

**UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES ,des ENERGIES RENOUVABLE ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

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



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Evaluation quantitative et qualitative d'un
réservoir
Cas du réservoir TAGI – SIF Fatima
Bassin de Berkine (Algerie Oriental)**

Réalisé par :

BOUMAZA MOHAMED

SEMAI FAROUQ

Devant le jury :

Président :	Mr. ZANKHRI ABDE REZAQ	M. A. B Univ. Ouargla
Promoteur :	Mr. KADRI MED MEHDI	M. A. B Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. ZATOUT MERZOUG	M. A. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2013/2014

Introduction générale

Le bassin de BERKINE est devenu l'un des bassins les plus perspectifs d'hydrocarbures en Algérie, cependant ses réserves estimées sont toujours considérées faibles comparées aux quantités possibles d'hydrocarbures générés depuis les roches mères siluriennes et franiennes. Ce bassin compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de l'association avec SONATRACH.

Aussi, définir de nouveaux gisements pétroliers et de nouveaux axes d'exploration dans ce bassin, constituent l'un des objectifs principaux à atteindre par l'entreprise SONATRACH.

Le but de ce modeste travail est de voir les différentes méthodes utilisées pour l'évaluation qualitative et quantitative du réservoir citons la technique de diagraphie et les tests de formation. Ces techniques sont appliquées au niveau des puits réalisés dans le bassin de Berkine qui ont pour objectif principal le TAGI .

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

1. TAGI basal : composé par:

- Des Argiles brunes rouges et grise vert à vert, parfois gris clair indurée légèrement silteuse localement micacée .
- Des grés blancs ,fin à moyen parfois blanc verdâtre, et friable à moyennement consolidé sub-anguleux à sub-arrondi pyriteux par endroits. - grés gris-blanc a gris –clair moyen à grossier, sub-arrondi avec passe millimétrique d'argile verdâtre, indurée, silteuse et traces de pyrite.

2. TAGI moyenne : composé par:

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

3. TAGI supérieur:

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

La mémoire s'articule autour :

- ✓ de la détermination des milieux de dépôts.
- ✓ d'un découpage séquentiel à partir des enregistrements diagraphiques.
- ✓ d'une évaluation quantitative des réserves des meilleurs niveaux. producteurs mis en évidence et un calcul de réserves pour les puits d'exploration.

CHAPTER

N° 01

GENERALITES

I. Généralité

1. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine :

1.1. Situation géographique :

Le bassin de BERKINE se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

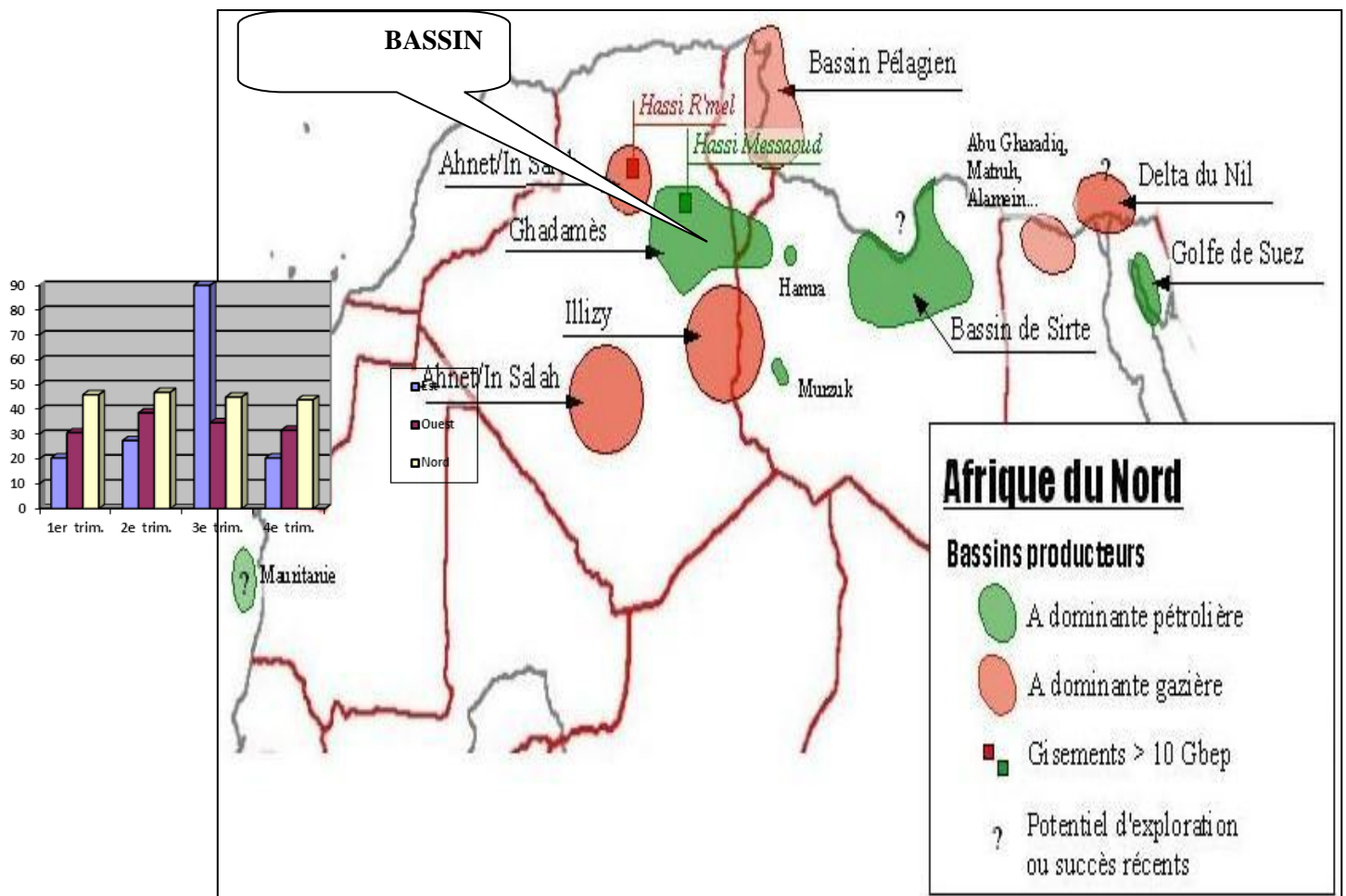


Fig (1): Situation géographique du bassin de BERKINE (Sonatrach, 2003).

1.2. Situation géologique :

De point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (WEC. 2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plate forme saharienne. Sa superficie globale est de 102 395 km². Les limites du bassin de BERKINE sont :

- les frontières : tunisiennes et libyennes à l'est.
- bassin d'Ilizi au sud.
- dôme de Dahar au nord.
- Hassi-Messaoud à l'ouest.

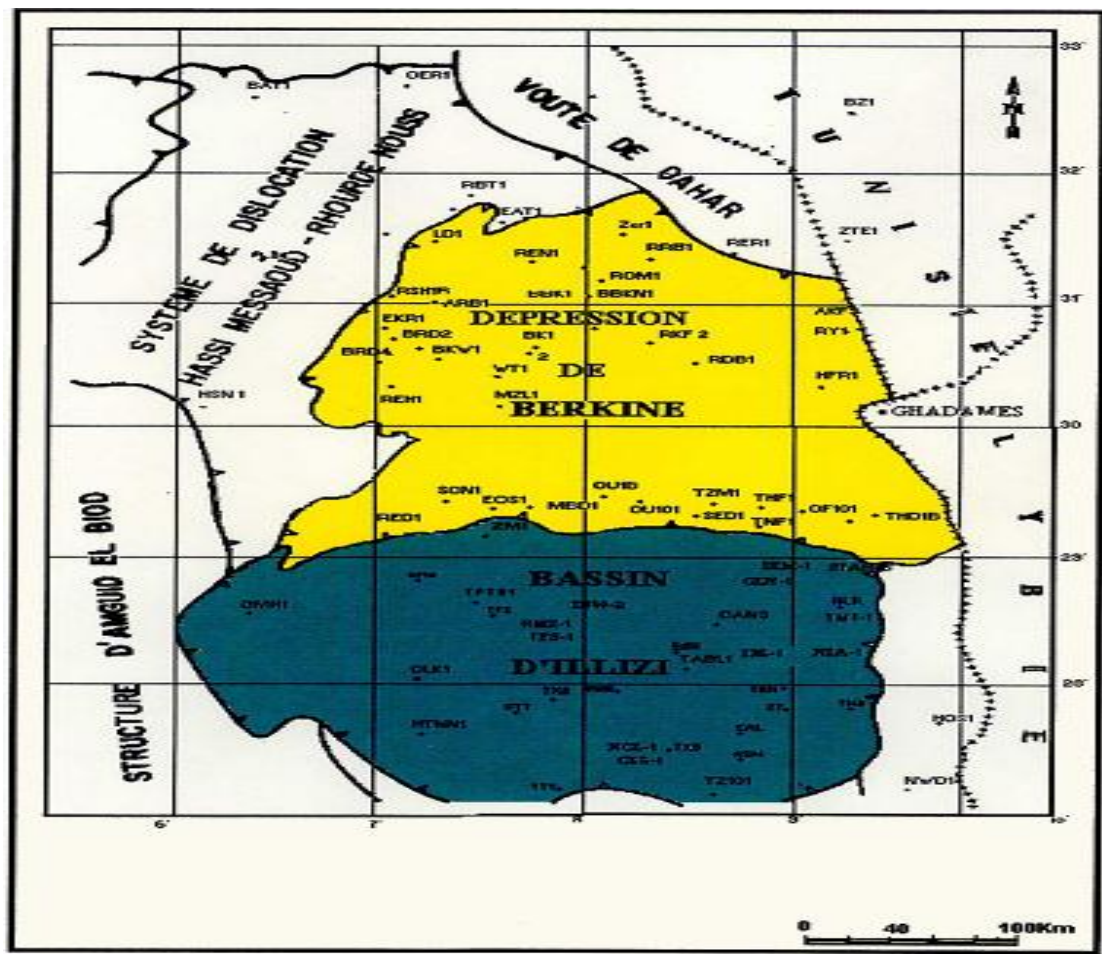


Fig (2): Carte de situation du bassin de Berkine

CHAPITER
N° 02
GEOLOGIE
REGIONALE
ET LOCALE

1. Géologie régionale:

1.1. Aspet stratigraphique:

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. En fin, un épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque (Fig. 3). La série lithostratigraphique du bassin est constituée des formations suivantes (Sonatrach, 2005).

a) Socle

Le socle composé de roches précambrien sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

b) Paléozoïque

a. Cambrien

Ces dépôts reposent sur un socle Précambrien, il est représenté par des grés et des quartzites à passées conglomératique. L'épaisseur moyenne de cette formation 300 m.

b. Ordovicien

Ces dépôts sont représentés par un ensemble de sédiments détritiques. Du bas en haut, on distingue les unités lithologiques suivantes:

- Les argiles d'El Gassi .
- Les grés d'El Atchane .
- Les quartzites de Hamra .
- Les grés d'Ouargla .
- Les argiles d'Azzel .
- Les grés d'Oued Saret .
- Les argiles micro conglomératiques.
- Les grés de Ramade.

Cette période est caractères par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600 m. Elle est composée essentiellement par des argiles noires fossilifères sur les quelles, reposent des grés argileux. Les Argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

c. Dévonien

Le dévonien est formé par en trois époques à savoir:

- *Dévonien inférieur*: Il est composé d'une alternance argilo-gréseux.

- *Dévonien moyen*: Il est caractérisé par un dépôt argileux comporte des intercalations de niveaux carbonatés.

- *Dévonien supérieur*: Il est représenté par des argiles à passées de marne, calcaire et dolomie, au sommet on trouve des grès et des silts.

d. Carbonifère

Les formations carbonifères ont formés du bas en haut par :

- *Carbonifère inférieur*: Il est représenté par une alternance d'argiles, de silts et de grès avec des passées des roches carbonatées.

- *Carbonifère supérieur*: Il est représenté par une alternance des grès et des argiles à la base, et on observe des carbonates dans la partie centrale.

c) Mésozoïque:

a. Trias

Le trias est subdivisé en des formations suivant:

- *Trias Argilo Carbonaté (TAC)* : Il est constitue d'argile brun rouge, rarement grise verte à éléments fins à moyen devenant grossier vers la bas avec d'intercalation d'argile gris vert et brunâtre indurée, siliceuse et feuilletée.

- *Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI)*: Il est constitué de grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse.

- *Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS)*: Il est constitué de grès gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

b. Jurassique

Les formations du Jurassique ont une épaisseur de 770 m, ils sont composés de sédiments marins lagunaires, à sa base, il se trouve un niveau dolomitique caractéristique.

c. Crétacé

Le Crétacé est présent par tout, sur la plateforme saharien. Il est caractérisé par une épaisseur de 1250 en moyenne. Les formations du Crétacé sont composées d'alternances de grés, d'argiles, de dolomies et de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, gypses et de sels. Il devient essentiellement carbonaté vers le sommet.

d) Cénozoïque:

a. Mio- Pliocène

Les formations du Mio-pliocène sont constituées de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec des intercalations d'argile brun rouge sableuse avec la présence parfois, de banc de calcaire argileux.

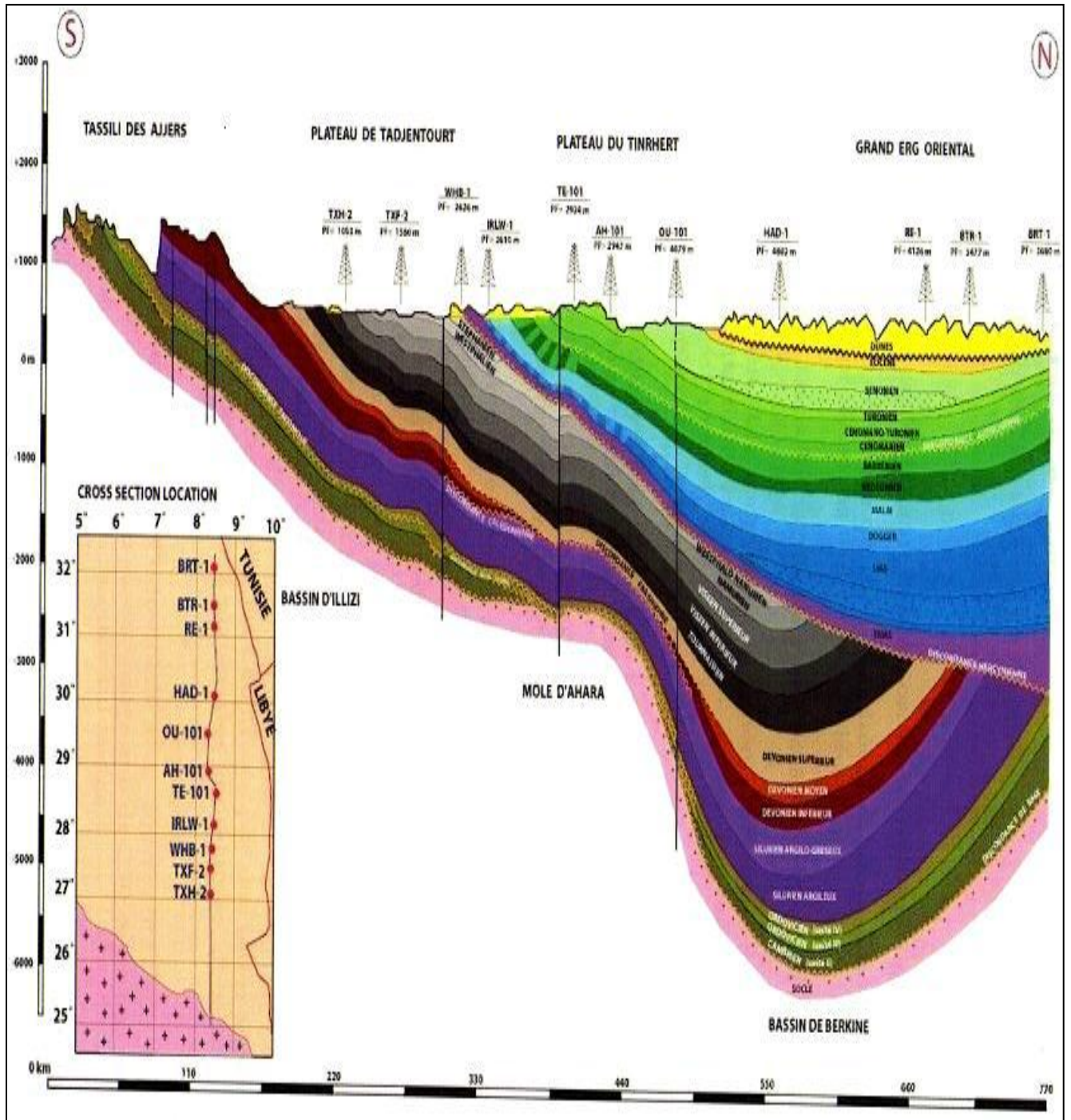
b. Quaternaire

Ce sont des sables dunaires.

Âge		Lithologie	Formation	Evénements tectoniques	Environnement de dépôt	SR	RR	Couverture	Gisements
Tertiaire									
	Crétacé	supérieur		Alpine (Pyrénéen Non conf.)	Dépression cont. intérieure+ fracturation				
inférieur			Autrichien Non conf.						
Jurassique	supérieur			Dépression continentale intérieure. Compression	Laguno-marin limité				
	moyen		Horizon 'B'						
	inférieur		S1-S2 S3						
Trias	supérieur		Argileux S4 Tags Carbonate Tagi	Rift	Lagunaire continental			Ourhoud Berkine Bir Rebaa W RH. el Khrou El Merk El Borma Menzel Lejmat	
	moyen								
	inférieur								
Permien	supérieur			Hercynien Non conf.	Fluvio-lacustre marin-continental peu profond				
inférieur		F							
Carbonifère	supérieur		E D C	Dépression continentale intérieure	Continental marin peu profond			Rh. El Khrou Berkine E. Bir Rebaa N. Menzel Lejmat	
	inférieur		B A F2						
Dévonien	supérieur			Frasnien Non conf.	Continental marin peu profond			Bir Berkine El Merk est	
	inférieur		F3 F4-F5 F6						
Silurien	supérieur		B2 B1	Calédonien Non conf.	Marin peu profond limité				
	moyen		A2 A1						
	inférieur		M2 M1 Argiles						
Ordovicien	supérieur		Argil. Microgl.	Taconien Non conf.	Fluvial/glacial			Semhari Ain romana brides	
	moyen		Grès O. Saret Argil. d'Azzel						
	inférieur		Grès de Ouargla-Quartzites de Hamra Grès d'El Atchane Argiles d'El Gassi Zone d'alternance						
Cambrien			Ri Ra R2	Panafricain Non conf.				H. Messaout Rh. El Bague	
Précambrien									

Figure 1.15 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine.

Figure(3):colonne stratigraphique du bassin de berkine.



Figure(4): Coupe géologique régionale du Bassin de Berkine. (Sonatrach, 2003).

1.2. Aspect structurale:

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- Domaine Ouest : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.

- Domaine centre : c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles, Les études structurales ont montré que les accidents NE-SW seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique. - Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin. Les principales orientations observées sont:

- Direction subméridienne : les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de Rhourde Nouss atteint 900m de fermeture structurale).

- Direction Nord Est - Sud Ouest : les failles NE-SW sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction subméridienne.

Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

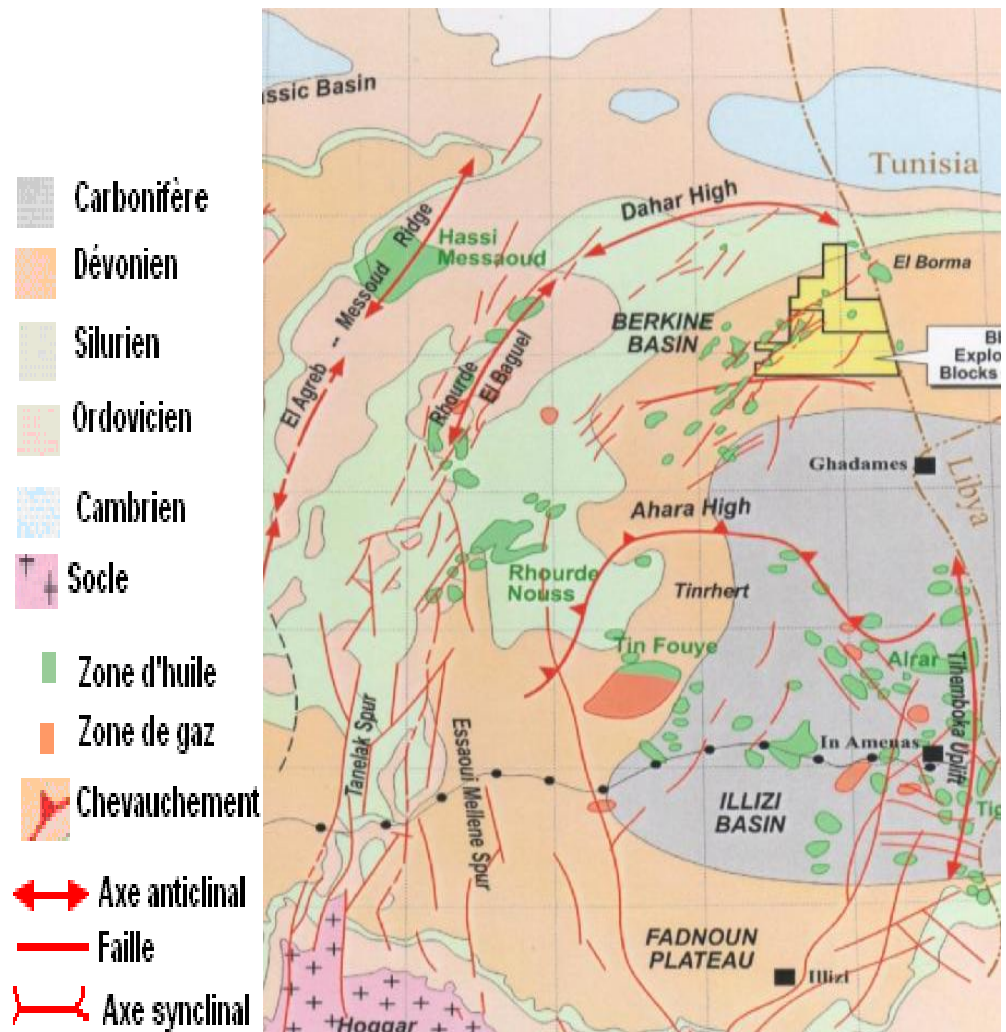
En plus il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- Direction Nord70 : elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Lejmet.

- Direction sub-équatoriale : au sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Tartrat.

- Direction Nord150 : au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskessa, Bir Rebaa

Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde en Naga.



Figure(5): Les éléments tectoniques du bassin de Berkine. (Sonatrach, 2003).

1.3. Système pétrolier du bassin de berkine:

1.3.1. Roche Mère:

Dans le bassin de BERKINE il existe deux principaux niveaux de roche mère: Silurien argileux et Dévonien supérieur (SONATRACH, 1991; WEC, 2007) :

a) *Le Silurien* :

Le Silurien argileux est présent sur la quasi- totalité du bassin sauf en bordure Ouest et Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne.

b) Le Dévonien supérieur :

Les roches mères sont subdivisées en deux zones à savoir : la zone inférieure au Frasnien présente. Elle présente une épaisseur variant de 150 à 300m. Une zone supérieure de Frasnien –Famennien avec une épaisseur qui varie de 50 à 500 m.

c) L'Ordovicien supérieur:

Les roches mères sont localisées dans les formations de nature argileuses micro-conglomératiques.

d) Le Carbonifère:

Les roches mères sont présentes dans les niveaux argileux.

1.3.2. Roche Réservoir:

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien

a)TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur) :

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4), son épaisseur moyenne est de 100 à 150m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et, Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensat. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

b)Trias carbonaté Trias intermédiaire:

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les jeux en distension des failles majeures.

Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

c)TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial (parfois éoliens), se développant sur l'ensemble du bassin sur une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie de la région.

Il montre un empilement vertical des unités gréseuses d'une dizaine de mètres séparées par des intervalles argileux. La source des apports serait du Sud-Ouest avec un écoulement du réseau fluvial principal vers le Nord-Est. Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité moyenne est de 27 à 35 md.

d)Carbonifère :

D'âge Strunien à Viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond.

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte à la partie centrale et aux bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens

d'Amguid-Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques.

e) Dévonien inférieur :

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluviatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

f) Ordovicien :

(gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

g) Cambrien:

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par quatre unités Ri, Ra, R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

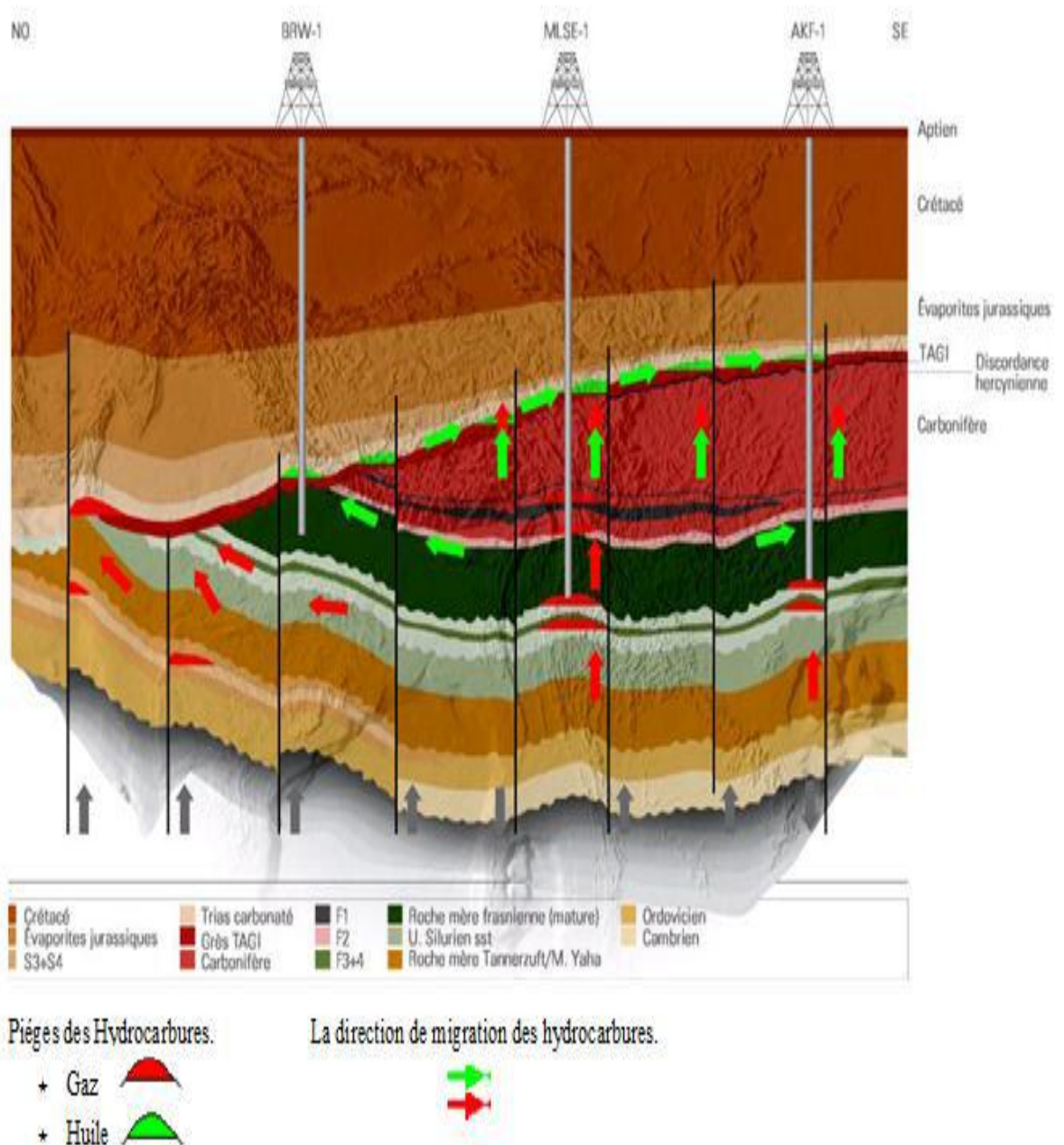
1.3.3. Roche couverture:

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté- Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi.

Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.



Figure(6): système pétrolières du bassin de BERKINE.
(WEC, 2007)

2. Géologie locale de la région SIF FATIMA:

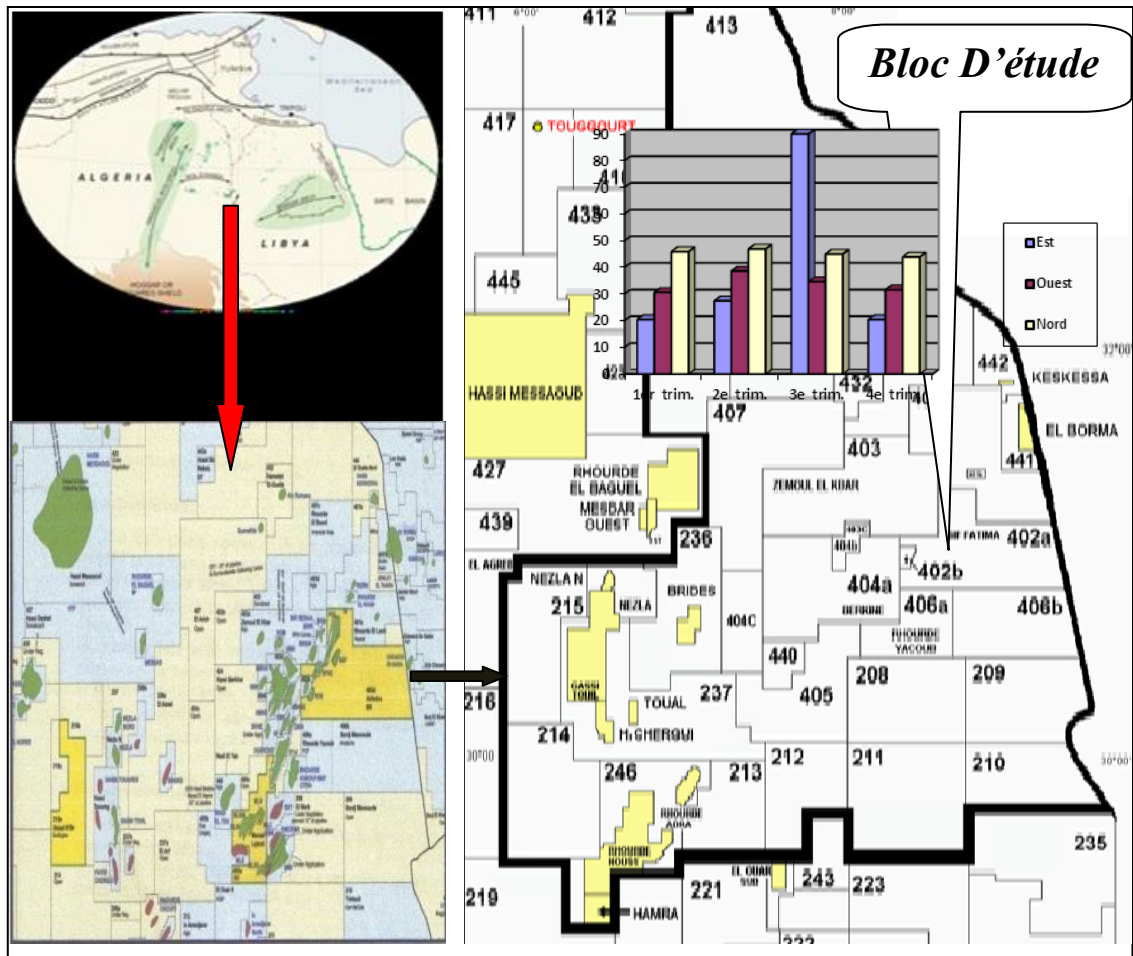
2.1. Situation géographique de la Zone SIF FATIMA:

Le secteur de SIF FATIMA (bloc 402) est situé dans la partie Nord-est du bassin de BERKINE, à environ 100Km au sud-ouest du gisement d'El Borma. Ce bloc (402) couvre une superficie de 103Km² (Fig. 7). Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes 31°-32° Nord et longitudes 8°-9° Est. (Sonatrach/Exploration, 2005 Sonatrach/Production, 2013).

2.2. Synthèse géologique et géodynamique de la Zone SIF FATIMA:

La région de SIF-FATIMA est située dans le bassin de BERKINE limitée:

- Au Nord, par Bire Rabaa Nord.
- Au Sud, par Rhoude Debdaba.
- A l'ouest, par Bir Berkine.
- A l'Est, par Bir SIF Fatima.



Figure(7): Carte de situation de Bloc d'étude (SIF FATIMA) du bassin de Berkine. (Sonatrach, 2007).

2.3. Le potentiel pétrolier de la zone d'étude:

2.3.1. Roche mère:

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

2.3.2. Roche réservoir:

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

a) **TAGI basal** : composé par:

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

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

b) TAGI moyenne : composé par:

- Grés beige fin à moyen bien classé sub-anguleux à sub arrondi, parfois verdâtre très friable, fin siliceux à silico-argileux.

- Grés blanc à beige, sub-anguleux à sub-arrondi friable, micacé, siliceux et pyriteux avec fines passées d'argile verte.

c) TAGI supérieur:

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

2.3.3. Roche couverture : est assurée par:

- Le Trias carbonaté.

- Les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur.

CHAPITRE

N° 03

TECHNIQUE

D'ÉVALUATION

III. Technique D'évaluation:

1. Les Diagraphies :

1.1.Introduction Sur Les Diagraphies:

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

1.2. Définition De La Diagraphie :

On appelle diagraphie, tout enregistrement de paramètre physique des roches traversées par un forage en fonction de la profondeur.

Ces mesures sont faites en analogique et numérique (sur papier, CD et bande magnétique)

1.3. Classification Des Diagraphies :

a. Suivant la nature :

- Electrique
- Acoustique
- Radiative

b. Suivant le phénomène enregistré :

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

1.4. Aperçu Général Sur Les Principaux Outils Utilisés En Diagraphie :

a. La courbe de PS :

La courbe de Potentiel Spontané (PS) est l'enregistrement de la différence de potentiel entre une électrode dans le trou de forage et la surface. La différence de concentration des solutions de boue et de l'eau de formation crée un potentiel dit polarisation spontanée (PS). L'unité de mesure de la PS est le millivolt (mv). En face d'une Argile, la PS a la forme d'une ligne à peu près droite qu'on l'appelle ligne de base des Argiles. En face d'une formation perméable la courbe de PS s'éloigne de la ligne de base des Argiles. Devant des couches (poreuses et perméables) assez épaisses, la PS prend la forme d'une ligne à peu près constante c'est la ligne de base des sables.

La position de cette ligne pourra être à gauche ou à droite suivant la différence relative de salinité de l'eau de formation et de filtrat de boue. Si la différence de salinité entre ces deux solutions est très faible, les variations de la PS seront nulles ou très petites et la couche manquera totalement le caractère.

a.1. Les principaux applications de la PS :

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

b. Gamma Ray (GR):

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

b.1. Applications de la diagraphie GR :

- Délimitation des couches réservoir.
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Evaluation du volume d'argile (Vsh)
- Corrélation de puits à puits.

b.2. Calcul du volume d'argile :

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

C. Porosité:

C.1. Le sonique :

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

C.1.1. Facteurs influençant la mesure:

- diamètre du trou
- Compaction
- Fractures et cavités

C.1.2. loi de la porosité sonique :

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

Avec :

Φ : porosité sonique

ΔT_{lu} : lecture sur la courbe ΔT du log sonique.

ΔT_{mat} : Lecture sur la matrice qui peut être des grés 5.16- 56 $\mu s/ft$ ou 42 pour dolomie et 47 pour les calcaires.

ΔT_f : temps de parcours de l'onde sonore dans les fluides de boue, qui sont de 189 $\mu s/ft$ pour les boues à eau douce et à huile et de 185 $\mu s/ft$ pour les boues à eau salée.

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

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

Avec :

Φ_{SC} : porosité sonique corrigée

ΦS : porosité sonique

V_{sh} : volume d'argile

Φ_{sh} : porosité sonique d'argile

C.2. Outil de mesure de densité:

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

Les principaux facteurs affectant les mesures de densité sont:

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

C.2.1. loi de porosité densité :

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

Avec :

Φ_d : porosité densité

d_{mat} : densité de la matrice (ex : dans les grés $d = 2.65$)

d_{lu} : densité lue sur le log de densité

d_f : densité de fluide de boue.

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

$$\Phi_{dC} = \Phi_d - (V_{sh} \times \Phi_{dsh})$$

Avec:

ΦdC : porosité densité corrigée

Φd : porosité densité

V_{sh} : volume d'argile

Φd_{sh} : porosité densité d'argile

C.3. Outils de porosité (Neutron):

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

C.3.1. La loi de la porosité neutron :

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

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

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

Avec :

Φ_{NC} : la porosité neutron corrigée.

Φ_N : la porosité neutron.

Φ_{Nsh} : la porosité neutron d'argile

V_{sh} : le volume d'argile

D. la résistivité :

D.1. Résistivité de la zone vierge :

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

a. Les latérologs :

Dans cet outil un courant électrique est forcé latéralement dans la formation par deux autres courants au dessus et dessous du premier qui le focalisent et lui imposent la forme d'un disque plat. Un courant de mesure permet de calculer la résistivité de la couche.

Pour obtenir des valeurs de résistivité plus précises il faut faire les corrections avec des abaques suivantes sur les lectures :

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

b. L'induction:

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

D.1.1. Application de R_t :

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

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

La connaissance de R_{xo} est très utile pour corriger les mesures de R_t . Il existe toute une famille pour effectuer une mesure de R_{xo} à quelques pouces de la paroi du trou. La mesure de R_{xo} peut se faire avec des outils dits : microlaterolog ou avec des outils modernes d'induction dit AIT (Array induction tool)

D.3. loi de saturation :

$$S_w^2 = R_o / R_t$$

Avec :

S_w : degré de saturation

R_t : la résistivité de la zone vierge non envahie par la boue.

R_o : la résistivité de la roche

$$R_o = F \times R_w$$

F : c'est un facteur lié à la formation

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

a : constant lié à la lithologie (ex : grès $a = 0.62$ et 1 pour les calcaires)

n : constant lié à la cimentation, il est supposé de l'ordre de 2

Donc :

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

Alors la formule de saturation devient :

Pour les grés :

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

Pour les calcaire :

$$S_w^2 = (1 \times R_w) / \Phi^2 \times R_t$$

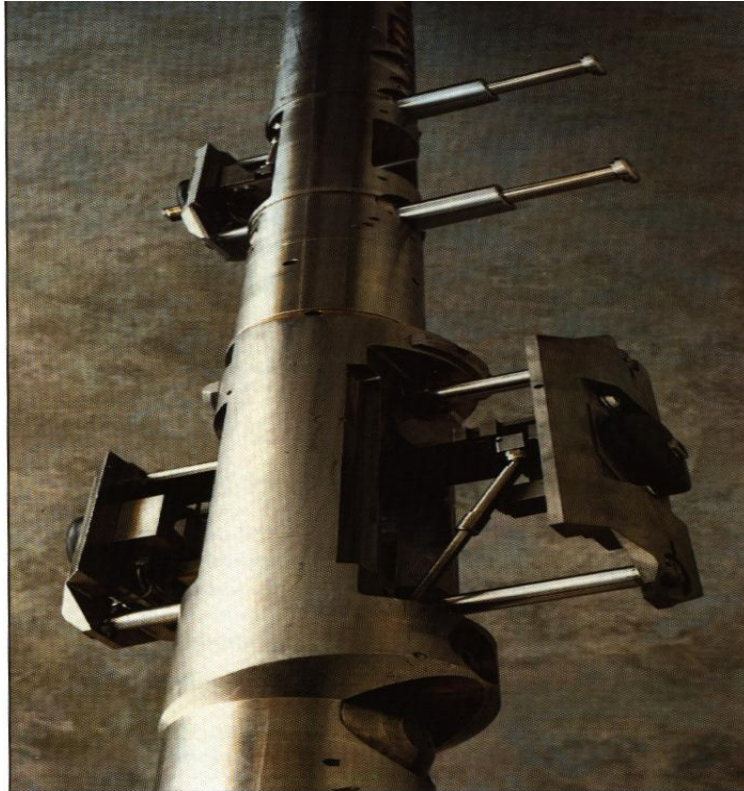
E. Outil de mesure de pression et prélèvement d'échantillons de fluide :

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

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

Tous les outils cités ci-dessus possèdent des modules dans leur fonctionnement à savoir ; module de pomp out qui nous permet de dégager le fluide dans le trou de forage jusqu' à avoir un fluide propre. Ce dernier peut être reconnu par le module fluide analysé et aussi par le système de mesure de résistivité. Le module de mesure de pretest qui nous permet d'avoir la pression de couche et d'hydrostatique ainsi que module d'échantillonnage (chambres d'échantillonnage).

La mesure et l'échantillonnage de fluide est faite après exploitation des diagraphies dites d'évaluation. La mesure de pression se fait en descendant, contrairement aux autres diagraphies. Les meures de pressions de formation nous permettent de d'avoir la pression de la formation, une idée sur sa perméabilité par la détermination de la mobilité tirée de la mesure de pression, d'avoir aussi les contacts entre fluides qui pourraient être : gaz/huile, gaz /eau huile /eau.



Figure(8):outil RCI

2. Introduction sur le DST (Drille Steam Tester)

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

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

2.1. Principe de l'opération de Test :

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

2.2. Les éléments principaux d'un DST (Drill Steam Tester) :

- Equipement de fond

Un packer, sorte de manchon en caoutchouc qui, appliqué contre les parois du trou, sépare la zone à tester du reste de puits

Un tester, comprenant :

- 1** - une tige perforée (ou crépiné) pour permettre aux fluides et au gaz renfermés dans la formation d'y pénétrer, puis de remonter vers la surface par les tiges de DST
- 2** -un ensemble de vannes permettant d'ouvrir et de fermer le tester et d'inverser la circulation
- 3** -des enregistreurs pour enregistrer les pressions de formation.

- **Equipement de surface:**

- 1- flowhead (tets de production)
- 2- Coflex (chiksanes)
- 3- Choke manifold (vannes de surface)
- 4 séparateurs : pour séparer l'huile de gaz, eau
- 5-ligne de torche
- 6-Bac de jaugeage (pour stoker l'huile)

2.3. Les objectifs du DST :

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

CHAPITER

N° 04

ETUDE

DE CAS

IV. Etude de cas :

Interprétation diagraphique et évaluation par tests:

L'évaluation du réservoir est basée essentiellement sur les résultats d'interprétation des diagraphies et du test effectué à travers les puits de la région.

Puits 1 :

1) Interprétation des diagraphies :

Le TAGI considéré comme objectif principal à puits 1 a été traversé sur une épaisseur de 96.5m, l'analyse des diagraphies a donné une porosité carotte moyenne de 18%, une perméabilité moyenne de 600md, ces caractéristiques montrant ainsi les qualités d'un bon réservoir.

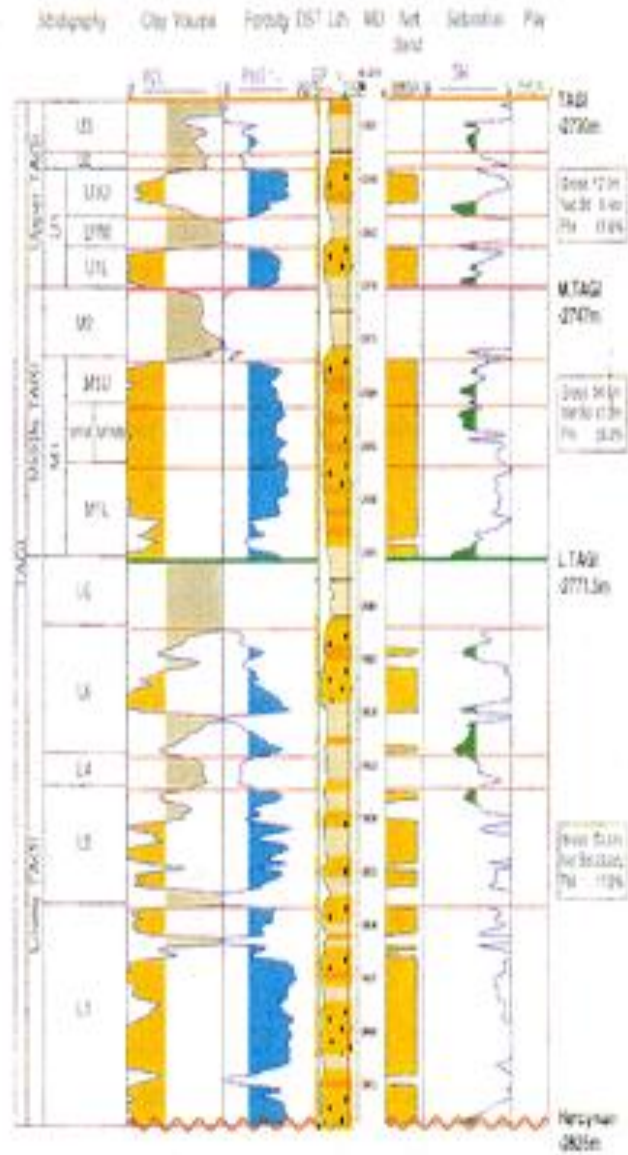
L'interprétation des diagraphies a montré que les saturations en eau (S_w) varient entre 90% à 100% ce qui indique un réservoir aquifère.

Les indices d'huile sur carotte sont probablement que résiduels comme l'indiquaient les analyses géochimiques.

2) Résultats pétroliers :

Le puits 1 a révélé de l'eau salée par un débit de $13\text{m}^3/\text{h}$ avec une salinité de 270 g/l.

1



Figure(9): log du puits 1.
(Sonatrach, 2007).

Puits 2:

1) Interprétation des diagraphies :

L'analyse des résultats de diagraphie montre que :

Upper-Middel TAGI : (2968m-2995m) caractérisé par une porosité log variable de 11%-20% et à hydrocarbure dont la partie sommitale (2968m-2974m) avec des saturations en eau (S_w) varie entre (5% -10%), puis le réservoir devient aquifère à partir de la cote (2974m) ou les saturations en eau varient entre (61% à 100%).

Lower TAGI : (3017m-3040m) caractérisé par une porosité log varie de 9%-20% et à hydrocarbures dont l'intervalle (3017m-3018m) ou les saturations en eau diminue et le reste est aquifère.

2) Le résultat de RCI :

Les points de mesures de pressions obtenus au droit du membre supérieur du TAGI montrent des gradients de pressions correspondant à des densités de 0.72g/cc qui est relative aux hydrocarbures et 1.28g/cc relative à l'eau, confirmant ainsi les résultats de l'interprétation des diagraphies.

De même pour membre inférieur, les gradients de pressions obtenus correspondant à des densités 0.72g/cc relative aux hydrocarbures et 1.27g/cc relative à l'eau.

Par ailleurs les résultats obtenus par le RCI ont mis en évidence l'existence de deux contacts Huile/Eau dont le premier a la cote 2974m et le deuxième à partir de 3020m .

3) Résultats pétroliers :

Suite aux résultats d'interprétation des Diagraphies, le puits 2 a fait l'objet d'un test pour évaluer le potentiel de production du réservoir (TAGI) le résultat est le suivant:

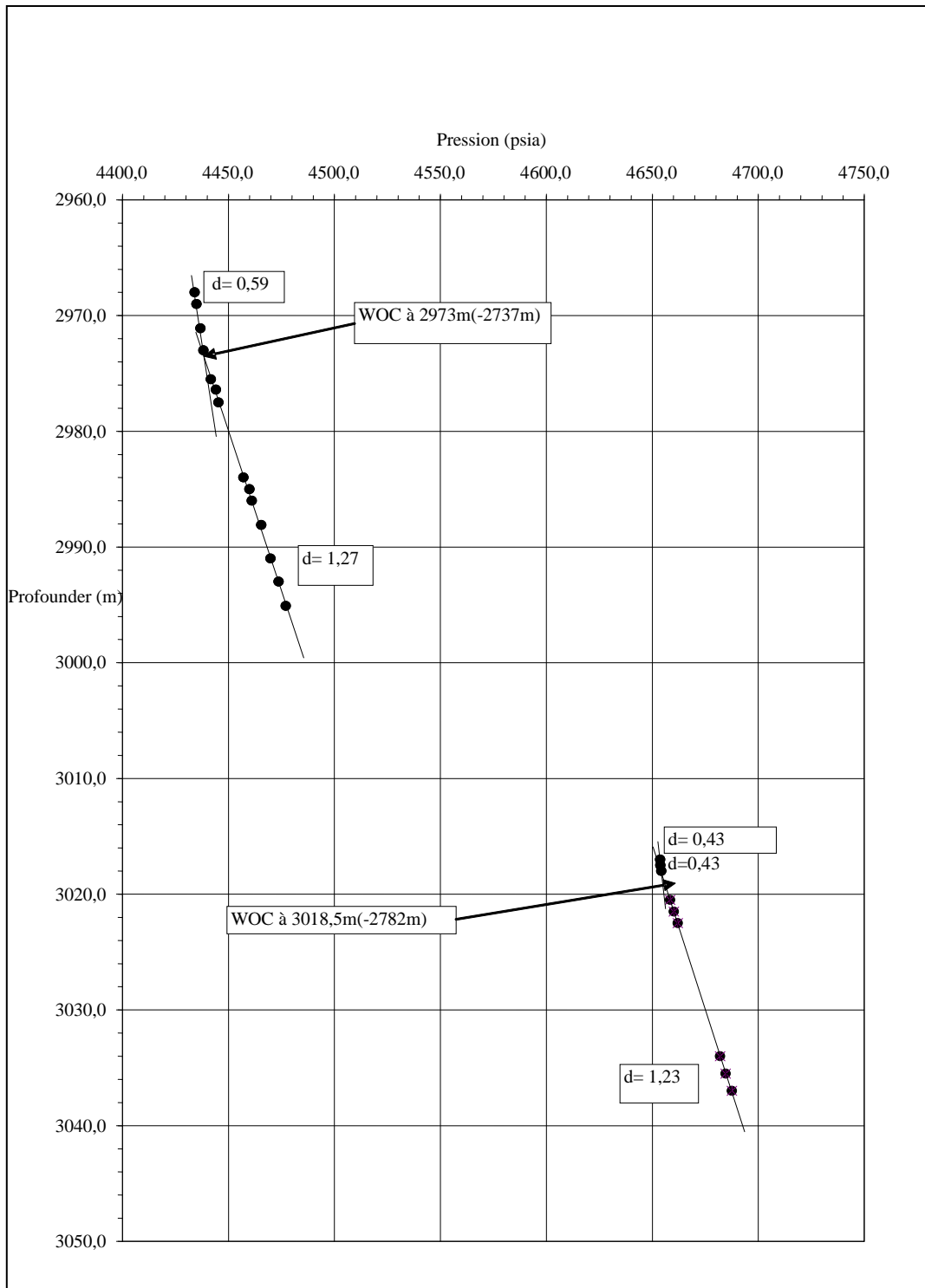
***(Upper/Middle) TAGI :**

DST -1	INTERVALLE TESTE 2967-2970m
Duse (in)	32/64
Debit gaz (m ³ /h)	3857
Debit huile (m ³ /h)	16.73
GOR (m ³ /m ³)	231

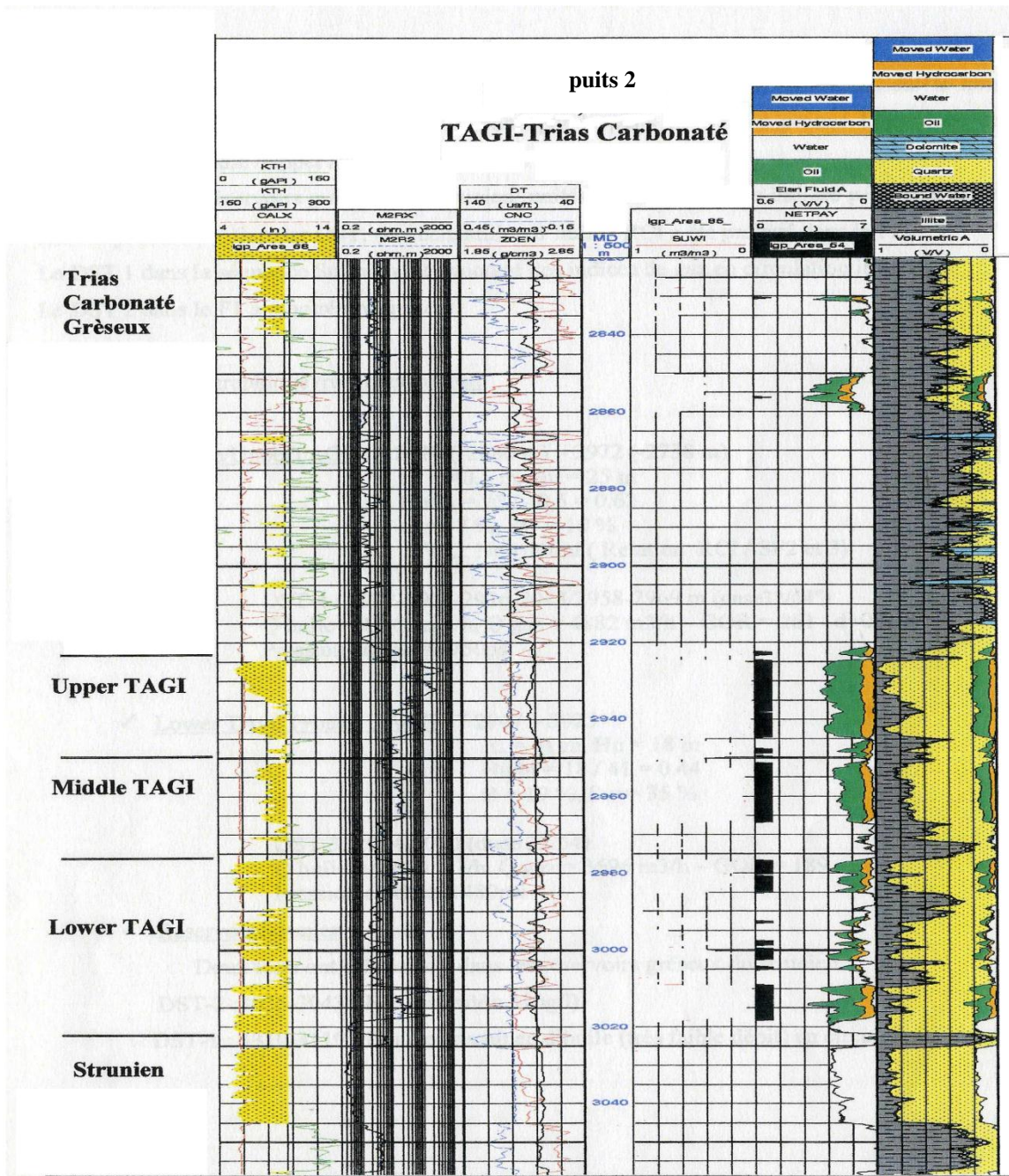
Tableau(1): Résultats de test DST (Upper/Middle) TAGI du puits 2 .

***Lower TAGI :**

Le Lower TAGI n'a pas été évalué par test, compte tenu de l'interprétation des diagraphies qui montre que ce niveau est à eau .



**Figure(10): gradient de pression de formation (TAGI/puits 2).
(Sonatrach, 2007).**



Figure(11): Résultats pétrolier du puits 2 .

Puits 3

1) Interprétation des diagraphies

L'interprétation des diagraphies montre que :

Le TAGI est à hydrocarbures ou les saturations en eau varient entre 3% à 40 % avec une porosité log moyenne de l'ordre de 18%

2) Les résultats de RCI :

L'interprétation du RCI effectué au droit du TAGI fait ressortir les densités suivantes :

De 2960m à 296 m d=0.67g/cc relatives aux hydrocarbures

De 2974m à 3018m d=0.70g/cc relatives aux hydrocarbures

De 3020m à 3044m d=1.2g/cc relatives à l'eau

Donc le plan huile/eau se situerait à la profondeur 3019m correspondant à une cote absolue (- 2792.9m).

3) Résultats pétroliers :

Suite aux résultats d'interprétation des diagraphies, deux tests d'évaluation ont été effectués, le premier au droit d'Upper et Middle TAGI et le second au droit du Lower TAGI, ils ont mis une accumulation d'hydrocarbures dont les principaux résultats sont les suivants :

***(Lower) TAGI :**

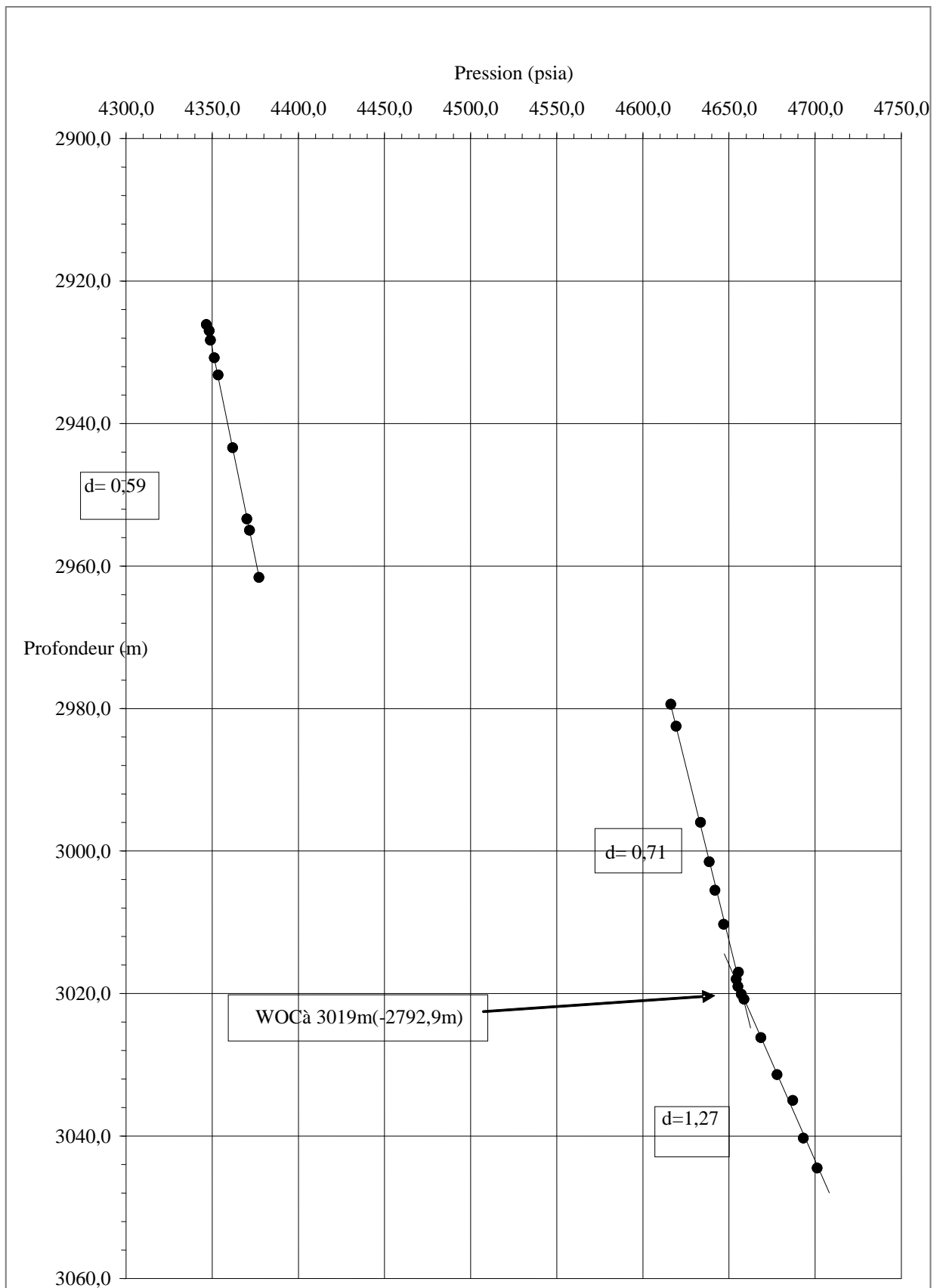
DST -1	INTERVALLE TESTE 2977-2985m / 2989-3005.5m / 3009-3011m
Duse (in)	32/64
Debit gaz (m ³ /h)	2989
Debit huile (m ³ /h)	20.17
GOR (m ³ /m ³)	148

Tableau(2): Résultats de test DST (Lower) TAGI du puits 3 .

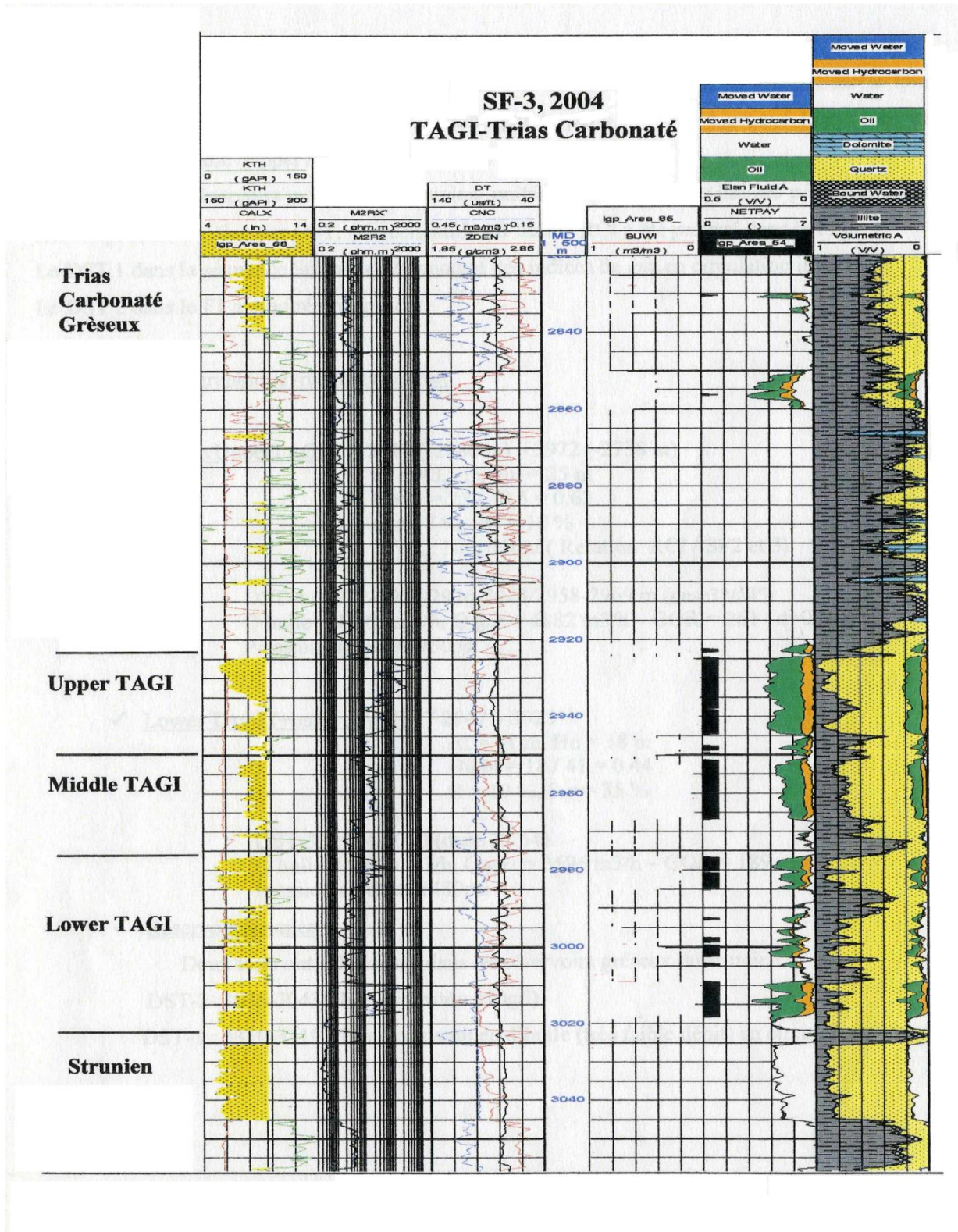
***(Upper / Middel) TAGI:**

DST -2	INTERVALLE TESTE 2925-2936m / 2939-2945m / 2951-2965m
Duse (in)	32/64
Debit gaz (m ³ /h)	4221
Debit huile (m ³ /h)	16.66
GOR (m ³ /m ³)	253

Tableau(3): Résultats de test DST (Upper /Middle) TAGI du puits 3.



Figure(12): gradient de pression de formation (TAGI/puits 3).



Figure(13): Résultats pétrolier du puits 3.

Puits 4:

1) Interprétation des diagraphies :

L'analyse des diagraphies montre que :

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

2) L'interprétation de RCI:

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

3) Résultats pétroliers :

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

***(Lower) TAGI :**

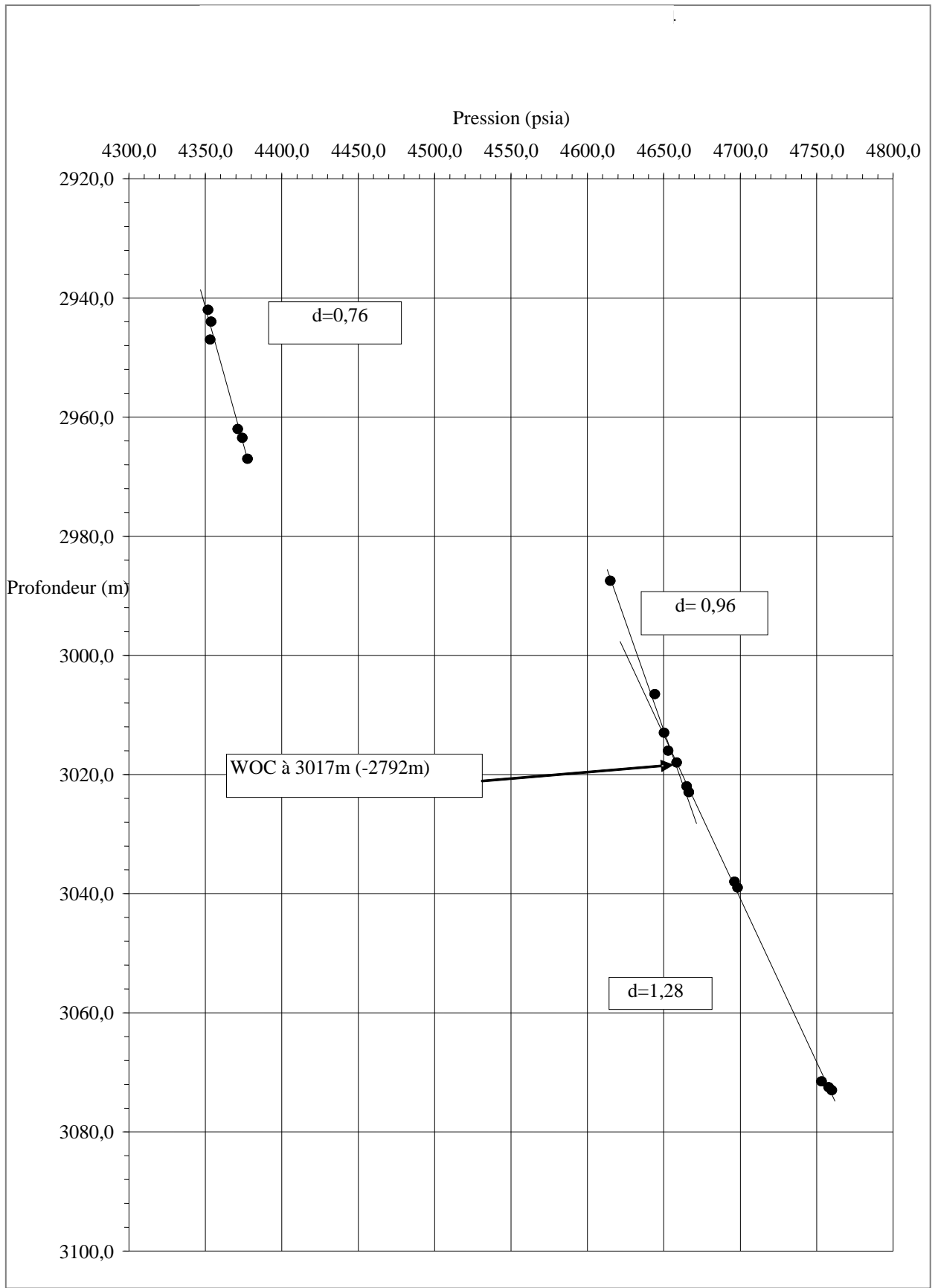
DST -3	INTERVALLE TESTE 2932-2934m / 2936-2948m / 2958-2969m
Duse (in)	32/64
Debit gaz (m ³ /h)	3696
Debit huile (m ³ /h)	19.6
GOR (m ³ /m ³)	189

Tableau(4): Résultats de test DST (Lower) TAGI du puits 4 .

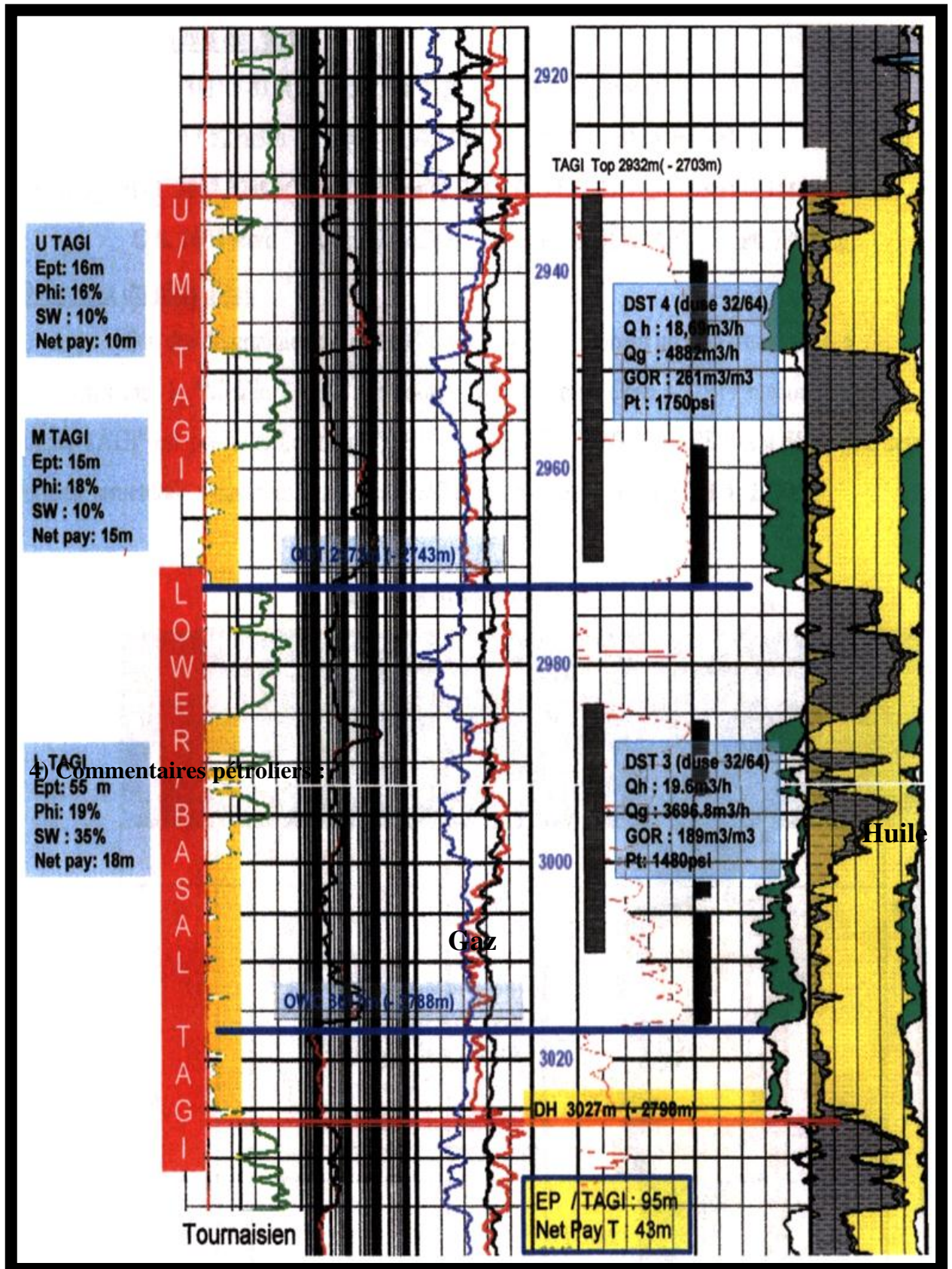
***(Upper / Middle)**

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

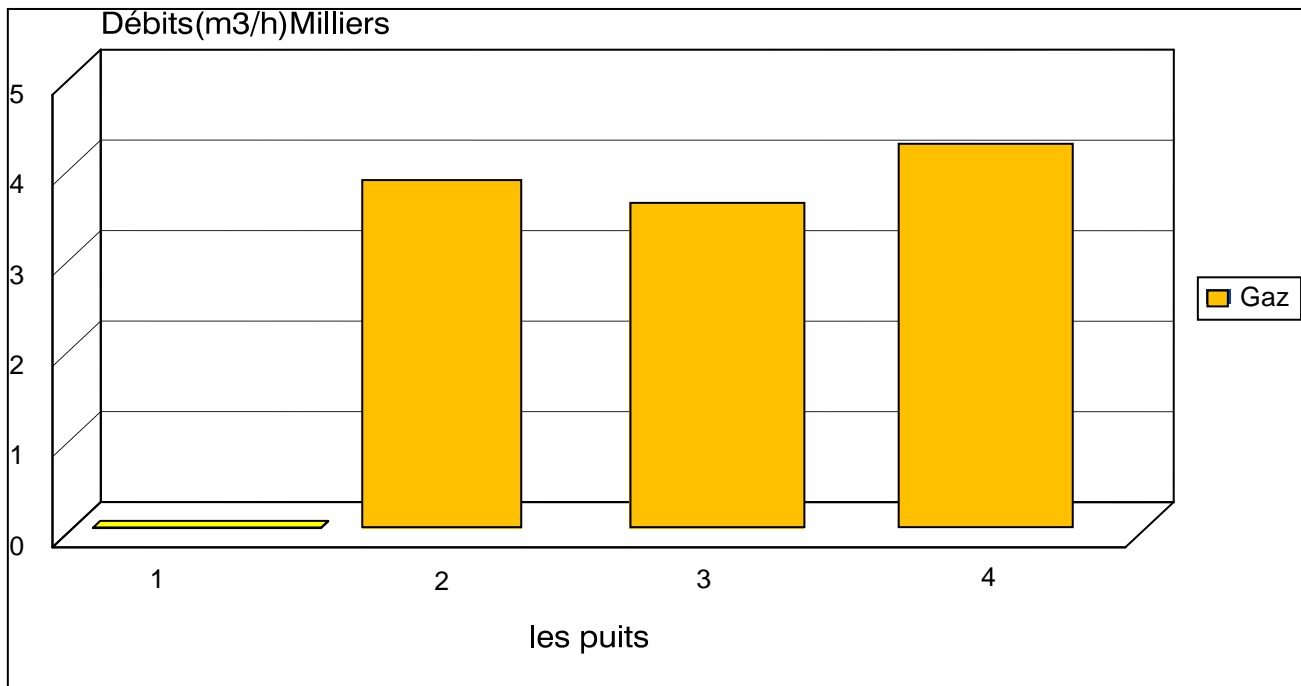
Tableau(5): Résultats de test DST (Upper/Middle) TAGI du puits 4 .



Figure(14): gradient de pression de formation (TAGI/puits 4) .



Figure(14): Résultats pétrolier du puits 4.



Figure(15): Les Histogrammes des résultats pétroliers.

Conclusion Générale et recommandations

D'après les histogrammes des résultats pétrolier des puits du permis SIF-FATIMA on a constaté que tous les puits sont productifs et avec des débits qui ont une valeur économique, ces résultats viennent confirmer les bonnes caractéristiques du réservoir (TAGI) qui à donné des porosités carottes moyennes variant de 16.86% - 20.28% et des porosités log moyennes varient de 10%-18% avec un Vsh de l'ordre de 20%. à exception le puits 1 qui n'a pas révélé d'Hydrocarbures malgré les bonnes caractéristiques du réservoir au niveau du puits.

LISTE DES FIGURES

Figure	Titre	Page
Fig. (1)	Situation géographique du bassin de berkine	4
Fig. (2)	Carte de situation du bassin de Berkine	5
Fig. (3)	Colonne stratigraphique du bassin de berkine	9
Fig. (4)	Coupe géologique régionale du Bassin de Berkine	10
Fig. (5)	Les éléments tectoniques du bassin de Berkine	12
Fig. (6)	système pétrolières du bassin de berkin	16
Fig. (7)	Carte de situation de Bloc d'étude (SIF FATIMA)	18
Fig. (8)	outil RCI	27
Fig. (9)	résultats pétrolier du puits 1)	31
Fig. (10)	Diagramme de pression du test N°=02(TAGI/puits 3)	34
Fig. (11)	Résultats pétrolier du puits 2	35
Fig. (12)	gradient de pression de formation (TAGI/puits 3)	38
Fig. (13)	Résultats pétrolier du puits 3	39
Fig. (14)	gradient de pression de formation (TAGI/puits 4)	42
Fig. (15)	Résultats pétrolier du puits 4	43
Fig. (16)	Les Histogrammes des résultats pétroliers	44

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titre	Page
Tableau. 1	Résultats de test DST (Upper/Middle) TAGI du puits 2	34
Tableau. 2	Résultats de test DST (Lower) TAGI du puits 3	37
Tableau. 3	Résultats de test DST (Upper/Middle) TAGI du puits 3	38
Tableau. 4	Résultats de test DST (Lower) TAGI du puits 4	41
Tableau. 5	Résultats de test DST (Upper/Middle) TAGI du puits 4	42

Bibliographie

- AIDER H. (2006)** : Rapport final d'interprétation diagraphique des puits 1,2,3,4, (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).
- BEICIP – SONATRACH, (1991)** : Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).
- BOUDJEMA A. (1987)** : Evolution structurale du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord oriental (Algérie).
- DJIDJELI M. (1995)** : Analyse séquentielle et milieu de dépôt du Trias argilo-gréseux Inférieur dans la partie Sud du Bassin de Ghadamès et essai de reconstitution de la paléogéographique (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).
- DJIDJELI M. HELLAL C. (1996)**: synthèse géologique sur le modèle de dépôt du Trias argilo-gréseux dans le Bassin de Ghadamès (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).
- IFP-SONATRACH . (1998)** : Regional synthesis of Triassic reservoir in Algeria (rapport interne-non publié).
- MOUAICI R. BETTIOUI H. et HELLAL C. (2004)** : Rapport d'implantation du puits 1,2,3,4 (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).
- SERRA O. (1979)** : Diagraphie différées (Tome I) « Interprétation des données diagraphiques ».Edition. SNEAP ELF PAU-France.
- SERRA O. (1985)** : Diagraphie différées (Tome II) « acquisition des données diagraphiques ». Edition. SNEAP ELF PAU-France.
- WEC (Well évolution conférence) 2007** Document SONATRACH/SCHLUMBERGER, ALGER.
- WEC- Zeroug, S., Bounoua, N., Lounissi, R. (2007)**: La geologie pétrolier de l'Algerie, Well Evaluation Conference Algeria (WEC) .
- Soussi, S. (2003)**: Description géologique des champs pétroliers. Direction Régionale de Forage - Hassi Messaoud.
- Souadnia, S (2009)**: Caractérisation géologique et simulation du réservoir d'hydrocarbure TAGI-HBNS - gisement Hassi Berkine Sud - à l'aide de méthodes géostatistiques, Mémoire de fin D'étude, UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR-ANNABA
- Sonatrach. (2013)**: centre de recherche et de développement (CRD).
- SERRA, O. (1985)**: -Diagraphies Différés base de l'interprétation, Mémoire7 Tome2. Etudes et productions Schlumberger, Montrouge.
- Schlumberger. (2006)**: Rapport interne.
- McKenna, S., Hedley, R. (2002)**: The structural evolution of the Berkine-Ghadames Basin, Rapport interne – Anadarko petroleum corporation (Groupement Berkine Anadarko).
- Norman, J., Hyne Ph, D. (1985)**: Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production .
- LAGABRIELLE, R. (1997)**: Diagraphies et géophysique de forage.

Sommaire

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

Chapitre I : Généralité

I- Situation géographique et géologique du bassin de Berkine	3
I-1-Situation géographique	3
I-2-Situation géologique	4

Chapitre II : Géologie de la région

II.Géologie régionale et locale	6
---------------------------------------	---

1. Géologie régionale	6
1.1. Aspet Stratigraphie du bassin de Berkine	6
1.2. Aspet structural.....	11
1.3. Systeme pitroliere	13
1.3.1. Roche Mère	13
1.3.2. Roche Reservoir	13
1.3.3. Roche couverture	15
2.1. Situation géographique de la Zone SIF FATIMA.....	17
2. Géologie locale de la région SIF	
2.2. Synthèse géologique et géodynamique de la Zone SIF FATIMA.....	17
2.3. Le potentiel pétrolier de la zone d'étude.....	19
2.3.1. Roche Mère	19
2.3.2. Roche Reservoir	19
2.3.3. Roche couverture	19

Chapitre III: Technique d'évaluation

III.Technique D'évaluation	21
---------------------------------	----

1. les diagraphies	21
1.2. Définition de la diagraphie	21
1.3. Classification des diagraphies.....	21
1.1. Introduction sur les diagraphies.....	21
1.4. Aperçu général sur les principaux outils utilisés en diagraphie.....	21
a. La courbe de PS.....	21
b. Gamma Ray (GR)	21
C. Porosité.....	22
D. la résistivité.....	25
E. Outil de mesure de pression et prélèvement d'échantillons de fluide.....	26
2. Introduction sur le DST (Drille Steam Tester).....	28
2.1. Principe de l'opération de Test.....	28
2.2. Les éléments principaux d'un DST (Drill Steam Tester).....	28
2.3. Les objectifs du DST.....	28

Chapitre IV: Etude de cas

Interprétation diagraphique et évaluation par tests.....	30
Puits 1.....	30
Puits 2.....	32
Puits 3.....	36
Puits 4.....	40
Conclusion générale et recommandations.....	45

REMERCIEMENTS

Nous remercions en premier lieu, notre Créateur ALLAH qui nous a donné la puissance, la patience, la volonté et l'énergie pour achever ce travail.

Nous tenons à remercier notre encadreur de mémoire, Mr. KADRI Mohamed Mehdi, pour nous avoir fait l'honneur de nous proposer et de nous encadrer ce sujet. Nous tenons à le remercier aussi pour la pertinence de ses remarques et sa patience pendant l'élaboration de ce travail, Il a su nous encourager lorsque nous doutions et il nous a permis de travailler dans une ambiance scientifique exceptionnelle et nous tenons à lui témoigner notre gratitude et notre reconnaissance.

Un grand merci aux membres du jury qui ont accepté d'examiner ce travail : **Mr. ZANKHRI ABDE REZAQ** qui nous a fait l'honneur de présider le jury de soutenance. **Mr. ZATOUT MERZOUG** d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Nous remercions vivement Mr.GRAICHE pour son aide depuis le commencement de la mémoire, son soutien et les orientations enrichissantes surtout dans la partie diagraphique et de prédiction.

Nous tenons à remercier M^{lle} GHANEM pour les efforts considérables durant la phase de déroulement du mémoire. Et aussi, nous adressons nos remerciements à Mr. Ben HAMMED pour son intérêt et aussi pour les documentations.

Nous voudrions remercier, à travers ce mémoire, tous les ingénieurs de compagnie Sonatrach (division production, mudlogging et CRD) pour l'aide et l'hospitalité durant la période de stage, qu'ils soient rassurés de notre grande reconnaissance. Particulièrement, chefs Surveillance dans le département géologie de division production Mr. ZEKKOUR O, Mr. BENNACER D et l'ingénieur Mr. HAMROUNE A. pour l'aide, les conseils, les remarques et les discussions scientifiques très riches, nous tenons à lui exprimer nos profondes grâces. continuation poursuite

Nous ne pourrions terminer sans remercier nos parents et nos familles qui nous ont soutenu et encouragé pour terminer ce travail

RÉSUMÉ

Interprétation diagrapique et évaluation par tests analysis: Cas du réservoir TAGI -SIF Fatima bassin de Berkine (Algérie oriental).

Le réservoir du Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) du Bloc 402b situé au SIF Fatima – Bassin de Berkine, objet de la présente étude, étudier et analyser la distribution des paramètres qui contrôlent la qualité du réservoir, et en fin l'évaluation quantitative des réserves des meilleures niveaux producteurs mis en évidence et un calcul de réserves pour les puits en particulier la diagrapie et le DST (Drille Steam Tester).

Les résultats obtenus ont été visualisé en logs et Résultats de test DST . Une comparaison quantitative et qualitative a été effectuée et basée essentiellement sur les résultats d'interprétation des diagrapies, du test effectué à travers les puits de la région (**SIF Fatima**) et le contacte Water, Huile, Gaz. évaluer le potentiel de production du réservoir (TAGI). Ces résultats obtenus permettront la modélisation géologique du réservoir et d'exploiter d'avantage les données disponibles.

Mots clés: Sif Fatima, TAGI, diagrapie,

ABSTRACT

The logging interpretation and evaluation analysis tests: réservoir TAGI-SIF Fatima Berkine basin (eastern Algeria).

Triassic reservoir sandstones Inferieur Clay (TAGI) Block 402b located SIF Fatima - Berkin Basin, purpose of this study, study and analyze the distribution of parameters that control reservoir quality , and end the quantitative assessment of reserves of the best producers levels highlighted and a calculation of reserves for particular well logging and DST .

The results were displayed in logs and DST test results. A quantitative and qualitative comparison was made and based primarily on the results of log interpretation, test performed through wells in the area (**SIF Fatima**) and contact Water, Oil, Gas.

Evaluate the production potential of the reservoir (TAGI). These results allow the geological reservoir modeling and exploit benefit data available.

Keywords: Sif Fatima, TAGI, Facies, logging,

ملخص

ترجمة التسجيل و تحليل وتقييم الاختبارات: في حالة خزان - (TAGI) سيف فاطمة حوض بركين (شرق الجزائر) . الهدف من الدراسة دراسة وتحليل توزيع المعايير التي تتحكم في نوعية الخزان وإنهاء التقييم الكمي للاحتياطي من أفضل مستويات المنتجين وأبرزها و حساب الخزانات للآبار خاصة التسجيل و DST. تم عرض النتائج في سجلات ونتائج الاختبار DST. وأجريت مقارنة كمية ونوعية وتستند أساسا على نتائج تفسير التسجيل. و التجارب تتم من خلال الآبار في المنطقة (سيف فاطمة) والاتصال بين الماء والنفط والغاز. تقييم إمكانية إنتاج الخزان (TAGI). هذه النتائج تسمح وضع النماذج الجيولوجية للخزان واستغلال ميزة للبيانات المتاحة. **الكلمات المفتاحية:** سيف فاطمة , (TAGI), البيانات المسجلة.