République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Kasdi Merbah – Ouargla
Institut de Technologie
Département génie appliqué

جامعة قاصدي مرباح ورقلة
معهد التكنولوجيا
قسم الهندسة التطبيقية

Mémoire de fin d'études

PRESENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION

DU DIPLOME DE : LICENCE PROFESSIONNELLE

Filière : optique et mécanique de précision

Option : mesure, métrologie et qualité

THÈME :

Mesures et étalonnage des outils de diagraphie

Préparé par : NAIMI RIHAB – HOUARI CHOUROK

Soutenu le : 15 / 06/ 2022

Devant le jury :

Président : Boulaadjoul Younes

Rapporteur : Kadri Mehdi Mohamed

Examinateur : Nigrou Belkhir

Année Universitaire 2021-2022

Remerciements

A Mon Enseignant *Mr BELKSIER MOHAMMED*

J´ai eu l'honneur d'être parmi vos élèves et de bénéficier de votre riche enseignement. Vos qualités pédagogiques et humaines sont pour moi un modèle.Votre gentillesse, et votre disponibilité permanente ont toujours suscité mon admiration.

Veuillez bien monsieur recevoir mes remerciement pour le grand honneur que vousm´ avez fait d'accepter l'encadrement de ce travail.

A Mon Encadreur *Mr KADRI MOHAMMED MEHDI*

Votre compétence, votre encadrement ont toujours suscité mon profond respect.

Je vous remercie pour votre accueille et vos conseils. Veuillez trouvez ici, l'expression de mes gratitudes et de ma grande estime.

Aux membres du jury

NIGROU BELKHIR, MAHBOUB ABDELBASSET

Messieurs les jurys, vous nous faites un grand honneuren acceptant de juger ce travail.

Je tiens à remercier chaleureusement, tous mes proches et tous ceux qui, de prés ou deloin, m'ont apporté leurs sollicitudes pour accomplir ce travail.

Dédicace

*Au meilleur des pères **DINE***

*A ma très chère maman **HAFSA***

*Qu'ils trouvent en moi la source de leur fierté*A qui je dois tout

*A ma sœur **IKRAM** et mes frères **ABDERAHIM** et **ABDELHAK***

Qui je leur souhaite un bel avenir radieux plein de réussite
A mes Amis
CHOUROUK, DOUAA, SARA et LUNA

A mes chères tantes et mes cousines
KALTOUM** et **NAWAL

A tous ceux qui me sont chers

Naimi Rihab

Dédicace

*A ma Chère mère **FATIHA***

*A mon Père **KHALED***

Dont le mérite, les sacrifices et les qualités humaines m'ont permis de vivre ce jour.

*A ma sœur **ROUMAISSA** et mes frères **OUSSAMA** et **ADEM***

A tous les gens m'aiment

RIHAB**, **ROUDAINA**, **SARA**, **DOUAA

Houari Chourouk

Sommaire :

Introduction Générale :..... 1

Partie Théorique

Chapitre I : La genes d'hydrocarbures

1)- Formation du pétrole..... 4
2)- Définition..... 4
3)- De la matière organique au pétrole .....
4)- Formation des gisements de pétrole .....
5)- Les différents pièges a pétrole..... 8
6)- Classification du pétrole 9
6-1. Définition d'un gisement 9

Chapitre II: Généralité sur l'appareil de forage

1)- Le forage..... 12
2)- Description de l'appareil de forage 13
3)- Répartition des équipements de l'appareil de forage 13
3-1. Matériau du fond..... 13
3-2. Equipement de surface..... 13
4)- Fonction d'un appareil de forage..... 14
4-1. Fonction rotation..... 14
4-2. Fonction levage..... 14
4-3. Fonction pompage et circulation 15
4-4. Fonction sécurité..... 15

Chapitre III : Les paramètres petro-physique

1)-La porosité 17
1-1. Mesure de la porosité au laboratoire..... 17
2)- La perméabilité 19
2-1. Type de perméabilité 20
2-2.Mesure de la perméabilité au laboratoire 21
3)- La saturation 22

Chapitre IV : Les capteurs de diagraphie

1)- Log PS..... 24
2)- Le Gamma Rey..... 27
3)- Le Neutron..... 32
4)- Le Log de Densité..... 35
5)- Le Sonique..... 38
6)- Log de Résistivité..... 40

Partie Pratique

Etude de cas..... 42

Conclusion générale..... 57
Bibliographies:..... 58

Liste de figure

Figure 1 : Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement

Figure 2 : Les principaux types de pièges à pétrole

Figure 3 : L'appareil de forage

Figure 4 : Pompe volumétrique à mercure

Figure 5 : Balance.

Figure 6 : Origine de la polarisation spontanée

Figure 7 : pourcentage d'argile

Figure 8 : Exemple de gamma ray

Figure 9 : Calcul du pourcentage d'argile

Figure 10 : Porosité mesurée par le neutron dans différents types de formation (échelle calcaire)

Figure 11 : Schéma de principe de la sonde neutron

Figure 12 : Densité mesurée par le log de densité

Figure 13 : Effet de la présence de gaz sur le Neutron (- - -) et le Densité ( )

Figure 14 : Les Histogrammes des résultats pértrophysiques du puits SF-2

Figure 15 : Les Histogrammes des résultats pértrophysiques du puits SF-3

Figure 16 : Les Histogrammes des résultats pértrophysiques du puits SF-4

Figure 17 : les digrammes de porosité-perméabilité du puits SF-2 et SF-3

Figure 18 : le digramme de porosité-perméabilité du puits SF-4

Figure 19 : Gradient de pression de formation

Figure 20 : Résultats pétrolier du puits SF-3

Liste de symboles

Ø : La porosité

Vp : volume des pores

Vt : volume total

Vs : volume solide

Vv : volume des vides

Pf : poids des fluides

Pt : poids total

Ps : poids solide

df : densité du fluide

Q : débit d'écoulement de fluide.

K : perméabilité

A : surface de l'échantillon cylindrique

dP/dx : la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon

µ : viscosité du fluide

C : constante du mercure 60 unités ou plus

Q : débit en CC/sec

L : longueur de l'échantillon en cm

HW : Hauteur d'eau dans le manomètre en unités

Se : saturation en eau

Sh : saturation en huile

Sg : saturation en gaz

Swi : saturation en eau interstitielle

Log PS : logarithme de la polarisation spontanée

Rw : résistivité de l'eau

Rmf : le filtrat de résistivité

Rmfe : résistivité équivalente du filtrat, c'est à dire la résistivité qu'aurait le filtrat s'il n'y avait que du NaCl en solution.

Rwe : résistivité équivalente de l'eau de formation.

K : constante qui tient compte de la température

Vsh : volume d'argile en %

P.S.S. : valeur maximum de la déflexion P.S. dans l'intervalle considéré, valeur qui correspond à la ligne de base des sables.

GRlu : la valeur de radioactivité lit sur log

GRmin : la radioactivité minimale (le cas de sable propre)

GRmax : la radioactivité maximale (le cas d'argile)

ΦS : porosité sonique **ΔTlu** : lecture sur la courbe ΔT du log sonique.

ΔTmat : Lecture sur la matrice qui peut être des grés 5.16- 56 µs/ft ou 42 pour dolomie et 47 pour les calcaires.

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

ΦSC : porosité sonique corrigé **ΦS** : porosité sonique

Vsh : volume d'argile

ΦSsh : porosité sonique d'argile

Φd : porosité densité
dmat : densité de la matrice (ex : dans les grés d =2.65)
dlu : densité lus sur le log de densité
df : densité de fluide de boue

Introduction Générale

Le permis de SIF- FATIMA a fait l'objet de certains travaux avant 1970, dont des études de gravimétrie et de magnétométrie.

Le prospect de SIF- FATIMA situé dans le Bassin de Berkine (bloc 402b), dans le grand Erg oriental a été reconnu par un premier forage SIF FATIMA – 1 (SF1) foré en 1983 par l'association SONATRACH / TOTAL et avait pour objectifs principaux les grés du Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) et du Siégènien, mais les résultats des différents tests n'avaient révélés qu'une petite production d'huile à partir d'une intercalation gréseuse de 3m dans le Trias carbonaté.

Plus tard, le forage de SIF FATIMA – 2 (SF2) a mis en évidence la présence d'hydrocarbures au niveau du Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) sur deux horizons distincts, ce qui a encouragé la SONATRACH à explorer davantage la région avec les sondages de SIF- FATIMA – 3 (SF3) et SIF FATIMA – 4 (SF4) qui se sont révélés très prometteurs.

Lorsque l'on a repéré un réservoir potentiel souterrain par des méthodes de surface, géologiques et géophysiques, il faut en étudier les qualités.

Les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier, sont principalement :

- Son volume.
- Sa porosité.
- Son taux de saturation.
- Sa perméabilité.
- Les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau).

Dans le cadre de cette étude, et afin de toucher à l'ensemble des paramètres qui contrôlent le réservoir (géologie, pétro-physiques, diagraphie, tests de formations), nous allons utiliser :

- ***Les résultats d'analyse pétro-physique nous permettra :***

- D'établir des histogrammes de Porosité et de perméabilité ainsi que leurs diagrammes.

- ***L'interprétation diagraphique permettra :***

- Identification des paramètres pétro-physiques (porosité, perméabilité, saturation).
- Détermination des intervalles à hydrocarbure.
- Détermination du contact Huile / Eau.

Chapitre I

« La genèse des hydrocarbures »

- ***Formation du pétrole :***

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région, et particulièrement de la succession de trois conditions :

- L'accumulation de matière organique, provenant de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.
- Sa maturation en hydrocarbures.
- Son emprisonnement.

La transformation de matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène.

Le pétrole brut contenu dans une roche-mère compacte et imperméable mais il peut être expulsé et migrer vers une roche-réservoir.

Parmi les différents « pièges à pétrole », le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres.

Il existe plusieurs types de pétrole brut. Plus un pétrole est visqueux, plus il est dit « lourd » et est difficile à extraire et à traiter.

- ***Définition :***

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches réservoirs » constituant les gisements pétrolifères « conventionnels » exploités de nos jours.

- ***De la matière organique au pétrole :***

1) L'accumulation de matière organique dans les sédiments :

La matière organique est issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.). Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle « la biomasse ». Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1 %) se dépose au fond de milieux aquatiques.

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée. Elle se mélange ensuite à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des boues de sédimentation. Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres.

2) La formation du kérogène :

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène). Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

3) La maturation du kérogène en pétrole :

Par leurs propres masses et à la suite de leur couverture par de nouveaux dépôts, les couches sédimentaires s'enfoncent naturellement dans la croûte terrestre. Au cours de ce phénomène et au-delà de 1 000 mètres de profondeur sous le plancher océanique, les résidus minéraux des boues de sédimentation se solidifient en une roche relativement imperméable. Appelée « roche-mère », cette formation piège le kérogène.

La roche-mère subit également un enfouissement. Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevées, augmentant d'environ 3°C tous les 100 mètres. À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1 500 à 2 000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique, appelé également « pyrolyse ». Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO2 et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut.

Des hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche-mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes :

Entre 60° et 120°C (entre 2 000 à 3 000 mètres de profondeur), le kérogène produit principalement du pétrole et une faible quantité de gaz ;

À partir de 120°C (soit 3 000 mètres), la production de pétrole à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression ;

Au-delà de 150°C (soit un enfouissement supérieur à 4 000 mètres), il ne se forme plus que du gaz.

4) Le cas des schistes bitumineux :

Lorsque la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie, le kérogène qu'elle contient ne subit pas de pyrolyse. Appelé schiste bitumineux, il s'agit d'un combustible fossile arrêté au stade d'« avant-pétrole » dans le processus de maturation du kérogène.

Par un procédé industriel, les schistes bitumineux peuvent être transformés en pétrole en subissant une pyrolyse (à 500° C pour accélérer la maturation du kérogène).

- ***Formation des gisements de pétrole :***

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

1) Migration primaire :

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

2) <u>Migration secondaire :</u>

De faible densité, le pétrole expulsé (mélangé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère :

En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière ;

Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau).

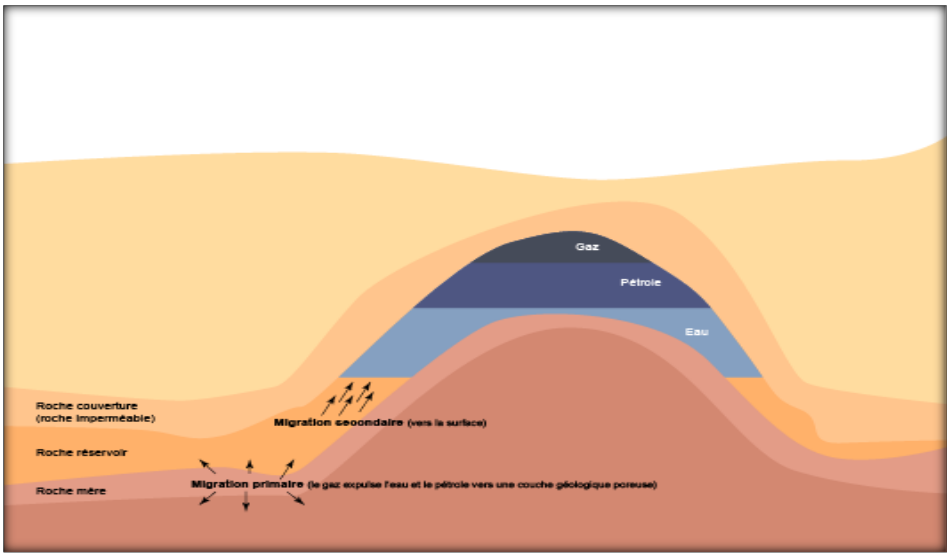


Figure 1 : Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.

Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches réservoirs. En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom d'« huile de schiste » ou de « pétrole de schiste ». Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières comme la fracturation hydraulique (des techniques alternatives sont également à l'étude).

- ***Les différents pièges à pétrole :***

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de « piège à pétrole ». Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques.

1) Pièges structuraux :

Le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.

Lors de la création d'une faille, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

2) Pièges stratigraphiques :

Les dômes de sel (appelés diapirs) sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. En s'élevant, elles traversent des

Couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. En surplombant les roches réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures.

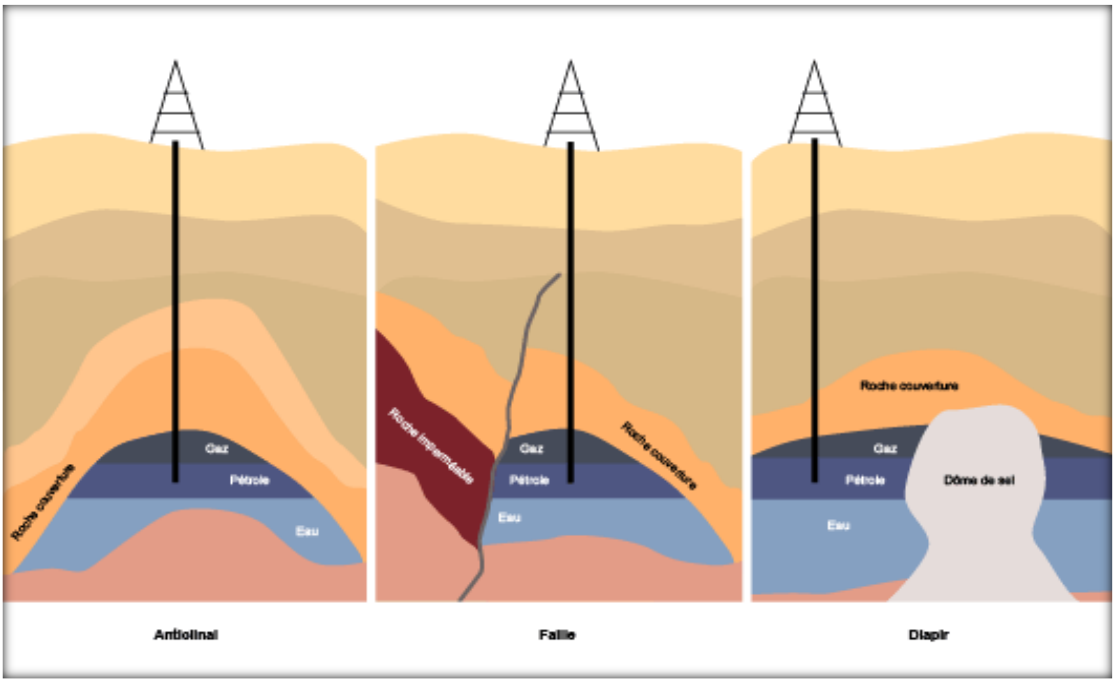


Figure 2 : Les principaux types de pièges à pétrole

Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés. Le pétrole peut être enfoui plus profondément : il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel. Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans cette situation, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège.

- ***Classification du pétrole :***

Tout processus de formation est unique : un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigéria, etc.). Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut.

1) Définition d'un gisement :

Un gisement d'hydrocarbures est composé schématiquement d'un réceptacle, roche-réservoir, clos à la fois par une couverture formée d'une roche étanche et par une disposition

favorable du sous-sol appelée piège ; En d'autres termes, cette roche doit être douée de porosité et de perméabilité.

Selon la viscosité, quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

Les gisements de pétrole léger : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique ;

Les gisements de pétrole moyen : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ;

Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple ;

Les gisements de bitume : le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

La teneur en soufre distingue le pétrole brut soit en doux (faible teneur en soufre) soit en sulfuré dans le cas contraire. Des gisements de pétrole doux sont notamment trouvés en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Sud, un cycle carboné insaturé est plus abondant.

De plus, il existe des bruts aptes à faire du bitume, ce sont des bruts très lourds de type Boscan, Tia Juana, Bachaquero ou Safaniyah. Les deux principaux critères pour classer les centaines de bruts différents qui existent sont la densité et la teneur en soufre, depuis le plus léger et le moins sulfureux (qui a la plus haute valeur commerciale) qui est du condensat, jusqu'au plus lourd et au plus sulfureux qui contient 90 % de bitume environ : c'est un brut d'Italie.

Chapitre II

« Généralités sur l'appareil de forage »

- **Le forage :**

Le forage est une cavité, approximativement tubulaire, de diamètre nominal défini par l'outil de forage. Les diamètres peuvent être très variables, on parle de forages de petit diamètre jusqu'à 250mm de diamètre, puis de gros diamètre.

Le forage est généralement rempli de fluides de différentes propriétés : boue de bentonite, eau, mousse, boue, air, etc. La boue remplissant le forage a plusieurs fonctions :

- Le nettoyage du trou, les déblais sont ramenés à la surface, où ils sont partiellement récupérés et étudiés par des géologues.
- Le maintien des parois du trou et des fluides contenus dans les formations. En raison de ses propriétés physiques et chimiques, la boue exerce une contre-pression sur la formation. Cette contre-pression a clairement un effet sur le comportement du fluide à proximité du trou.
- Lubrification et refroidissement des outils de forage.
- La consolidation des parois du forage en déposant en face des zones perméables du dépôt de boue que l'on appelle mud-cake. Ce mud-cake finit par empêcher toute circulation de fluide entre le trou de forage et la formation.
- Les boues ne peuvent remplir toutes les fonctions que nous avons énumérées que si elles sont en bon état, c'est-à-dire si leurs principales propriétés physiques et chimiques sont maintenues à des valeurs appropriées.
- Identifier d'abord la formation traversée par le trou de forage en utilisant les informations

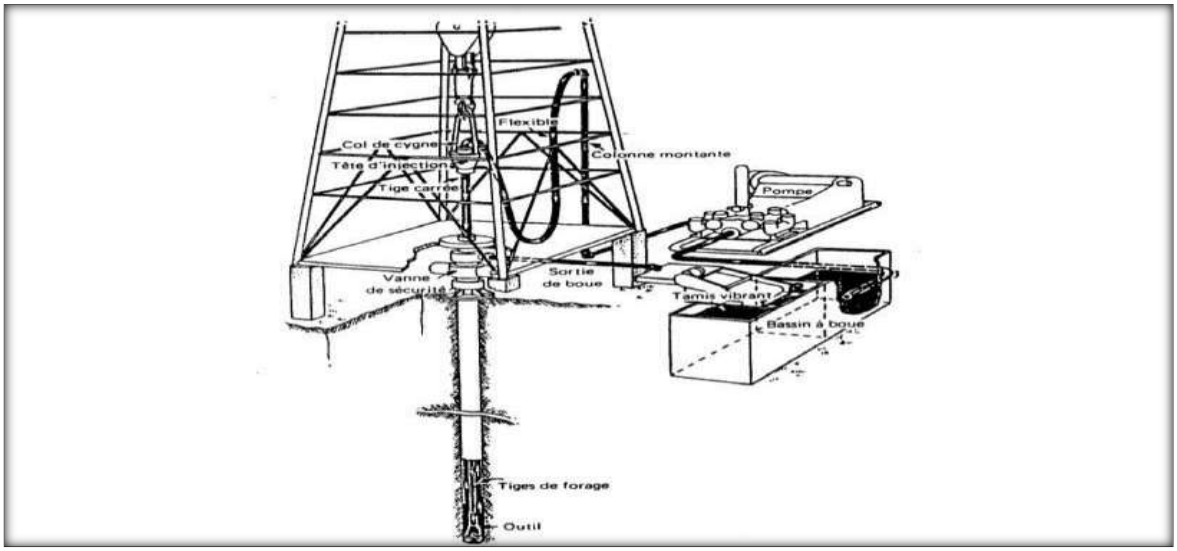


Figure 3 : l'appareil de forage

- ***Description de l'appareil de forage :***

Un appareil de forage doit accomplir dans les meilleures conditions techniques et de sécurité, la réalisation d'un puits reliant un gisement à la surface.

Classification *:*

Deux caractéristiques relativement liées interviennent dans la classification d'un appareil de forage :

- La capacité de profondeur de forage maximale.
- La puissance au treuil.
- La règle du pouce donne d'une manière pragmatique :

« Pour 100 foot de forage, il faut 10 HP de puissance au treuil ».

D'ou :

Appareil léger	**4921 foot - 6561foot**	**1500m - 2000m**	**650 HP**
Appareil moyen	**11482 ft**	**3500m**	**1300 HP**
Appareil lourd	**19685 ft**	**6000m**	**2000 HP**
Appareil super lourd	**26246 ft-32805 ft**	**8000m-10000m**	**3000 HP**

- ***Répartition des équipements de l'appareil de forage :***

Les installations de forage peuvent être décrites en termes de deux types d'équipement :

1) ***Matériau du fond :*** **Cette pièce comprend toutes les tiges de forage :**

- Outil de forage (rock bit).
- Masses tiges (drill collars).
- Tiges de forage (drill pipes).
- Equipements auxiliaires.
- Raccords divers.

2) ***Equipements de surface :*** Cette catégorie est divisée en groupes qui mettent en œuvre des outils de forage et assurent la sécurité du puits, ce sont :

- Matériel de levage.
- Faites pivoter l'appareil.
- Équipement de pompage et de circulation.
- Equipement de sécurité.

- ***Les systèmes de fonctionnement d'un appareil de forage :***

Les installations de forage utilisées pour le forage rotary de puits profonds représentent un ensemble diversifié de machines, de mécanismes et de bâtiments.

Au cours de forage rotary d'un puits profond, à l'aide d'une installation de forage, on réalise les opérations suivantes :

- Descente de la colonne de tige de forage dans le puits.
- Rotation des outils de forage.
- Injection du fluide de forage dans le puits pour soulever les déblais, refroidir le trépan et renforcer la paroi du puits.
- Allonger le train de tiges en mesurant l'augmentation de la profondeur du puits.
- Installation des colonnes de tige pour remplacer les outils de forage usés.
- Évacuez les déblais de la surface avec du fluide de forage et préparez du nouveau fluide.
- Descente des colonnes de tubage.

Tous ces équipements qui fonctionnent sur l'eau remplissent trois fonctions principales :

1) **Fonction rotation :** Elles sont principalement composées de :
   - La table de rotation (rotary table).
   - Fourrure (bushings).
   - Carré d'entraînement (Kelly drive bushing).
   - La tige d'entrainements (Kelly).
   - Pièces d'usure pour kelly (kelly saver sub).
   - Tête d'injection (swivel).

Ils assurent la rotation de l'outil de forage (RB) à travers le train de sonde.

2) **Fonction levage :** Elles permettent :
   - Contrôle du poids sur l'outil (WOB).
   - Changement d'outil (manœuvres de garnitures).
   - Descendre la colonne de tubage (casing).
   - Levées et descentes de mât (DTM).

Ils se composent principalement des parties suivantes :

- La structure de la tour de levage (mât et ossature).
- Les moufles fixes et mobiles (couronne et blocs de déplacement).

- Crochet de levage.
- Treuils de forage (Drawworks).
- Câble de forage (fil de forage).

3) <u>Fonctions de pompage et de circulation :</u> Elles sont principalement composées de :

- Bacs à boue (mud tanks) + équipements.
- Mixeurs.
- Agitateurs (hélico mélangeur).
- Mitrailleuses de fond et de surface (agitateurs hydrauliques).
- Ecran vibrant (shaker).
- Dessableurs.
- Déssilteurs.
- Nettoyant à boue (mud cleaner).
- Centrifugeuse.
- Dégazeur.
- Injecteur d'argile (clay-enjactors).
- Goulottes.
- Pompe à boue (mud pumps) + accessoires.
- Amortisseur de pulsations.
- Soupapes de d'écharge (ou de sécurité).
- Tuyau d'aspiration et vanne.
- Flexible d'injection.

Les équipements assurent la fabrication, le pompage et la circulation des fluides de forage ainsi que la manutention mécanique.

4) <u>Equipements de sécurité :</u> Les équipements de sécurité assurent la sécurité du fond de puits, notamment :

- Tête de puits.
- Accumulateur de pression.
- Manifold de dusses.
- Les vannes de sécurité (gray valve, Kelly valve lower and upper, drop in check valve).

Chapitre III

« Les paramètres pétro-physique»

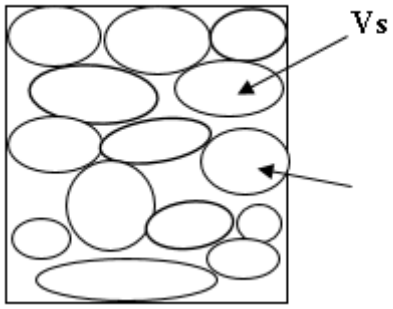
- ***La porosité (Ø) :***

1) Définition :

La porosité (Ø) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

Par ailleurs cette porosité totale ou brute, on peut définir la porosité utile (Øµ), c'est-à-dire la porosité correspondant aux vides reliés entre eux ou volume des vides susceptibles d'être occupés par des fluides.

Ø = Vp/ Vt (exprimée en %).



2) Différents types de porosité :

- Porosité utile (Øu) : La porosité utile (ou connectée ou effective) d'un échantillon est le rapport du volume de pores interconnectés sur le volume total de l'échantillon.
- Porosité résiduelle (Ør) : Uniquement en raison de pores non connectés. Il peut s'agir de vides intragranulaires (comme des inclusions fluides ou gazeuses) ou intergranulaires mais reliés au reste du réseau poreux par des canaux trop étroits. La porosité utile est généralement de 20 à 25 % inférieure à la porosité totale.
- La porosité totale (Øt) :
  Donné par Øt = Øu + Ør

- ***Mesure de la porosité au laboratoire :***

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

Les méthodes de mesures sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions. Parmi ces méthodes on cite celle utilisée à Hassi Messaoud (CRD). La méthode consiste à :

- Calculé le volume total (Vt)
- Calculé le volume des vides (Vv)
- Calculé le volume solide (Vs)

1) <u>Calcule du volume total :</u>

Le volume total (Vt) mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure (la figure suivante) :

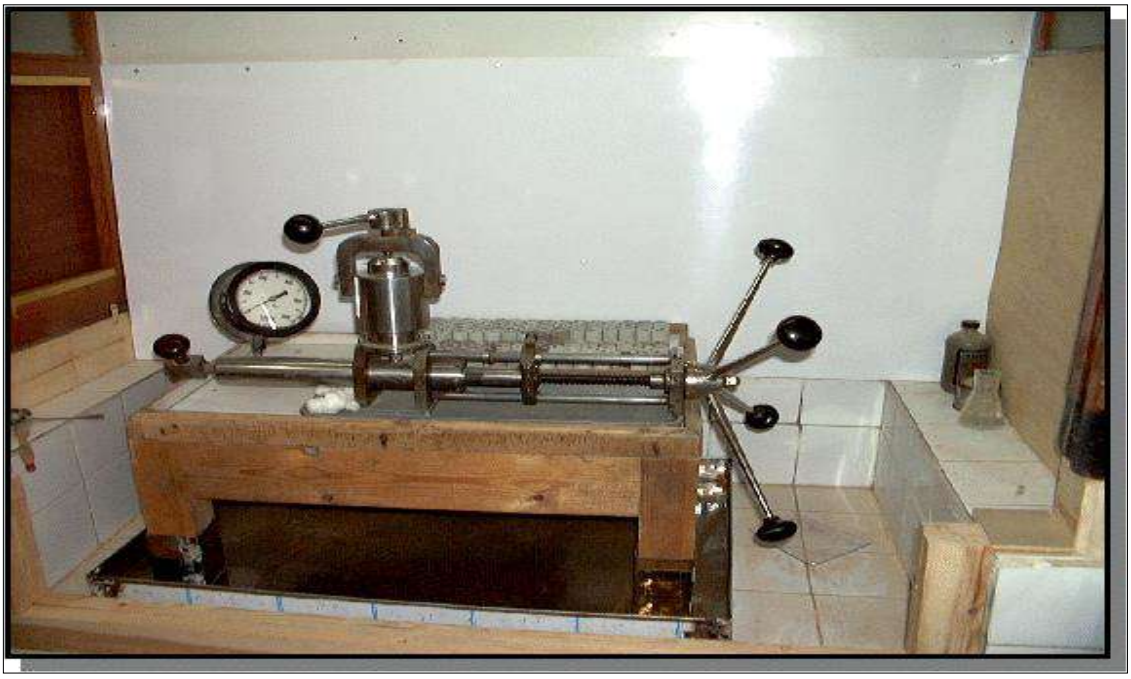


Figure 4 : Pompe volumétrique à mercure

2) <u>Mode et appareillage :</u>

- Une cellule porte échantillon avec un système de hublots permettant de repérer le niveau Constant de mercure.
- Manomètre à vide.
- Vanne repère.
- On va calibrer l'appareil à zéro (o)
- Immersion du plug dans le mercure
- Le volume de total (Vt) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède.

- La lecture du volume totale (Vt) sera mentionnée sur le manometer.

3) Calcule du volume des vides :

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

Figure 5 : Balance

- On pèse le plug pour connaître son poids total (Pt)
- On met l'échantillon au four pour extraire tous les
- fluides qui occupent les pores.
- On pèse l'échantillon une deuxième fois pour déterminer le poids solide (Ps)
- Une simple opération mathématique en peut avoir le poids des fluides

$$\boxed{Pf = Pt - PS}$$

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

$$\boxed{(Pf) / (df) = Vv}$$

On peut déterminer la porosité **:** $\boxed{Ø = Vv / Vt}$

La perméabilité (K):

1) Définition :

La perméabilité d'une roche caractérise sa capacité à laisser passer les fluides contenus dans ses espaces poreux. Ce dernier ne permet le mouvement des fluides que si ses pores sont interconnectés on dit qu'il est perméable. La perméabilité est donnée par la loi d'amélioration de Darcy. :

$$\boxed{Q = K.\ A/\mu.\ dP/dx}$$

Q : Débit d'écoulement de fluide.

K : Perméabilité (mD).

µ : viscosité du fluide. (Cp)

dP/dx : la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon.

A : Surface de l'échantillon cylindrique.

2) Type de perméabilité :

- **Perméabilité absolue :**

C'est la perméabilité mesurée en présence d'un seul fluide, par exemple : perméabilité à l'air, perméabilité à l'eau, perméabilité à l'huile.

- **Perméabilité efficace :**

Lorsque du fluide est présent dans les pores de la roche (saturation différente de saturation limite minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un second fluide est appelé la perméabilité effective de ce fluide

- **Perméabilité relative :**

C'est le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité spécifique. La perméabilité relative d'un fluide donné varie directement en fonction de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à un autre. La perméabilité absolue de la roche dépend de la direction considérée (Les roches ne sont pas isotropes). On définit spécifiquement la perméabilité horizontale Kh (flux parallèle aux puits) et Kv vertical (problème de séparation de fluides de densités différentes). En raison de la stratification, en règle générale, Kv est bien inférieur à Kh (par exemple un rapport de 1 à 10).

En pratique, il y a toujours au moins deux fluides dans un gisement d'hydrocarbures Présence (eau + hydrocarbures). La loi de Darcy peut alors définir la perméabilité effective pour chaque fluide. Pour les fluides 1 et 2

Les pressions dans le fluide 1 et 2 étant différentes par suite de phénomènes capillaires. On utilise surtout la notion de perméabilité relative, par exemple :

$$\text{Perméabilité relative à l'huile} = \frac{perméabilité\ effective\ a\ huile}{perméabilité\ de\ la\ roche}$$

Ces perméabilités relatives dépendent de l'élément de roche considéré et des proportions des fluides en présence.

- ***Mesure de la perméabilité au laboratoire :***

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

1) Mode et appareillage :

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

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

2) Les procédures de mesure :

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

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

C : constante du mercure 60 unités ou plus

Q : débit en CC/sec

L : longueur de l'échantillon en cm

HW : Hauteur d'eau dans le manomètre en unités

A : section en cm2

- ***Saturation (S) :***

Comprendre les propriétés des fluides qui occupent les pores de la roche est crucial. La saturation d'un échantillon de roche dans un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume poreux Vp de l'échantillon.

On définit ainsi :

la saturation en eau :	$Se = Ve/Vp$	(= Sw (water))	→I.6
la saturation en huile :	$Sh = Vh/Vp$	(= So (oil))	→ I.7
la saturation en gaz :	$Sg = Vg/Vp$	(= Sg (gas))	→ I.8

Avec $Se + Sh + Sg = 1$

Lors de la migration des hydrocarbures, le déplacement de l'eau sus-jacente n'est jamais terminé. En effet, la perméabilité du fluide devient nulle lorsque la saturation dans le fluide devient trop faible : ce seuil est appelé saturation irréductible (pour le fluide considéré). Par conséquent, il y aura toujours de l'eau dans les sédiments, appelée eau interstitielle. Ceci est le résultat de la capillarité associée à la rareté des pores.

L'eau est un fluide "mouillant" qui se répand sur les surfaces solides et reste dans les plus petits pores. Les valeurs courantes de saturation en eau interstitielle sont : $10\ \% < Swi < 35\ \%$.

Les mesures de saturation proviennent principalement des diagraphies.

Chapitre VI

« Les capteurs de diagraphie»

- **LE LOG PS :**

Le log S.P. ou logarithme de la polarisation spontanée enregistre les différences de potentiel dues à des causes naturelles. Ces différences ont été mesurées entre une électrode de référence fixe posée au sol et une électrode mobile s'étendant sur toute la longueur du forage.

Le log P.S permet :

- Lit proéminent poreux et perméable.
- Localiser certaines couches imperméables.
- Calculer le pourcentage d'argile dans la roche réservoir.
- Calculer la résistivité Rw de l'eau auto-absorbée pour obtenir la salinité et donc la qualité chimique de cette eau.

1) Paramètres enregistrés :

- Origine de la PS :

Les fluides utilisés en forage (eau, boue, air, etc.) sont presque toujours chimiquement différents de l'eau contenue dans la formation traversée.

C'est le contact de ces différents fluides qui conduit à l'émergence de potentiels naturels.

- Le potentiel de membrane :

Considérons une formation poreuse et perméable contenant l'électrolyte Rw, qui est confiné par de l'argile sous forme de membrane à la fois en haut et en bas.

Lors du perçage de l'ensemble, l'électrolyte naturel entre en contact avec le filtrat de résistivité Rmf..

Habituellement, l'eau de formation est plus salée que la boue de forage, donc Rmf > Rw.

Les argiles se comportent comme des membranes cationiques dans deux fluides de salinité variable, c'est-à-dire qu'elles laissent le libre passage des cations Na+ mais sont imperméables aux anions Cl-.

L'ensemble constitue un empilement de concentrations dont le positif correspond à la formation de moins de saumure, en l'occurrence le filtrat. Cette pile génère une force électromotrice Em.

Le potentiel ainsi généré est appelé potentiel de membrane.

$$E_m = -K_1 \cdot \log\left(\frac{R_{mf}}{R_w}\right)$$

Lorsqu'il s'agit de solutions de NaCl, ce potentiel est lié à la résistivité de la solution comme suit :

K1 = 59 mV pour des solutions de NaCl à 25 °C.

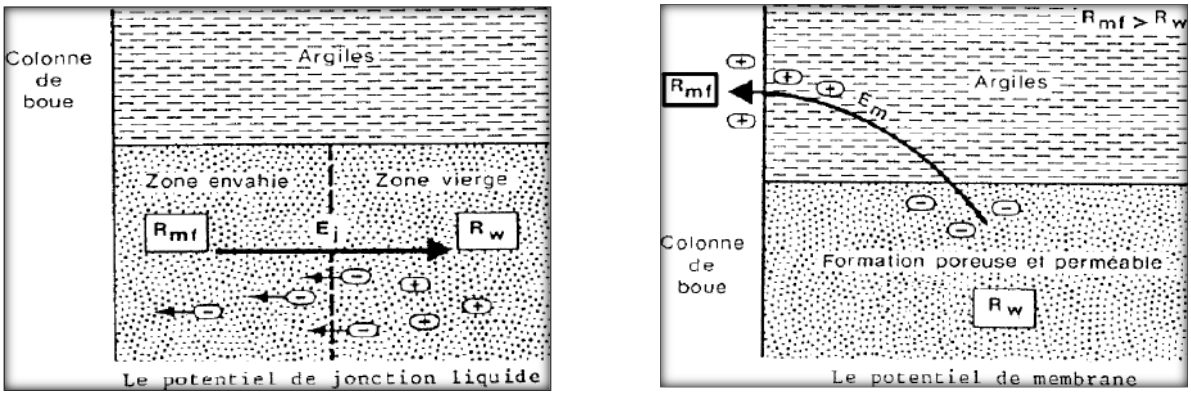


Figure 6 : Origine de la polarisation spontanée

- Le potentiel de jonction liquide :

Un autre CEM naturel se produit dans le trou de forage. Il est lié au potentiel de jonction qui se produit lorsque le filtrat et l'eau de formation sont en contact direct, c'est-à-dire à la limite de la zone d'intrusion.

En effet, lorsque deux solutions de salinités différentes sont présentes, on peut montrer qu'**une force électromotrice de jonction** se produit entre les deux solutions si la mobilité des anions et des cations n'est pas la même.

$$E_1 = -K_2 \cdot \log\left(\frac{R_{mf}}{R_w}\right)$$

Dans le cas d'une solution de NaCl, la mobilité des anions est supérieure à celle des cations. Cela provoque l'écoulement d'une charge négative vers la solution la moins concentrée (généralement de la boue) et crée une force électromotrice, qui s'ajoute à la force électromotrice associée au film d'argile :

K2 = 11.6 mV pour des solutions de NaCl à 25° C.

Cas générale

Enfin, on obtient le schéma suivant avec potentiel positif devant la formation argileuse et potentiel négatif devant la formation perméable poreuse, et le circuit est fermé par la boue (en supposant que la boue est moins salée que l'eau en formation, donc Rmf > Rw).

La courbe en pointillés correspond à l'enregistrement réel, tandis que la courbe pleine représente la tension théorique appelée P.S. statique (P.S.S.).

En pratique, la tension enregistrée est presque toujours inférieure à P.S.S. Celle-ci peut être calculée comme suit :

$$\text{Valeur de la déflexion P.S. [mV]} = -k.\ \text{Log}\left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}}\right)$$

R_{mfe} = résistivité équivalente du filtrat, c'est à dire la résistivité qu'aurait le filtrat s'il n'yavait que du NaCl en solution.

R_{we} = résistivité équivalente de l'eau de formation.

K = constante qui tient compte de la température.

$$K = 0.133.T\ (°F) + 61$$

2) Calcul du pourcentage d'argile :

Nous avons vu que sous certaines conditions il est possible de tracer la ligne de base de l'argile sur le log P.S. qui correspond au volume de 100% d'argile. Vous pouvez également dessiner une ligne de base de sable représentant 0 % d'argile. Cette fonction permet d'estimer le volume d'argile en un point donné.

Le volume d'argile au point X se calcule de la façon suivante :

$$V_{sh} = \frac{P.S.S. - P.S.\ au\ point\ X}{P.S.S}$$

Vsh = volume d'argile en %

P.S.S. = valeur maximum de la déflexion P.S. dans l'intervalle considéré, valeur qui correspond à la ligne de base des sables.

P.S. au point X = valeur de la déflexion P.S. à la profondeur choisie.

Calcul de pourcentage d'argile : déflexion P.S

Sable = 60mV.

Sable argileux = 25 mV. Vsh= (60-25)/60=0.58

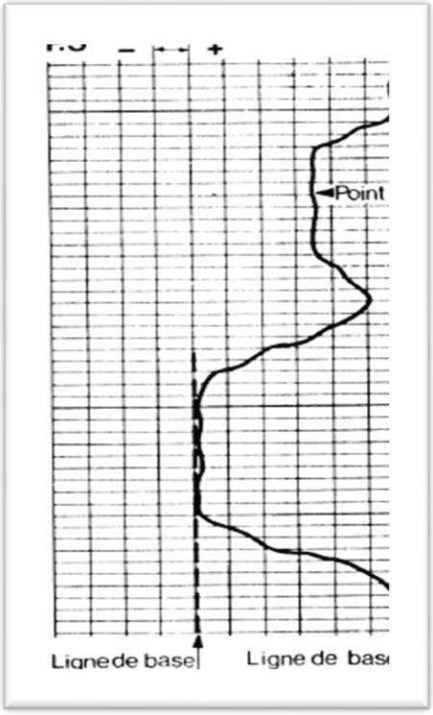


Figure 7 : pourcentage d'argile

- ***Le Gamma Rey :***

Les diagraphies font un usage intensif des mesures de radioactivité dans les forages. Les bûches nucléaires ont le grand avantage de pouvoir loger dans des trous ouverts ou canulés, vides ou remplis de tout type de fluide.

Les plus couramment utilisés sont : les rayons gamma, qui sont des mesures de la radioactivité naturelle, et les log-gamma gamma et log-neutrons, qui sont des mesures de la radioactivité induite.

L'outil mesure la radioactivité naturelle de la formation. Il peut mettre en évidence les formations d'argile normalement compactées et sous-compactées, calculer le pourcentage d'argile dans la formation et établir des corrélations de puits à puits.

.

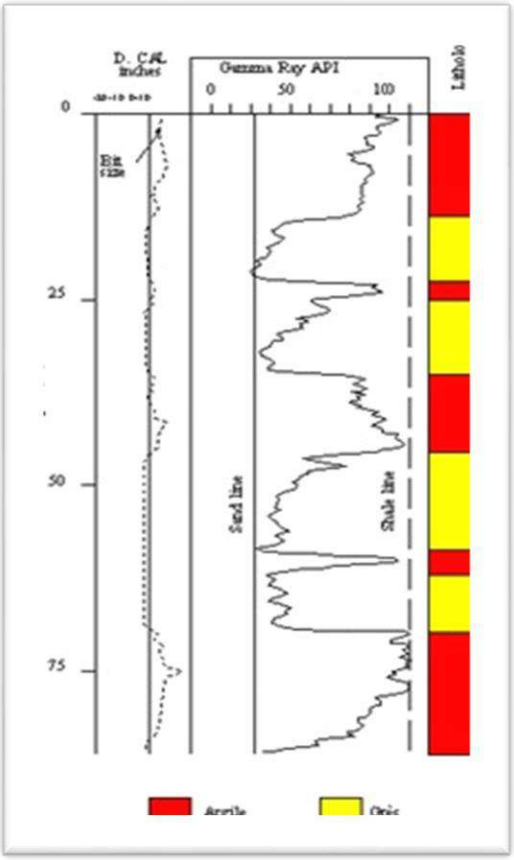


Figure 8 : Exemple de gamma ray

Il existe deux types d'outils :

- Outil classique de mesure de la radioactivité totale des formations.
- Les rayons gamma spectraux mesurent la radioactivité de chaque élément (potassium, thorium et uranium).

1) <u>Les éléments radioactifs dominants :</u>

De nombreux isotopes naturels sont radioactifs. Seuls trois d'entre eux jouent un rôle significatif dans la radioactivité naturelle des minéraux et des roches. D'autres sont extrêmement instables ou rares.

Les trois isotopes qui intéressent les géophysiciens sont : l'uranium, le thorium et le potassium 40.

Toutes les roches peuvent être a priori radioactives du fait de la diffusion très générale de ces éléments, mais leur fixation préférentielle dans les sédiments fins fait que ceux-ci sont généralement plus radioactifs que les sédiments grossiers. En revanche, les argiles sont généralement très radioactives, et cette particularité peut avoir plusieurs raisons :

- Ce sont des argiles potassiques.
- L'argile ne contient pas de potassium, mais s'accompagne de nombreux minéraux auxiliaires dont le potassium, l'uranium et le thorium.
- L'argile est à l'origine non radioactive, mais adsorbe les cations dont l'uranium et le thorium. Cette situation est très fréquente.

De plus, certains types lithologiques sont naturellement radioactifs : teneur en potassium, grès à mica de la mer du Nord, etc.

En effet, les roches réservoirs primaires peuvent être classées selon leur degré de radioactivité.

Roches hautement radioactives :

- Le granite potassique et ses roches dérivées.
- Certains sables et grès riches en minéraux auxiliaires d'uranium et de thorium.
- Phosphate.
- Potassium évaporé.
- la plupart des argiles.
- Schiste noir.

Roches moyennement radioactives :

- Grès et sable.
- Gneiss.

Roches moins radioactives :

- calcaire et dolomie.
- Charbon général.
- Évaporite sans potassium, halite, anhydrite.
- Roches basiques et ultrabasiques.

2) <u>La mise en œuvre :</u>

Les outils modernes utilisent des compteurs à scintillation, qui fonctionnent comme suit : Un cristal à scintillation (généralement de l'iodure de sodium activé avec du thallium) émet des photons lorsqu'il est frappé par des rayons gamma. Cette émission lumineuse est convertie en impulsions électriques amplifiées par des tubes photomultiplicateurs, qui deviennent mesurables.

L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie du photon gamma qui l'a produite. Par conséquent, l'impulsion électrique finale mesurée est proportionnelle à l'énergie

du rayonnement gamma incident.

La sensibilité de ces compteurs est fonction de la taille et de la forme des cristaux. Plus le cristal utilisé est grand, plus le nombre d'impulsions mesurées est élevé.

Les cristaux ont généralement une taille de quelques centimètres cubes, ce qui permet une excellente clarté verticale, mais la température a un effet important, et ces compteurs se trouvent le plus souvent dans les vases Thermos.

Échelle et unités :

Les journaux de rayons gamma sont disponibles dans une variété d'unités. En diagraphie pétrolière, l'unité actuellement utilisée est l'A.P.I. (American Petroleum Institute). Cette unité est normalisée et 16,5 API correspondent à une concentration en élément radioactif équivalente à 1 microgramme de radium par tonne.

L'activité de l'argile varie de 100 à 200 A.P.I., de 30 à 80 pour le sable et de 10 à 50 pour le carbonate.

Dans les appareils simples utilisés pour la recherche sur l'eau, les unités ne sont que relatives et rarement calibrées, les plus courantes étant les coups par seconde, cps, ou les coups par minute, cpm.

Par convention, les valeurs de radioactivité augmentent vers la droite dans l'enregistrement.

La quantité d'API ou cps pour une radioactivité donnée dépend de la taille des cristaux de l'électronique de l'outil, mais aussi de la constante de temps et de la vitesse d'enregistrement.

3) <u>Interprétation qualitative :</u>

On définit le volume d'étude d'un détecteur de rayons gamma comme le volume sphérique centré sur le détecteur d'où proviennent 99% des photons gamma détectés. Il n'y a pas de limite définie à ce volume, cela dépend de l'instrument, du fluide de forage, du diamètre du trou, de la présence de tubage, de la densité de la roche, etc.

Pour les formations serrées comme la dolomite, le rayon des sphères de prospection varie entre 20 cm et dans le lignite jusqu'à 90 cm.

Le gamma du journal sera affecté par :

- **Le diamètre du trou -** évidemment, lorsque le détecteur de rayons gamma est devant la cave, il mesure moins de rayons gamma. Cette réduction sera d'autant plus importante que la densité des boues est élevée.
- **Le Tubage -** Log gamma peut être enregistré dans des trous tubés. L'acier du tubage

agit comme un écran, de sorte que l'activité mesurée n'est pas comparable aux mesures effectuées dans un trou ouvert.

Les corrections nécessaires pour le diamètre du trou, la densité de la boue et l'épaisseur du tubage sont données par différents tableaux. Ils permettent de standardiser toutes les mesures de radioactivité naturelle réalisées dans les forages.

4) Interprétation quantitative :

Pour les évaluations du pourcentage d'argile, la collection peut contenir un véritable comptoir d'argile et une zone de sable (ou de calcaire) propre à titre de référence.

Le volume d'argile au point X est alors calculé comme suit :

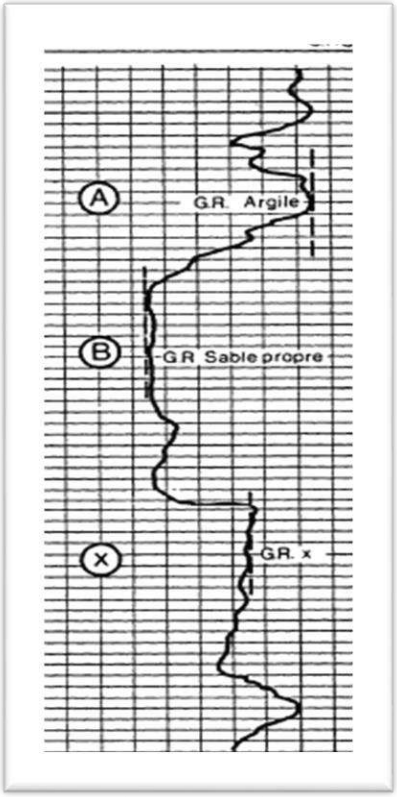
$$\boxed{I_{sh} = \frac{GR_X - GR_{propre}}{GR_{argile} - GR_{propre}}}$$

Cet indice d'argile, Ish, peut être assimilé au volume d'argile, qui est un volume excédentaire, sans autre précision pour la formation considérée.

Pour une estimation plus précise, il faut utiliser un abaque calculé à cet effet, et puisque **l'abaque** tient compte du type de roche.

Le log gamma ray apporte quantité d'informations, il met bien en évidence les niveaux imperméables qui sont souvent des bancs d'argiles. Il est à cet effet particulièrement utile quand la P.S. est inemployable.

Le log gamma ray peut être aussi utilisé pour la détection et 'évaluation de minerais radioactifs.



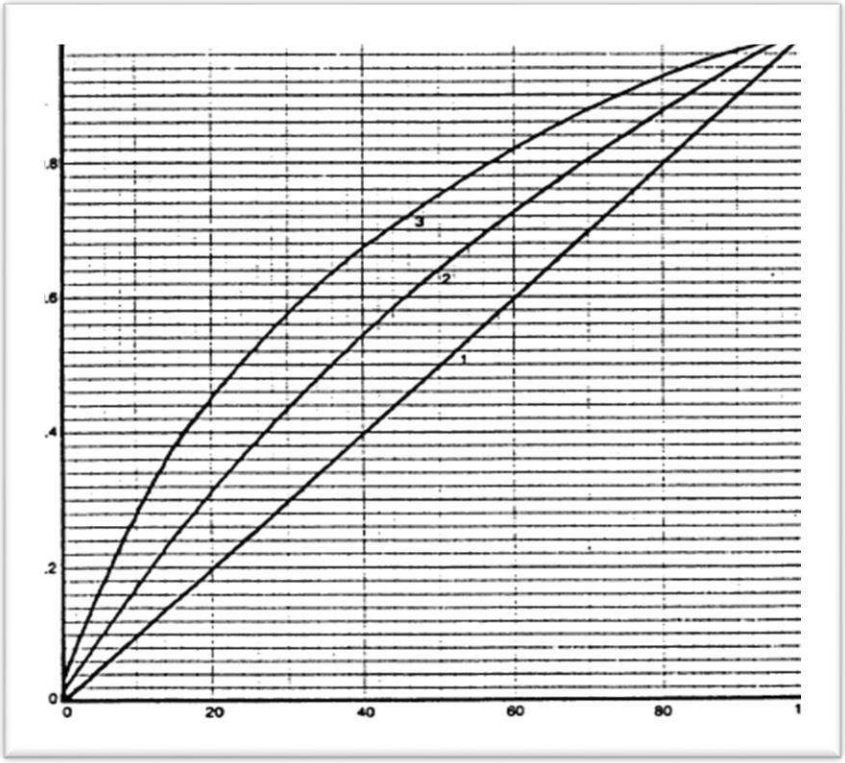


Figure 9 : Calcul du pourcentaged'argile ***Abaque : Détermination de Vsh à partir d'Ish***

- **<u>LE NEUTRON :</u>**

Cet outil envoie des neutrons dans la formation et enregistre la réaction de la formation à ce bombardement. Les neutrons sont ralentis et absorbés par les noyaux d'hydrogène. Ces derniers se trouvent concentrés dans les pores de la roche. Cet outil permet donc de mesurer directement la porosité de la formation. Il existe plusieurs types d'outils suivant les particules collectées (neutrons épithermiques, thermiques, rayons gamma).

Le Neutron donne directement la porosité des formations. Il est très sensible à la présence de gaz et d'argiles dans les formations.

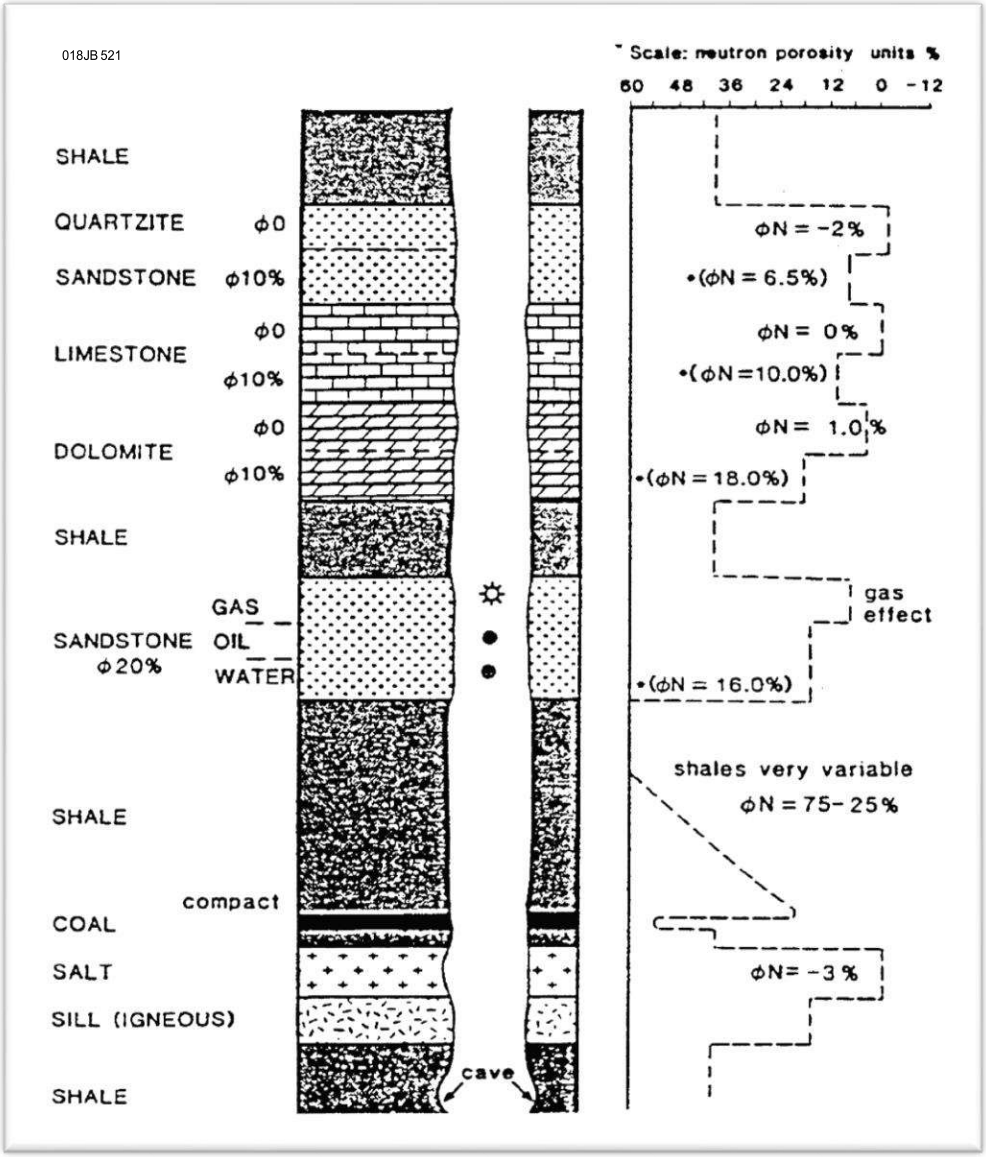


Figure 10 : Porosité mesurée par le neutron dans différents types de formation (échelle calcaire).

L'enregistrement neutronique peut se faire à différentes échelles (échelle calcaire, échelle gréseuse). Seule la porosité du type de roche de référence est la valeur correcte. Pour les autres types de roches, des corrections sont nécessaires.

Lorsqu'il est combiné avec un journal de densité proportionnelle compatible, il peut déterminer le contact pétrole/gaz ou eau/gaz. Le couple neutron-densité est l'un des meilleurs indicateurs de la lithologie. Bien que l'outil soit monté sur un patin plaqué contre la paroi du puits, la mesure est perturbée par la présence de la cave.

Remarque : Le zéro enregistré est à droite et la valeur s'incrémente de droite à gauche (mise à l'échelle inverse).

L'outil a une profondeur d'enquête d'environ 30 cm.

En principe : Cette fois, la formation a été bombardée de neutrons rapides.

Au cours de leur migration dans la formation, ces neutrons sont soumis à deux effets continus Complémentaires:

- Premier ralentissement dû aux collisions avec les atomes qui composent le milieu. Le ralentissement sera plus prononcé car les atomes rencontrés auront des masses plus proches des neutrons, phénomène dans lequel les atomes d'hydrogène sont les plus efficaces.
- Par ces collisions successives, les neutrons vont perdre de l'énergie, on parle alors de thermalisation, et ils peuvent être piégés lorsque leur énergie descend en dessous de 0,025 eV.

La mesure:

- Il existe plusieurs types de logs de neutrons selon que l'on compte le nombre de neutrons présents à différents niveaux d'énergie ou que l'on capte les photons gamma émis.
- On parle de neutron-neutron ou de neutron-gamma.
- Dans la plupart des cas, le neutron-neutron, un outil de mesure des neutrons de différents niveaux d'énergie, est utilisé. Cet outil nous donnera une première approximation de la concentration atomique d'hydrogène.
- Lorsque la concentration en hydrogène diminue, le nombre de neutrons atteignant le détecteur augmente, et vice versa. Enfin, l'indice d'hydrogène est enregistré.
- L'huile ou l'eau contient à peu près la même quantité d'hydrogène par unité de volume, donc la réponse neutronique donnera une idée de la porosité devant une formation propre et saturée.
- Malheureusement, l'outil répond indifféremment à tous les atomes d'hydrogène, il prendra donc également en compte l'hydrogène associé à la minéralogie de la formation.

- En choisissant comme référence 100% eau douce et 0% calcaire dense ($CaCO_3$ = 0 hydrogène), on obtiendra une échelle allant de 0 à 100 qui représentera la porosité dans un milieu calcaire poreux.

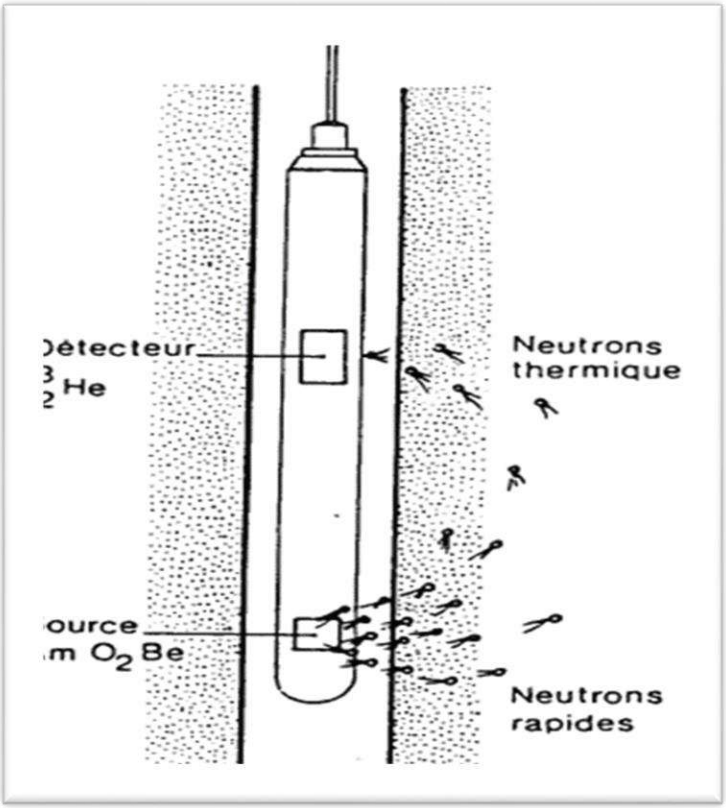


Figure 11 : Schéma de principe de la sonde neutron.

La réponse de l'outil :

Neutron lit chaque élément proportionnellement à son nombre.

Si l'on veut obtenir de vraies valeurs de porosité, il faut pouvoir distinguer différents facteurs : lithologie, argile, quantité et type d'hydrocarbures présents.

D'autre part, il est important de comprendre la variation du diamètre du trou.

Effet des argiles :

Les argiles contiennent généralement beaucoup d'eau, de sorte que des lectures de neutrons élevées seront obtenues, ce qui indique une porosité bien supérieure à la porosité effective.

Le gaz ou l'air à un indice d'hydrogène très bas, et les neutrons liront des valeurs très basses devant la région poreuse du gaz ou de l'air.

$$\boxed{\boldsymbol{\rho_b = (1-\varphi)\rho_{ma} + \varphi\rho_f S_w}}$$

Saturation :

Sw insaturé se produit lorsque le milieu n'est pas saturé, empêchant le milieu d'être complètement déterminé en utilisant seulement deux sondes, neutron-neutron (porosité) et gamma-gamma (densité totale). Dans ce cas, il faut faire au moins une hypothèse sur l'une des trois variables (ρ, φ, ρm). L'hypothèse la plus couramment utilisée concerne la densité de la matrice, car elle dépend de la lithologie qui peut être déterminée par d'autres diagraphies.

- **LE LOG DE DENSITE :**

L'outil envoie des rayons gamma dans la formation et permet de mesurer la densité de la roche. L'absorption de ces rayons dépend du nombre d'électrons frappés par les rayons gamma (effet Compton). Plus la formation est dense, plus elle absorbe de rayons gamma.

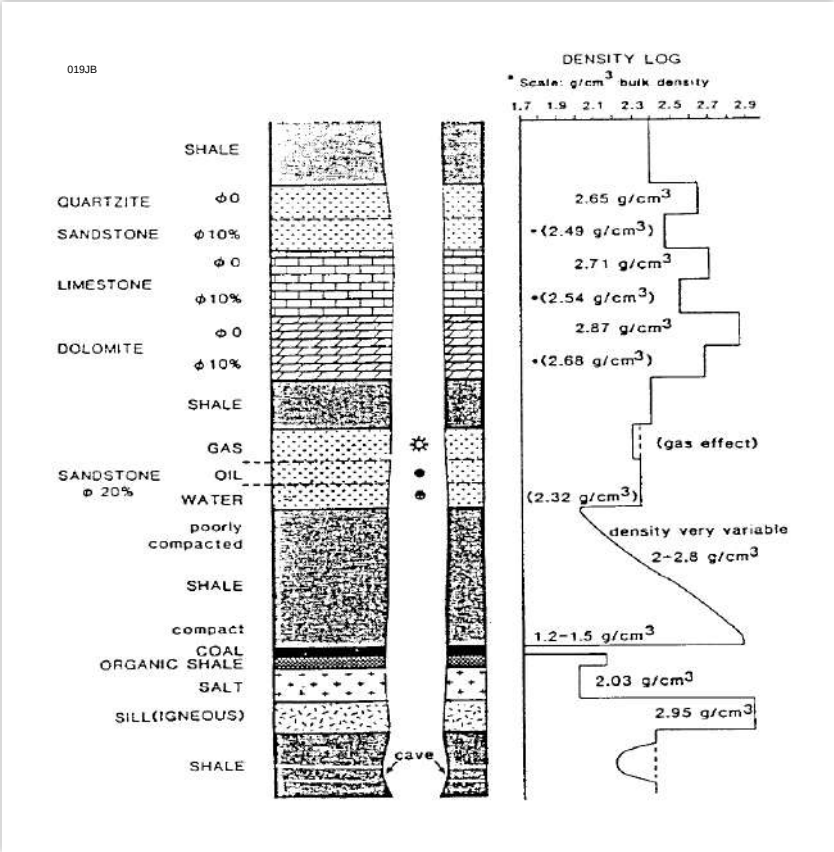


Figure 12 : Densité mesurée par le log de densité

Il permet de déterminer la porosité, la lithologie et de mettre en évidence les zones de pression anormale (argiles sous-compactées). Il est utilisé avec des ondes sonores pour déterminer l'impédance acoustique de la formation

Comme le Neutron, l'outil de densité est monté sur un patin qui épouse parfaitement la paroi du trou ; il peut aussi être dérangé par la présence de la cave. Comparé aux neutrons, il est moins sensible à la présence de gaz et d'argiles. Sa profondeur d'investigation est de l'ordre d'un pied.

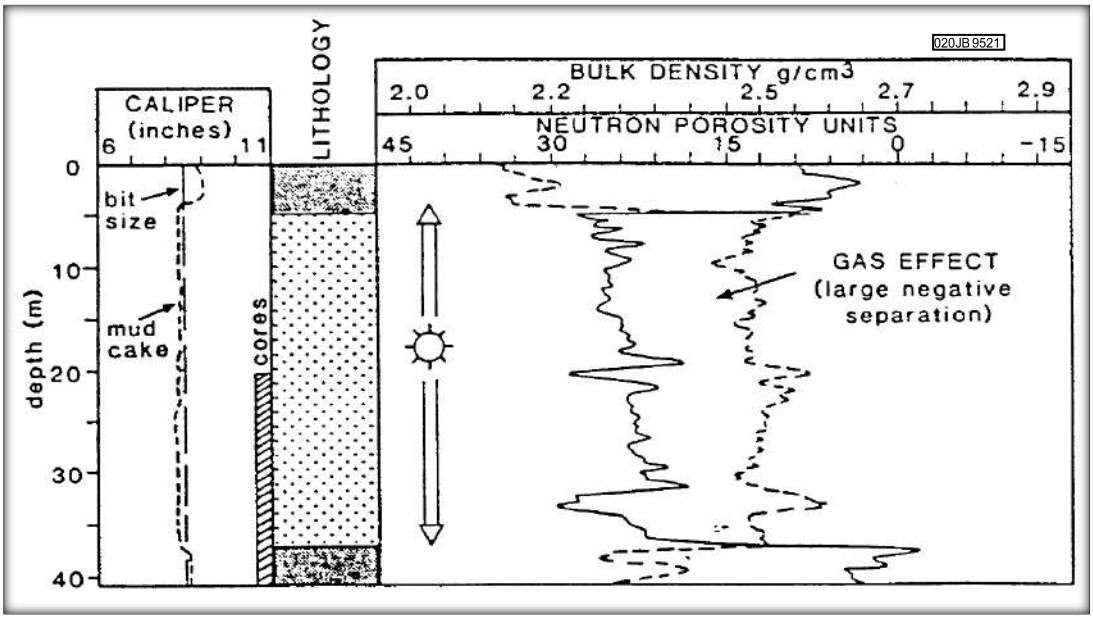


Figure 13 : Effet de la présence de gaz sur le Neutron (- - -) et le Densité (___).

Principe :

La formation est bombardée par un faisceau de rayons gamma d'énergie constante (0,1 à 1 Mev), et ces photons gamma entrent en collision avec des électrons dans le matériau.

A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, et cette atténuation peut être réalisée de trois manières : l'effet photoélectrique, l'effet Compton et l'effet générateur de paires. Dans notre domaine énergétique d'intérêt, l'effet Compton est nettement meilleur que les deux autres modes de désintégration. Dans cette réaction, le photon incident perd une partie de son énergie pour éjecter un électron et continue sa trajectoire dans l'autre sens comme un photon diffusé. Par conséquent, la réponse de l'outil est essentiellement déterminée par la densité électronique (électrons par centimètre cube) de la formation. La densité électronique est en fait proportionnelle à la masse atomique. Par conséquent, il est finalement raisonnable de supposer que la densité électronique mesurée est proportionnelle à la densité de formation, qui dépend de la densité de la matrice, de la porosité et de la densité du fluide remplissant les pores.

La mesure :

Le nombre de cps (coups par seconde) donné par l'outil dépend du diamètre de la source, du puits et de l'alésage. Les grumes modernes sont enregistrées directement en gr/cm3. L'échelle de densité peut être adaptée à l'échelle de porosité. Pour une porosité nulle, l'outil lira la densité de la matrice, plus la porosité augmente, plus la densité diminue. On admet la densité matricielle ρma :

Grès = 2,65 g/cm3

Calcaire = 2,71 g/cm3

Dolomite = 2,87 g/cm3

Argile 2,7 à 3 g/cm3.

La profondeur de levé est faible et l'outil lit dans la zone de lavage avec un rayon de levé d'environ 15 cm. Par conséquent, l'effet de trou sera très important. De plus, pour pallier ces inconvénients, l'outil de densité est souvent décentré et est généralement solidement appuyé sur la paroi du trou.

Pour les matrices simples et les fluides simples, comme le grès saturé d'eau, cette relation est complètement physique et strictement correcte

ρb = densité de la formation, ρf = densité des fluides, ρma = densité de la matrice, φ = porosité

Effet des argiles :

L'argile a une porosité élevée φ et une densité de matrice qui varie entre 2,8 et 2,9 gr/cm3. Pour les argiles à très faible teneur en eau, la densité globale peut être très faible, mais avec des minéraux argileux relativement lourds, leur densité n'est pas significative et dépend largement du degré de compactage.

- **LE SONIQUE :**

La Sonique mesure le temps nécessaire à une onde sonore d'une fréquence comprise entre 20 et 40 kHz pour traverser le pied d'entraînement. La vitesse de propagation des ondes varie en fonction de la densité et des propriétés lithologiques de la formation traversant. Il a une teneur élevée en solides et une faible teneur en fluide.

Le Sonique est utilisé pour :

- Évaluer la porosité. Contrairement aux logs de densité et aux neutrons, les ondes acoustiques ne "voient" pas la porosité secondaire. En comparant ces trois diagraphies, on peut comprendre cette porosité secondaire et aussi mettre en évidence des formations gazeuses.
- Formation de pression anormale proéminente (cas des argiles sous-compactées).
- Identifier la lithologie.
- Développer la pertinence.
- Identifiez les roches mères à l'aide des informations des diagraphies de rayons gamma et de résistivité.
- Assistance à l'interprétation des profils sismiques (calcul de vitesse de couche, détermination d'impédance acoustique, etc.). IL permet la formation de coins profonds.
- Évaluer la qualité du ciment (CBL) entre le tubage et la formation.

Le sonique est perturbé par la présence de caves

Principe :

En pratique, la diagraphie sonique mesure le temps de parcours, ΔT, entre deux récepteurs d'une onde longitudinale envoyée à la formation.

Un système couramment utilisé se compose de deux émetteurs et de deux récepteurs couplés afin de pouvoir corriger les changements de temps de trajet, d'effet de cavité et de décalage d'outil.

Le temps de transmission ΔT entre deux récepteurs est mesuré en microsecondes par pied, microsecondes par pied (µs/pied).

ΔT est enregistré sur une échelle linéaire.

Dans ce cadre, un EHPAD répond à toutes les caractéristiques d’une maison de retraite, les services médicaux en plus.

De plus, tout est conçu pour pouvoir accueillir les familles des résidents et offrir à ces derniers le cadre de vie le plus agréable possible lors de leurs visites.

- **LA RESISTIVITE :**

1) **Résistivité de la zone vierge :**

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

Les latérologs :

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

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

L'induction :

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

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.

2) Résistivité de la zone lessivée (Rxo) :

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

3) Loi de saturation :

$$Sw2 = Ro / Rt$$

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

$$Ro = F \times Rw$$

F : c'est un facteur lié à la formation

$$F = a / \Phi n$$

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

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

Donc :

$$Ro = (0.62/\Phi 2) \times Rw$$

Alors la formule de saturation devienne :

Pour les grés : $Sw2 = (0.62 \times Rw) / (\Phi\ 2 \times Rt)$

Pour les calcaire : $Sw2 = (1 \times Rw) / \Phi\ 2 \times Rt$

PARTIE PRATIQUE

Les caractéristiques petro-physique

Les valeurs acquises nous ont permis d'établir des histogrammes de porosité et de perméabilité ou niveau du réservoir à travers les puits de la région.

- ***Commentaire :***

Puits : SF-2

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution croissante, les valeurs de porosité supérieure 20% constitue la classe la plus dominante, elle représente (52.74%) des valeurs de porosité du réservoir, Les classes de porosité qui oscillent entre [10-15] et [15-20] représentent (37.36%) des valeurs de porosité du réservoir et celles entre [0 -10] représente (9.90 %).

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution unimodale avec la prédominance d'une seule classe ou les valeurs sont comprises entre [100-1000] md elle représente (72.52%) des valeurs de perméabilité du réservoir, La classe varie entre [10-100] présent un effectif de l'ordre de (13.8%) et les classes qui oscillent entre [0,1-10] représentent (5.5%)

(Voir fig14).

Puits : SF-3

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution croissante, les classes ou les valeurs oscillent entre [15-20] et [>20] sont les plus dominantes, elle représente respectivement (52.72%) et (36.36%) des valeurs de porosité du réservoir.

La classes oscillent entre [10-15] représente (9.1%) des valeurs de porosité du réservoir et la

Classe oscillent entre [5-10] représentant (10.92%).

La classe [0-5] est absente.

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution unimodale, la classe de perméabiité varie entre [100-1000] md est la plus dominante elle représente (78%) des valeurs de perméabilité du réservoir, les classes vari entre [10-100] et [>1000] occupant respectivement (12.73%) et (8.18%) des valeurs de perméabilité du réservoir, et les classes oscillent entre [0.1-10] représentes (8.19%) (Voir fig15).

Puits : SF-4

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution croissante, les classes oscillent entre [15-20] et la classe supérieure à 20% sont les plus dominantes (29.6% 43.2%).

Les classes varie entre [0-5] et [5-10] représente (13.6%) des valeurs de porosité du réservoir.

L'histogramme de perméabilité montre une distribution unimodale avec la dominance de la classe oscillent entre [100-100] md, elle représente (46.4%) des valeurs de perméabilité du réservoir, Les classes vari entre [10-100] et [>1000] représente respectivement (18.4%) et (21.6%) des valeurs de perméabilité du réservoir et les classes oscillent entre [0.1-10] représente (13.6%) **(**Voir fig16).

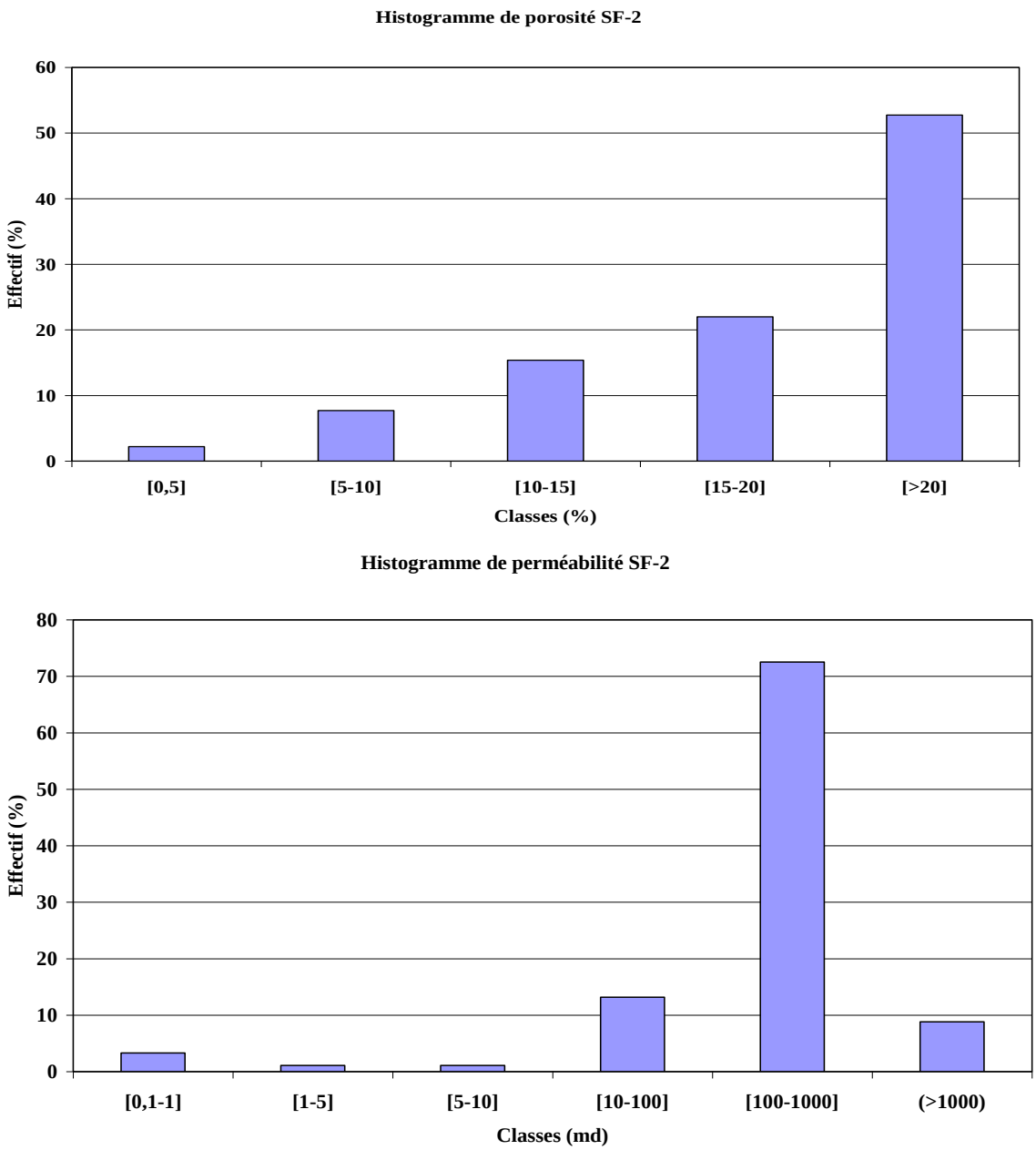
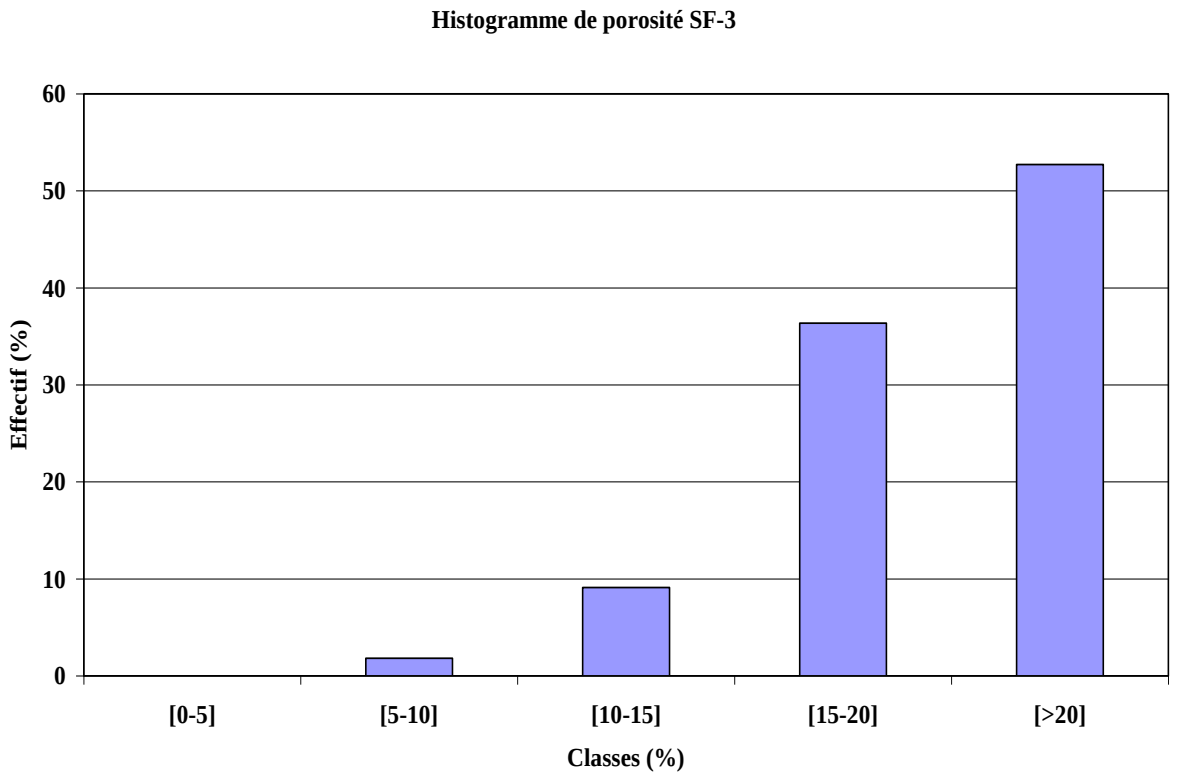


FIGURE 14 : Les Histogrammes des résultats pétro-physiques du puits SF-2



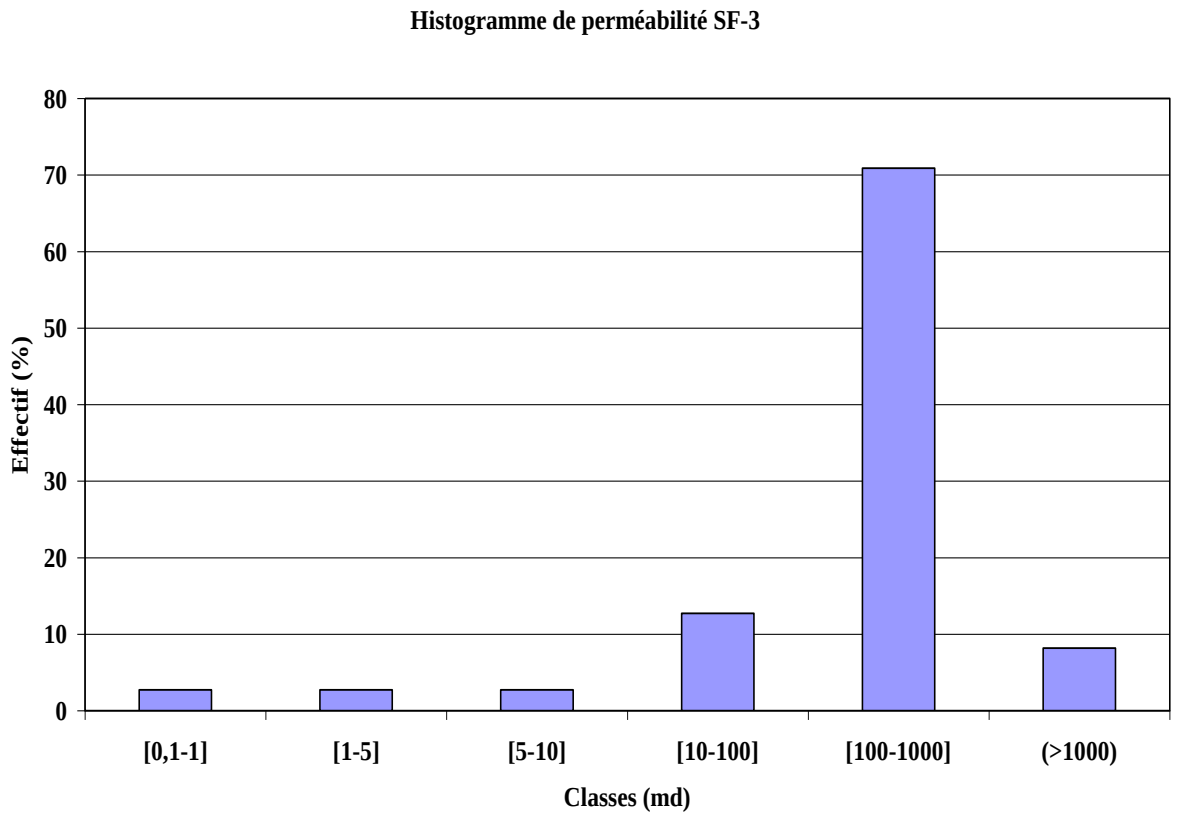
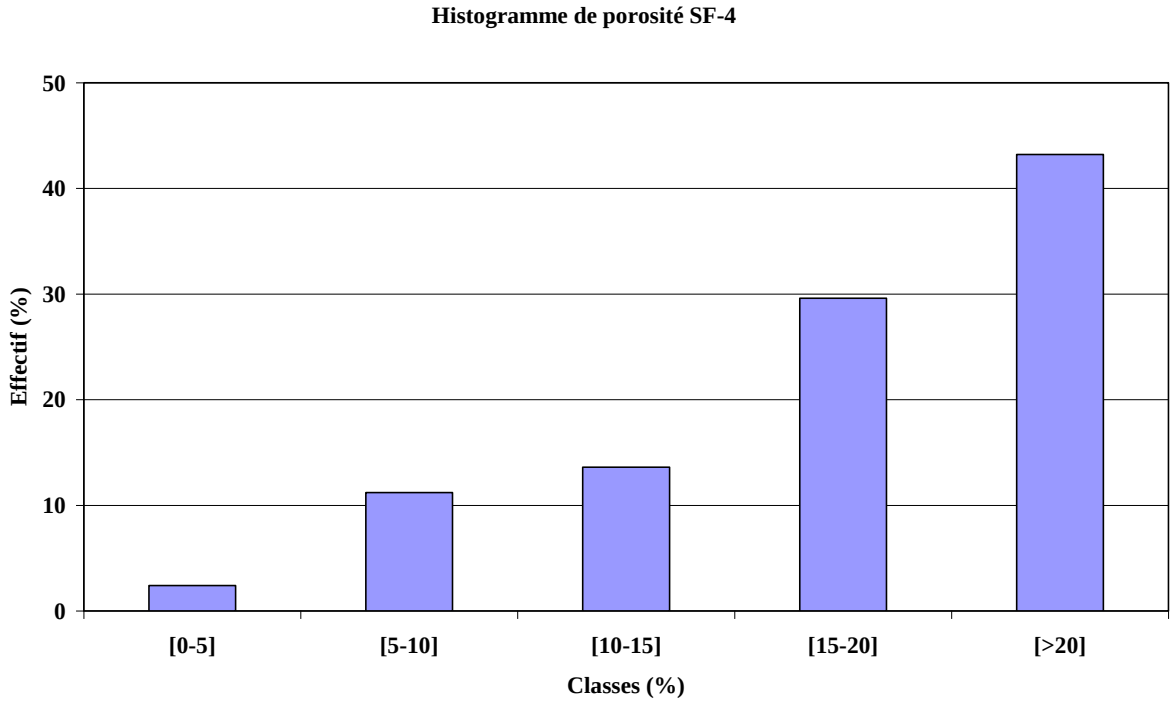


FIGURE 15 : Les Histogrammes des résultats pétro-physiques du puits SF-3



3

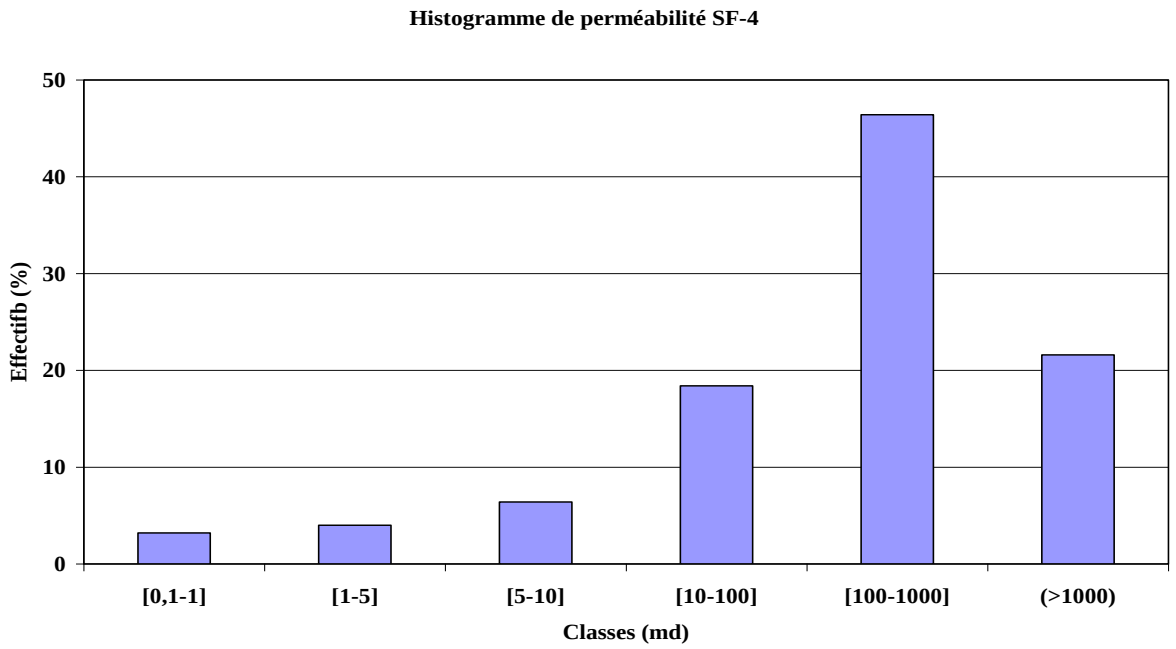


FIGURE 16 : Les Histogrammes des résultats pétro-physiques du puits SF-4

- ***Interprétation :***

L'interprétation des histogrammes qui représentent les caractéristiques pétrophysiques du réservoir fait ressortir que Le réservoir est caractérisé par :

Au niveau du puits SF -2 :

Une très bonne porosité car les valeurs de porosité supérieur à 20% occupent (52.74%) des valeurs de porosité du réservoir, Les classes qui représente les faible valeurs de porosité oscillent entre [0-10] occupent 9.9% des valeurs de porosité du réservoir.

Les autres classes présent des porosités moyennes a bonne oscillent entre [10-20] occupent (37.36%) des valeurs de porosité du réservoir.

Une très bonne perméabilité car les la classe de perméabilité la plus dominant varie entre [100-1000] md elle occupe (72.52%) des valeurs de perméabilité.

Carotte N°	Intervalle (m)	POROSITE (%)		PERMEABILITE (md)	
		MINI	MAXI	MINI	MAXI
2	2968-2989	2.66	24.20	0.04	1372.24
Moyenne	Upper TAGI	18.11		424.22	
3	2989-2992.5	18.25	22.82	140.89	911.35
Moyenne	Middle TAGI	20.28		508.23	
4	3010-3028	3.67	26.03	25.07	2467.06
Moyenne	Lower TAGI	16.86		429.01	

TABLEAU 2 : Résultats pétro-physiques du puits SF-2

Au niveau du puits SF-3 :

Une porosité bonne à très bonne car :

Les classes de porosité oscillent entre [15-20] et [>20] occupant 89.05% des valeurs de porosité du réservoir, Les faibles valeurs de porosité varient entre [5-10] occupent (1.82%) des valeurs de porosité du réservoir.

Une très bonne perméabilité car la classe la plus élevée représente par des valeurs oscillent entre [100-1000] md occupent (70.90%) des valeurs de perméabilité du réservoir.

Carotte N°	Intervalle (m)	POROSITE (%)		PERMEABILITE (md)	
		MINI	MAXI	MINI	MAXI
1	2940-2977.25	7.06	25.28	0.03	4315.95
Moyenne	Middel/Upper TAGI	19.57		491.44	
Moyenne	Lower TAGI	17.5		496.02	

TABLEAU 3 : Résultats pétro-physiques du puits SF-3.

Au niveau du puits SF-4 :

Une bonne a très bonne porosité car les classes de porosité [>20%] et celle qui oscillent entre [15-20] sont les plus dominantes avec un effectif de l'ordre de (72,8%).

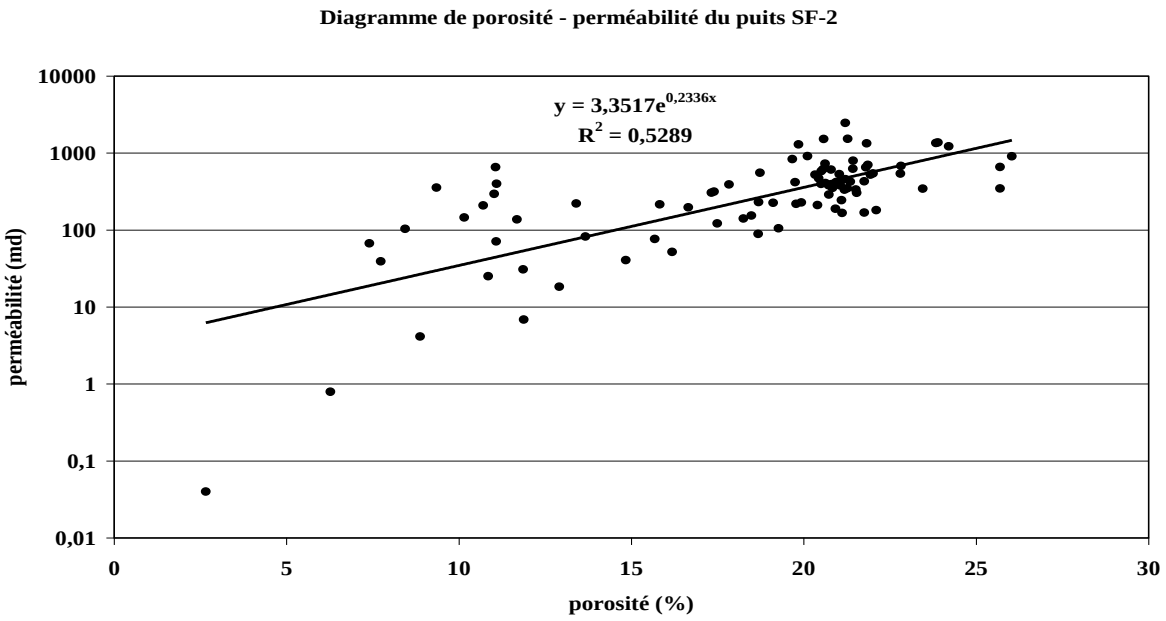
Les faibles valeurs de porosité oscillent entre [0-5] et [5-10] occupent (13.6%) des valeurs de porosité du réservoir.

Une très bonne à excellente perméabilité car les valeurs varient entre [100-1000] md et [>1000] occupent respectivement (46.4%) et (21.6%) des valeurs de perméabilité du réservoir.

Les classes oscillent entre [0.1-1] et [1-5] représente des valeurs de faible perméabilité occupent (7.2%) des valeurs de perméabilité du réservoir.

Carotte N°	Intervalle (m)	POROSITE (%)		PERMEABILITE (md)	
		MINI	MAXI	MINI	MAXI
1	2922-2976	1.54	23.74	0.02	2019.04
Moyenne	Upper TAGI	16.89		490.12	
2	2976-3010	8.99	21.97	1.22	2231.66
Moyenne	Lower TAGI	18.44		735.64	

TABLEAU 4 : Résultats pétro-physiques du puits SF-4



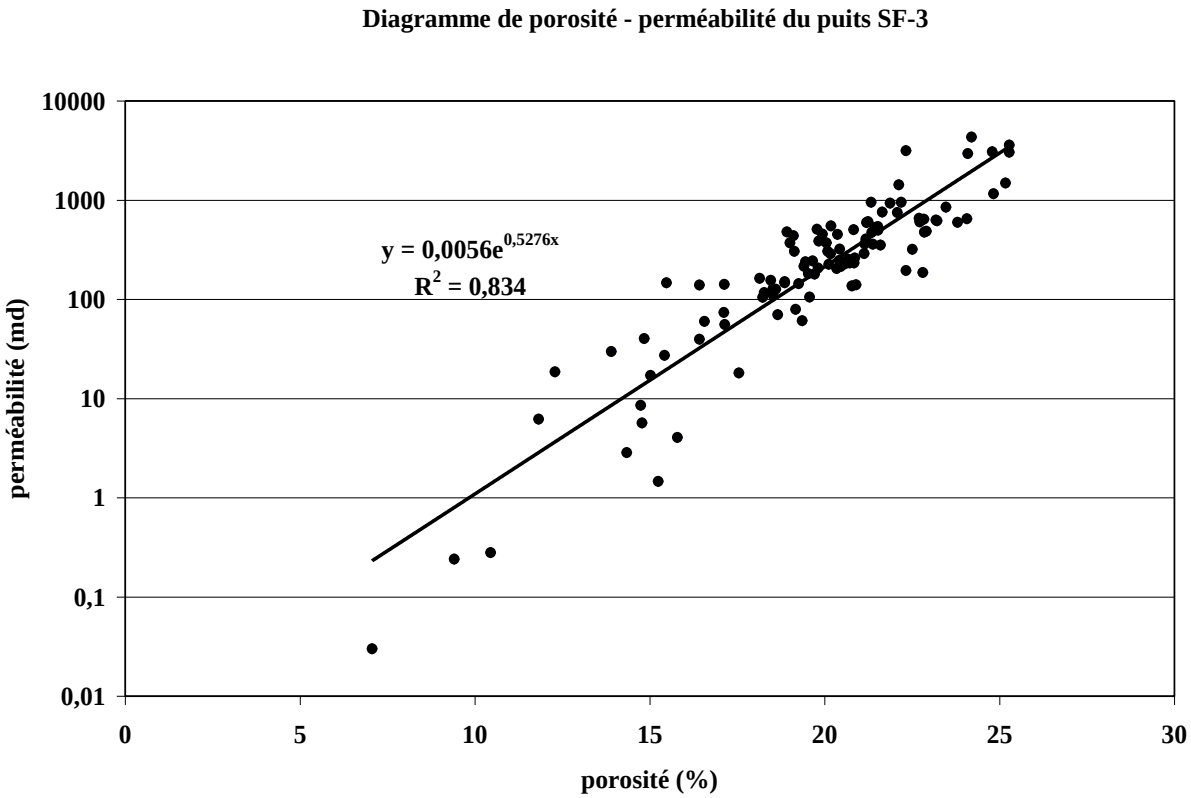


FIGURE 17 : digrammes de porosité-perméabilité du puits SF-2 et SF-3

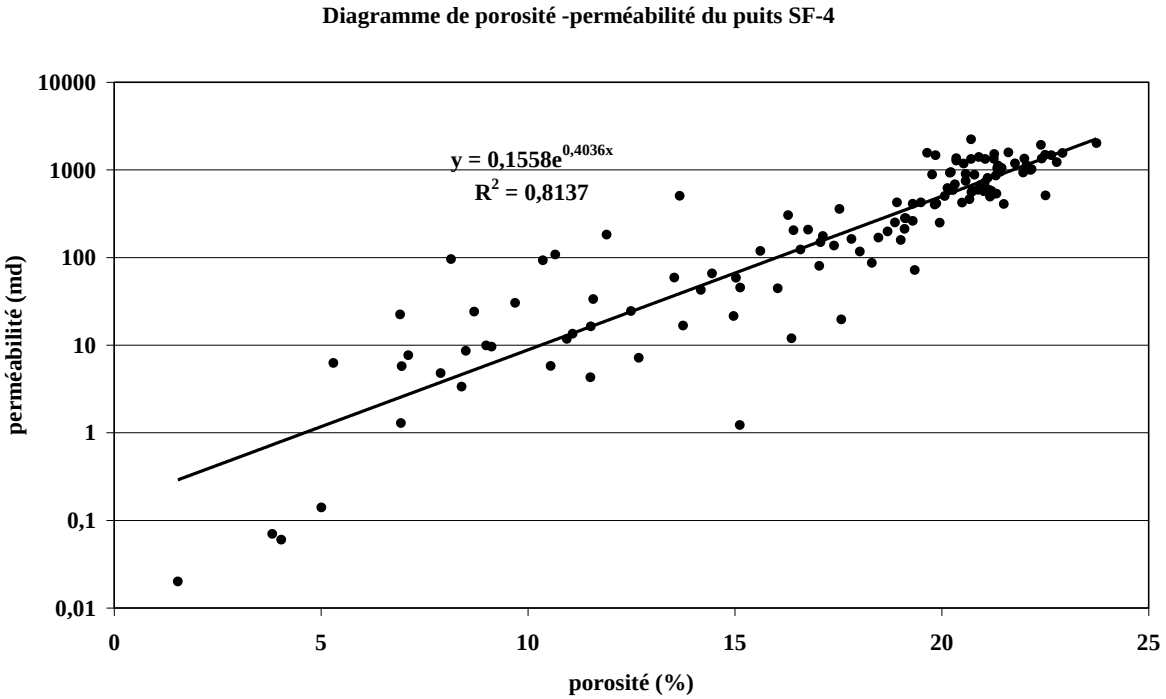


FIGURE 18 : digrammes de porosité-perméabilité du puits SF-4

- ***Interprétation des diagrammes :***

Puits SF-2 : (voir fig-17)

Le diagramme représente la variation de la perméabilité en fonction de la porosité ou niveaux du réservoir celle-ci montre un faible coefficient de corrélation (R^2=0.52) ce qui indique une faible relation entre la porosité et la perméabilité.

Puits SF-3 : (voir fig-17)

Le diagramme de porosité –perméabilité montre un bon coefficient de corrélation (R^2=0.83) ce qui peut être expliqué par une bonne relation entre la porosité et la perméabilité, et que la perméabilité dépend essentiellement de la porosité.

Puits SF-4 : (voir fig-18)

La variation de la perméabilité en fonction de la porosité dans le réservoir TAGI montre un bonne coefficient de corrélation (R^2=0.81) et qui indique une forte relation entre la porosité et la perméabilité.

Interprétation diagraphique et évaluation par tests

L'évaluation du réservoir est basée essentiellement sur les résultats d'interprétation des diagraphies dans notre puits d'étude.

- ***Résultats des diagraphies :***

intervalles	VSH (%)	Porosité (%)	RT (Ohm)	SW (%)	observation
2925	21.9	15.4	23.6	36.2	HC
2926	5.9	20	84.2	6.5	HC
2927	0	21.6	329.1	3.8	HC
2928	7.3	20.7	187.1	4.1	HC
2929	21.4	16.3	40	8.5	HC
2930	15.2	18.7	103	5.0	HC
2931	7.8	21.4	142	4.6	HC
2932	7.5	21.3	277	3.2	HC
2933	5.4	22.9	153	4.3	HC
2934	19.5	20.6	37	7.7	HC
2935	20.4	20.9	64.8	5.2	HC
2936	38.7	15.5	27.2	41.2	HC
2937	28.7	17.5	40.5	7.4	HC
2939	31.8	18.1	42	14.6	HC
2940	26.5	17.9	41.8	7.1	HC
2941	21.8	18.7	55.5	6.3	HC
2942	13.1	21.4	85.1	5.4	HC
2943	8.7	21.3	93.5	5.6	HC
2944	21.5	17.9	28.5	10.5	HC
2948	30.4	13.6	15.6	22.7	HC
2952	27.6	13.2	5.1	36.1	HC
2953	16.7	17.9	13.6	17	HC
2954	19.8	17.4	19.8	13.9	HC
2955	18.8	17.7	32.2	10.3	HC
2956	33.5	13.9	13.4	21.3	HC
2957	28.2	14.9	17.8	14.7	HC
2958	33.9	13.4	17.9	20	HC
2959	30.2	14	20.8	14.3	HC
2960	35.2	13.6	17.5	24.8	HC
2961	27.4	15.4	21.8	13.2	HC
2962	30.3	14.4	16.1	16	HC
2963	31.5	14.7	18.9	15.4	HC
2964	39.9	10.9	18.4	44	HC
2965	32.8	11.1	28.1	13.9	HC
2966	36	11.4	13.6	28	HC
2971	32.2	7.5	7	50.7	HC
2977	36.3	9.1	9.8	35.3	HC
2978	12.7	16.6	18.9	15.5	HC
2979	12.6	18.4	48.5	9	HC
2980	22.4	13.7	12	22.2	HC
2981	34.4	11.0	17.8	33.7	HC
2982	10.9	15.3	11.8	21.9	HC
2983	18.1	13.3	11	25.1	HC
2984	31.1	9.7	7	37.2	HC
2985	38.4	13	3.4	66.5	HC

2993	24.3	15	2.1	49.8	HC
2994	30.9	9.3	1.9	84.9	HC
2995	33.8	7.1	3	82.4	HC
2996	20.2	17.8	1.2	59.6	HC
2997	22.6	13.4	1.6	67.6	HC
2998	26.6	12.1	8.6	30.2	HC
2999	35.2	11.7	2.4	68	HC
3000	33.5	13	2.7	51.1	HC
3001	19.9	16	8.6	22.6	HC
3002	13.5	20.2	2.4	36.6	HC
3005	30	14	2.8	46.2	HC
3010	3.8	23.4	173	4.3	HC
3011	11.6	19.6	39.7	9.1	HC
3012	29.7	14	14.1	18.7	HC
3013	23.4	16.2	15.2	15.9	HC
3014	14.7	28.7	17.4	10.3	HC
3015	28.5	15.2	19.3	13.5	HC
3017	13.2	20.5	50.7	7.7	HC
3018	14.5	19.1	2.8	37.6	HC
3019	14.3	20	0.5	87.1	EAU
3020	11.2	19.7	0.4	99.9	EAU
3021	17.4	17.7	0.5	91.9	EAU
3026	12.1	19.9	0.4	90.7	EAU
3027	9.8	19	0.4	100	EAU
3028	14.7	18.2	0.4	99.9	EAU
3029	13.7	18	0.4	100	EAU
3030	14.5	18.8	0.3	100	EAU
3031	9.8	19.2	0.3	100	EAU
3032	20.0	17.6	0.3	100	EAU
3033	11.8	17.5	0.4	100	EAU
3034	12.6	16.6	0.4	100	EAU
3035	5.8	20.2	0.3	100	EAU
3036	19.4	16.7	0.3	100	EAU
3037	11.9	18.4	0.3	100	EAU
3038	13.5	17.3	0.4	100	EAU
3039	33	10.3	0.6	100	EAU
3040	18.9	15.8	0.5	100	EAU
3041	20.7	13.9	0.5	100	EAU
3042	17.8	15.5	0.5	100	EAU
3043	16.1	15.8	0.5	99.4	EAU
3044	20.2	15.3	0.7	91.5	EAU
3045	29.3	14.8	0.6	97.4	EAU

Tableau 2 : Résultats des diagraphies du puits

- ***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%(Voir fig20).

- ***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) (Voir fig19).

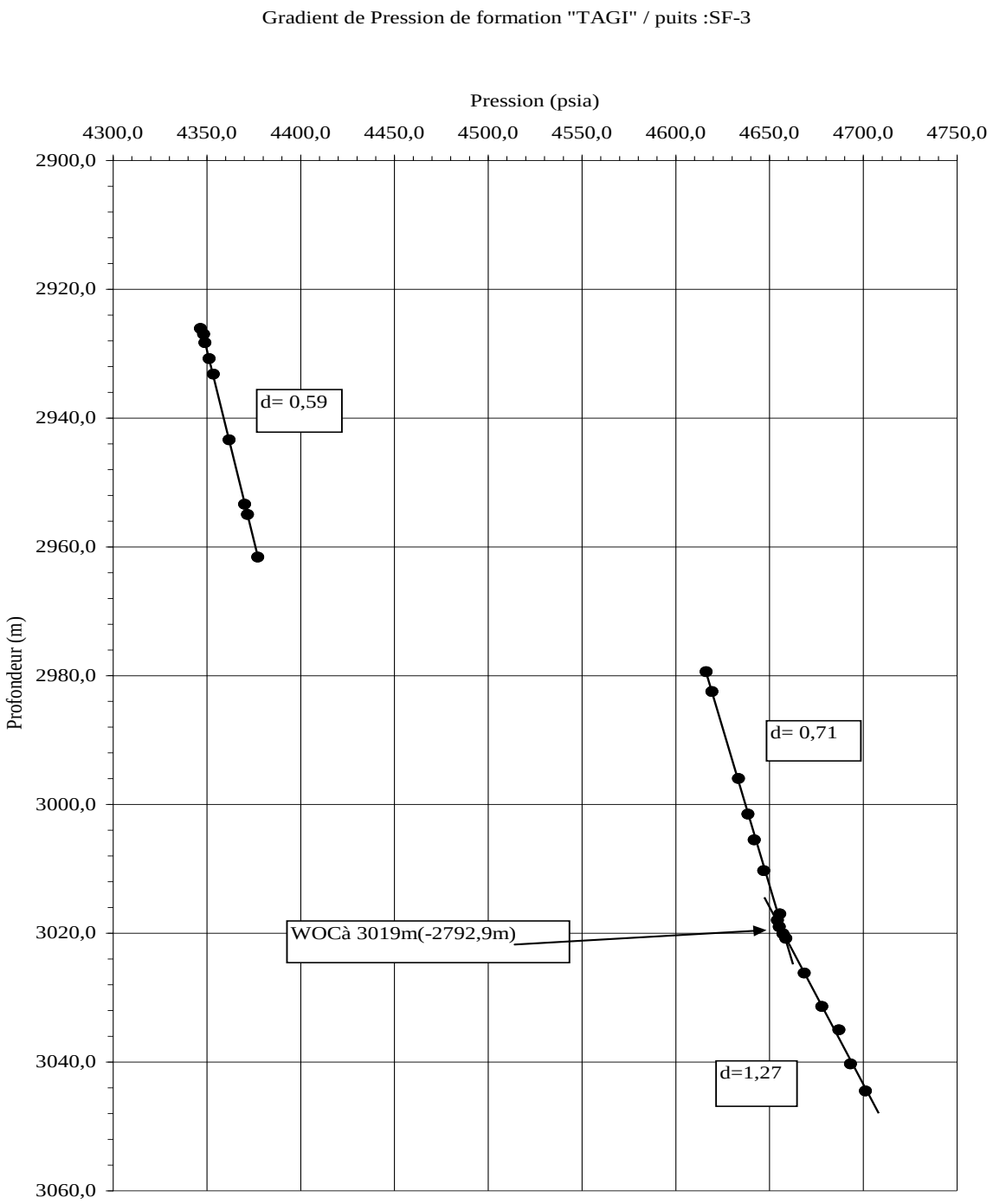


FIGURE 19 : gradient de pression de formation

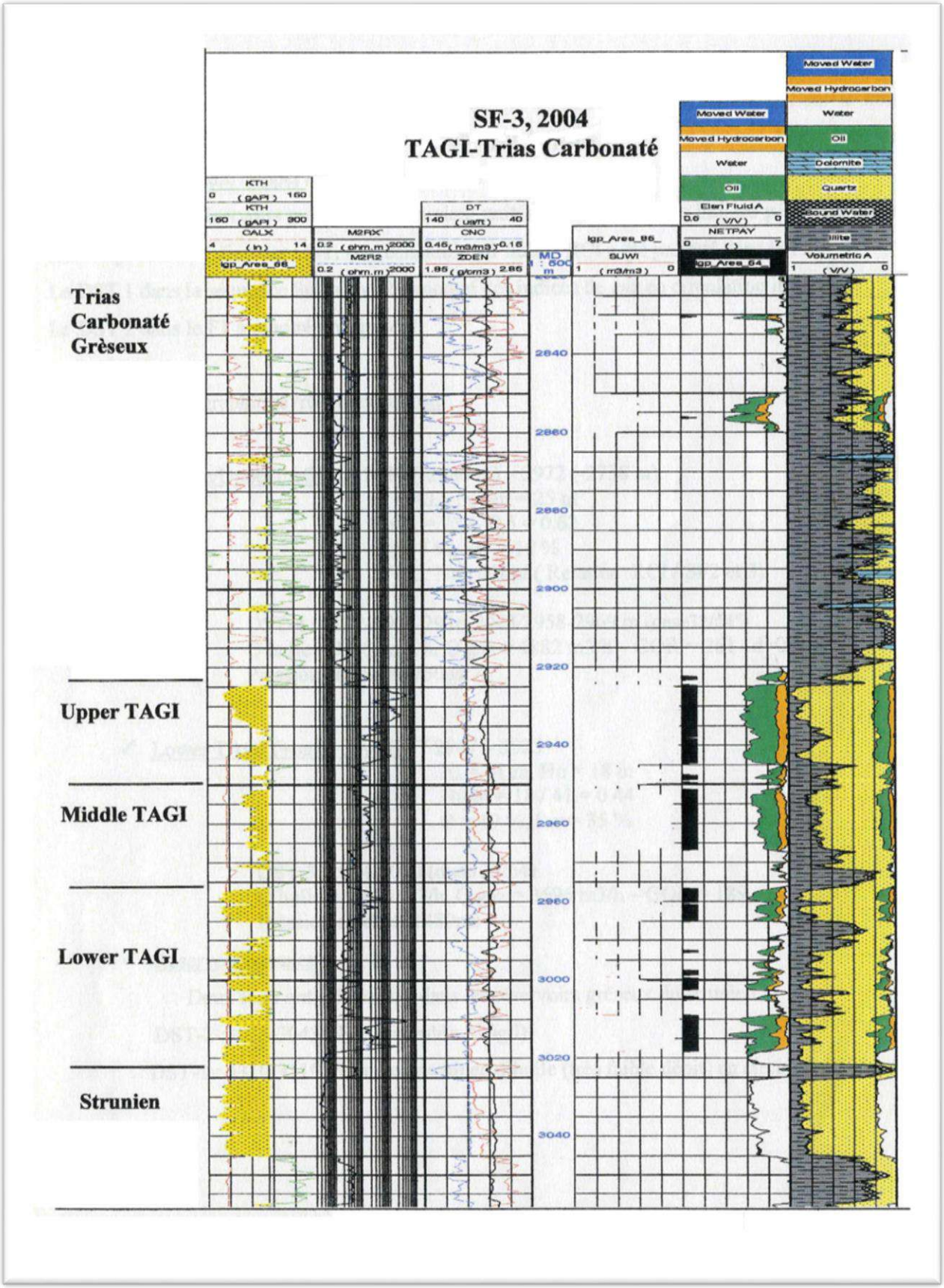


FIGURE 20 : Résultats pétrolier du puits SF-3

Conclusion Générale

D'après les résultats d'analyse pétro-physique effectué sur carotte en peut dire que le (TAGI) a les caractéristiques d'un bon réservoir avec :

- Une porosité carotte moyenne : 18.15%
- Une perméabilité carotte moyenne : 540.10 md

PUITS	POROSITE CAROTTE MOYENNE (%)	PERMEABILITE CAROTTE MOYENNE (%)
SF-1	**18**	**600**
SF-2	**18.41**	**453.82**
SF-3	**18.53**	**493.73**
SF-4	**17.66**	**612.88**

Les résultats d'analyse des diagraphies et des tests effectués sur les puits de la région montrent des réserves en hydrocarbure très encourageant à l'exception de puit SF-1 qui a donné de l'eau salée avec un débit de 13m^3/h, généralement le TAGI dans la région est productif avec des débits d'huile et de gaz regroupés dans le tableau suivant :

PUITS	POROSITE (LOG) Phi= (%)	SATURATION Sw = (%)	DEBIT HUILE (m^3/h)	DEBIT GAZ (m^3/h)
SF-1	**19**	**95**		
SF-2	**15.35**	**14.75**	**16.73**	**3857**
SF-3	**16.38**	**24.15**	**18.41**	**3605**
SF-4	**10.82**	**30.03**	**19.14**	**4289**

Références Bibliographiques

- **C.SALLE, J.DEBYSER (PARIS 1976) :** Formation des gisements de pétrole (Etudes des phénomènes géologiques Fondamentaux).

- **A.CHAOUCHE (1992) :** genèse et mise en place des hydrocarbures dans les bassins de l'erg oriental (SAHARA ALGERIEN).

- **A.BENALI (JUIN 1992) :** Synthese du Permis SIF-FATIMA (Bloc 402b).

- **A.BENALI, A.MAHFOUF (MARS 1996) :** Etude Géologique et Géophysique Du Trend SIF-FATIMA.

- **A.BENYOUCEF ET H.AIDER (MAI 2002) :** Rapport Final D'interprétation des Diagraphies du Puits SF-2.

- **Y.KHECHINE, R.BOURMOUCHE, M.AYED (SEPTEMBRE 2004) :** Analyse petro physique sur carottes du puits SF-3.

- **M-AOUGHLIS (NOVEMBRE 2004) :** Rapport Final D'interprétation des Diagraphies du Puits SF-3.

- **B.BIROUCHE, D.KIDARI (DECEMBRE 2005) :** Rapporte de Fin de sondage du puits SF-4.
  (Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud).

- **H-AIDER (FEVRIER 2006) :** Rapport Final D'interprétation des Diagraphies du Puits SF-4.

- **S.CHELBEB, A.BOUCETTA, C.HELLAL (JUIN 2006) :** Rapporte d'implantation de puits SF- EXT-1.
(Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud)

- **A.MOKHTARI, L.YOUBI (JUIN 2006) :** Rapporte de Fin de sondage du Puit SF-2.
(Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud)

- **S.CHELBEB, A.BOUCETTA, C.HELLAL (AVRIL 2007) :** Rapporte d'implantation du Puits SF-3.
(Document Sonatrach / Division Exploration Hassi Messaoud)

- **S**erra.O., (1979). Diagraphies différées (Tome I). Interprétation des données diagraphiques .SNEA.P PAU-France.

- **S**erra.O., (1985). Diagraphies différées (Tome II) acquisition des données diagraphiques.SNEA.P PAU-France.

Résume

L'objectif de ce mémoire de licence d'essayer de montrer la relation entre la porosité et la perméabilité pour dire que notre réservoir elle débute de réellement des pores qui existe.

Mots clés : hydrocarbures, gisement, forage, puits, diagraphie, paramètres pétro physique, capteurs de diagraphie.

The objective of this memory of license to try to show the relation between the porosity and the permeability to say that our tank it starts from really pores which exists.

Key words: hydrocarbons, deposit, drilling, wells, logging, petro physical parameters, logging sensors.

الهدف من هذه المذكرة هو محاولة إظهار العلاقة بين المسامية والنفاذية وبالتالي القول ان خزان البترول يبدا فعلا من هاته المسام.

كلمات مفتاحية محروقات، حقل بترولي، حفر، الابار