse optique des fluides :

Ces enregistrements sont exécutés au fur et à mesure de l'échantillonnage, afin de faciliter la détection de la nature des fluides et le calcul de leur densité (Fig.28).

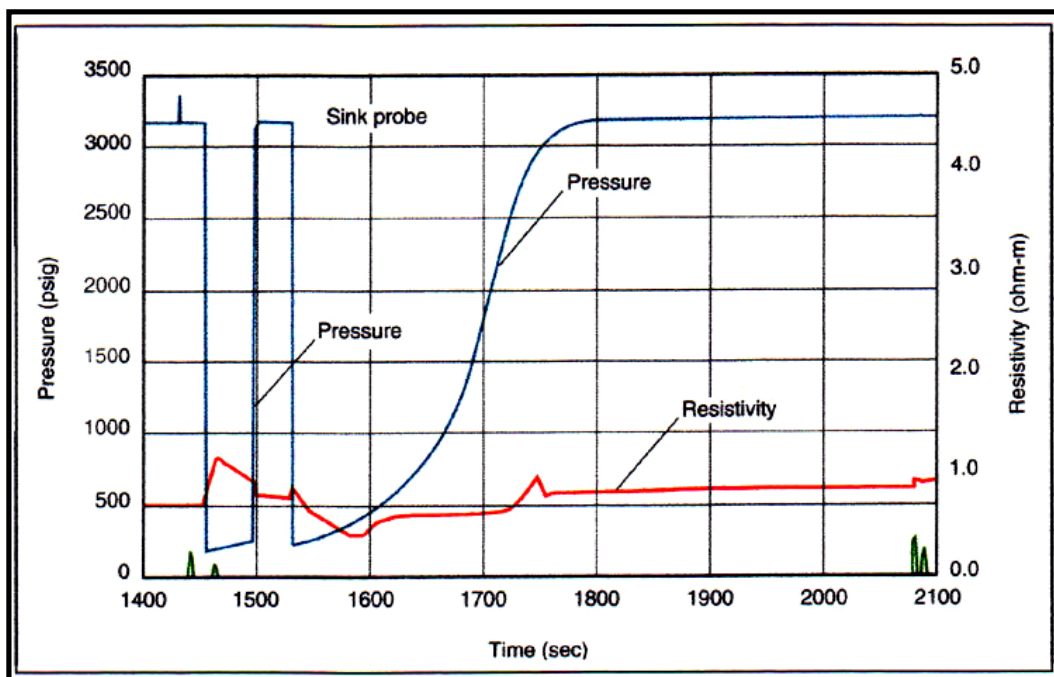


Fig.28 :

Mesure de résistivité permettant de distinguer entre le fluide contaminé par le filtrat et celui pur. (Schlumberger.1996)

III - Analyse du prétest :

Quand la sonde est plaquée contre la paroi du puits, un minitest est effectué, appelé "prétest".

La pression est mesurée en fonction du temps (Fig.29) :

- Avant l'ouverture de la vanne d'isolation, on mesure la pression hydrostatique de la colonne de boue (1).
- En ouvrant la vanne : période de draw-down, la pression baisse (2).
- Quand l'échantillonnage est terminé : période de build-up, la pression remonte (3).
- Elle se stabilise après un laps de temps Δt , pour donner la pression de la formation (celle qui sera utilisée pour le profil de pression) (4).
- Après fermeture de la vanne : la pression revient à sa valeur initiale (pression hydrostatique) (5).

L'étape (5) permet de vérifier le bon fonctionnement de l'outil, en s'assurant que la pression mesurée en (5) est la même que celle mesurée en (1).

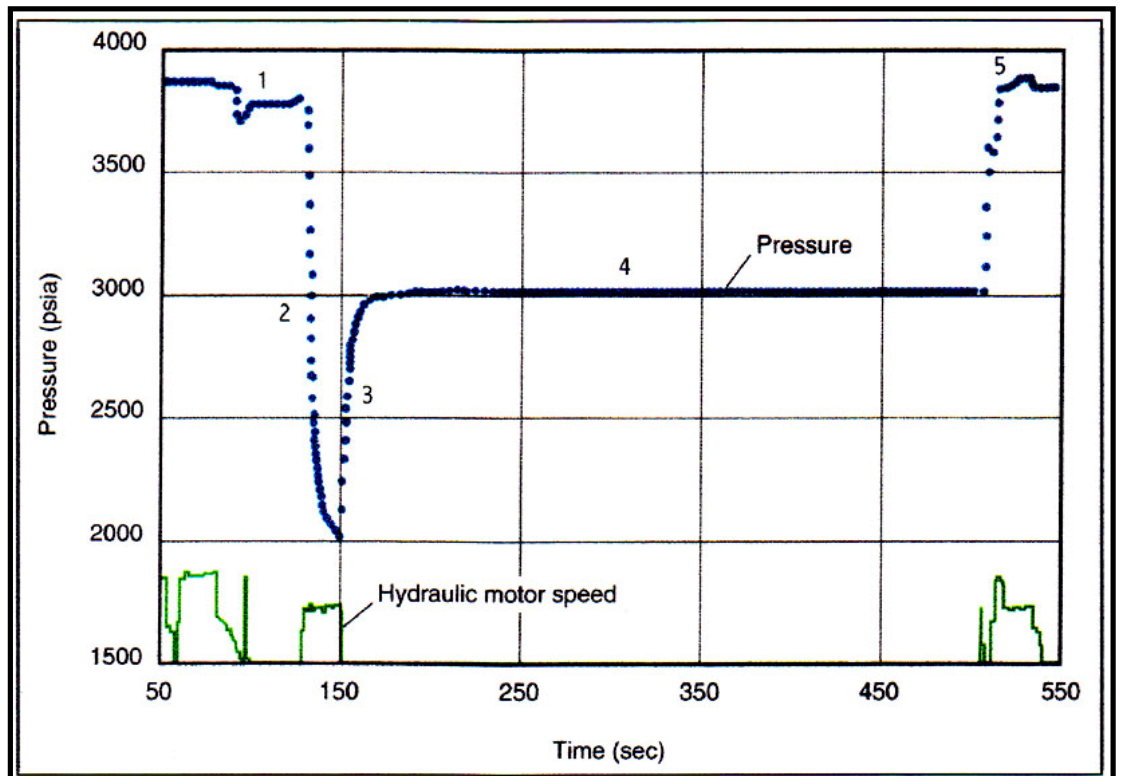


Fig.29 :Plot pression temps du prétest. (Schlumberger.1996)

Stabilisation de la pression :

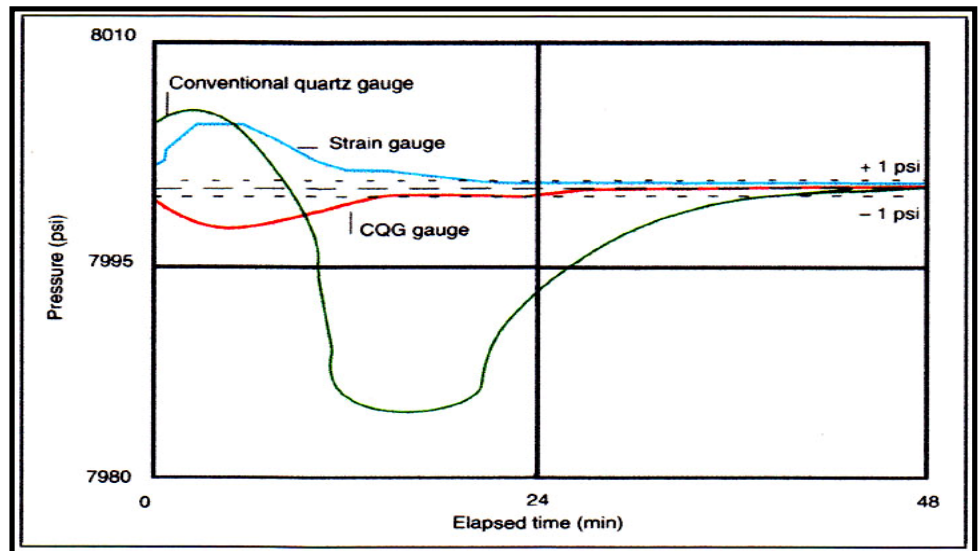
Pour stabiliser la pression après le build-up, on recourt aux jauges de stabilisation (Fig. 30).

Il existe trois types de jauges de stabilisation qui sont :

- La jauge à quartz conventionnelle.
- La jauge tendue.
- La jauge CQG (Crystal Quartz Gauge).

La différence entre elles se situe dans la rapidité à stabiliser la pression (Schlumberger.1996).

Fig.30 :
Comparaison des
caractéristiques de
stabilisation des
différentes jauges.
(Schlumberger.1996)



IV - Interprétation des profils de pression dans les réservoirs en phase d'exploration :

Grâce aux mesures de pressions hydrostatique et de formation, nous pouvons dresser les profils de pressions de la boue et du réservoir. Ce profil de pression du réservoir se présente comme indiqué sur la figure (Fig.31).

Des points sont alignés selon un gradient exprimé par :

$$\frac{\partial P}{\partial Z} \Big|_{GRA} = \rho * g \quad (\rho = \text{densité du fluide} ; g = \text{accélération de gravité})$$

$$\frac{\partial P}{\partial Z} \Big|_{GRA} = \rho * g \text{ (Psi/m)} = 1.422 * \rho \text{ (g/cc)}$$

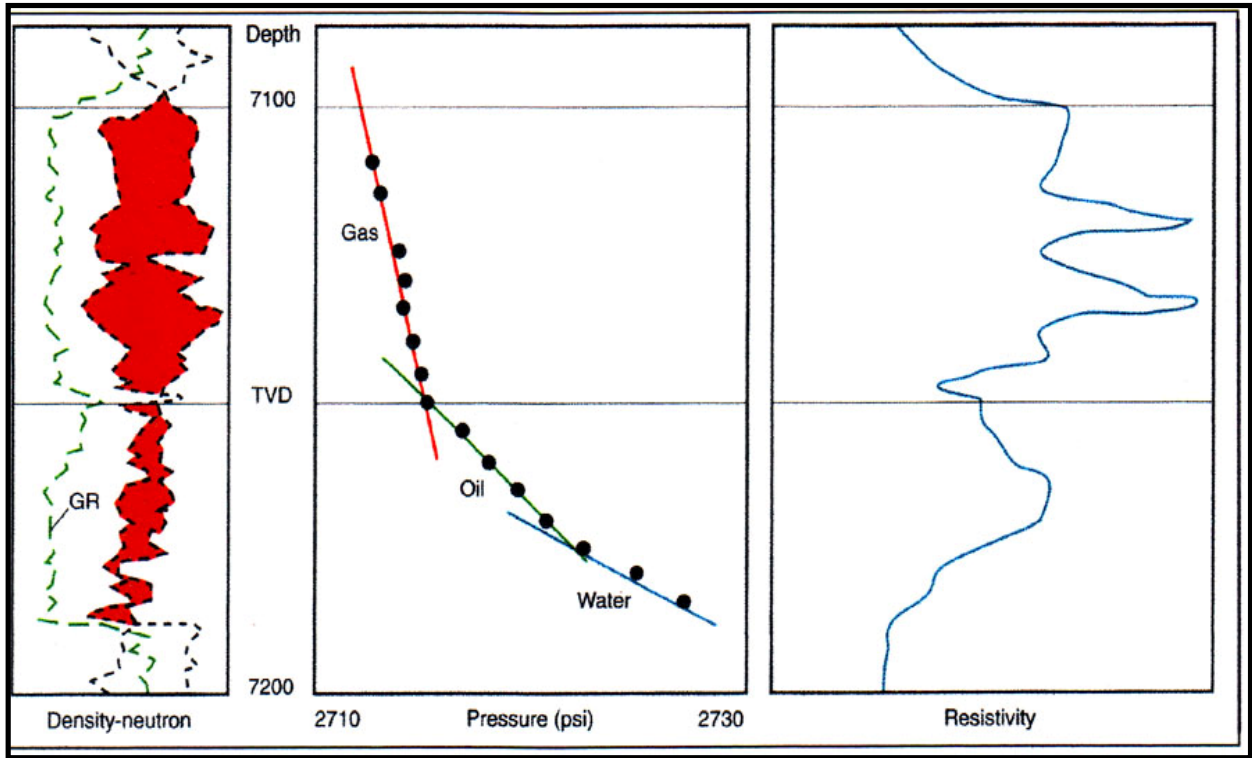


Fig.31 : Profil de pression verticale utilisé pour déterminer le type de fluide, et les contacts. (Schlumberger.1996)

Le tableau suivant donne l'ordre de grandeur des gradients de différents fluides typiques.

FLUIDE	Gradient de pression (psi/m)
GAZ	0.26
HUILE	0.92
EAU	1.41

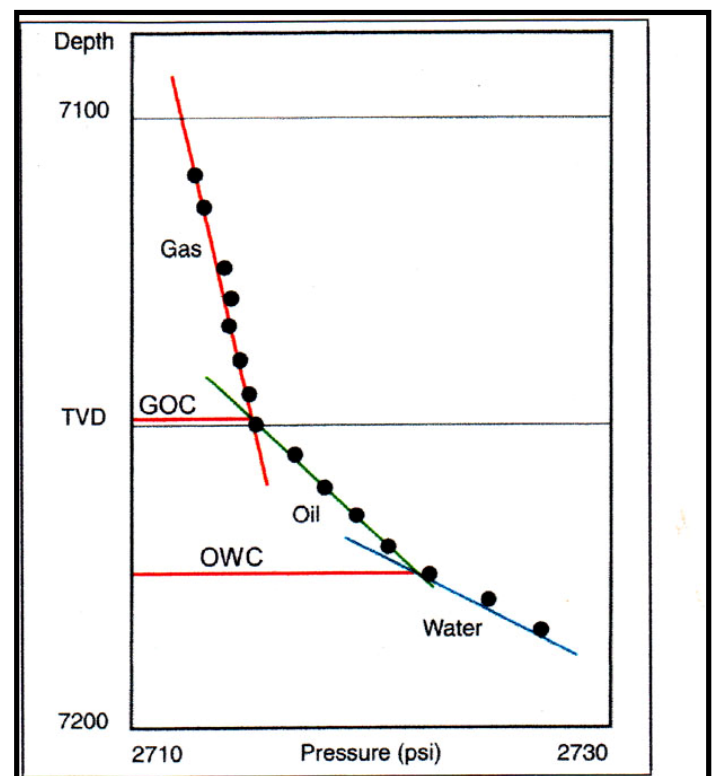
La précision de la mesure de pression par les testeurs WIRE LINE dépend de :

- L'épaisseur de la couche.
- La résolution de la jauge.
- Le nombre de points de pression considérés.
- La précision dans la mesure de la profondeur.

IV. 1 - Détermination des contacts entre fluides :

A partir du profil de pression, les points alignés sont représentatifs d'un certain type de fluide. L'intersection de ces lignes nous donne la profondeur du contact entre deux différents types de fluides (Fig.32).

Fig.32 :
Détermination des gradients
des fluides et des contacts sur le
profil de pression.
(Schlumberger.1996)



IV. 2 - L'extrapolation des gradients de pression :

Quand nous étudions les profils de deux puits forés dans la même structure, il arrive que l'un d'eux ne montre pas de gradients de l'eau, par exemple, à cause d'un manque de points de mesure.

Nous pouvons dans ce cas extrapoler le gradient de l'eau du deuxième puits (le plus proche), pour trouver le contact hydrocarbures/eau dans le premier puits (les puits sont dans la même structure, donc ils contiennent la même eau de formation).

Dans la figure.33, on voit la détermination des contacts gaz/eau par extrapolation du gradient de l'eau du puits (1) et du gradient de gaz du puits (2).

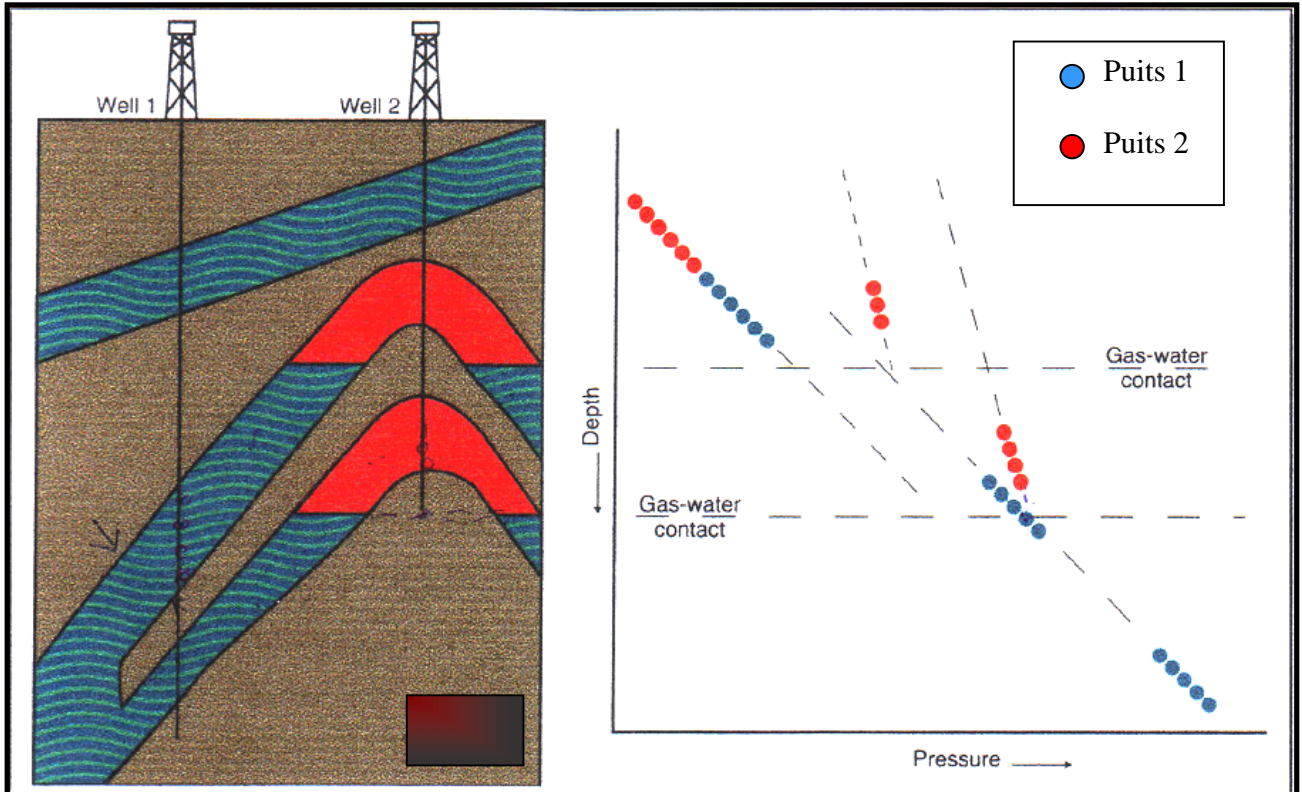
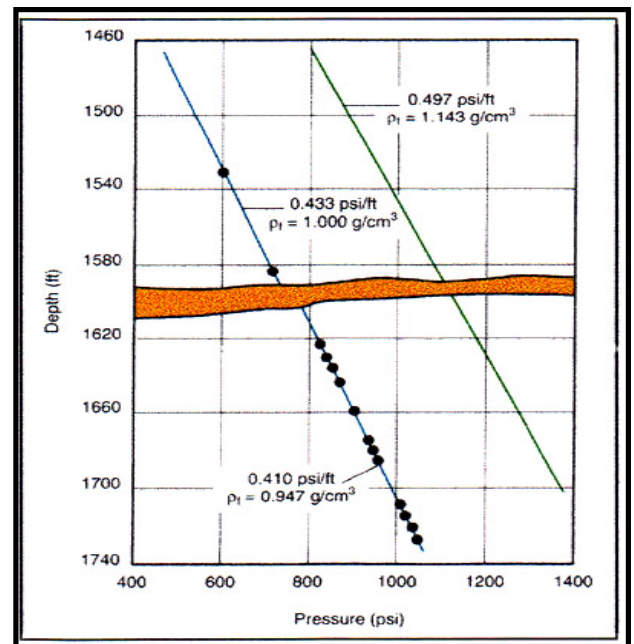


Fig.33 : Détermination des contacts gaz /eau (GWC) par extrapolation.
(Schlumberger.1996)

IV. 3- Détection des barrières de perméabilité :

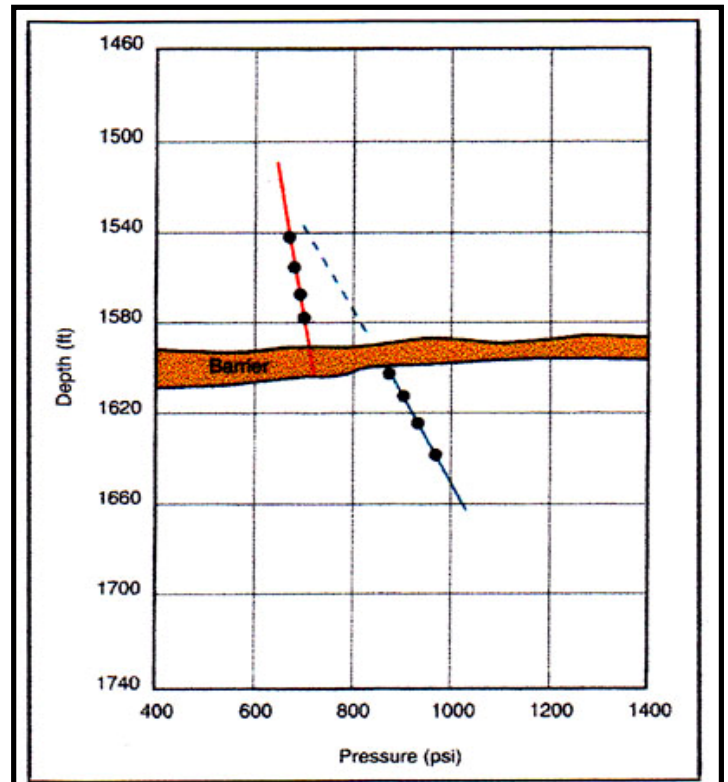
Une variation du potentiel de pression indique une barrière de perméabilité. Ceci est équivalent à une discontinuité du gradient sur le profil de pression (Fig.34).

Fig.34 :
Détection des barrières de perméabilité (un seul gradient). (Schlumberger.1996)



Les barrières de perméabilité peuvent aussi être détectées lorsqu'elles se situent au niveau des contacts. Cela est traduit sur le profil de pression par un décalage des droites représentatives des fluides en place (Fig. 4-12) . (Schlumberger.1996)

**Fig.35 : Détection des barrières de perméabilité (deux gradients).
(Schlumberger.1996)**



CHAPITRE V

Analyse et interprétation des données de pression des sondages

V.1.Introduction :

Dans ce chapitre, nous nous proposons d'analyser les profils de pression en fonction de la profondeur au niveau de chaque puits et, régionalement, au niveau du champ de Sif Fatima.

Cette analyse nous permet de définir le type de fluide traversé par les sondages. Ainsi, les contacts entre ces fluides seront déterminés par la suite.

Du point de vue régional, l'analyse du profil combiné nous conduit à discuter la communication entre les réservoirs aquifères ou à hydrocarbures mis en évidence par l'ensemble des sondages.

Les mesures de pression ont été réalisées à l'aide des outils suivants :

Puits SF-1 : RFT (ancienne version du MDT).

Puits SF-2 : MDT.

Puits SF-3 : RCI (copie du MDT, fonctionnant de la même manière et présentant les mêmes résultats).

Puits SF-4 : RCI.

V.2. Analyse des profils locaux de pression :

V.2.1. Puits SF-1 :

L'interprétation du profil de pression de ce puits (Fig.36) a donné :

T.A.G.I/SUP :

Un gradient $G= 1.63$ psi/m, correspondant à une eau salée de densité $d=1.15$ g/cc.

T.A.G.I/INF :

Un gradient $G= 1.70$ psi/m, correspondant à une eau salée de densité $d=1.19$ g/cc.

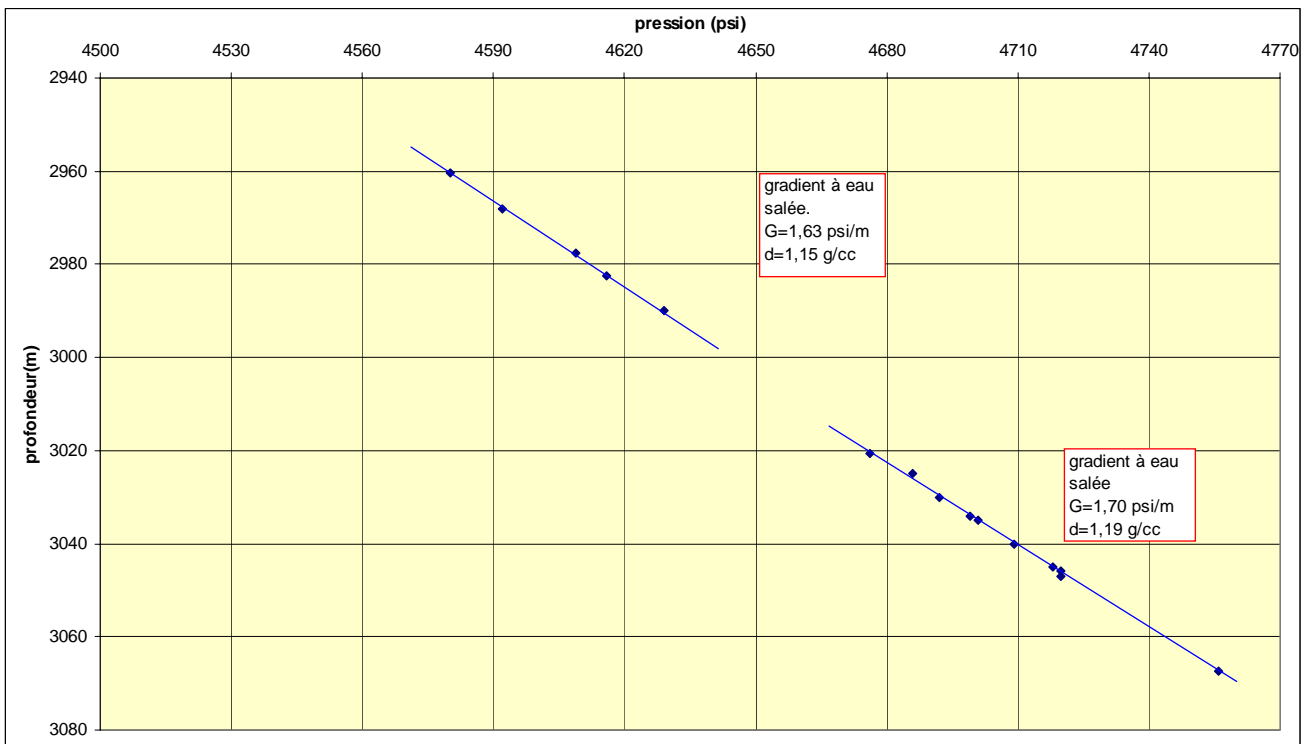


Fig. 36. Profil de pression du puits SF-1

V. 2.2 Puits SF-2 :

L'interprétation du profil de pression de ce puits (Fig. 37) a donné :

T.A.G.I/SUP :

- Un gradient $G=0.87$ (psi/m) au-dessus de 2974.7 m (-2739 m), correspondant à de l'huile de densité $d=0.61$ (g/cc).
- Un gradient $G=1.7$ (psi/m) au-dessous de 2974.7 m (-2739 m), correspondant à de l'eau de densité $d=1.19$ (g/cc).
- Le contact huile/eau « OWC » est localisé à 2974.7 m (-2739 m).

T.A.G.I/INF :

- Un gradient $G=0.8$ (psi/m) au-dessus de 3018.5 m (-2783 m), correspondant à de l'huile de densité $d=0.56$ (g/cc).
- Un gradient $G=1.69$ (psi/m) au-dessous de 3018.5 m (-2783 m), correspondant à de l'eau de densité $d=1.18$ (g/cc).
- Le contact huile /eau « OWC » est localisé à 3018.5 m (-2783 m).

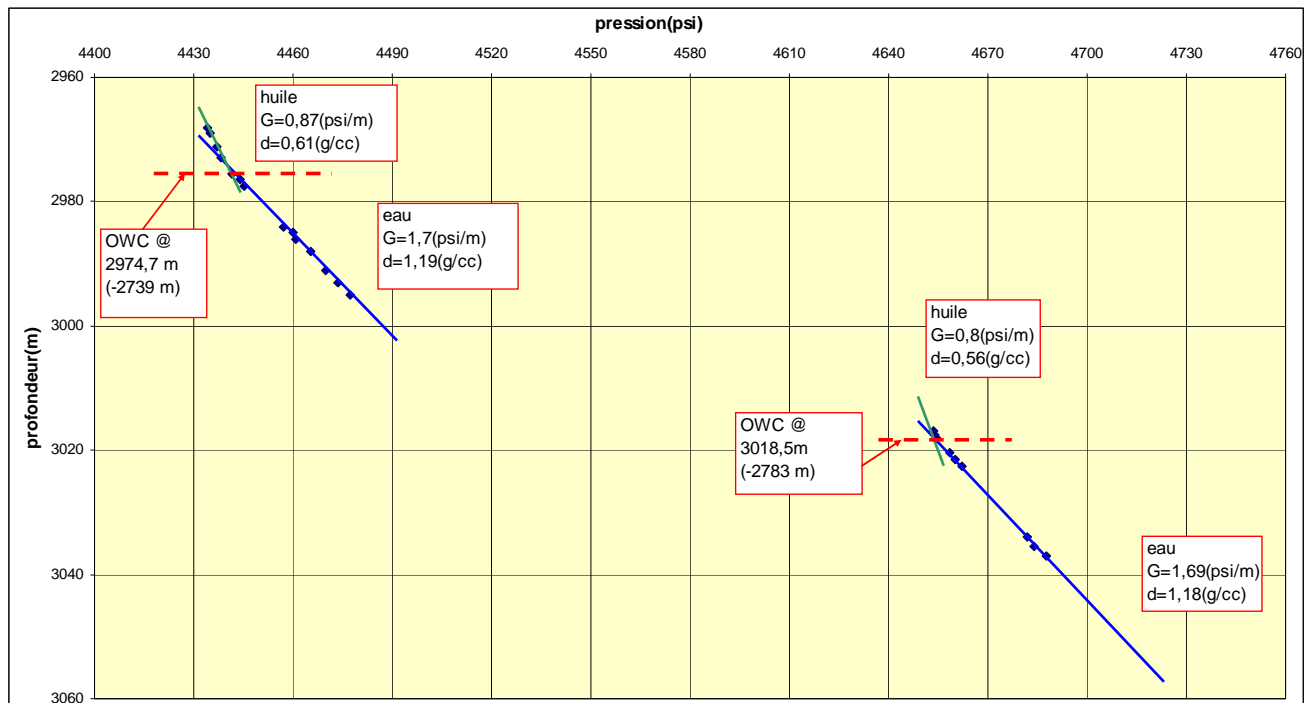


Fig. 37. Profil de pression du puits SF-2

V. 2.3. Puits SF-3 :

L'interprétation du profil de pression de ce puits (Fig.38) a donné :

T.A.G.I/SUP :

- Un gradient $G=1.04$ (psi/m) entre 2926 et 2966.6 m, correspondant à de l'huile de densité $d=0.73$ (g/cc).
- Aucun plan d'eau n'a été localisé dans cette partie du réservoir.

T.A.G.I/INF :

- Un gradient $G= 1.03$ (psi/m), entre 2979.4 et 3020 correspondant à de l'huile de densité $d=0.72$ (g/cc).
- Un gradient $G=1.72$ (psi/m), entre 3020.8 et 3040.3 m, correspondant à de l'eau salée de densité $d=1.21$ (g/cc).
- Le contact huile /eau « OWC » est localisé à 3019 m (-2785 m).

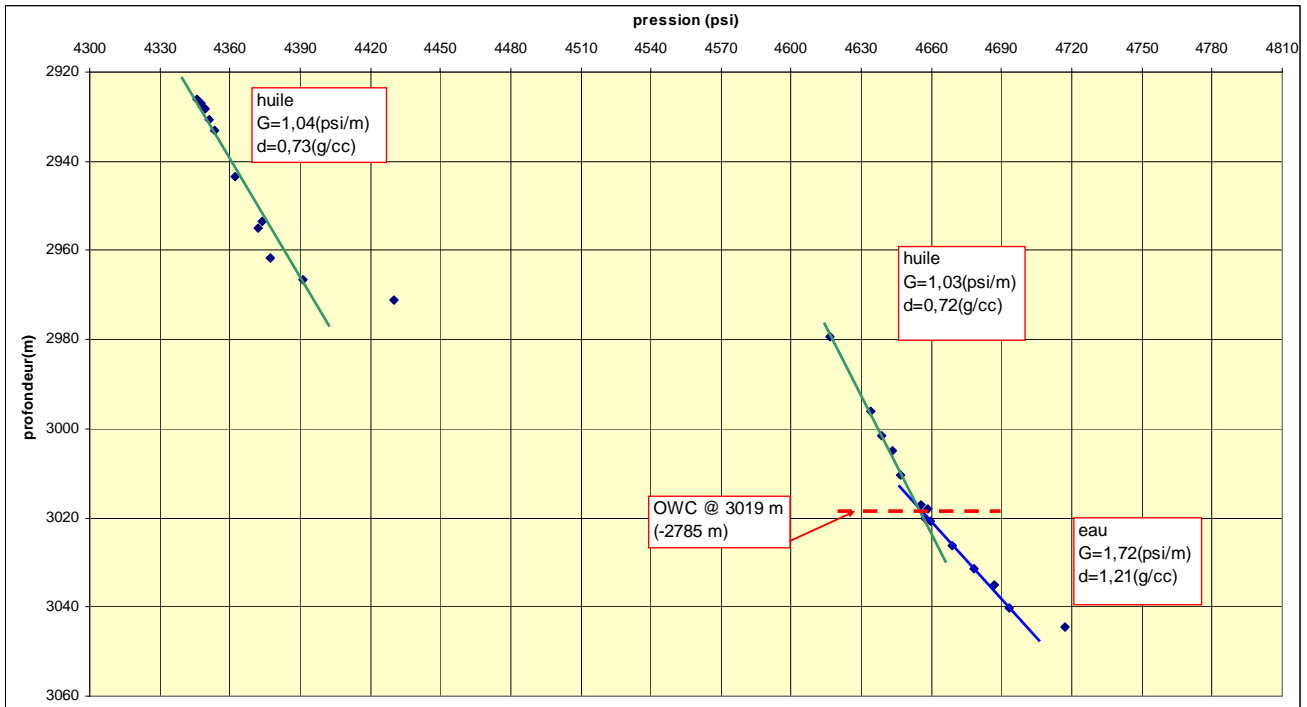


Fig. 38. Profil de pression du puits SF-3

V.2.4. Puits SF-4 :

L'interprétation du profil de pression de ce puits (Fig.39) a donné :

T.A.G.I/ (SUP et MOY) :

- Un gradient $G= 0.9$ (psi/m) entre 2942 et 2967 m, correspondant à de l'huile, de densité $d= 0.63$ (g/cc).

Aucun plan d'eau n'a été rencontré dans cette partie du réservoir.

T.A.G.I/INF :

- Un gradient $G=0.94$ (psi/m) entre 3006.5 et 3016 m, correspondant à de l'huile de densité $d=0.66$ (g/cc).
- Un gradient $G=1.5$ (psi/m) entre 3018 et 3023 m, correspondant à de l'eau de densité $d= 1.05$ (g/cc).
- Le contact huile /eau « OWC » est localisé à 3017 m (- 2786m).

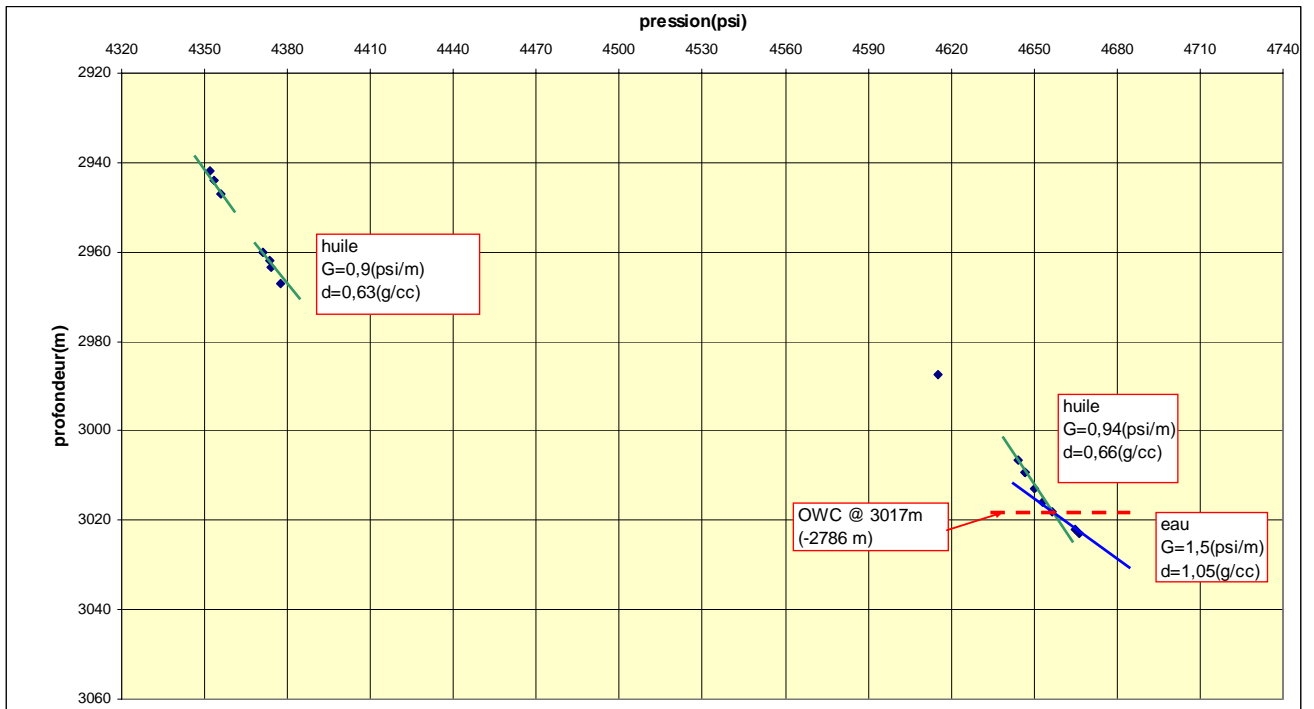


Fig. 39. Profil de pression du puits SF-4

V.3. Analyse du Profil de pression global :

Le profil de pression global constitue une combinaison des quatre profils correspondants aux quatre puits SF-1, SF-2, SF-3, SF-4. Ces profils présentent la variation des pressions dans chacun des quatre puits en fonction de la cote absolue (la profondeur par rapport au niveau '0', le niveau de la mer).

L'analyse de ce profil global permet une vision régionale du champ, et nous conduit à introduire, prendre en compte et discuter tous les paramètres pouvant influencer sur nos résultats, notamment l'historique des travaux dans la région, associé à leur date, ainsi que la position relative de ces puits dans la structure.

Cette analyse va nous permettre de confirmer ou d'infirmer la communication entre les réservoirs (à hydrocarbures ou aquifères) visés par ces puits dans notre étude.

(Fig.40)

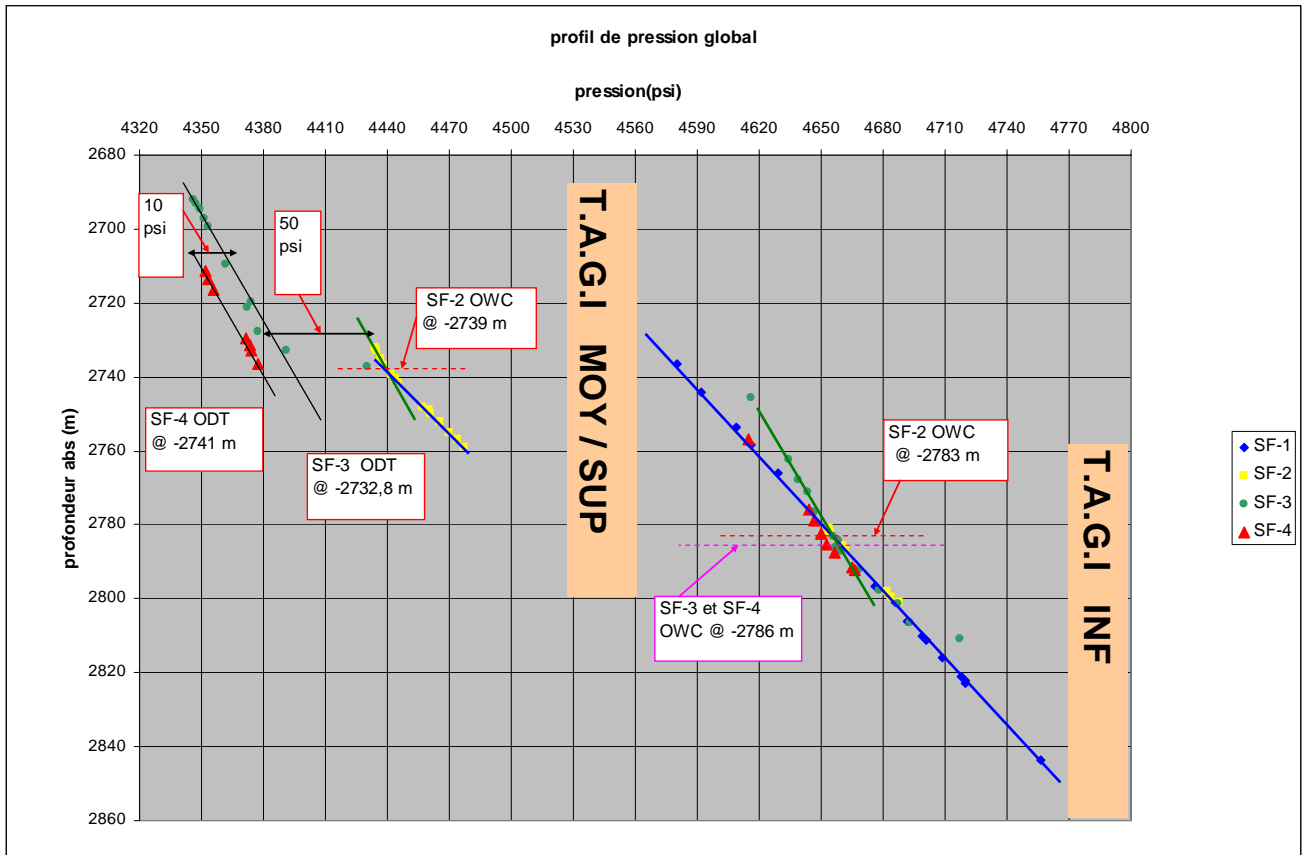


Fig. 40. Profil de pression global de la région d'étude

VII - Analyse régionale des pressions mesurées aux différents puits :

L'interprétation du profil global des pressions pour les quatre puits de Sif Fatima (SF-1, SF-2, SF-3, SF-4) nous a permis de tirer les conclusions suivantes :

Pour le T.A.G.I supérieur :

- Une diminution du gradient de l'huile entre SF-4 et SF-3 de l'ordre de 10 psi, et entre SF-3 et SF-2 de l'ordre de 50 psi. Cela est dû à l'effet de la déplétion, car il s'est écoulé près de deux ans entre le forage de SF-2 et celui de SF-3 et une année entre celui de SF-3 et celui de SF-4. En cette partie T.A.G.I /SUP nous n'avons pas rencontré de plan d'eau pour le SF-3 et le SF-4.

- On peut remarquer que les contacts huile/eau sont pratiquement les mêmes pour tous ces puits hormis pour SF-1, mais cela montre surtout un accroissement en profondeur du contact huile/eau avec le temps (pour chaque nouveau puits foré, le contact huile/eau s'approfondit de quelques mètres).

Cela laisse supposer que tous ces puits partagent le même aquifère, sans pour autant être directement communicants.

- L'existence d'un champ mis en production (structure BRSW) depuis sept ans à côté du champ de Sif Fatima a provoqué une déplétion de ce dernier. (voir Fig.12)
- Le puits SF-1 a le même gradient d'eau salée en ses deux niveaux T.A.G.I. Cela peut être dû aux deux faits suivants :
 1. Ce puits est isolé relativement aux autres.
 2. Les pressions mesurées étaient à l'état originel, puisque SF-1 est le premier puits foré dans la région.

Pour le T.A.G.I inférieur :

Cette unité du réservoir T.A.G.I montre le même gradient d'huile et d'eau pour les puits (SF-2, SF-3, SF-4).

- Le contact huile/eau est pratiquement commun entre ces trois puits. Il est à (-2786 m).
- Cette partie inférieure n'est pas mise en production dans les champs voisins. Cela explique les résultats des deux points précédents et confirme notre analyse pour la partie « T.A.G.I/SUP ».

- Il est très possible que le puits SF-1 se comporte d'une façon individuelle et soit complètement isolé de la structure (Sif Fatima), et ce, compte tenu des deux points suivants :
 1. La récupération de l'eau à un niveau supérieur du contact huile/eau commun pour les autres puits du gisement.
 2. Le gradient d'eau salée commun pour SF-1, dans les différentes parties du T.A.G.I.

Tableau récapitulatif des résultats de l'interprétation des profils de pression

Tableau récapitulatif des résultats de l'interprétation des profils de pression

Puits - réservoirs	Réservoir à hydrocarbures						Aquifère		
	Gradient d'huile (psi/m)	Densité d'huile (g/cc)	Intervalle à huile (m)	OWC (m)	Gradient d'eau (psi/m)	Densité d'eau (g/cc)	Intervalle d'eau (m)		
SF-1 – TAGI /SUP					1.63	1.15	-2736.5 -2766		
SF-1- TAGI/INF					1.66	1.19	-2796.5 -2843.5		
SF-2- TAGI/SUP	0.87	0.61	-2732 -2739	-2739	1.7	1.19	-2739 -2759.1		
SF-2- TAGI /INF	0.8	0.56	-2781 -2783	-2783	1.69	1.18	-2783 -2801		
SF-3- TAGI/SUP	1.04	0.73	-2692.2 -2732.8						
SF-3- TAGI/INF	1.03	0.72	-2745.6 -2786.2	-2785	1.72	1.21	-2787 -2806.5		
SF-4- TAGI/SUP	0.9	0.63	-2711.4 -2736.4						
SF-4- TAGI/INF	0.94	0.66	-2775.9 -2785.4	-2786	1.5	1.05	-2787.4 -2792.4		

CHAPITRE VI

Analyse et interprétation des données de carottes

I- INTRODUCTION :

Dans cette partie de notre étude, on procède à la vérification et à l'identification des faciès sédimentaires/pétrographiques à partir des données de carottes et des logs, mais aussi à la détermination des propriétés pétro-physiques, notamment la perméabilité de chaque faciès, et cela en se basant sur les données de carottes, dans le but d'engendrer un modèle de distribution des propriétés pétro-physiques permettant de confirmer ou d'infirmer les résultats obtenus par les deux méthodes utilisées précédemment (diagraphies et MDT). Cela peut aussi servir pour une éventuelle simulation du comportement dynamique du gisement.

Pour cela, les étapes suivantes ont été suivies :

1. La vérification de la distribution de la porosité évaluée à partir des données de mesure du temps de parcours de l'onde sonique, et celle évaluée à partir des échantillons de la carotte récupérée.
 2. La représentation graphique de la perméabilité (K) en fonction de la porosité (Phi), celles-ci étant estimées à partir d'échantillons de carottes pour chaque puits et pour chaque réservoir séparément.
 3. L'extraction d'une loi de la relation (Phi-K) relative à chacun des puits et pour chacune des deux unités du réservoir.
- L'application de cette loi à l'ensemble des données de porosité évaluées à partir des données de l'outil sonique, afin d'avoir une courbe de perméabilité étalée sur tout le réservoir, notamment les zones dont les carottes n'ont pas été récupérées.
 - De cette façon seront générées une courbe de porosité log et une courbe de perméabilité au niveau de chaque puits ; ce qui est très utile du point de vue modélisation latérale des caractéristiques pétro-physiques au niveau du champ de Sif Fatima.
 - Avant d'entamer les étapes citées ci-dessus pour chacun des puits, nous avons jugé nécessaire de vérifier la subdivision du réservoir « T.A.G.I. » en deux unités, supérieure et inférieure.

A cet effet, nous avons représenté graphiquement les lois Phi - K relatives aux deux unités du réservoir séparément, en intégrant les données des carottes des trois puits SF-1, SF-2, et SF-3.

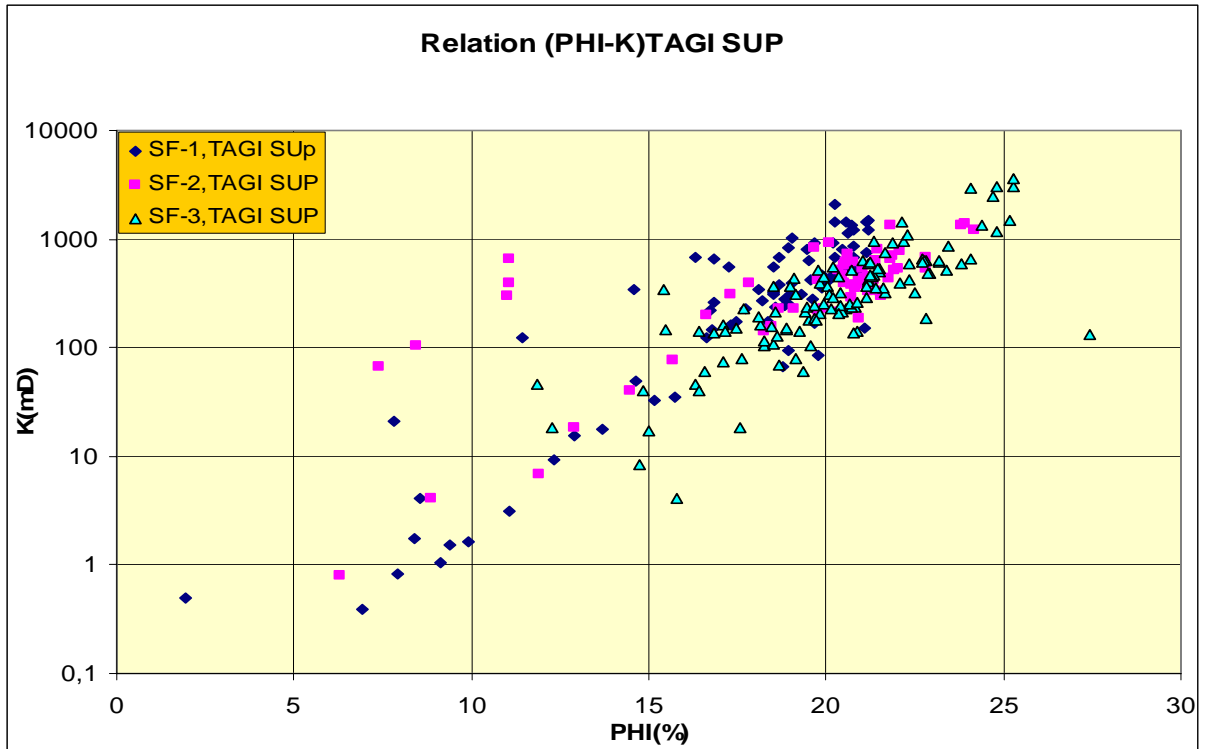


Fig. 40. Profil (Phi-K) régional T.A.G.I. SUP

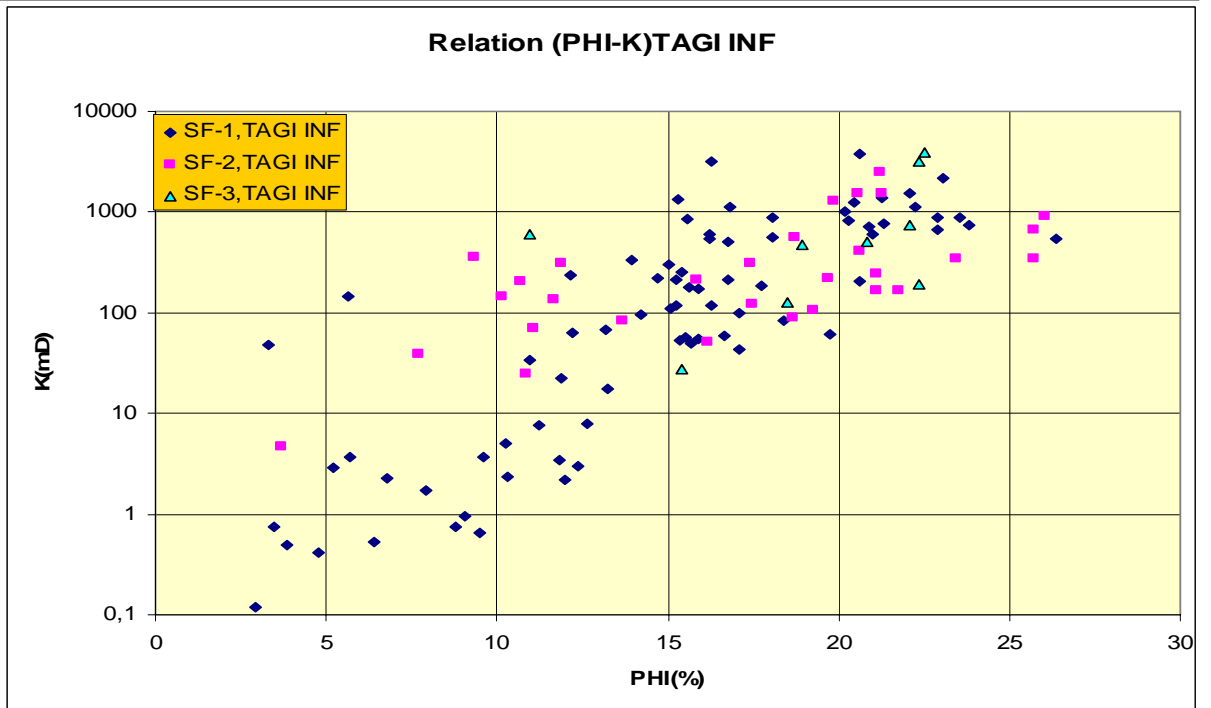


Fig. 41. Profil (Phi-K) régional T.A.G.I. INF

➤ les relations Phi - K des données de carottes des trois puits :

SF-1, SF-2, SF-3 confirment le découpage du réservoir T.A.G.I. en deux unités.

Les lois des relations Phi-K tirées pour chacune des unités de réservoir et pour chacun des puits sont les suivantes :

1) Puits SF-1 :

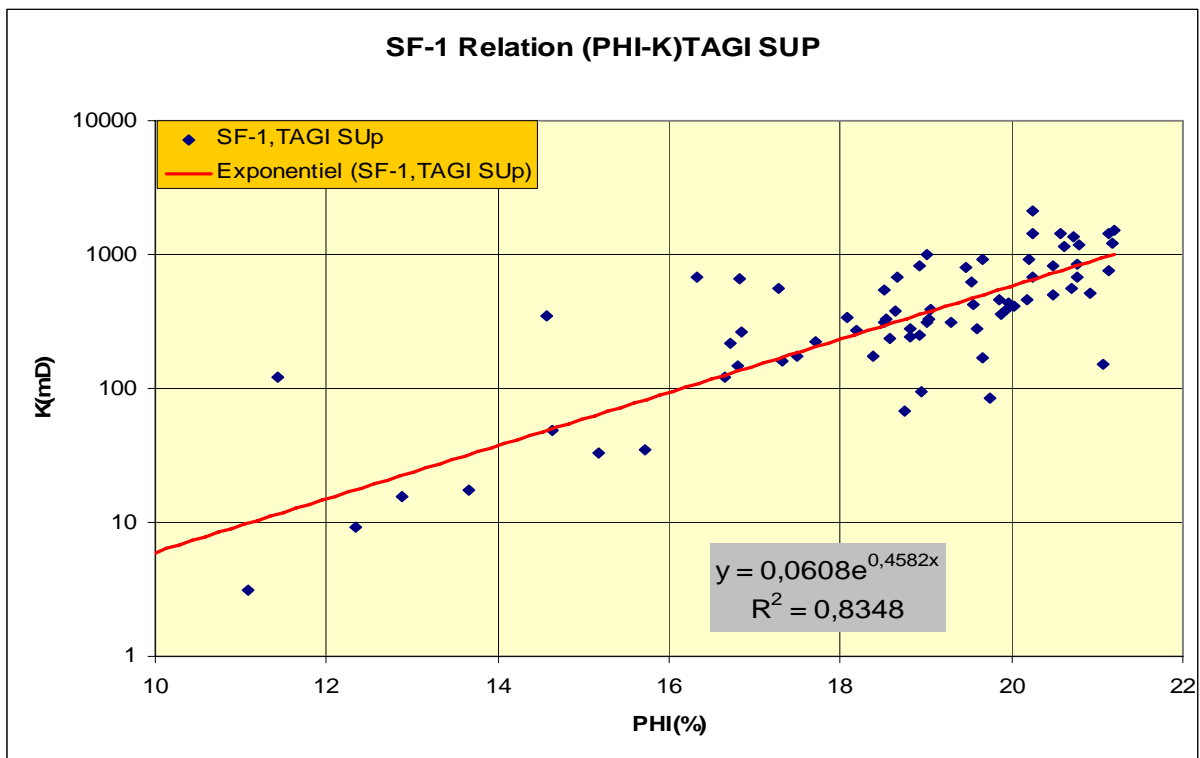


Fig. 42. Profil (Phi-K) du puits SF-1 au T.A.G.I. SUP

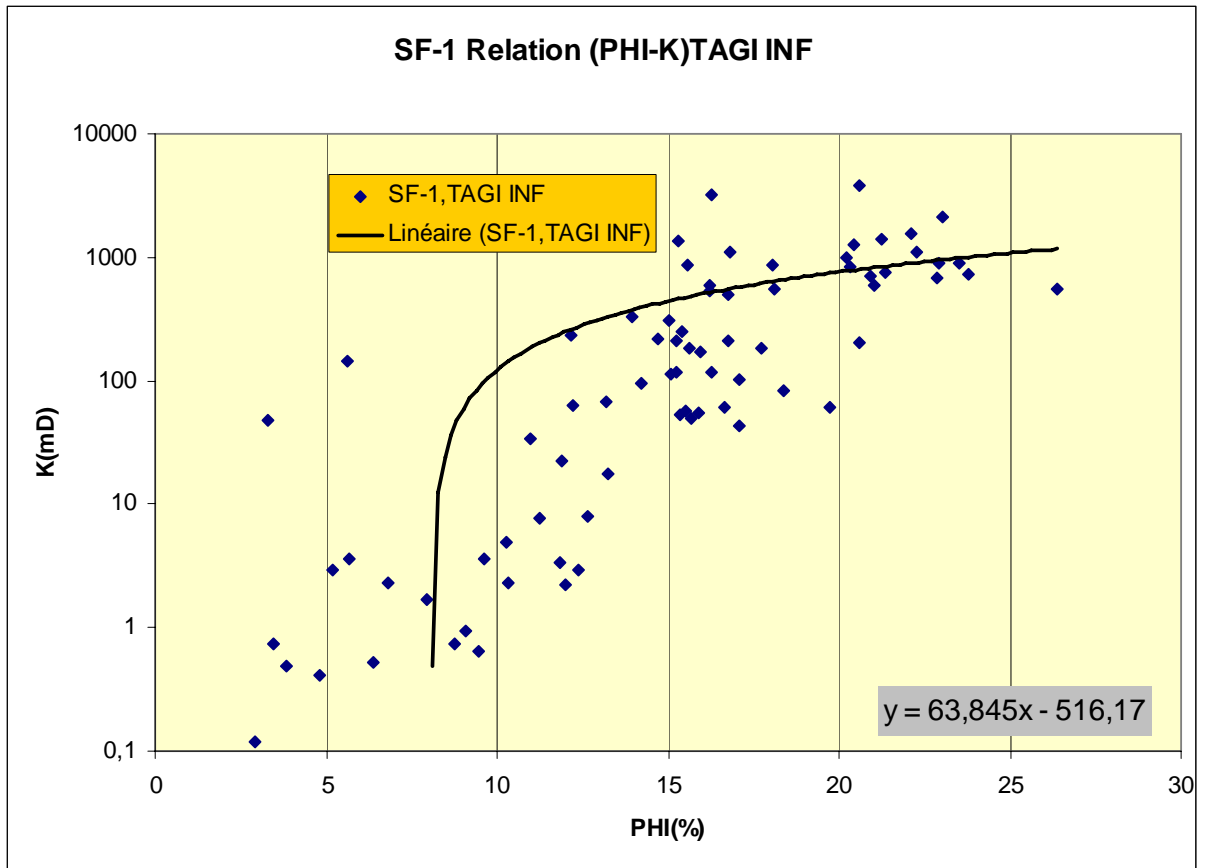


Fig. 43. Profil (Phi-K) du puits SF-1 au T.A.G.I. INF

Ces lois nous ont permis de générer une courbe de perméabilité étalée sur tout le réservoir. (fig.43).

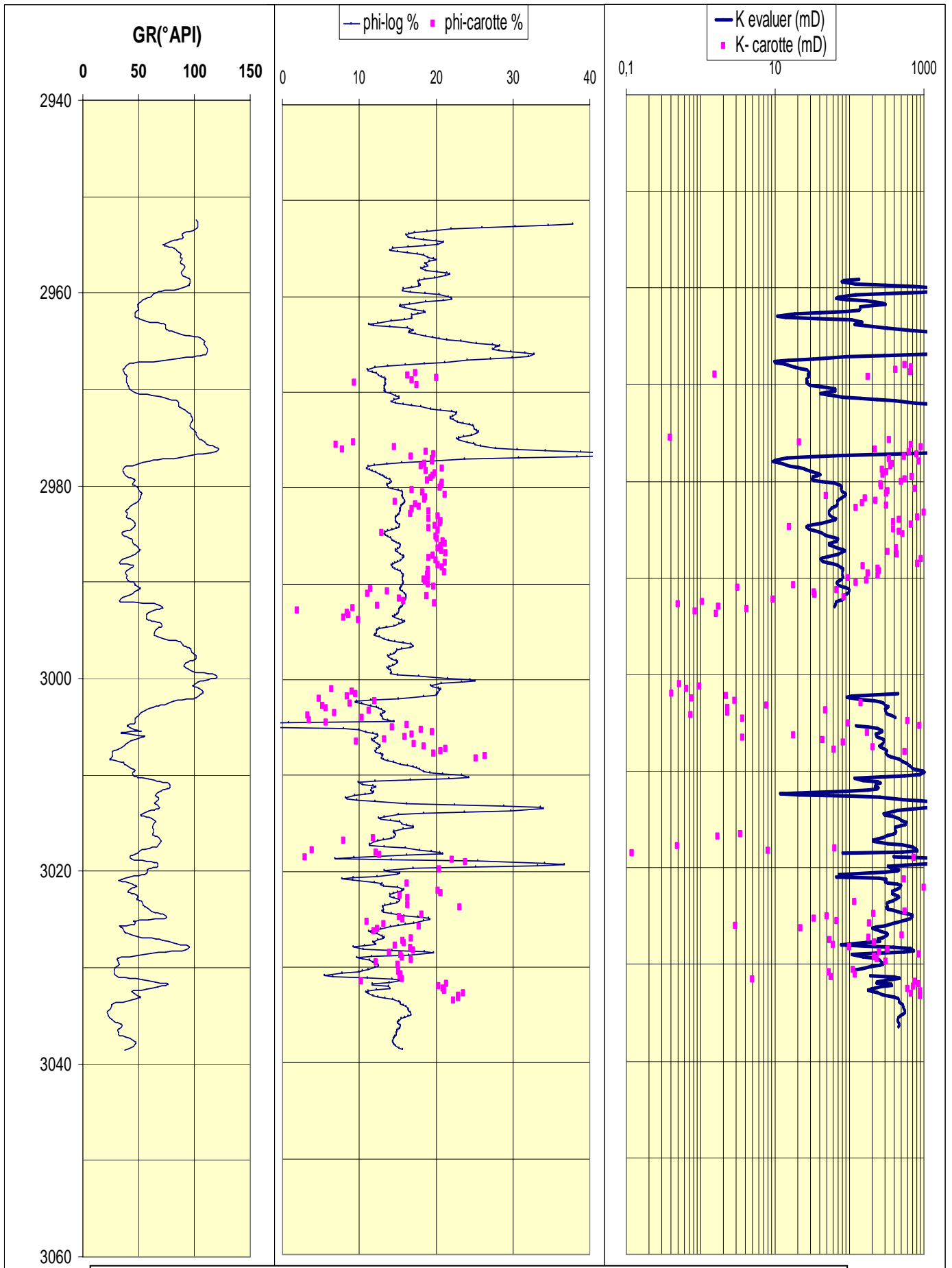


Fig. 44. Modèle de perméabilité du puits SF-1

Puits SF-2 :

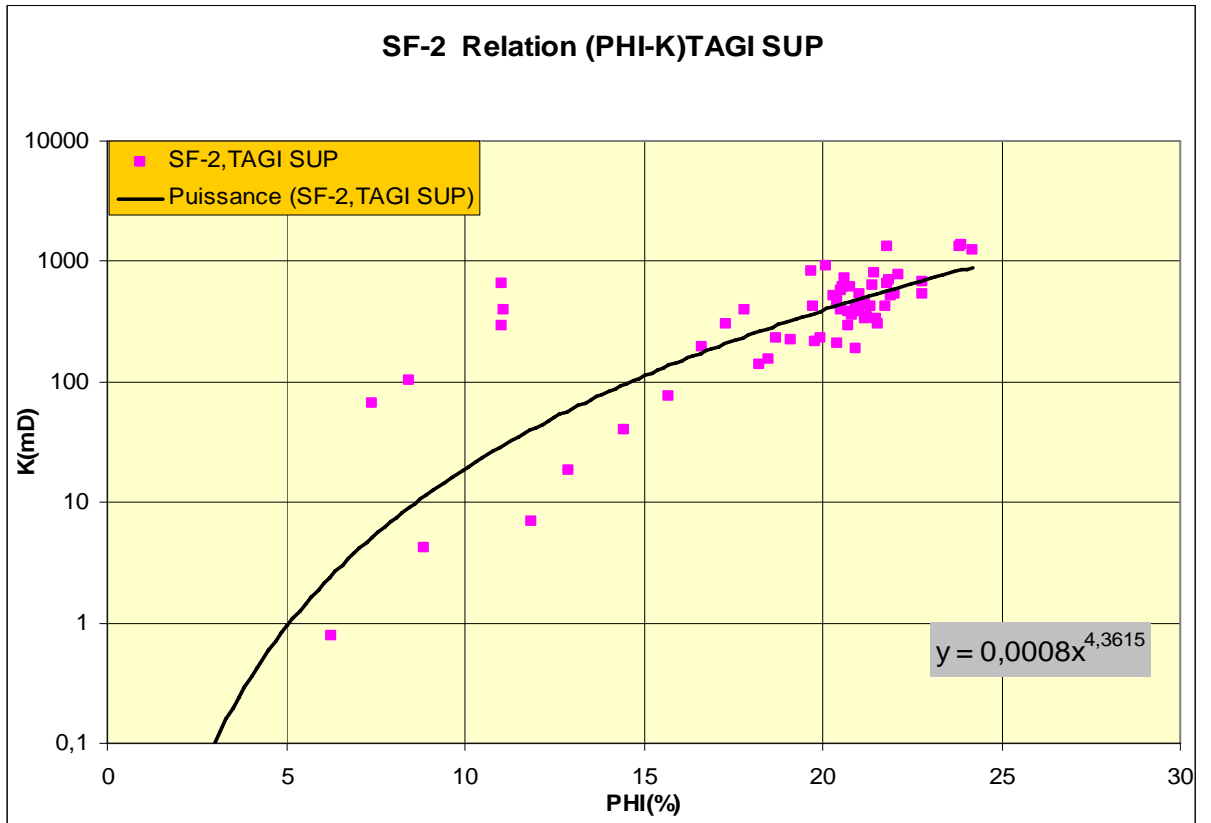


Fig. 45. Profil (Phi-K) du puits SF-2 au T.A.G.I. SUP

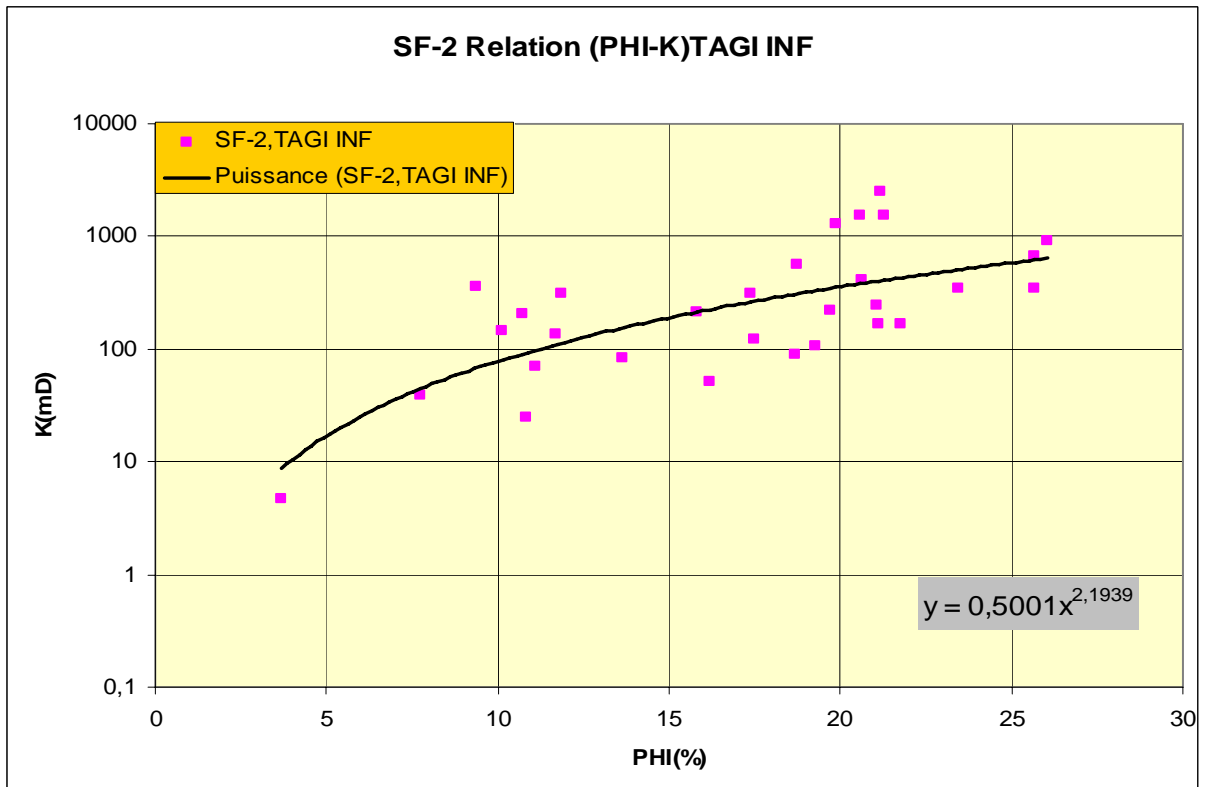


Fig. 46. Profil (Phi-K) du puits SF-2 au T.A.G.I. INF

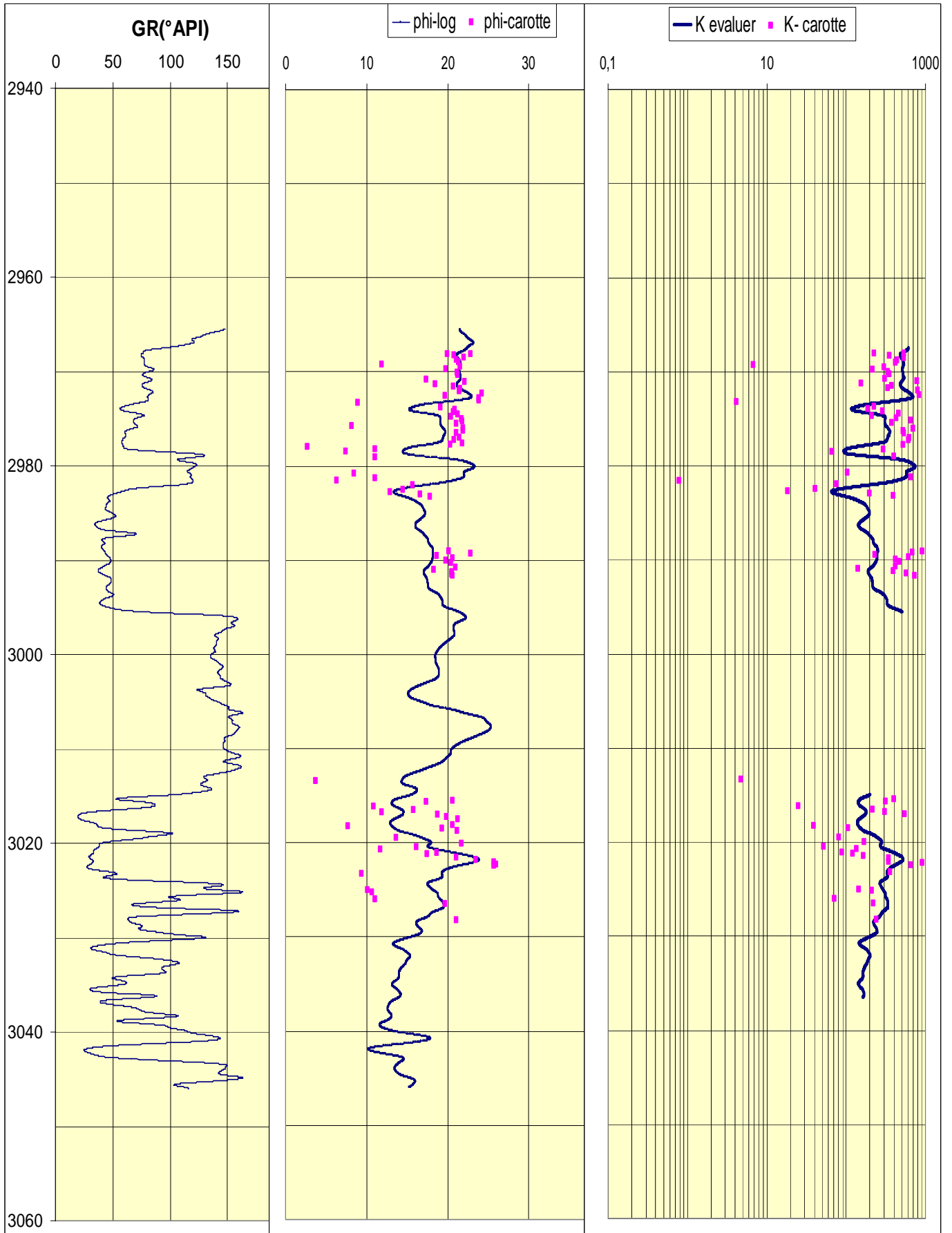


Fig. 47. Modèle de perméabilité du puits SF-2

Puits SF-3 :

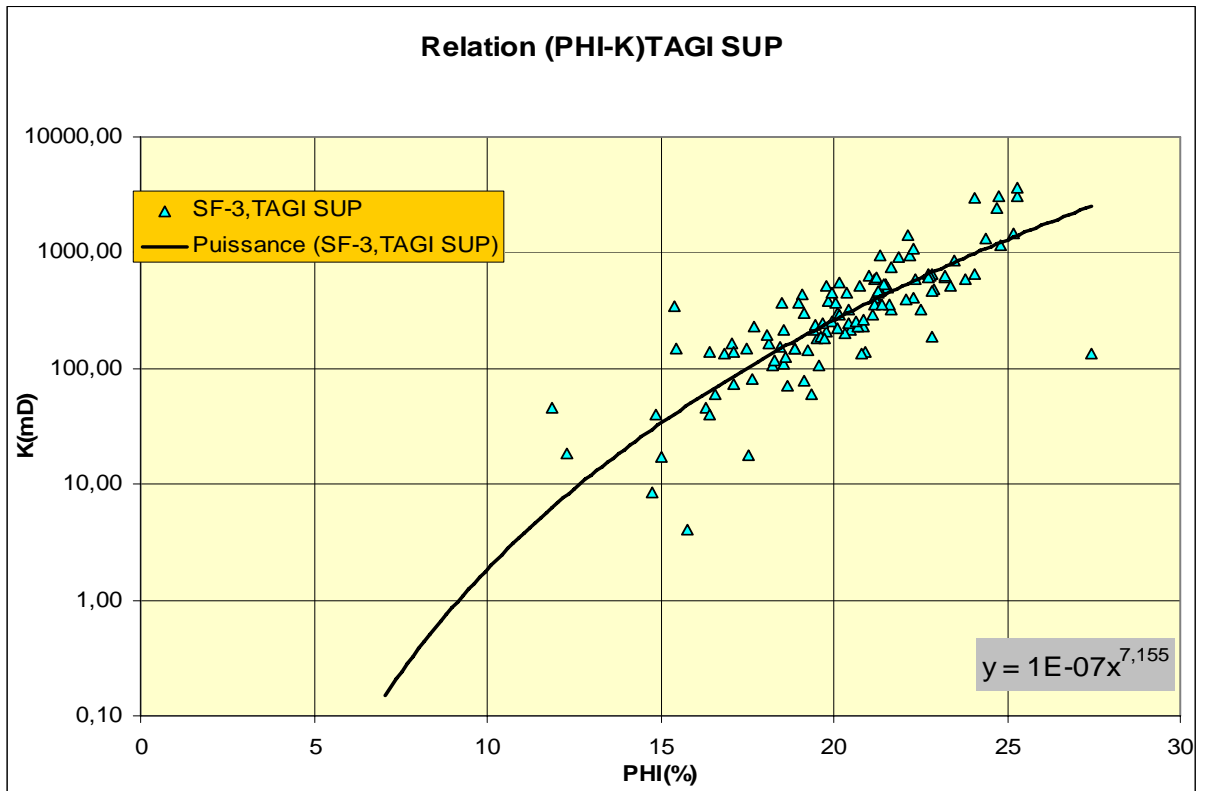


Fig. 48. Profil (Phi-K) du puits SF-3 au T.A.G.I. SUP

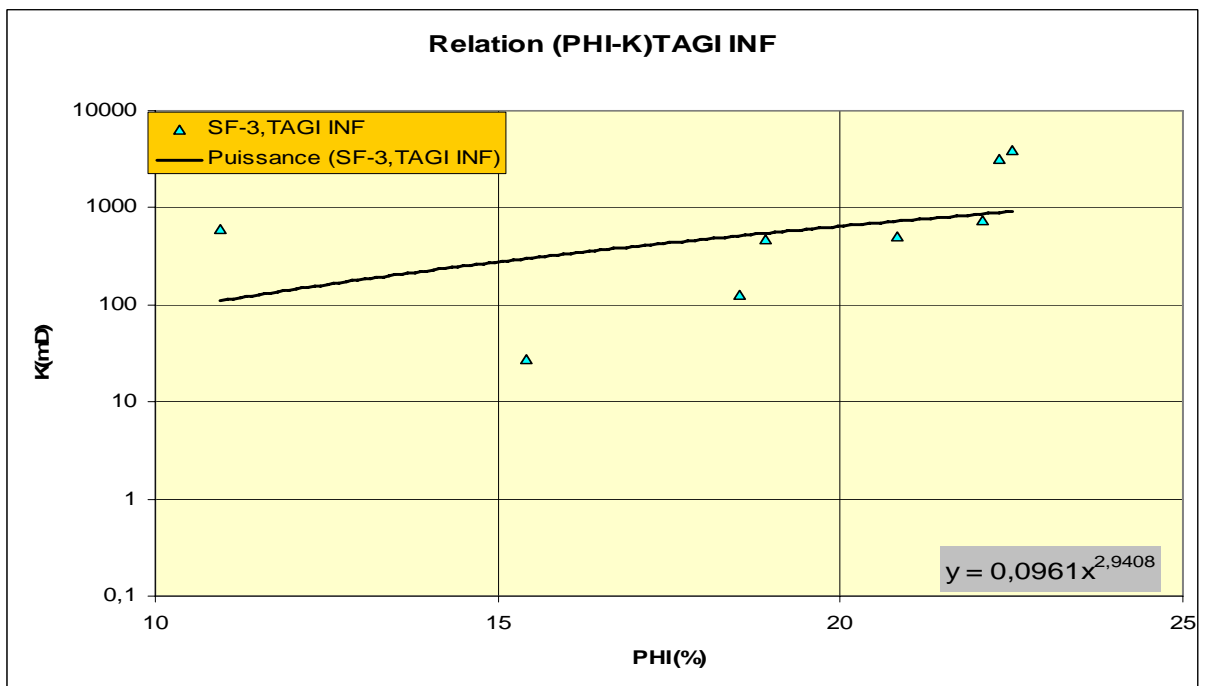


Fig. 49. Profil (Phi-K) du puits SF-3 au T.A.G.I. INF

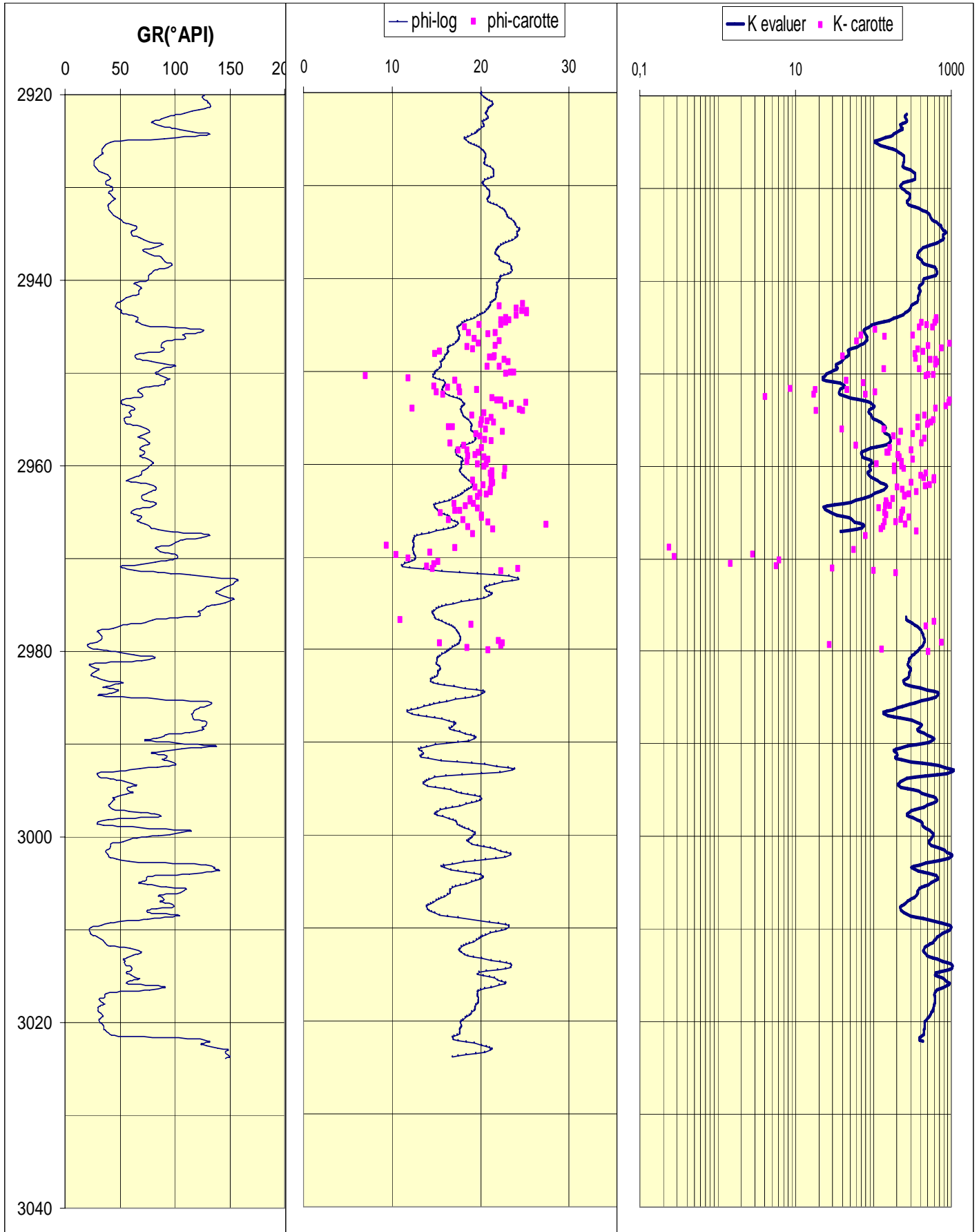


Fig. 50. Modèle de perméabilité du puits SF-3

II - Interprétation des données de carottes :

L'analyse des graphiques représentant les lois Phi-K et les modèles de perméabilité pour les trois puits dans les deux unités de réservoir séparément permet de constater les faits suivants :

❖ L'unité supérieure du réservoir « T.A.G.I. » :

Les plots de perméabilité en fonction de la porosité, ne montre pas de changement dans les conditions de dépôt qui sont localement constantes. On peut donc en conclure que l'unité supérieure du « T.A.G.I. » se comporte comme un réservoir homogène.

Cette unité présente d'excellentes qualités réservoir, notamment une porosité prédominante entre 18 et 25 %, ainsi qu'une perméabilité prédominante entre 100mD et 1 Darcy.

❖ L'unité inférieure du réservoir « T.A.G.I. » :

Les plots Phi-K montrent que cette unité est plus hétérogène. Cette complexité graphique est expliquée par le changement des conditions de dépôt dans cette unité inférieure du réservoir.

Néanmoins, cette partie du réservoir présente aussi de très bonnes qualités réservoir, compte tenu de la porosité prédominante, entre 15 et 23 %, et de la perméabilité prédominante, entre 100mD et 1D.

CHAPITRE VIII

Synthèse et conclusion

I- Synthèse des résultats :

Afin de mieux corréliser entre les résultats obtenus par l'étude diagraphique, et celle par l'étude des pressions ; on a proposé les tableaux récapitulatifs relatifs à chaque puits :

Puits SF-1 :

Puits	Diagraphies différées					MDT			
	Intervalle	fluide	Φ moy (%)	Swmoy (%)	Contact Huile/eau OWC	Intervalle	fluide	Densité (g/cc)	Contact Huile/eau OWC
SF-1 TAGI/SUP	-2735 -2769	eau	16	85		-2736.5 -2766	eau	1.15	
SF-1 TAGI/INF	-2778 -2812.5	eau	12	97		-2796.5 -2843.5	eau	1.19	

Puits SF-2 :

Puits	Diagraphies différées					MDT			
	Intervalle	fluide	Φ moy (%)	Swmoy (%)	Contact Huile/eau OWC	Intervalle	fluide	Densité (g/cc)	Contact Huile/eau OWC
SF-2 TAGI/SUP	-2731.5 -2738 -2759.5	Huile Eau	19 17	16 85	-2738	-2732 -2739 -2759.1	Huile Eau	0.61 1.19	-2739
SF-2 TAGI/INF	-2779 -2783 -2808	Huile Eau	13 14.5	30 90	-2783	-2781 -2783 -2801	Huile Eau	0.56 1.18	-2783

Puits SF-3 :

Puits	Diagraphies différées					MDT			
	Intervalle	fluide	Φ moy (%)	Swmoy (%)	Contact Huile/eau OWC	Intervalle	fluide	Densité (g/cc)	Contact Huile/eau OWC
SF-3 TAGI/SUP	-2690.2 -2732.2	Huile	20	12		-2692.2 -2732.8	Huile	0.73	
SF-3 TAGI/INF	-2742.2 -2784.2 -2788.2	Huile Eau	18 18	27 78	-2784.2	-2745.6 -2786.2 -2806.5	Huile Eau	0.72 1.21	-2785

Puits SF-4 :

Puits	Diagraphies différées					MDT			
	Intervalle	fluide	Φ moy (%)	Swmoy (%)	Contact Huile/eau OWC	Intervalle	fluide	Densité (g/cc)	Contact Huile/eau OWC
SF-4 TAGI/SUP	-2705.4 -2717.4 -2727.4 -2741.4	Huile Huile	14 17	20 11		-2711.4 -2736.4	Huile	0.63	
SF-4 TAGI/INF	-2754.4 -2785.9 -2796.4	Huile Eau	16 16	35 77.5	-2785.9	-2775.9 -2785.4 -2787.4 -2792.4	Huile Eau	0.66 1.05	-2786

II- Conclusion :

La synthèse des résultats des différentes parties de notre étude laisse apparaître les conclusions suivantes :

Le Trias Argileux Gréseux Inférieur, dans notre région d'étude, est très complexe compte tenu de l'hétérogénéité du milieu de dépôt, ainsi que de la complexité structurale, car notre région se trouve dans un réseau de failles complexe.

La comparaison des résultats obtenus par la méthode des diagraphies et par l'étude de la pression donnée par l'outil MDT a montré une parfaite corrélation, car l'écart dans les profondeurs de contact entre les deux méthodes varie dans une proportion de 0 à 1 m, ce qui est largement tolérable.

Le T.A.G.I. présente deux différentes colonnes d'hydrocarbures en ses deux unités, supérieure et inférieure, bien distinctes. La plus importante hauteur utile d'hydrocarbures se situe dans le niveau supérieur.

Les résultats confondus des puits SF-4, SF-2 et SF-3 (contact et régime de pression) montrent bien que ces derniers font partie du même piège pétrolier contrairement au puits SF-1.

Les contacts huile – eau sont localisés : dans le T.A.G.I.-SUP à -2 739 m (en cote absolue) et dans le T.A.G.I.-INF à -2 786 m (en cote absolue).

L'analyse des mesures de pression a montré une communication de l'aquifère entre tous les puits étudiés ; mais il faut noter qu'une confirmation directe s'avère nécessaire avant que le réservoir contenu dans le T.A.G.I.-SUP ne soit complètement déplétif et d'une façon définitive.

La chute de pression remarquée entre les puits SF-2, SF-3 et SF-4 est justifiée par la mise en production de la structure voisine «BRSW». Cette chute de pression peut être néfaste pour le taux de récupération d'une éventuelle production, car si jamais la pression de bulle est atteinte, il y aura formation d'un Gaz Cup, et cela agira directement sur les saturations en hydrocarbures.

L'aquifère du niveau supérieur est affaibli par cet effet. Par contre, celui du niveau inférieur est actif.

L'élaboration graphique d'une relation entre la perméabilité (K) et la porosité (Φ) évaluées à partir d'échantillons de carottes pour trois puits sur quatre combinés a confirmé notre subdivision du T.A.G.I. en deux unités, supérieure et inférieure, non communicantes verticalement et constituant deux réservoirs à hydrocarbures différents du point de vue milieu de dépôt.

Le T.A.G.I.-SUP, incluant la partie supérieure et moyenne, présente d'excellentes caractéristiques pétro-physiques, et est homogène.

Le T.A.G.I.-INF, partie inférieure, est hétérogène ; toutefois il présente de très bonnes caractéristiques pétro-physiques.

Bibliographie

- ❖ WEC de l'Algérie, sonatrach-Schlumberger, 1996.
- ❖ Oberto SERRA, Diagraphies Différées, tome 1, centre de recherche Exploration-production, 1979.
- ❖ R. DESBRANDES, Théorie et interprétation des diagraphies, édition TECHNIP PARIS^{15^{ème}}, 1968.
- ❖ R. DESBRANDES, Diagraphies dans les sondages, édition TECHNIP PARIS^{15^{ème}}, 2^{ème} semestre 1982.
- ❖ R.BADRY et D.FINCHER, Wireline Formation Testing and Sampling, Edition de Schlumberger, 1996.
- ❖ E.HEAD et C.MORRIS, Oilfield Review, Edition de Schlumberger, 2004.
- ❖ M^{elle} BERTOUCHE, Distribution des fluides dans le bassin de Berkine, Université Houari Boumediene, institut des sciences de la terre, 1999.
- ❖ A.BOUCETTA et S.CHELBEB, Rapport d'implantation Sif Fatima-3, Sonatrach / D.R.E/ Dpt .BERKINE, 2004.
- ❖ A.MAHFOUF et S.CHELBEB, Rapport d'implantation Sif Fatima-2. Sonatrach / D.R.E/ Dpt .BERKINE, 1999.
- ❖ F.ELAROUCI et Z.BENMOUMENE, caractérisation de réservoir de la structure Sif Fatima, Sonatrach Direction des études et synthèses, Février 2006.

données de pression puits SF-2(outil:MDT)			
profondeur (m)	profondeur absolue (m)	pression psi	observation
2968	2732	4434,1	Bon test
2969	2733	4435	Bon test
2971,1	2735,1	4436,8	Bon test
2973	2737	4438,3	Bon test
2975,5	2739,5	4441,7	Bon test
2976,4	2740,4	4444,1	Bon test
2977,5	2741,5	4445,3	Simple
2984	2748	4457,1	Bon test
2985	2749	4459,9	Bon test
2986	2750	4461	Bon test
2988,1	2752,1	4465,5	Bon test
2991	2755	4469,9	Bon test
2993	2757	4473,7	Bon test
2995,1	2759,1	4477,1	Bon test
3017	2781	4653,7	Bon test
3017,5	2781,5	4653,9	Simple
3018	2782	4654,3	Bon test
3020,5	2784,5	4658,4	Bon test
3021,5	2785,5	4660,2	Bon test
3022,5	2786,5	4662	Bon test
3034	2798	4682	Bon test
3035,5	2799,5	4684	Bon test
3037	2801	4687,5	Bon test

données de pression puits SF-1 outil:RFT		
pression PSI	profondeur abs (m)	profondeur (m)
4756	2843,5	3067,5
4720	2823	3047
4720	2822	3046
4718	2821	3045
4709	2816	3040
4701	2811	3035
4699	2810	3034
4692	2806	3030
4686	2801	3025
4676	2796,5	3020,5
		224
4629	2766	2990
4616	2758,5	2982,5
4609	2753,5	2977,5
4592	2744	2968
4580	2736,5	2960,5

données de pression puits SF-3 outil : RCI

profondeur (m)	profondeur Abs.(m)	Pression (psi)
2926	2692,2	4346
2927	2693,2	4347,63
2928,3	2694,5	4349,21
2930,8	2697	4351,25
2933,2	2699,4	4353,5
2943,3	2709,5	4362
2953,4	2719,6	4373,99
2955	2721,2	4372,1
2961,6	2727,8	4377,22
2966,6	2732,8	4391,13
2971	2737,2	4430,17
2979,4	2745,6	4616,34
2996	2762,2	4634,2
3001,5	2767,7	4638,7
3005	2771,2	4643,5
3010,3	2776,5	4646,9
3017	2783,2	4655,6
3018	2784,2	4658,6
3020	2786,2	4657,12
3020,8	2787	4659,52
3026,2	2792,4	4668,56
3031,4	2797,6	4677,99
3035	2801,2	4687,1
3040,3	2806,5	4693,31
3044,5	2810,7	4716,94

données de pression puits SF-4 outil:RCI

profondeur (m)	profondeur absolue (m)	pression (psi)
2942	2711,4	4351,8
2944	2713,4	4353,3
2947	2716,4	4355,7
2960	2729,4	4371,3
2962	2731,4	4373,3
2963,5	2732,9	4374,2
2967	2736,4	4377,6
2987,5	2756,9	4615
3006,5	2775,9	4644,2
3009,2	2778,6	4646,8
3009,2	2778,6	4646,6
3013	2782,4	4650,3
3016	2785,4	4652,9
3018	2787,4	4656,5
3022	2791,4	4665
3023	2792,4	4666,5

données de carotte du puits SF-2			
core	prof.(m)	phi (%)	K (mD)
2	2968,05	22,8	539,87
2	2968,1	19,93	227,97
2	2968,25	20,83	351,47
2	2968,5	22,01	542,53
2	2968,75	21,1	442,26
2	2969	21,35	423,84
2	2969,25	11,88	6,85
2	2969,5	21,53	304,07
2	2969,75	19,78	218,19
2	2970	21,18	334,94
2	2970,25	21,26	349,14
2	2970,75	17,32	305,97
2	2971	22,1	781,11
2	2971,25	18,48	154,16
2	2971,5	20,72	380,05
2	2971,75	21,51	335,4
2	2972	21,43	794,85
2	2972,25	24,2	1224,31
2	2972,5	19,67	834,52
2	2972,75	23,89	1372,24
2	2973	23,83	1346,64
2	2973,25	8,87	4,13
2	2973,75	19,11	225,31
2	2974	20,92	188,95
2	2974,25	20,73	288,84
2	2974,5	21,21	457,37
2	2974,75	20,4	210,72
2	2975	21,75	428,34
2	2975,25	21,8	651,96
2	2975,5	21,06	378,08
2	2975,75	8,21	0,05
2	2976	21,86	702,14
2	2976,25	21,93	524,49
2	2976,5	21,03	531,63
2	2977	21,42	625,74
2	2977,25	20,79	610,84
2	2977,56	21,82	1333,55
2	2977,75	20,33	524,65
2	2978	2,66	0,04
2	2978,25	11,02	295,31
2	2978,5	7,4	67,06
2	2979	11,09	398,2
2	2980,75	8,44	103,43
2	2981,25	11,06	657,43
2	2981,55	6,27	0,79

2	2982	15,68	76,29
2	2982,5	14,48	40,51
2	2982,75	12,91	18,43
2	2983	16,65	197,35
2	2983,2	17,83	390,66
3	2989,05	20,11	911,35
3	2989,25	22,82	679,75
3	2989,5	18,69	230,86
3	2989,75	20,56	615,57
3	2990	19,75	417,5
3	2990,25	20,43	470,3
3	2990,75	20,94	419,53
3	2991	18,25	140,89
3	2991,2	20,5	396,61
3	2991,5	20,51	580,56
3	2991,65	20,62	727,7
4	3013,4	3,67	4,739
4	3015,5	20,63	406,84
4	3015,7	17,4	315,05
4	3016,15	10,85	25,07
4	3016,5	15,82	215,88
4	3016,75	11,86	308,5
4	3017,05	18,73	553,44
4	3017,3	19,85	1293,33
4	3017,5	21,27	1528,48
4	3018,05	20,58	1522,75
4	3018,25	7,73	39,25
4	3018,5	19,27	105,27
4	3018,75	21,2	2467,06
4	3019,5	13,67	82,25
4	3020,05	21,75	168,4
4	3020,45	16,18	51,81
4	3020,7	11,68	137
4	3021,05	18,68	88,93
4	3021,25	17,49	121,94
4	3021,5	21,11	167,05
4	3021,75	23,45	345,05
4	3022,05	25,69	345,87
4	3022,25	26,03	904,97
4	3022,45	25,69	660,32
4	3023,25	9,35	356,41
4	3025	10,15	145,22
4	3025,2	10,7	209,17
4	3026	11,08	71,05
4	3026,5	19,7	220,62
4	3028,2	21,09	243,73

données de carotte du puits SF-1		
Profondeurs (m)	Phi horiz(%)	K horiz (mD)
2968,00	17,28	558
2968,25	16,33	680
2968,50	20,02	413
2968,75	16,82	658,57
2969,00	9,37	1,55
2969,25	17,49	175,64
2975,25	9,27	
2975,50	6,93	0,39
2975,75	14,56	344,9
2976,00	7,79	20,91
2976,25	18,67	670,52
2976,50	19,67	914,91
2976,75	16,71	219,33
2977,00	19,53	626,65
2977,25	19,47	802,11
2977,50	18,52	545,19
2977,75	18,07	338,39
2978,00	20,77	852,24
2978,25	18,65	375,99
2978,50	19,88	357,19
2978,75	19,60	275,73
2979,00	19,30	313,33
2979,25	18,82	281,99
2979,50	20,77	683,05
2979,75	20,70	551,45
2980,00	20,49	495,05
2980,25	16,85	263,19
2980,50	18,19	269,46
2980,75	21,14	751,98
2981,00	18,54	325,86
2981,25	18,52	313,33
2981,50	14,63	48,52
2981,75	17,32	160,57
2982,00	17,72	225,26
2982,25	16,80	147,86
2982,50	19,01	313,66
2982,75	16,64	122,73
2983,00	20,24	2109,67
2983,25	19,02	1004,61
2983,50	20,62	1149,72
2983,75	20,48	814,85
2984,00	19,86	463,72
2984,25	19,06	388,52
2984,50	20,25	676,78
2984,75	12,89	15,59
2985,00	19,94	386,41
2985,25	20,18	463,06
2985,50	20,91	517,35
2985,75	21,14	1439,93
2986,00	20,58	1417,61
2986,25	20,25	1428,77
2986,50	20,72	1361,8
2986,75	21,20	1495,75

2987,00	19,56	426,12
2987,25	19,04	325,86
2987,50	19,97	432,39
2987,75	21,17	1215,7
2988,00	20,21	914,91
2988,25	20,79	1190,64
2988,50	18,93	827,18
2988,75	21,07	152,28
2989,00	18,82	240,92
2989,25	18,93	250,01
2989,50	18,38	175,01
2989,75	18,58	238,65
2990,00	18,95	95,46
2990,25	19,66	168,19
2990,50	11,44	122,73
2990,75	13,67	17,5
2991,00	11,09	3,12
2991,25	18,76	67,68
2991,50	15,17	33,21
2991,75	15,72	34,47
2992,00	19,75	84,6
2992,25	12,35	9,32
2992,50	9,12	1,04
2992,75	1,96	0,5
2993,00	8,40	1,73
2993,25	8,56	4,16
2993,50	7,92	0,83
2993,75	9,91	1,62
3001,00	6,40	0,52
3001,25	9,08	0,95
3001,50	9,48	0,65
3001,75	8,43	0
3002,00	4,80	0,41
3002,25	12,00	2,19
3002,50	8,78	0,75
3002,75	5,20	2,89
3003,00	5,63	143,19
3003,25	11,22	7,74
3003,50	6,79	2,28
3003,75	3,31	47,9
3004,00	10,30	2,31
3004,25	3,48	0,74
3004,50	5,67	3,64
3004,75	16,21	601,58
3005,00	14,24	95,46
3005,25	18,04	877,31
3005,50	19,47	
3005,75	16,81	1115,44
3006,00	15,92	172,74
3006,25	13,24	17,73
3006,50	9,62	3,64
3006,75	17,10	43,87
3007,00	18,39	82,72
3007,25	21,25	1395,29
3007,50	20,60	206,83
3007,75	19,72	61,41

3008,00	26,38	551,45
3008,25	25,17	
3016,50	11,85	3,41
3016,75	7,92	1,69
3017,75	3,86	0,49
3018,00	12,21	62,67
3018,25	12,65	7,96
3018,50	2,92	0,12
3018,75	22,10	1529,23
3019,00	23,79	736,71
3019,75	20,43	1250,18
3021,25	16,24	535,79
3022,00	20,19	1004,61
3022,25	20,61	3796,65
3022,50	15,29	1339,47
3022,75	16,25	3238,53
3023,50	16,28	116,09
3023,75	23,04	2154,32
3024,50	18,09	558,11
3024,75	15,23	212,08
3025,00	15,67	49,11
3025,25	10,97	33,49
3025,50	13,17	68,09
3025,75	17,72	184,18
3026,00	12,38	2,95
3026,25	11,87	22,05
3027,00	16,78	504,57
3027,25	15,64	182,03
3027,50	15,87	54,29
3027,75	14,69	217,16
3028,00	16,64	60,04
3028,25	17,07	100,46
3028,50	13,93	329,57
3028,75	15,40	250,01
3029,00	15,58	852,24
3029,25	16,74	213,97
3029,50	12,16	233,13
3029,75	15,03	303,38
3030,50	15,08	111,77
3030,75	15,37	53,33
3031,00	15,25	119,06
3031,25	15,52	56,4
3031,50	10,27	5
3031,75	21,33	758,25
3032,00	20,31	833,25
3032,25	20,91	714,38
3032,50	21,02	601,58
3032,75	23,52	889,84
3033,00	22,89	670,52
3033,25	22,91	889,84
3033,50	22,25	1109,17

données de carottes du puits SF-3		
Depht corrigé	Hor. Phi (%)	Hor. K (mD)
2942,8	24,786	3066,26
2943,05	22,123	1424,54
2943,3	24,09	2943,27
2943,5	25,277	3043,19
2943,55	24,697	2462,06
2943,8	25,279	3584,98
2944,05	24,071	647,38
2944,3	22,84	643,54
2944,5	22,321	414,33
2944,55	23,205	618
2944,8	22,912	486,63
2945	22,359	582,72
2945,05	19,831	387,08
2945,25	18,229	104,71
2945,85	18,662	69,86
2945,95	21,677	318,16
2946,05	20,895	139,73
2946,55	19,357	60,67
2946,8	22,186	949,69
2947,05	19,784	509,64
2947,3	21,647	757,94
2947,4	18,528	371,18
2947,65	19,114	436,97
2947,9	15,426	346,94
2948,1	14,84	40,28
2948,35	21,603	352,17
2948,5	21,023	633,35
2948,55	21,518	540,4
2948,8	22,704	654,91
2949,05	23,184	627,67
2949,5	20,784	136,59
2949,55	22,098	392,06
2950,1	23,804	598,16
2950,3	22,845	474,83
2950,2	23,376	508,81
2950,5	7,058	0,03
2950,8	11,845	45,44
2951,05	17,116	73,81
2951,6	14,739	8,52
2951,75	16,3	46,29
2951,8	17,549	18,12
2952,05	19,566	105,44
2952,28	17,642	80,13
2952,3	15,023	17,09
2952,55	15,787	4,06
2952,85	21,327	951,01
2953,1	21,871	931,53
2953,22	22,291	1098,39
2953,35	25,168	1485,66
2953,55	23,465	851,62
2953,8	22,777	635,38
2954,05	12,29	18,54

Annexe 3

Données de carottes

2954,2	24,393	1318,12
2954,3	24,826	1156,43
2954,55	20,374	451,95
2954,8	19,006	370,58
2955,05	21,199	595,67
2955,3	20,181	550,94
2955,4	20,74	508,87
2955,55	21,526	498,99
2955,8	20,047	370,48
2956,05	16,424	39,64
2956,1	16,855	136,3
2956,3	20,578	228,37
2956,55	22,506	319,91
2956,85	19,532	181,09
2957,1	19,942	452,84
2957,4	20,461	213,74
2957,58	21,213	414,98
2957,8	16,562	59,74
2958,05	18,138	163,06
2958,3	20,094	304,9
2958,48	17,463	150,09
2958,55	18,462	155,55
2958,8	19,807	206,86
2959,05	19,41	215,74
2959,18	18,578	216,33
2959,30	20,426	320,83
2959,55	20,843	232,75
2959,8	18,532	109,24
2960,05	20,718	232,37
2960,1	19,65	185,38
2960,3	20,415	245,89
2960,55	22,812	185,78
2960,8	21,347	473,78
2961,05	21,178	404,85
2961,27	21,304	446,98
2961,3	22,722	604,56
2961,55	21,243	606,28
2961,8	19,132	304,98
2962,05	21,444	528,82
2962,15	21,258	461,88
2962,30	20,339	203,91
2962,55	19,447	239,33
2962,80	21,153	362,25
2963,05	21,129	289,65
2963,15	19,942	252,59
2963,30	20,665	253,77
2963,55	19,709	179,52
2963,80	18,857	146,47
2964,05	18,857	150,33
2964,25	19,255	143,90
2964,30	17,077	164,11
2964,55	18,272	116,54
2964,8	19,662	243,26
2965,07	17,695	229,78
2965,10	17,126	141,13
2965,3	15,477	146,48

*Annexe 3**Données de carottes*

2965,55	20,169	288,25
2965,80	20,122	225,08
2966,02	18,079	193,79
2966,05	16,419	139,27
2966,3	20,86	260,39
2966,55	27,436	134,26
2966,8	18,603	126,04
2967,05	21,38	358,84
2967,55	19,169	79,25
2968,8	9,413	0,24
2969,1	17,14	55,59
2969,55	14,341	2,85
2969,8	10,45	0,28
2970,2	11,823	6,18
2970,55	15,238	1,46
2970,8	14,777	5,68
2971,05	13,901	29,77
2971,3	24,199	4315,95
2971,35	14,548	100,77
2971,55	22,333	194,91
2976,8	10,96	600,82
2977,3	18,919	478,14
2979,05	22,076	749,06
2979,33	22,508	3942,99
2979,35	15,417	27,24
2979,55	22,333	3151,74
2979,85	18,524	127,76
2980,05	20,829	504,6

Résumé

L'objectif de l'actuel sujet intitulé distribution des fluides dans le « champ de Sif Fatima » est d'évaluer les réserves susceptibles d'être contenu dans le réservoir triasique argileux gréseux inférieur, du champ de Sif Fatima dans le bassin de Berkine (ex-Ghadamès) et cela par l'étude des diagraphies et des données de pression mesurer à l'aide du MDT (modular dynamic formation tester) ; Et en fin on a procédé à un essai de modélisation de la perméabilité, en se basant sur les données de carottes.

Les résultats obtenus par l'analyse des diagraphies et celles de pression ont montré une très bonne corrélation, l'étude des carottes a permis de discuter l'hétérogénéité dans le réservoir.

Mots clés :

Champ : délimitation géographique de l'accumulation en hydrocarbures.

Diagraphies : évaluation des paramètres pétro physiques en fonction de la profondeur.

Carottes : récupération de segments de sol lors du forage.

ملخص

إن الهدف من الموضوع دراسة توزيع المائع على حقل سيف فاطمة يتمثل في تقدير الاحتياطيات الممكنة تواجدتها بداخل الخزان الطيني و الحجر الرملي الترياسي السفلي لدى حقل سيف فاطمة في حوض بركين الكائن في الجزء الشرقي في من صحراء الجزائر.

لذلك قمنا في البداية بدراسة تحليل ثم ترجمة المعطيات المتحصل عليها بواسطة الدياغرافيات، ولجأنا إلى معطيات الضغط التي قدرت بواسطة وسائل جديدة مرتكزة على مبدأ نقطة بنقطة و أخيراً قمنا بتجربة من أجل تمثيل قابلية النفوذ و ذلك بالارتكاز على معطيات الجزرة المستخرجة بعد الحفر.

إن نتائج المتحصل عليها من خلال تحليل كل من الدياغرافيات و الضغوطات أثبتت علاقة جيدة. بعد القيام بتحليل معطيات الجزرة تبين لنا بان الوحدة العليا المتجانسة تملك خصائص بتر و فيزيائية ممتازة و الوحدة السفلى المتباينة تملك خصائص بتر و فيزيائية جيدة.

الكلمات المفتاحية :

حقل: التحديد الجغرافي لتواجد البترول

الدياغرافيات: دراسة المقاييس البتر و فيزيائية بدلالة العمق.

الجزرة: المستعادات الترابية لحفر الآبار.

Summary:

The objective of the current subject to entitle distribution of the fluids in the "field of Sif Fatima"; is to evaluate the reserves likely to be contained in the clay and sand stone of the lower Triassic, of the field of Sif Fatima in the basin of Berkine (ex-Ghadamès) in the Eastern part of the plat form Saharan Algerian.

For that we have to study to analyze and to initially interpret the data resulting in diagraphics.

After we use to the data pressure, measuring using a new generation of tool carrying out of the test point by point in particular the MDT (modular dynamic formation tester).

And in end one has to proceed has tests of modelling of the permeability, in base on the of core information.

Results obtained by the analysis of the diagraphics and those of pressure have show a very good correlation; core information make us able to discus the homogeneity of the reservoir formation.

Keys word:

Field: geographic delimitation of hydrocarbons.

Diagraphics: measurement of petrophysics parameters.

Core: recuperation of segment of rock from drill.