

Université Ferhat Abbas- Sétif 1
Faculté Des Sciences
Département De Physique



Cours de Diagraphie – Master 2

Physique du Globe

**Réalisé par :
Dr. Foudili Djabir
2021/2022**

SOMMAIRE

Introduction	1
--------------------	---

PARTIE I

I.1 Notions de base de la pétrophysiques	3
I.1.1 Composition d'une roche	3
I.1.2 Système pétrolier	5
I.1.3 Réservoir.....	5
I.1.4 Porosité	6
I.1.5 Facteur de formation.....	7
I.1.6 Perméabilité	7
I.1.7 Saturation	9
I.1.8 Résistivité.....	10
I.2 Forage	11
I.3 L'invasion d'une formation par le filtrat de la boue.....	12

PARTIE II

II.1 C'est quoi une diagraphie ?	14
II.1.2 Type des diagraphies	15
II.1.3 Présentation d'une diagraphie.....	16
II.2 Polarisation Spontanée (PS)	18
II.2.1 Origine de la PS.....	18
II.2.2 L'enregistrement de la PS	20
II.2.3 Interprétation de la PS	21
II.2.3.1 Interprétation qualitative.....	21
II.2.3.2 Interprétation quantitative	22
II.3 Diagraphies de la résistivité.....	26

II.3.1 Principe de mesure.....	26
II.3.2 Résistivité classique.....	27
II.3.2.1 Mode normal	27
II.3.2.2 Mode latéral (inverse)	28
II.3.3 La résistivité moderne	29
II.3.3.1 Le latérolog simple.....	29
II.3.3.2 Le dual latérolog	30
II.3.3.3 le SFL (Spherically focused log)	30
II.4 Diagraphie de la radioactivité naturelle (Gamma-ray)	32
II.4.1 D'où vient la radioactivité naturelle des roches ?	32
II.4.2 Principe de mesure.....	33
II.4.3 Quelle unité à utiliser ?	34
II.4.4 Interprétation	35
II.4.4.1 Interprétation qualitative.....	35
II.4.4.2 Interprétation quantitatives.....	37
II.5 Diagraphie nucléaire provoquée	38
II.5.1 Diagraphie gamma-gamma	38
II.5.1.1 Interprétation	40
II.5.2 Diagraphie de neutron	42
II.5.2.1 Interprétation	45
II.6 Diagraphie sonique.....	47
II.6.1 Outils utilisés	47
II.6.2 Interprétation	49
II.6.2.1 Qualitative	49
II.6.2.2 Quantitative.....	49

INTRODUCTION

Le globe terrestre contient de nombreuses ressources naturelles qui sont très importantes pour la vie humaines, le pétrole, le gaz, et les différentes minéraux constituant le cœur de l'économie et l'industrie mondiale, ces minéraux sont appelées « minéraux industrielles » ils sont utilisées dans la fabrication de divers produits ou dans des procédés industriels grâce à leurs propriétés physiques ou chimiques, prenons par exemple, la barytine, qui se caractérise par sa densité elle est utilisée dans les boues de forage, les peintures ...et autres. Le graphite est utilisé dans la fabrication des batteries des voitures, les piles, les crayons ... etc. Le quartz qui contient la silice (SiO_2) pour la fabrication des verres, et autres utilisation dans l'industrie électronique. Sans oublier l'or, l'argent, et l'eau minérale qui représente la ressource naturelle la plus importante, car la vie humaine l'en dépend. L'exploration et l'exploitation de ces ressources nécessite qu'on maîtrise deux disciplines importantes à savoir :

- La géoscience c.à.d. la géologie avec ses différentes branches, en particulier la sédimentologie, la pétrologie, la minéralogie, et la géochimie, et la géophysique avec ses différentes méthodes d'exploration tel que les méthodes sismiques, les diagraphies, les méthodes électriques, la gravimétrie, l'électromagnétisme ...etc.
- L'outil informatique pour tous ce qui concerne les softwares et les programme d'analyse et de traitement des données, sont oublier les différentes langages de programmation pour résoudre les problèmes confrontés.

Tout ça avec l'exploitation de la nouvelle technologie pour améliorer le fonctionnement des instruments utilisés en acquisition des données.

Dans ce cours on focalisera sur les différentes méthodes de diagraphie, en essayant de couvrir tous ce qu'un étudiant de MASTER doit connaître à propos de ces méthodes.

Les diagraphies de puits ont joué un rôle clé dans l'exploration pétrolière et gazière et l'évaluation des réservoirs depuis leur première mise en œuvre, au début du 20ème siècle. Lorsque le forage d'un puits est terminé, une décision doit être prise, doit-on continuer à forer, ou bien on abandonne le puits? Au début des années 1930, la diagraphie des puits était une activité essentielle dans chaque opération de forage, car elle prouvait qu'elle pouvait fournir des données cruciales pour prendre la bonne décision.

Une fois qu'un puits est foré, le seul moyen économique de savoir exactement ce qui s'y trouve est d'utiliser les diagraphies, qui nous permettent d'obtenir les différentes caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

Le cours se compose de deux parties dont la première est une initiation dans laquelle on présentera des notions de base de la pétrophysique, tel que la notion de réservoir, porosité, perméabilité, saturation ...etc. on parle aussi de l'opération de forage, et le phénomène de l'invasion.

La deuxième partie sera consacrée pour les différentes méthodes de diagraphie, la polarisation spontanée (PS), les diagraphies de la résistivité, les diagraphies de la radioactivité naturelle (Gamma-Ray), et provoquée (Gamma-Gamma, et neutron), et la diagraphie acoustique (sonique).

Dans chaque méthode on a essayé de présenter l'essentiels, à savoir le principe physique sur lequel se base la méthode, le fonctionnement de l'outil utilisé, et l'interprétation qualitative, et quantitative du log.



PARTIE I

NOTIONS DE BASE INDISPENSABLES

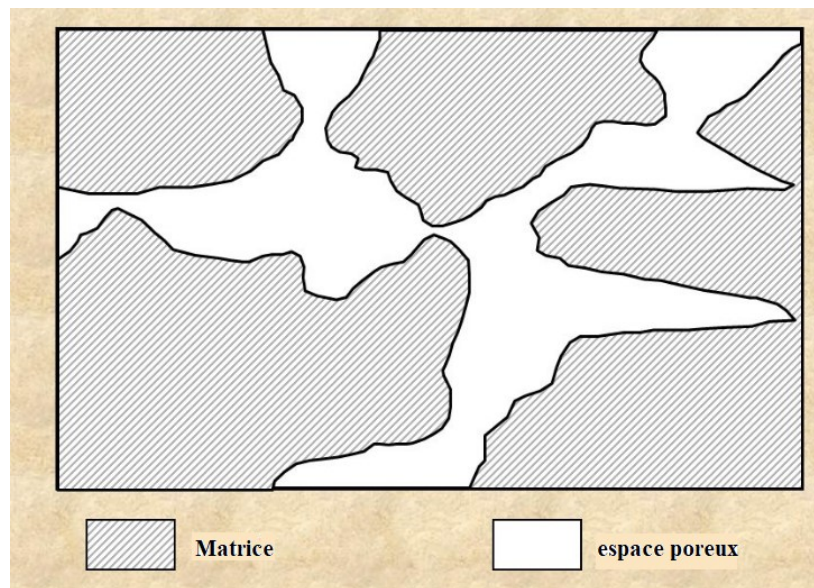
I-1 Notions de base de la pétrophysiques

La pétrophysique est la discipline qui consiste à étudier les propriétés des roches, et leurs interactions avec les fluides (eau, huile, ou gaz). Les propriétés physiques des roches sont nombreuses, mais les plus importantes sont : la porosité, la perméabilité, la saturation en fluides, la résistivité électrique des roches. D'une autre façon la pétrophysique met l'accent sur les propriétés relatives au système de pores et à ses caractéristiques de distribution et d'écoulement des fluides. Ces propriétés et leurs relations avec les fluides en place (in-situ) sont utilisés afin d'évaluer :

- Les réservoirs d'hydrocarbures
- Les sources d'hydrocarbures
- Les aquifères

I.1.1 Composition d'une roche

Une roche est composée de deux parties, (01) une partie solide dite matrice (02) un volume vide appelé pores, les pores sont généralement remplis par les fluides.



Géologiquement parlant, la matrice est l'ensemble des parties solides (grains + ciment) constituant la roche à l'exclusion des argiles. Pour les géologues l'exclusion des argiles est imposée d'une part par la différence de comportement vis-à-vis des phénomènes physiques exploités en diagrapie de ces deux types de solides, d'autre part l'influence de l'argile sur les propriétés pétrophysiques des réservoirs.

I.1.2 Système pétrolier

Le système pétrolier est un concept unificateur qui englobe tous les éléments et processus indispensables pour la génération et l'accumulation des hydrocarbures.

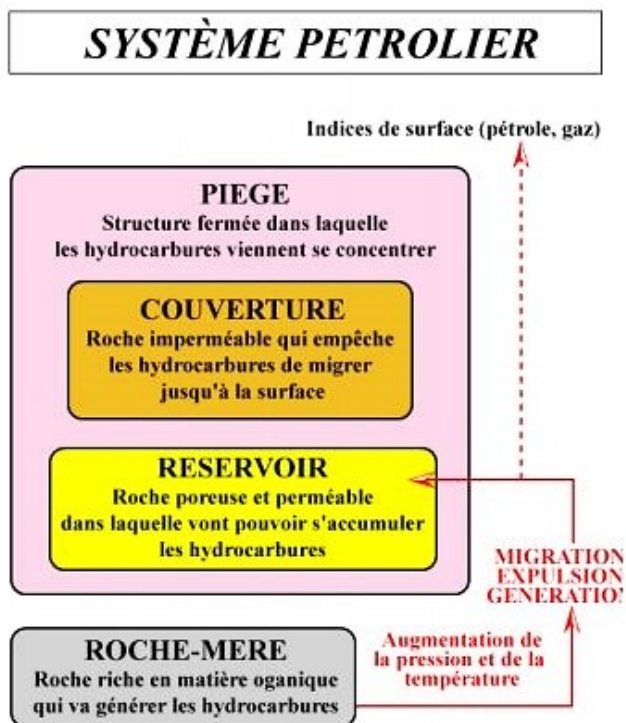
Les éléments essentiels d'un système pétrolier sont les suivants :

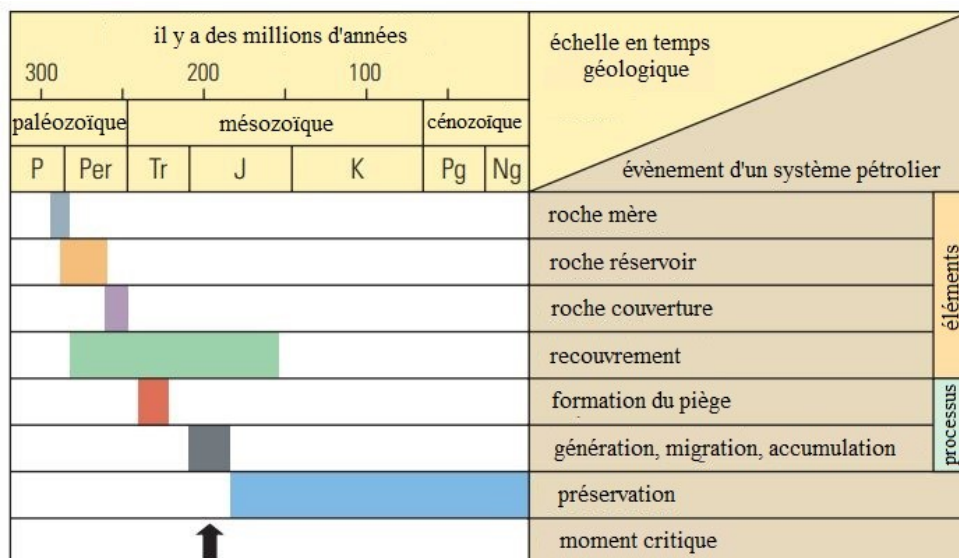
- **Roche mère (source rock)**
- **Chemin de migration (migration path)**
- **Roche réservoir (reservoir rock)**
- **Roche couverture (seal rock)**
- **Recouvrement (overburden)**

Les processus d'un système pétrolier sont : cénozoïque

- **Formation des pièges (trap formation)**
- **Formation, migration, et accumulation d'hydrocarbures**

Ces éléments et processus essentiels doivent être correctement positionnés dans l'espace et dans le temps, afin que la matière organique de la roche mère peut être convertie en accumulation de pétrole. Il existe un système pétrolier où tous ces éléments et processus de base sont connus se produire ou est censé d'avoir une probabilité raisonnable de se produire, c'est le « Timing ».

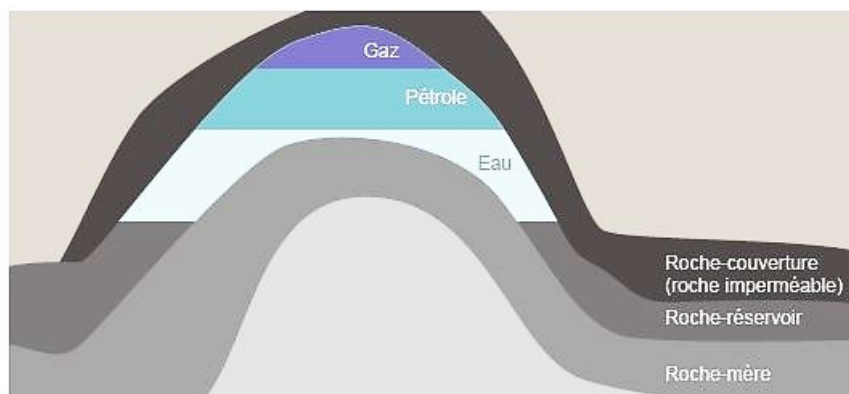




II.1.3 Réservoir

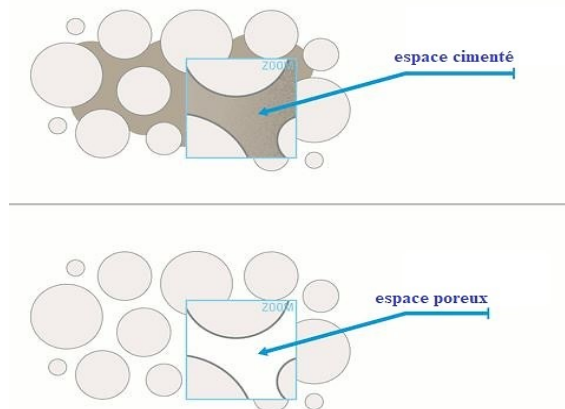
Un réservoir est une formation rocheuse, poreuse et perméable. Cette formation renferme généralement une accumulation des fluides (eau, hydrocarbures, ou les deux), elle est surmontée par une barrière imperméable qui empêche les fluides à s'échapper, c'est la roche de couverture.

En industrie pétrolière on appelle un gisement l'ensemble des réservoirs proches latéralement les uns aux autres, ou bien superposés. Les réservoirs les plus répandus au monde sont de type gréseux, ils sont associés au minérale du Quartz (la silice SiO_2), les grains du grès sont cimentés, et selon le type de ciment en place on distingue les grés argileux (ciment=argile), grés carbonaté (ciment=calcaire, ou dolomie). Néanmoins il existe d'autres types de réservoirs tels que les réservoirs carbonaté et de shale.



I.1.4 Porosité

Les roches sont constituées de grains, dans les cas où ces grains sont très serrés et qu'il n'y a pas d'espaces entre les grains, on dit que cette roche n'a pas de porosité. À l'autre extrémité de l'échelle, certaines roches ont beaucoup d'espace poreux entre les grains. La porosité d'une roche dépend de la taille et de la forme des grains, un autre facteur qui affecte la porosité est le taux de cimentation.



Par définition la porosité est le rapport entre le volume des vides par rapport au volume total, exprimée en pourcentage (%)

$$\Phi = \frac{Volume_{vide}}{Volume_{total}} = \frac{V_T - V_M}{V_T} = 1 - \frac{V_M}{V_T} [\%]$$

Au niveau du réservoir la porosité est classée en deux (02) classes :

- Porosité absolue : le volume totale des vides
- Porosité effective : le volume des vides interconnectés (liés entre eux)

Soit en industrie pétrolière ou en hydrogéologie c'est la porosité effective qui nous intéresse, car c'est la porosité qui permet la circulation des fluides.

$$\Phi_{eff} = \frac{Volume_{vide-interconnectés}}{Volume_{total}}$$

Généralement les valeurs de la porosité (effective) varient entre $1\% < \Phi_{eff} < 40\%$,

- $\Phi_{eff} < 5\%$ → faible
- $5\% < \Phi_{eff} < 10\%$ → médiocre
- $10\% < \Phi_{eff} < 20\%$ → moyenne
- $20\% < \Phi_{eff} < 30\%$ → bonne
- $\Phi_{eff} > 30\%$ → excellente

I.1.5 Facteur de formation

En 1942, G.Archie a démontré que le rapport entre la résistivité d'une roche remplie d'eau (ρ_0) et la résistivité de cette eau (ρ_W), est un constant dite facteur de formation.

$$F = \frac{\rho_0}{\rho_W}$$

Archie a révélé aussi que ce facteur peut être lié à la porosité de la formation en question.

$$F = \frac{a}{\Phi^m}$$

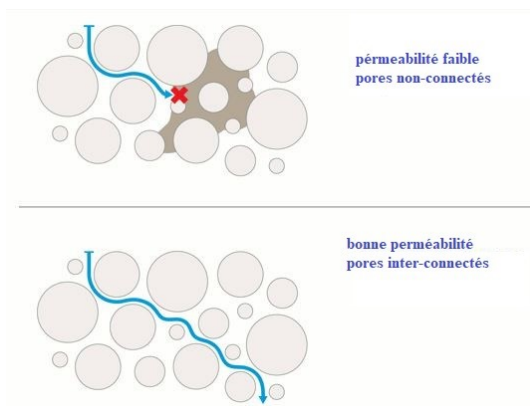
Avec : a : facteur lié à la nature de la roche. m : facteur de cimentation. Φ : porosité
plusieurs formules ont été déterminées, parmi les plus utilisées, on cite :

- $F = 1/\Phi^2$ pour les formations consolidées.
- $F = 0.62/\Phi^{2.15}$ (Humble), ou $0.81/\Phi^2$ (Schlumberger) pour les formations non-consolidées

I.1.6 Perméabilité

La perméabilité (K) est définie comme étant la capacité d'une roche à laisser passer ou pas un fluide de viscosité donnée, elle est exprimée en milli-darcy.

La perméabilité dépend de la taille et la forme des grains, ainsi que la porosité effective.



Différentes type de perméabilité existent, tout dépend de fluides en place, on peut distinguer :

- Perméabilité absolue : est l'habilité à transmettre un fluide lorsque la roche est 100% remplie d'un seul fluide.

- Perméabilité effective : est La capacité à transmettre préférentiellement un fluide particulier lorsque d'autres fluides immiscibles sont présents dans le réservoir.
- Perméabilité relative : est le rapport de la perméabilité relative à celle absolue.

On donne la perméabilité en Darcy par :

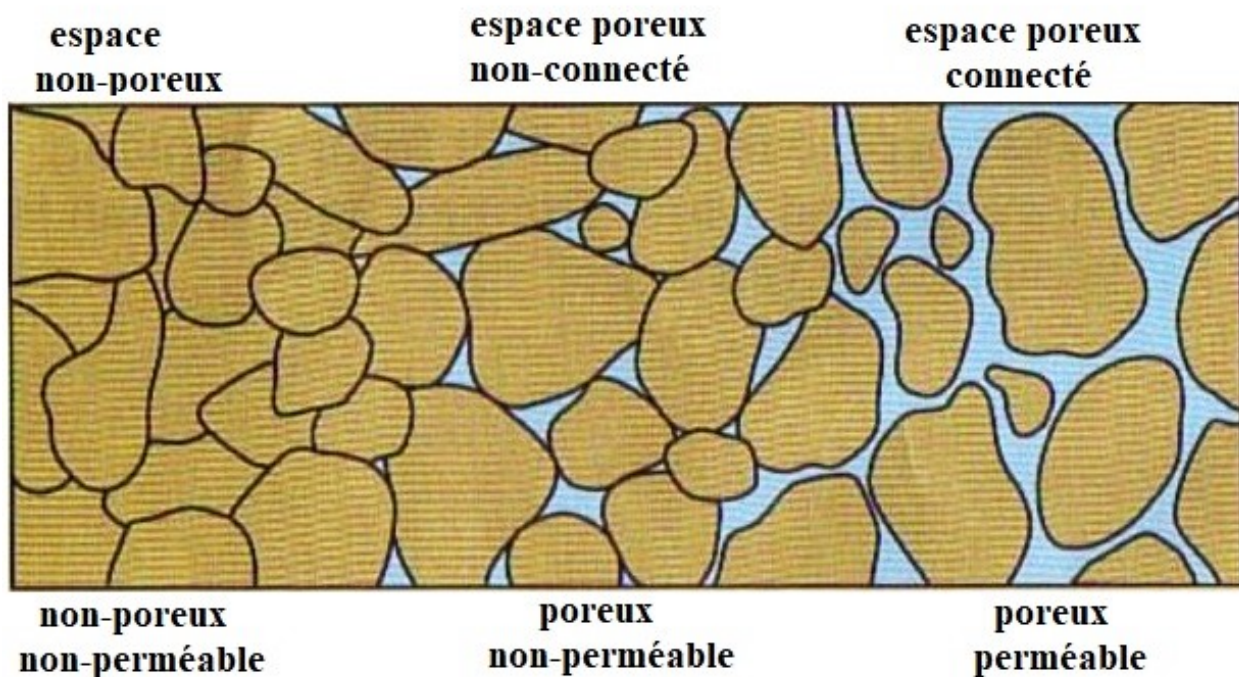
$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P}$$

Avec : q : débit en (cc/s). A : cross-section de l'échantillon en (cm²). μ : viscosité en (centipoise). ΔP : Gradient de pression en (atm). L : longueur de l'échantillon en (cm)

$K = 1 \text{ Darcy}$, est rarement trouvé, par contre des valeurs très inférieurs de 1 Darcy sont les plus souvent trouvées. C'est à cause de cette raison que l'unité courante pour exprimer la perméabilité est le milli-Darcy.

En pratique on classe les valeurs de la perméabilité comme suit :

- $K = 1.0 - 15 \text{ mD}$ → faible à médiocre
- $K = 15 - 50 \text{ mD}$ → moyenne
- $K = 50 - 250 \text{ mD}$ → bonne
- $K = 250 - 1000 \text{ mD}$ → très bonne
- $K = 1 \text{ darct}$ → *excellente*



I.1.7 Saturation

Nous avons vu précédemment que la porosité présente l'ensemble des vides contenus dans la roche, et que ces vides sont en générale occupés par des fluides. Donc on peut dire que la porosité est directement liée à la capacité d'une roche à stocker les fluides.

La saturation d'une roche en un fluide donné, est la fraction (%) de la porosité de cette roche occupée par le fluide en question.

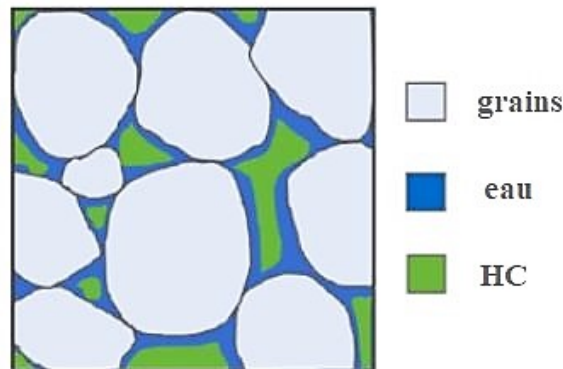
$$Saturation_{fluide} = \frac{Volume\ de\ fluide}{Volume\ des\ pores}$$

On appelle S_w la fraction de volume poreux occupée par l'eau de la formation, pareil on appelle S_h la fraction de volume poreux occupée par les hydrocarbures. En générale

$$S_w + S_h = 1\ (100\%) \rightarrow S_w = 1 - S_h\ et\ S_h = 1 - S_w$$

Une valeur de $S_w = 100\%$ signifie qu'on est dans un niveau aquifère.

Une valeur de $S_h = 100\%$ signifie la présence d'un niveau pétrolifère.



La loi d'archie (...) a été établie pour des roches saturées en eau, et de là il est nécessaire de prendre en considération la saturation, et la loi d'Archie peut être réécrite comme suit :

$$\rho_r = F \cdot \rho_w \cdot S_w^{-n}$$

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F \rho_w}{\rho_r}}$$

$F \rho_w$: est la résistivité de la roche saturée en eau, ρ_r : est la résistivité de la roche désaturée en eau, et $n=2$

I.1.8 Résistivité

La résistivité (ρ) d'un milieu est la propriété physique qui détermine la capacité de ce milieu à laisser passer le courant électrique. Elle est donnée par :

$$\rho = \frac{R \cdot S}{L}$$

Avec : R=résistance (Ω), ρ = la résistivité ($\Omega.m$), S=section (m^2), L=longueur (m).

La résistivité électrique est la propriété physique qui montre les plus forts contrastes en géophysique. Par exemple, l'argent natif présente une résistivité de $1.6 \times 10^{-8} \Omega.m$, alors que celle du soufre est de $10^{16} \Omega$. On a donc 10^{24} ordres de grandeur de différence entre les deux, et en diagraphie c'est l'un des paramètres les plus importants.

Dans les sédiments et les roches sédimentaires, la résistivité est généralement plus faible. Plus ces roches sont vieilles, tassées et profondes, plus la porosité diminue et la résistivité est élevée. En fait, le facteur déterminant la résistivité d'un sol est sa teneur en eau, donc sa saturation.

I.2 Forage

En utilisant les différentes méthodes géophysique, on peut obtenir une véritable échographie de sous-sol, à travers laquelle on arrive à cartographier les structures susceptibles de contenir de l'eau (hydrogéologie) ou des hydrocarbures (industrie pétrolière). Néanmoins l'information géologique (déposition des couches) obtenue en utilisant ces méthodes n'est pas aussi précise, car leur résolution verticale est faible surtout pour les grandes profondeurs.

Le seul moyen pour vérifier l'exactitude de ces informations géophysiques, est le forage. Le forage consiste à creuser un trou dans la terre (aussi appelé puits en prospection) connectant le réservoir à la surface. Donc il va nous permettre d'avoir un accès direct à l'information de sous-sol (information réelle). Des informations comme le type des formations traversées, la composition minéralogique, l'épaisseur des couches, et leurs inclinaisons sont facilement acquises à l'aide du forage.

Le forage de type « rotary » est le plus répandu dans le monde (voir fig).

Le procédé de forage rotary fut expérimenté pour la première fois en 1901 au USA.

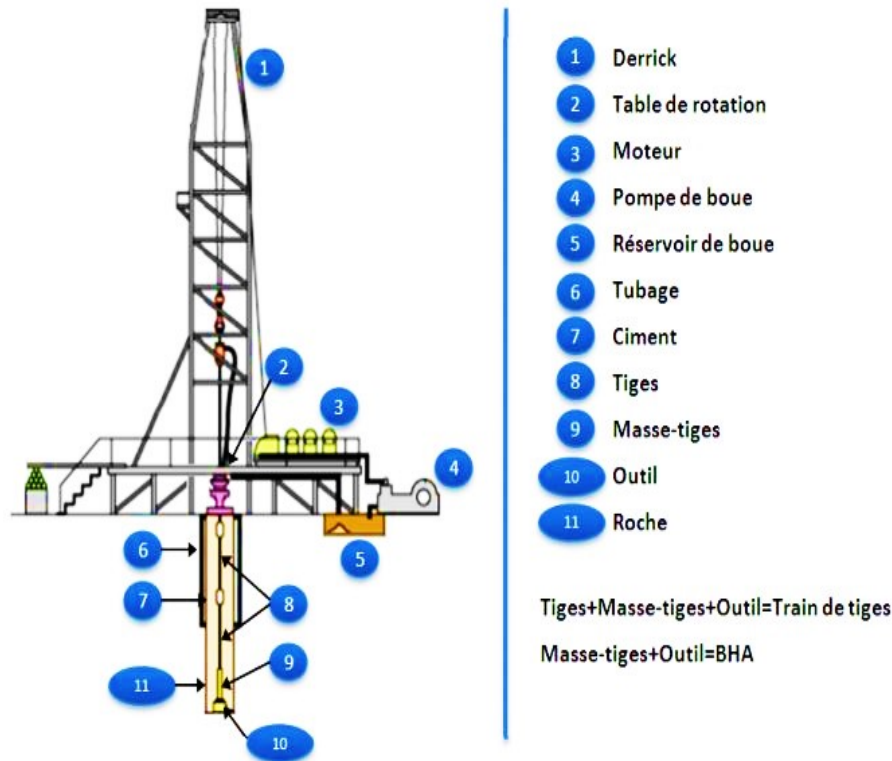
Son principe de fonctionnement consiste à utiliser l'outil de forage « trépan », fabriqué principalement en acier et incrusté en diamant (10 sur l'échelle de Mohs), ce qui permet de casser les roches les plus dures quand on fore. Le trépan se trouve toujours en contact direct avec la roche traversée, l'outil pour accomplir son travail doit être animé par deux mouvements simultanément

- Mouvement de rotation (60 – 300 tr/min)
- Mouvement de translation, dû à l'appui des masses très Lourdes (dizaines de tonnes) sur l'outil de forage

La combinaison de ces deux mouvements permet l'enfouissement de l'outil dans le sous-sol. Le mouvement de rotation est donné à l'ensemble par l'intermédiaire d'une tige d'entraînement coulissante dans la table de rotation alimenté par des moteurs très puissants.

Le trépan et la tige d'entraînement sont creuses, pour l'injection de la boue de forage dans le puits, les caractéristique de cette boue sont bien choisi avant l'opération de forage, ces paramètres sont : la salinité, la densité, et la résistivité. L'utilisation de la boue de forage présente un certain nombre d'avantages :

- Refroidissement de l'outil de forage
- Maintenir les parois du trou grâce à la pression exercée latéralement
- Empêcher les venues des fluides contenues dans les formations traversées à l'intérieur du puits.



Après l'injection, la boue remonte à la surface par l'espace annulaire, lors de sa montée, la boue tapisse les parois du trou formant ce qu'on appelle gâteau de la boue « mud cake »

Arrivée au sol, la boue avec les déblais qu'elle a véhiculée arrive à un tamis vibrant qui retient les déblais et laisse passer la boue vers un ou plusieurs bac à boue, ou elle se décante pour être utilisée autre fois. Un appareil de levage est nécessaire pour soutenir le poids de la garniture, c'est le rôle du « derrick ».

I.3 L'invasion d'une formation par le filtrat de la boue

Généralement, la présence de fluide de forage provoque des perturbations dans les formations traversées par le forage. Ces formations sont le plus souvent saturées en eau et/ou en hydrocarbures, qu'il est important de les maintenir en place, afin d'éviter leur venues en surface. Une fois la boue (résistivité R_m) est injectée dans le puits, elle va exercer une pression hydrostatique sur les parois du puits légèrement supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent.

En conséquence, la phase liquide de cette boue s'infiltre dans les formations forées, et la partie solide s'accumule sur les parois du puits, formant ce qu'on appelle gâteau de

boue « mud cake » de résistivité R_{mc} . Les caractéristiques de mud cake dépendent de la nature de la boue utilisée.

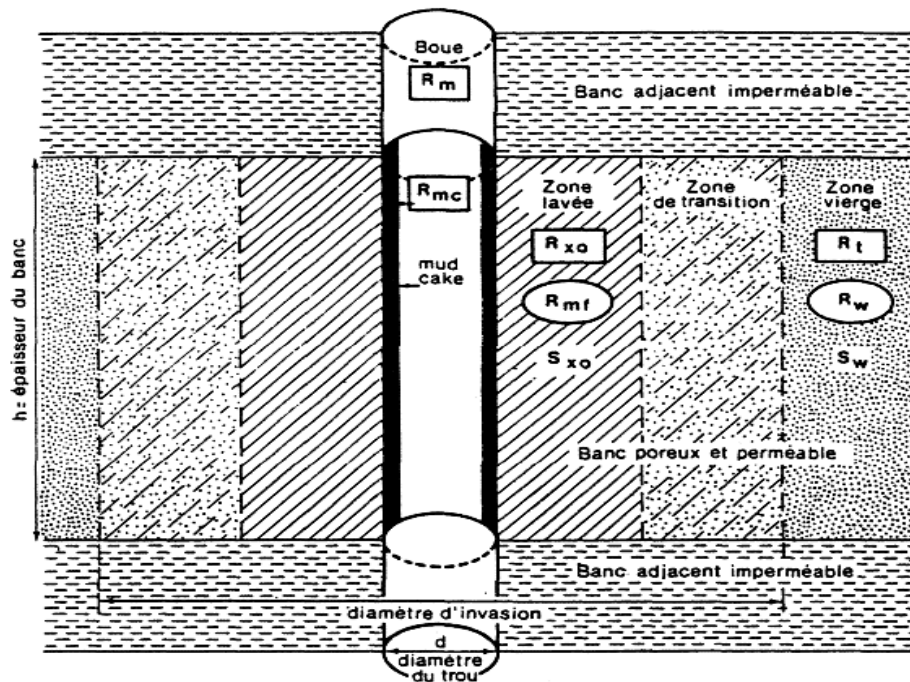
Le filtrat infiltré, envahie la formation, et perturbe la répartition des fluides en place, et ses propriétés physiques vont modifier celles des formations.

Sous ces conditions on observe l'apparition de deux zones :

- Zone envahiee (lavée), dont le filtrat de boue de résistivité R_{mf} a refoulé toute l'eau de formation, laissant les pores remplis par le filtrat et de résidu d'HC. Cette zone a une résistivité R_{xo}

Puis la quantité de filtrat diminue jusqu'à ce que l'on trouve dans la deuxième zone

- Zone vierge, dont les pores sont totalement saturés par les fluides de formation de résistivité, cette zone a une résistivité R_t





PARTIE II

LES MÉTHODES DE DIAGRAPHIE

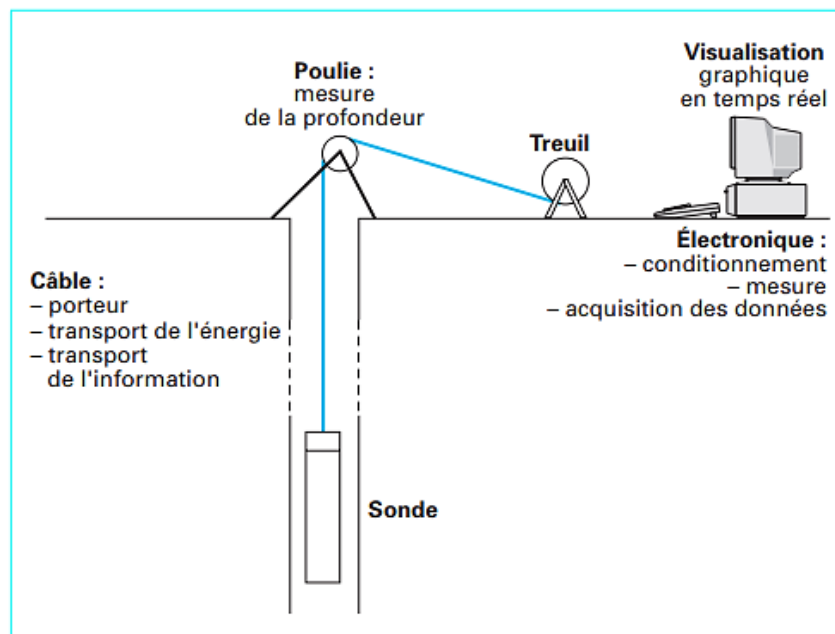
II.1 C'est quoi une diagraphie ?

Les différentes méthodes géophysiques de surface, sont des techniques qui nous permettent d'acquérir des informations représentatives du sous-sol sur un volume du terrain important, mais avec une faible résolution c'est-à-dire : on connaît le terrain globalement mais on ne distingue pas les détails. C'est ici que l'importance des diagraphies entre en jeu.

Les diagraphies sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage « puits ». Elles représentent tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un forage avec la meilleure résolution verticale possible. Néanmoins, le rayon d'investigation n'est pas beaucoup plus grand que celui du forage.

Comment elles sont acquises ?

Les mesures diagraphiques sont toujours réalisées à partir d'une sonde descendue dans le trou de forage et reliée à un camion laboratoire situé en surface du sol par l'intermédiaire d'un câble, ce laboratoire est parfaitement autonome, équipé électroniquement et mécaniquement, la mesure se fait pendant la remontée de la sonde (de bas vers le haut) avec une vitesse d'enregistrement bien déterminée selon l'outil utilisé.



Le **câble** remplit plusieurs fonctions :

- Il est porteur ; il supporte le poids de la sonde et ne doit pas s'allonger, car sa longueur sert à mesurer la profondeur de la sonde ; celle-ci doit être connue avec une précision meilleure que 0,5 % (soit 5 cm à 10 m de profondeur...) ;
- Il transporte l'énergie nécessaire à l'alimentation des circuits électroniques situés dans la sonde
- Il transporte l'information entre l'instrumentation située dans la sonde et celle qui est en surface (laboratoire).

Le **treuil** doit pouvoir enrouler et dérouler le câble de manière continue à vitesse régulée il peut comporter un dispositif de mesure de la longueur du câble, sinon c'est la poulie qui porte un capteur « roue codeuse »

La **sonde** est le dispositif de mesure utilisée. Elle est constituée de plusieurs modules électroniques, ces composantes peuvent résister à des températures dépassants les 20 °C. Chaque sonde est caractérisée par un couple émetteur-récepteur, dont l'écartement contrôle la profondeur d'investigation, et la résolution verticale.

II.1.2 Type des diagraphies


Généralement on distingue trois (03) types de diagraphies :

- **Diagraphie en cours de forage (LWD) « Logging While Drilling »**
Les mesures sont effectuées pendant le forage, elle donne des informations sur le déroulement de l'opération (le débit, l'avancement, la température ...)
- **Diagraphie différée**
C'est l'enregistrement de paramètres géophysiques après la réalisation d'une partie, ou du sondage entier dû le nom « différée ».
- **Diagraphie de production**
Elle s'intéresse principalement aux puits productifs et consiste à mesurer les paramètres physiques qui influent directement sur la productivité du puits (ex, la thermométrie et la gradiomanométrie)

II.1.3 Présentation d'une diagraphie

La présentation est très importante. Sur l'entête « Header » du log on doit voir figurer un certain nombre de renseignements indispensables :

- le nom de la compagnie
- le numéro du forage et ses coordonnées
- l'outil utilisé,
- tous les autres logs enregistrés en même temps, c'est-à-dire pendant la même opération
- Depth – Driller : la profondeur atteinte par le forage
- Depth – Logger : la profondeur maximum atteinte par le log
- Btm log interval : la profondeur à laquelle le log commence véritablement
- Top log interval : la profondeur à laquelle le log est arrêté
- Type fluid in Hole : le type de fluide remplissant le forage, type de boue avec ses caractéristiques, densité, viscosité, pH, etc.
- Source sample : provenance de l'échantillon de boue, (dernière circulation)
- Rm (m = mud = boue) : résistivité de la boue
- Rmf (mud filtrate) : résistivité du filtrat
- Rmc (mud cake) : résistivité du mud cake
- Time since circulation : temps qui s'est écoulé après la dernière circulation jusqu'au log
- Permanent datum : niveau de référence (très important en diagraphies pour l'eau)
- Casing : tubage
- KB : Kelly bush, élévation de la table de forage.

 Institut de Géophysique <small>Université de Lausanne</small> <small>Faculté des Sciences</small>																																																												
Company	Institut de Géophysique																																																											
Well	Cugy_ar																																																											
Field	Cugy nord																																																											
County	Cugy	State	Vaud																																																									
Country	Switzerland																																																											
Location	Route cantonale de Cugy, sortie Nord à gauche																																																											
Section	Township	Range	API Num																																																									
Permanent Datum	685	Elevation	685																																																									
Log Measured From	0	Above Perm Datum	D.F.																																																									
Drilling Meas From	0		G.L.																																																									
Date Depth - Driller Depth - Logger Btm Log Interval Top Log Interval Casing - Driller Casing - Logger Bit size Type Fluid in Hole Dens. /Visc. pH / Fluid Loss Source of Sample Rm @ Meas. Temp Rmf @ Meas. Temp Rmc @ Meas. Temp Source: Rmf / Rmc Rm @ BHT Max. Rec. Temp.	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Run 1</th> <th>Run 2</th> <th>Run 3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>18-09-80</td><td>20-10-93</td><td>10-08-99</td></tr> <tr><td>40.5</td><td>40.5</td><td>40.5</td></tr> <tr><td>39.5</td><td>39.4</td><td>39.2</td></tr> <tr><td>39.5</td><td>39.4</td><td>39.2</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>0.5</td><td>7.2</td></tr> <tr><td>3"</td><td>3"</td><td>3"</td></tr> <tr><td>2.5"</td><td>2.5"</td><td>2.5"</td></tr> <tr><td>5"</td><td>5"</td><td>5"</td></tr> <tr><td>Water</td><td>Water</td><td>Water</td></tr> <tr><td>1 /</td><td>1 /</td><td>1 /</td></tr> <tr><td>7 /</td><td>7 /</td><td>7 /</td></tr> <tr><td>Top Hole</td><td>Top Hole</td><td>Top Hole</td></tr> <tr><td></td><td>14 Oh.@ 10C</td><td>14 Oh.@ 10C</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td></td><td>14 Oh.@ 11C</td><td>14 Oh.@ 11C</td></tr> <tr><td></td><td>12 C @ 1 m</td><td>12 C @ 1 m</td></tr> </tbody> </table>	Run 1	Run 2	Run 3	18-09-80	20-10-93	10-08-99	40.5	40.5	40.5	39.5	39.4	39.2	39.5	39.4	39.2	0.5	0.5	7.2	3"	3"	3"	2.5"	2.5"	2.5"	5"	5"	5"	Water	Water	Water	1 /	1 /	1 /	7 /	7 /	7 /	Top Hole	Top Hole	Top Hole		14 Oh.@ 10C	14 Oh.@ 10C											14 Oh.@ 11C	14 Oh.@ 11C		12 C @ 1 m	12 C @ 1 m		
Run 1	Run 2	Run 3																																																										
18-09-80	20-10-93	10-08-99																																																										
40.5	40.5	40.5																																																										
39.5	39.4	39.2																																																										
39.5	39.4	39.2																																																										
0.5	0.5	7.2																																																										
3"	3"	3"																																																										
2.5"	2.5"	2.5"																																																										
5"	5"	5"																																																										
Water	Water	Water																																																										
1 /	1 /	1 /																																																										
7 /	7 /	7 /																																																										
Top Hole	Top Hole	Top Hole																																																										
	14 Oh.@ 10C	14 Oh.@ 10C																																																										
	14 Oh.@ 11C	14 Oh.@ 11C																																																										
	12 C @ 1 m	12 C @ 1 m																																																										
Cugy_ar 9 Dec 1999 @ 12:20 DEPTH (M) Interval: 2.00 to 36.00 Depth Scale Ratio: 1/200																																																												

II.2 Polarisation Spontanée (PS)

Le log P.S. ou log de polarisation spontanée, enregistre des différences de potentiel électrique dues à des causes naturelles. Il consiste à l'enregistrement en fonction de la profondeur, de la DDP entre une électrode fixe placée en surface dite électrode de poisson, prise comme référence, et une électrode mobile déplaçant dans le puits, la DDP mesuré est dû principalement aux échanges ioniques de l'eau de formation et la boue de forage. ($R_w < R_{mf}$).

II.2.1 Origine de la PS

Le liquide employé lors de l'exécution d'un forage, diffère presque toujours chimiquement de l'eau renfermée dans les formations traversées. C'est la mise en contact de ces fluides dissemblables qui provoque l'apparition des potentiels naturels, ces potentiels ayant des origines électrocinétiques et électrochimiques. Généralement l'eau de la formation est plus saline que la boue de forage, de ce fait $R_{mf} > R_w$

- **Potentiel électrocinétique**

Un tel potentiel est créé lorsque le filtrat de boue traverse une formation laissant le mud-cake en derrière, cette filtration est le résultat de la différence de pression existant entre la colonne de la boue et les différentes formations poreuse et perméables traversées par le forage

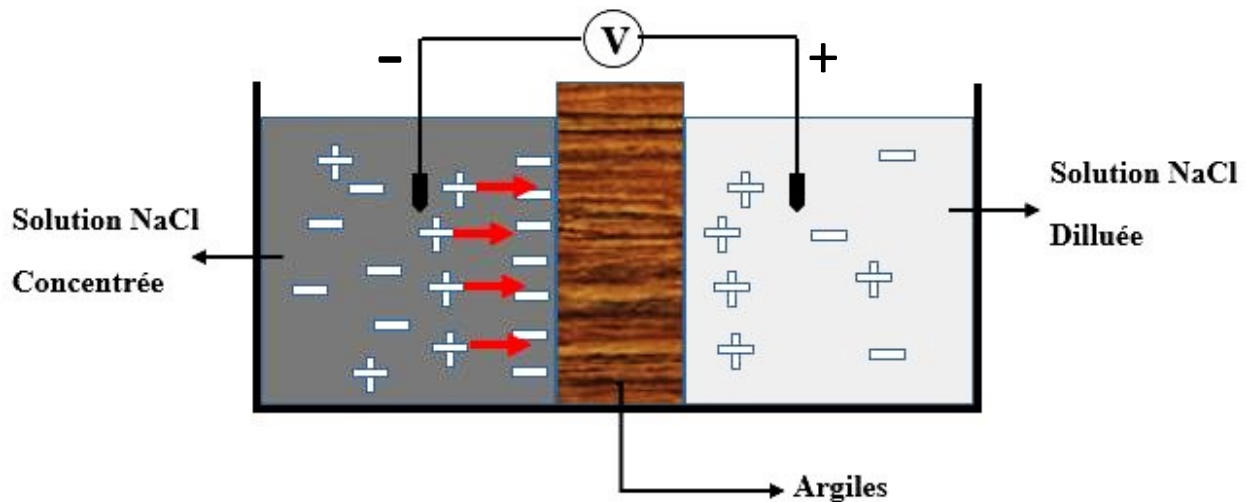
Cependant, ce potentiel est généralement très faible et compensé par celui qui se développe au droit des argiles dont la perméabilité est souvent suffisante pour permettre ce déplacement de fluide, on a donc l'habitude de le négliger.

- **Potentiel électrochimique**

Ce potentiel se génère lorsque deux fluides de salinités différentes sont en contact direct, ou bien par l'intermédiaire de membrane semi-perméable comme les argiles, dans ce cas on distingue deux types de potentiels :

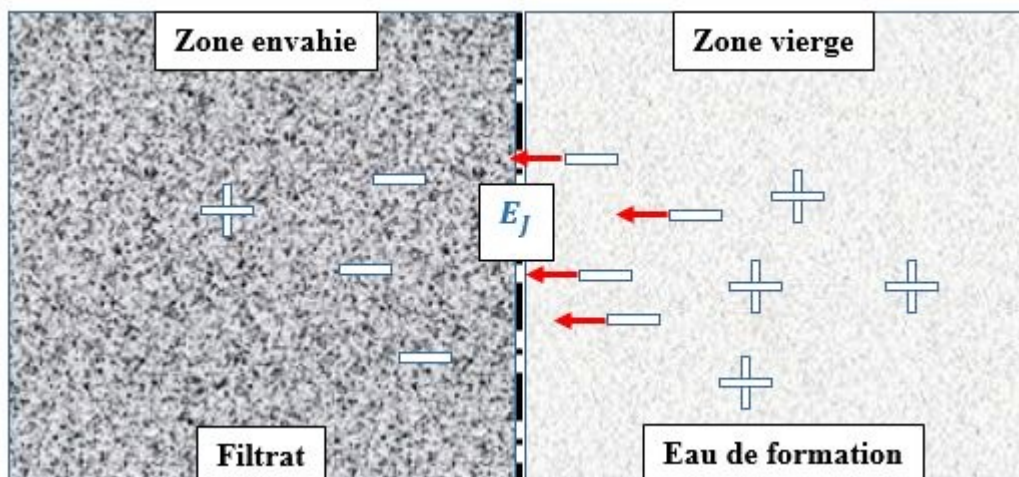
- Potentiel de membrane : il se développe en face des formations argileuses, en effet ces dernières sont considérées comme étant des membranes sélectives des cations, les argiles sont toutes constituées par des couches des atomes d'Al, Si, et d'O. néanmoins le bord des couches est constitué par des ions O^{2-} , de ce fait les argiles vont laisser passer les cations Na^+ (les ions positives sont attirées par celles négatives) de la solution la plus concentrée vers la solution la moins concentrée (le filtrat), créant in déséquilibre ionique de chaque côté de la paroi argileuse, provoquant un potentiel spontané donné par :

$$E_m = -59.1 \log \frac{R_{mf}}{R_w} \text{ à } 25^\circ \text{C}$$



- Potentiel de diffusion ou de jonction : Une autre force électromotrice naturelle apparaît dans les forages. Elle est associée au potentiel de jonction liquide qui se produit dans la zone envahie, où le filtrat et l'eau de formation sont en contact direct, c'est à dire à la limite de la zone envahie. En effet, lorsque deux solutions de salinités différentes sont en présence, on peut montrer qu'un potentiel de jonction liquide va apparaître entre ces deux solutions si la mobilité des anions et des cations n'est pas identique. Dans le cas d'une solution de NaCl, ce potentiel est lié à la différence de vitesse de diffusion des ions Na^+ et Cl^- de la solution la plus concentrée vers la moins concentrée. Les ions Cl^- se déplacent plus vite que les ions Na^+ , et donc la solution diluée (filtrat) devient plus négative (riche en Cl^-), et la solution concentrée (eau de formation) plus positive (riche en Na^+), d'où l'apparition de potentiel de jonction liquide, ce dernier est donné par :

$$E_j = -11.6 \log \frac{R_{mf}}{R_w} \text{ à } 25^\circ \text{C}$$

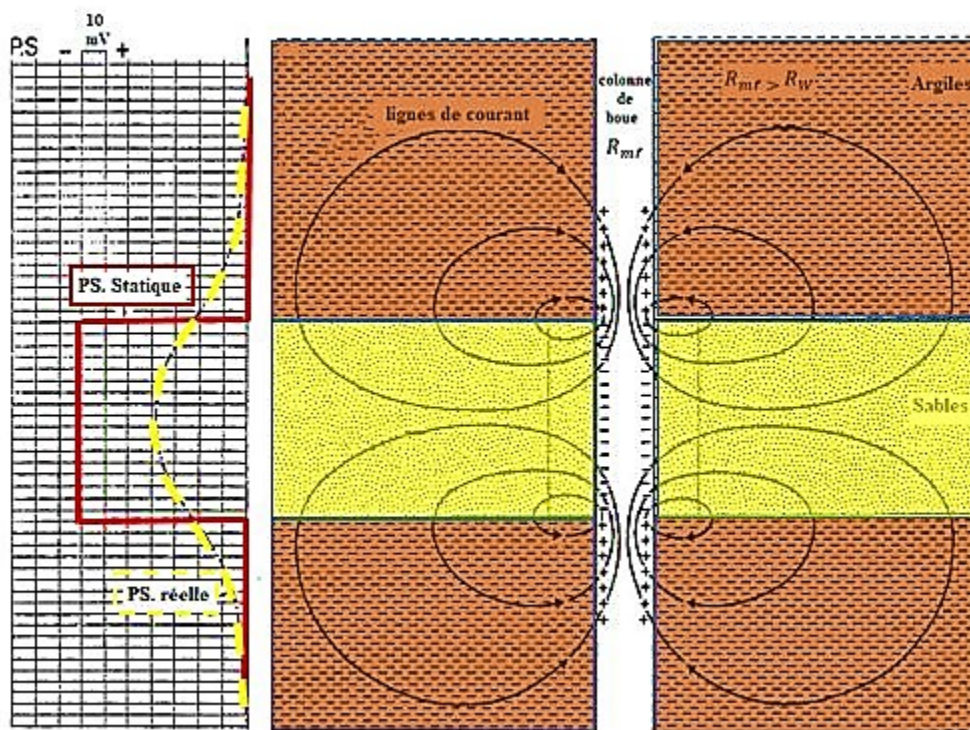


Finalement le potentiel électrochimique est donné par :

$$E_c = E_m + E_j = -70.7 \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

II.2.2 L'enregistrement de la PS

Dans le cas générale ($R_{mf} > R_w$), on peut dire que lorsqu'on est en face des formations argileuses, le potentiel enregistré est positif, et il est négatif en face des formations poreuses et perméables (grés). (fig ..).

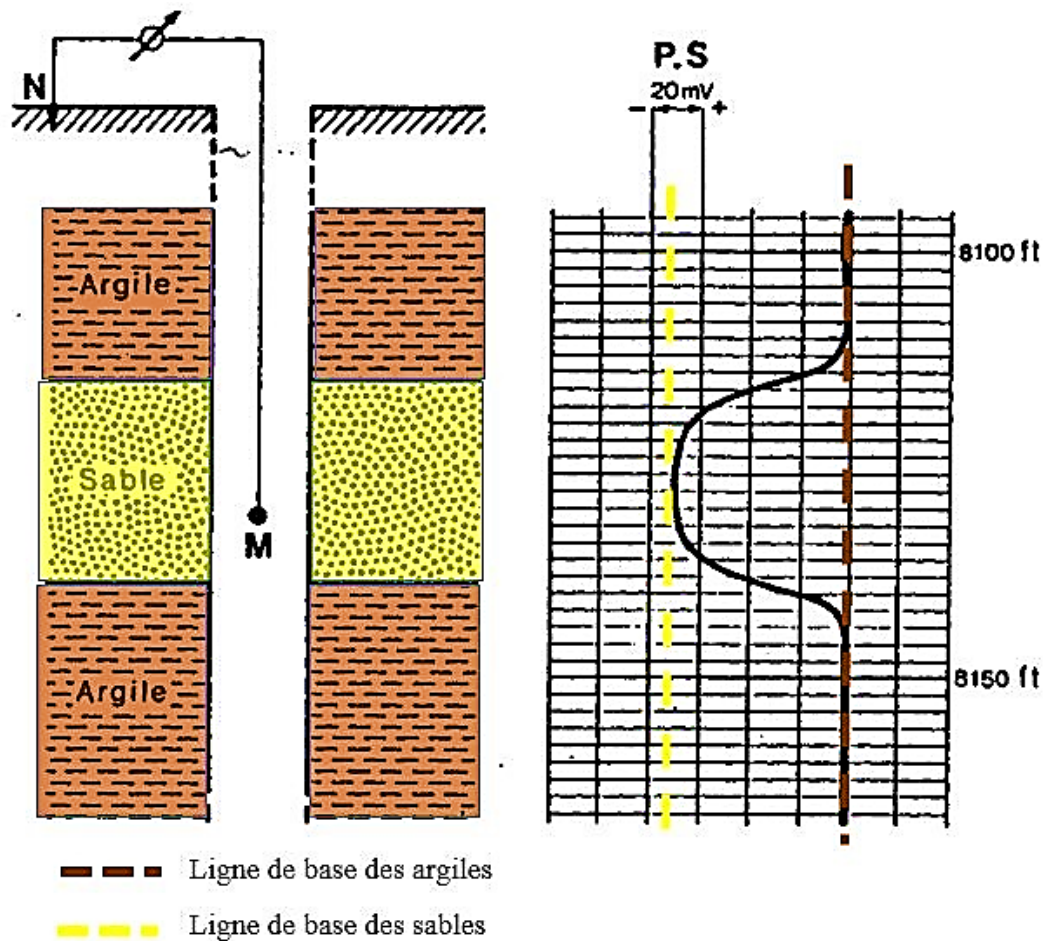


II.2.3 Interprétation de la PS

II.2.3.1 Interprétation qualitative

On remarque que si la salinité de l'eau de formation est constante sur toute la colonne hydrostatique, le potentiel en face des argiles est plus ou moins constant. Ce qui nous permet de tracer une ligne de référence dite ligne de base des argiles (shale base line).

En face des bancs poreux et perméables (grés) l'enregistrement de la PS montre une forte déflexion vers la gauche. Lorsque ces bancs sont assez épais, il est possible de tracer la ligne de base des sables, (sand base line).



Il est à noter qu'il est possible d'avoir sur le même film diagraphique plusieurs lignes de base des argiles, ceci est dû à la variation de la salinité en fonction de la profondeur.

Qualitativement la PS nous permet une meilleure délimitation des zones perméables (grés), de celles non perméables (argiles).

II.2.3.2 Interprétation quantitative

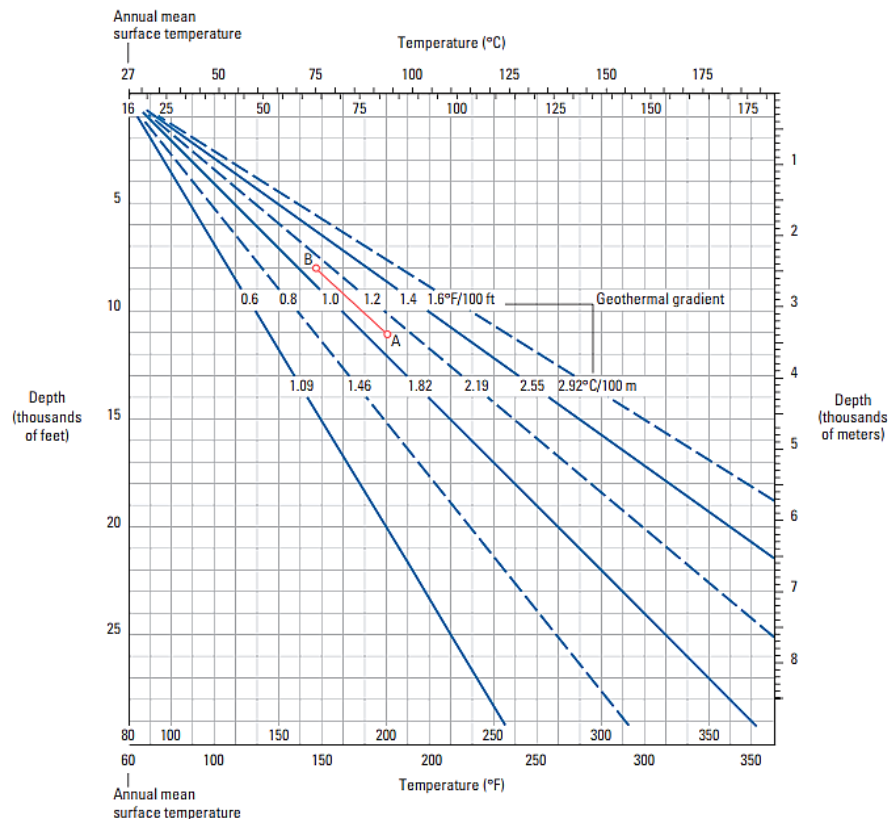
Quantitativement la PS nous permet de déterminer la résistivité de l'eau de formation R_w , et le volume d'argile V_{sh} de la manière suivante :

A) La résistivité de l'eau de formation R_w

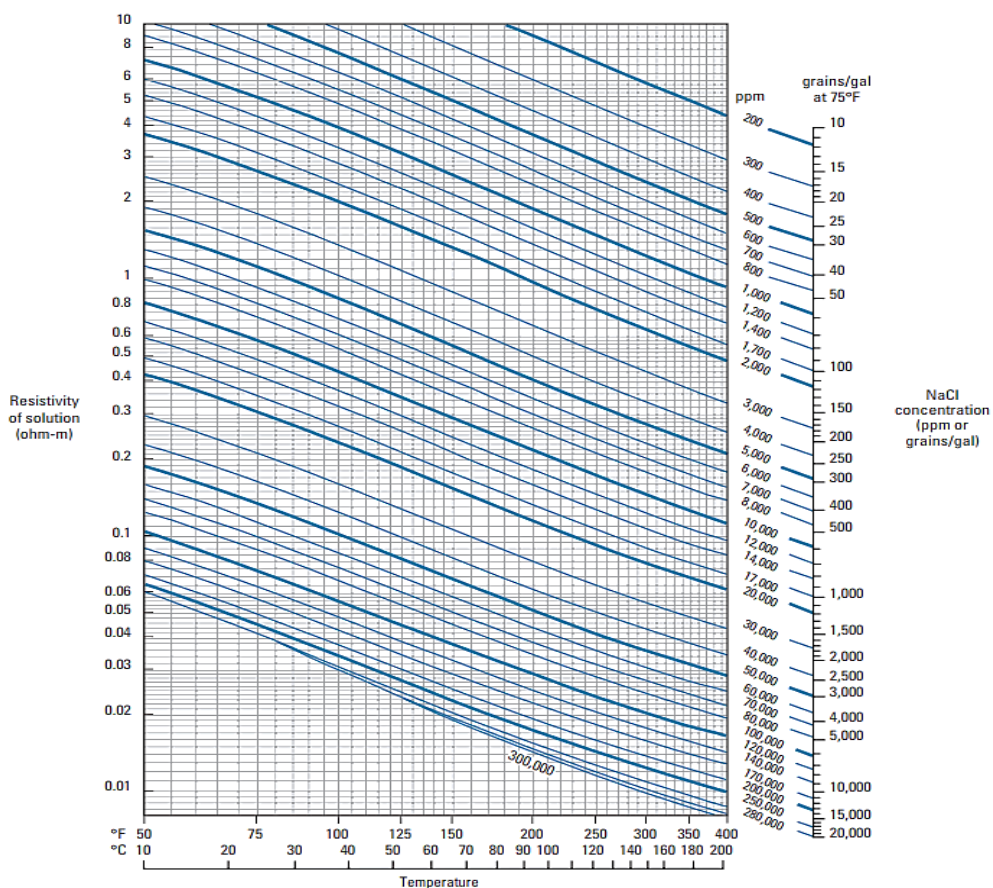
- Tracer la ligne de base des argiles
- Repérer les zones poreuses et perméables, les valeurs de la déflexion de la PS étant influencé par l'épaisseur des bancs. Il faut si possible choisir dans l'intervalle intéressant un banc assez épais ($h > 20\text{m}$ « 70ft ») montrant une anomalie PS maximum et constante.
- Déterminer la température de la formation à la profondeur choisie.

$$T_f = \frac{\text{profondeur de la formation. (BHT - } T_s)}{\text{profondeur de forage}} + T_s$$

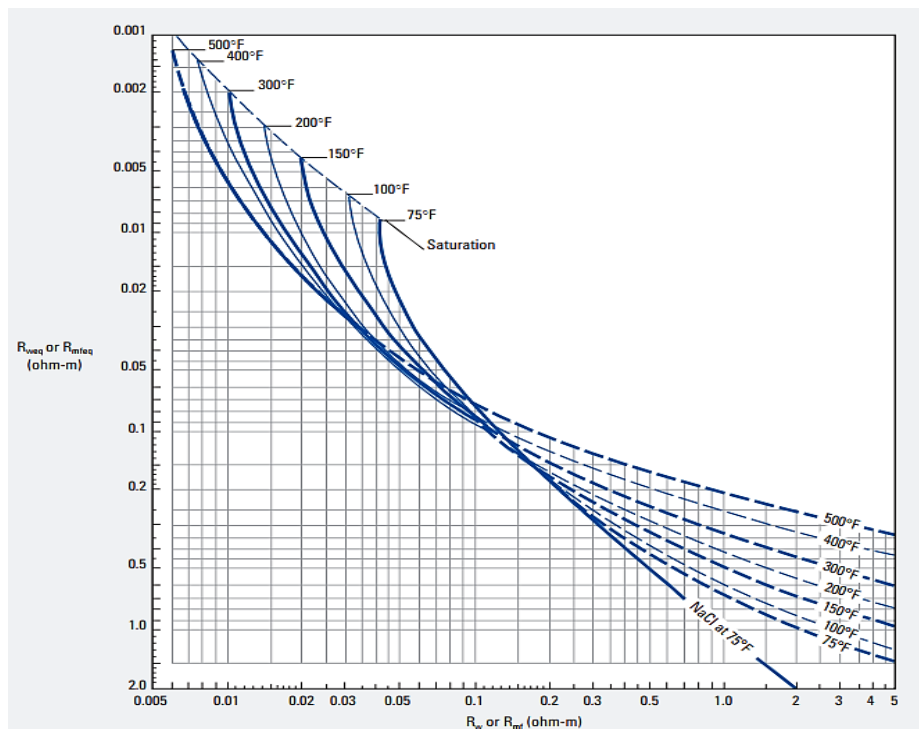
Ou bien on utilisant le gradient géothermique (abaque GEN-2 de SLB).



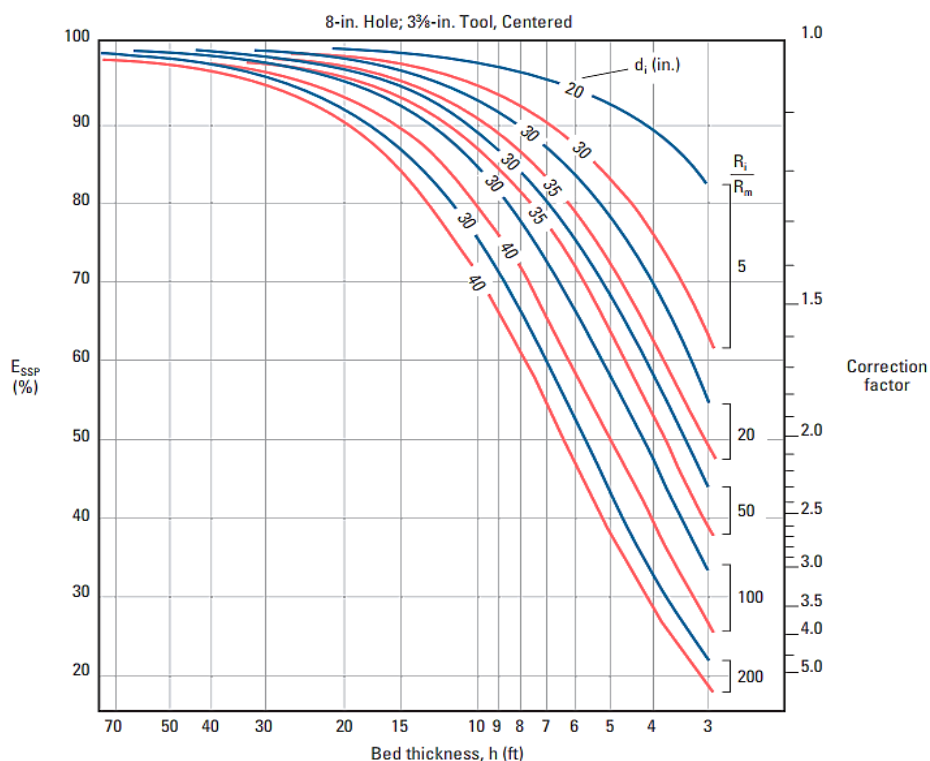
- Corriger la valeur de R_{mf} , and R_{mc} à la température de la formation. en utilisant l'abaque GEN-6 de SLB.



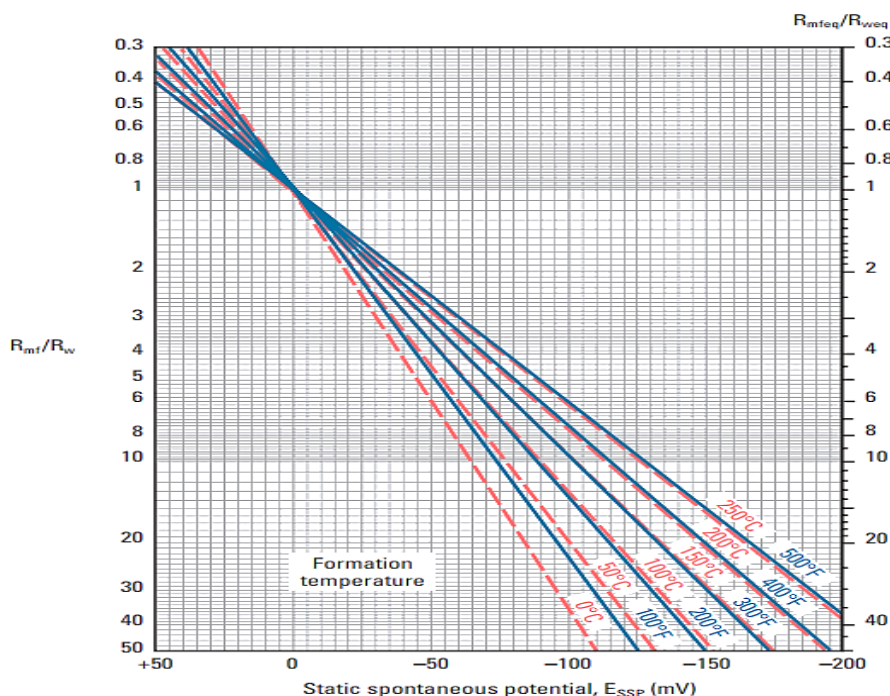
- Déterminer la résistivité équivalente du filtrat de boue R_{mfe} , en utilisant l'abaque SP-2 de SLB



- Corriger la valeur de la déflection P.S. (nombre de millivolts depuis la ligne de base), en PSS (PS. Statique). Si on est en présence d'un banc épais ($h > 20\text{m}$ « 70ft »), $PS = PSS$. Si le banc est mince ($h < 20\text{m}$). $PSS = PS * F$ le facteur de correction « F » est tiré à partir de l'abaque SP-5/SP-6 de SLB



- Déterminer le rapport R_{mf}/R_{we} avec l'abaque SP-1 de SLB



- Déduire R_{we} à partir du rapport R_{mfe}/R_{we} , ou bien en utilisant l'expression de la PSS tel que $PSS = -K_C \cdot \text{Log} \frac{R_{mfe}}{R_{we}}$

K_C : fonction de la température $K_C = 61 + 0.133 * T(^{\circ}F)$

$K_C = 65 + 0.24 * T(^{\circ}C)$

Donc $R_{we} = 10^{\frac{PSS}{K_C}} * R_{mfe}$

- Corriger R_{we} à R_w en utilisant l'abaque SP-2 de SLB.

B) Le volume d'argile V_{sh}

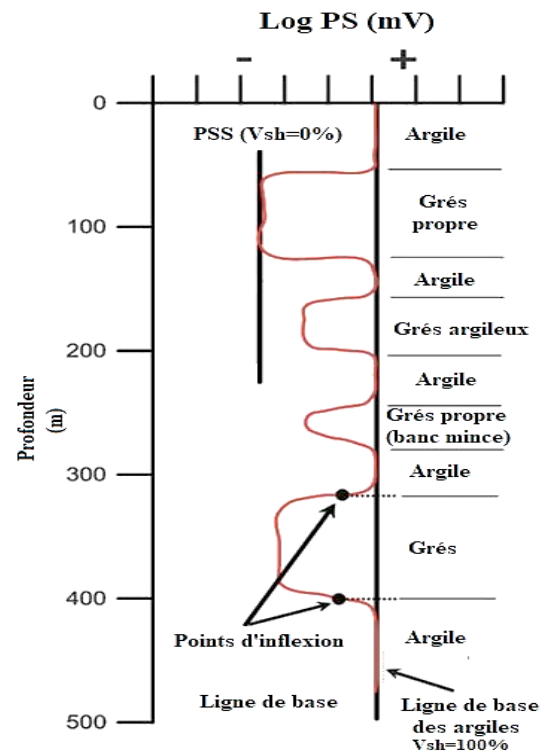
Nous avons vu que l'on peut dans certaines conditions tracer sur le log P.S. la ligne de base des argiles qui correspond à un volume de 100 % d'argile. Il est aussi possible de tracer la ligne de base des sables qui représente alors 0 % d'argile. Cette particularité permet d'estimer le volume d'argile en un point donné.

$$V_{sh}(\%) = \frac{PSS - PS(\text{au point sable})}{PSS}$$

V_{sh} : Le volume d'argile en pourcentage (%)

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

$PS(\text{au point sable})$: La valeur de la PS au point dont on veut estimer le volume d'argile, généralement un banc de grès argileux.



II.3 Diagraphies de la résistivité

Les diagraphies électriques sont peut-être les enregistrements les plus importants pour un pétrophysicien. C'est parce qu'elles fournissent une méthode de calcul de la saturation en eau, à partir de laquelle les saturations en hydrocarbures sont déduites. Diverses configurations de dispositifs de mesures peuvent être utilisées, mais quoi que ce soit la configuration utilisée le principe de fonctionnement reste le même.

II.3.1 Principe de mesure

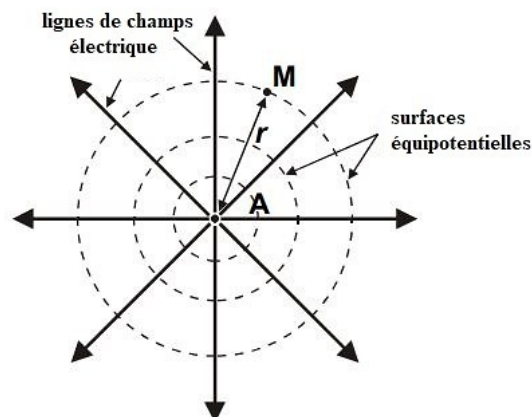
Une source émettrice (électrode) envoie un courant électrique, qui pénètre la formation, et un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source dite « espacement » enregistre la réponse de ce terrain à ce courant injecté.

Pour illustrer ce principe, imaginons un milieu homogène et isotrope qui s'étend à l'infini dans toutes les directions. On injecte maintenant un courant (I) à partir de l'électrode A vers un autre B infiniment distant. Le potentiel au point A est V_A , et celle de l'électrode B est zéro, $V_B = 0$. Le courant circulera radialement, et génère des surfaces équipotentiellles sphériques avec l'électrode A en leur centre. On place un troisième électrode M près de A, reposera sur l'une de ces surfaces équipotentiellles, dont le rayon est r . Si nous connectons l'électrode M à l'électrode B via un appareil de mesure de potentiel (voltmètre), il affichera la valeur du potentiel sur la surface équipotentielle qui passe par M, V_M . La résistivité du le matériau entre A et M est le calculé comme :

$$\rho = 4\pi r \frac{V_A - V_M}{I} = 4\pi r \frac{\Delta V}{I} = K \frac{\Delta V}{I}$$

$$V = \frac{\rho I}{4\pi r}$$

ΔV Représente la différence de potentiel entre A-M, $K = 4\pi r$ est le facteur géométrique (symétrie sphérique), il est supposé que A et M sont suffisamment proches pour que I est considéré constant.



Selon l'espacement ($AM = r$) on distingue différents outils utilisés en diagraphie électrique soient :

- Macrodispositifs : ces dispositifs sont caractérisés par un espacement important, et donc par un rayon d'investigation important, ce qui va minimiser l'influence de la boue de forage et de la zone envahie par le filtrat de la boue, les macrodispositifs donnent une lecture plus ou moins proche de R_t .
- Microdispositifs : au contraire de macrodispositifs ce type est caractérisé par un espacement relativement réduit, ils sont montés sur patins appliqués contre la paroi du trou, de ce fait la lecture donnée n'est pratiquement pas affectée par la boue, mais peut par contre l'être par le mud-cake, les microdispositifs donnent une lecture plus ou moins proche de R_{xo} .

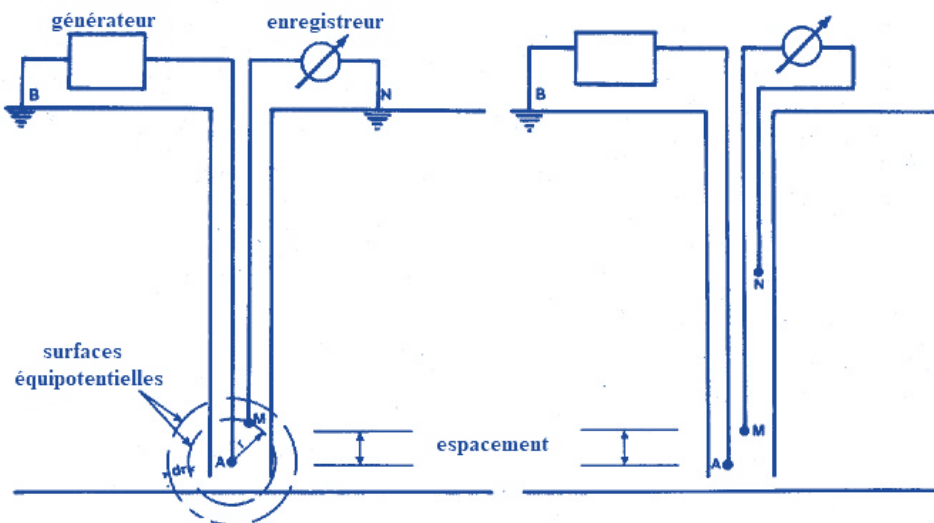
II.3.2 Résistivité classique

Les premières mesures de la résistivité (les frères Schlumberger, 1927), ont été effectuées en deux modes différents, soit en mode normal, ou latéral

II.3.2.1 Mode normal

Dans ce mode, on mesure le potentiel V_m d'une électrode M située à une proximité de la source émettrice A, à l'aide d'un voltmètre relié par un fil conducteur isolé à M, d'une part et d'autre part à une électrode de retour N en surface ou dans le trou mais à une grande distance de M.

A partir de la différence de potentiel mesurée $V_m - V_n$, la résistivité du milieu est calculée suivant l'équation (...). L'enregistrement est effectué en déplaçant la sonde dans le trou. Selon l'espacement on distingue : la petite normale ($AM = 16''$ pouce) et la grande normale ($AM = 64''$ pouce).



II.3.2.2 Mode latéral (inverse)

Dans ce mode, ce qu'on mesure est la différence de potentiel entre M et N, qui sont très proches l'une de l'autre (les deux sont dans le trou) et situées sur deux surface équipotentiellles distantes de dr , et concentriques par rapport à A. suivant l'équation (..), on exprime le potentiel en point M et N

$$V_M = \frac{\rho I}{4\pi AM}$$

$$V_N = \frac{\rho I}{4\pi AN}$$

La différence de potentiel est donnée par $V_M - V_N$

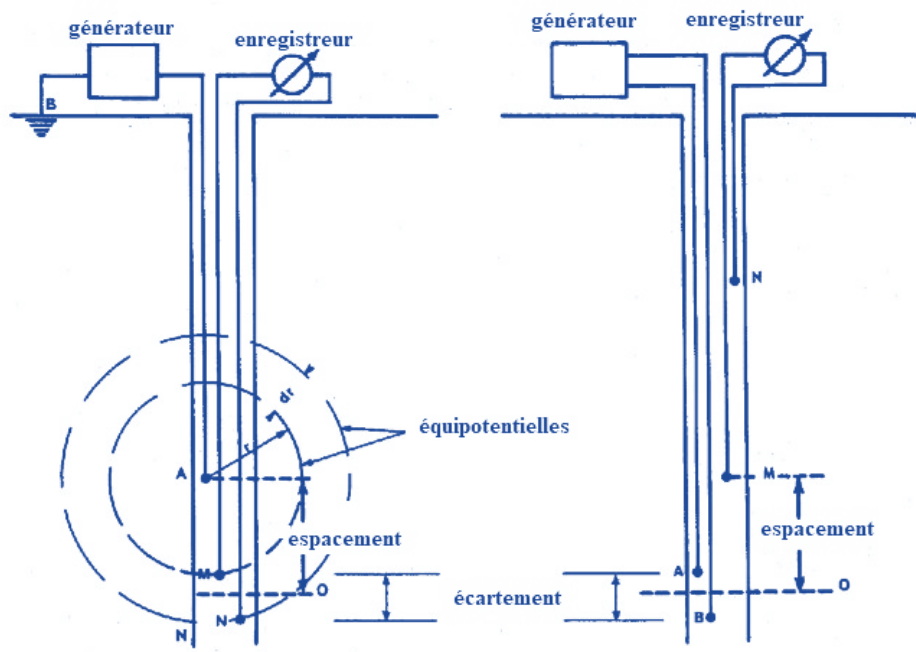
$$\Delta V = V_M - V_N = \frac{\rho I}{4\pi} \left[\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right]$$

$$\Delta V = \rho I \frac{MN}{4\pi AM \cdot AN}$$

On remarque que cette différence de potentiel est proportionnelle à la résistivité du milieu, si l'intensité du courant est constante, et on peut écrire :

$$\rho = K \frac{\Delta V}{I}$$

Avec $K = \frac{4\pi AM \cdot AN}{MN}$, est le facteur géométrique.



II.3.3 La résistivité moderne

II.3.3.1 Le latérolog simple

Principe

Il consiste à obliger le courant à pénétrer dans la formation suivant un fin pinceau de lignes de force parallèles en envoyant de part et d'autre un courant de focalisation à l'aide d'électrodes de garde.

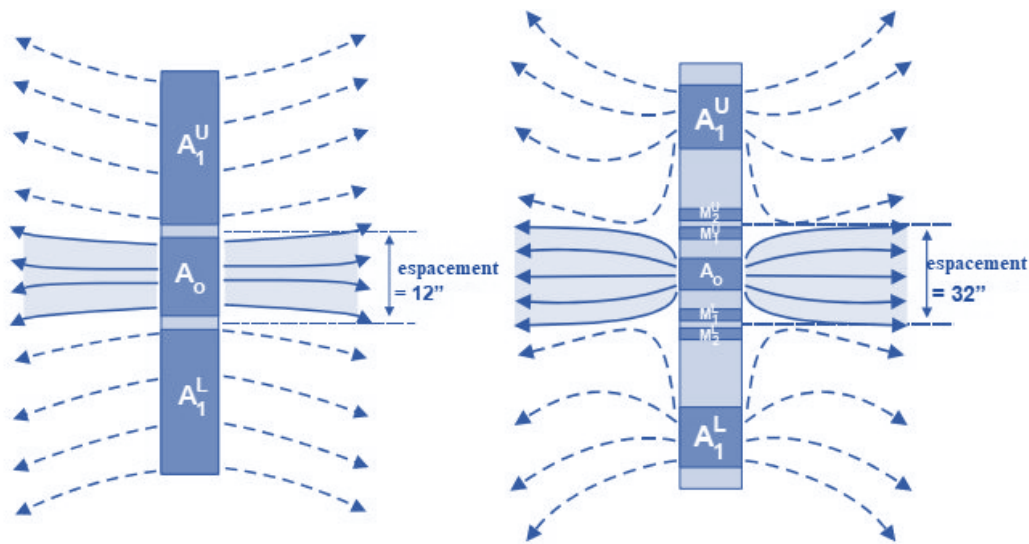
Ce type d'outils donne des réponses beaucoup moins influencées par la colonne de boue que les dispositifs normaux et latéraux, car le courant est confiné dans une tranche de terrain de faible épaisseur perpendiculaire à l'axe du dispositif. Il en résulte une mesure plus significative. Plusieurs dispositifs existent :

- Le latérolog LL3

LL3 a trois (03) électrodes émettrices de courant. Celle du milieu, émet le courant principal, tandis que les autres deux émettent un courant conçu pour aider à maintenir le courant central plus concentré. C'est ce qu'on appelle « bucking current » et les électrodes sont appelées électrodes de garde. Dans cet outil simple, le courant d'impulsion est le même que celui de l'électrode centrale, et le potentiel de l'électrode centrale est mesuré par rapport au potentiel à l'infini pour donner une différence de potentiel. Cette différence de potentiel et le courant connu de l'électrode centrale sont utilisés pour calculer la résistivité de la formation, en utilisant un facteur géométrique connu pour l'arrangement du dispositif.

- Le latérolog LL7

Le LL7 possède 7 électrodes. Un courant constant est émis par l'électrode centrale. le courant dite "bucking current" est émis par les deux électrodes éloignées (à 80 pouces l'une de l'autre) et est automatiquement ajusté de sorte que les deux paires d'électrodes de contrôle soient amenées à la même différence de potentiel. Ensuite, le courant de l'électrode centrale est concentré pour pénétrer loin dans la formation. Le potentiel entre l'une des électrodes de contrôle et le potentiel à l'infini est alors mesuré, connaissant le courant de l'électrode centrale on peut calculer la résistivité de formation à condition de connaître le facteur géométrique du dispositif. Cet arrangement d'électrodes produit un mince pinceau de courant qui est confiné entre les deux ensembles d'électrodes de mesure (32 pouces l'un de l'autre). Le courant fortement focalisé est peu affecté par la taille du trou, pénètre dans la zone envahie et mesure la résistivité de la zone vierge, R_t .



II.3.3.2 Le dual latérológ

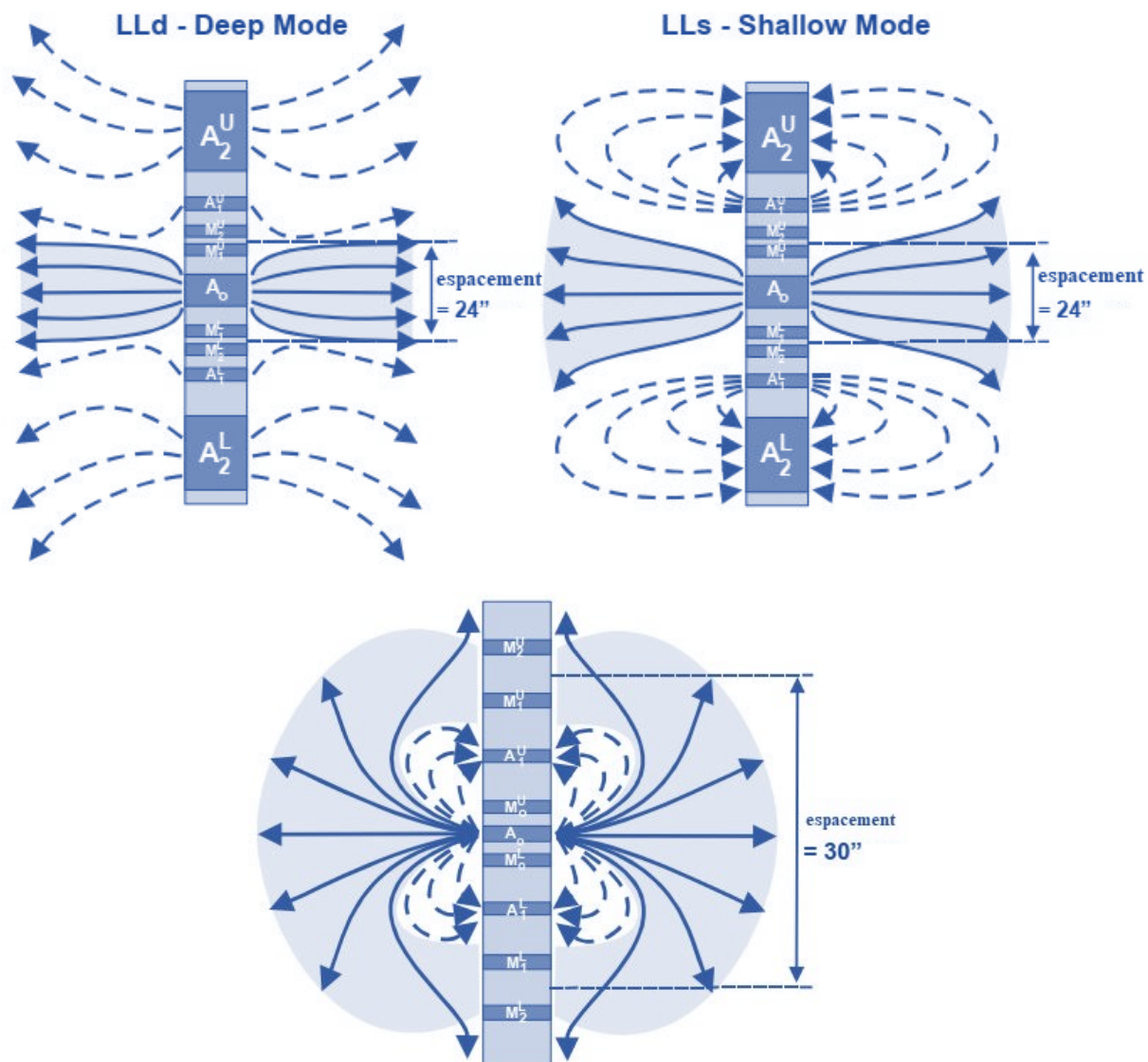
Le dual laterolog (DLL) est la dernière version du laterolog. Comme son nom l'indique, il s'agit d'une combinaison de deux laterolog, et peut être exécuté en mode pénétration profonde «LLd-deep- » et pénétration proche « LLs –shallow- », ceux-ci sont maintenant généralement exécutés simultanément. L'outil dispose de 9 électrodes,

En mode pénétration profonde LLd, l'outil fonctionne exactement comme un outil LL7 mais avec les mêmes courants de tension qui sont émis par les électrodes A_1 , sont également émis par les électrodes supplémentaires plus éloignées, A_2 . Le résultat de ceci est de focaliser le courant de l'électrode centrale encore plus par rapport au LL7

En mode pénétration proche LLs, les électrodes A_1 émettent un courant comme elles le faisaient dans le dispositif LL7, mais les électrodes A_2 sont réglées pour absorber ce courant (c'est-à-dire que le courant sort de A_1 et s'oriente vers les électrodes A_2). Par conséquent le courant ne peut pas fortement focaliser le courant émis par l'électrode centrale. Le résultat global est que le courant de l'électrode centrale pénètre moins loin dans la formation

II.3.3.3 le SFL (Spherically focused log)

le SFL a une disposition d'électrodes qui garantit que le courant est focalisé de manière quasi sphérique. Elle est utile car elle n'est sensible qu'à la résistivité de la zone envahie.



Remarque : dans les cas où la boue de forage est très résistante (boue à huile), un autre type de résistivité est utilisé, c'est la résistivité d'induction, dont son principe de fonctionnement est basé sur le phénomène d'induction magnétique. Plusieurs sondes ont été conçues dans ce sens :

6FF28 : c'est un microdispositif constitué de six (06) bobines et un espacement de 28in

6FF40 : c'est un microdispositif constitué de six (06) bobines et un espacement de 40in

AIT : c'est un outil qui permet l'enregistrement de cinq (05) courbes de résistivité à des profondeurs d'investigations entre 10in et 90in

II.4 Diagraphie de la radioactivité naturelle (Gamma-ray)

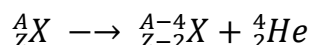
Physiquement parlant, on appelle la radioactivité naturelle, le processus de transformation spontanée d'un noyau, dite aussi désintégration nucléaire, pendant lequel ce dernier émet un rayonnement.

On classe la radioactivité en trois types principaux.

- Béta moins (β^{-1}) : la particule émise est un électron ${}_{-1}^0e$, comme le noyau ce contient aucun électron le processus se fait par la transformation d'un neutron en un proton. ${}^1_0n \rightarrow {}^1_1p + {}^0_{-1}e$

$${}^A_ZX \rightarrow {}^A_{Z+1}X + {}^0_{-1}e$$
- Béta plus (β^{+1}) : la particule émise est un positon, ${}^0_{+1}e$, comme le noyau ne contient pas d'anti-électron, un proton se transforme en neutron ${}^1_1p \rightarrow {}^1_0n + {}^0_{+1}e$

$${}^A_ZX \rightarrow {}^A_{Z-1}X + {}^0_{+1}e$$
- Alpha (α) : la particule émise est un noyau d'hélium 4_2He . Dont l'équation de la désintégration est :



Généralement le noyau obtenu suite à une désintégration est souvent dans un état excité, il possède trop d'énergie et il dégage cet excès d'énergie en émettant un rayonnement dite rayonnement gamma (γ). Ce n'est pas une particule matérielle mais un rayonnement électromagnétique (aspect ondulatoire) de même nature que la lumière visible mais de bien plus grande énergie. Ils sont caractérisés par leur pouvoir de pénétration, ce sont eux qui jouent un rôle prépondérant dans la mesure de la radioactivité naturelle.

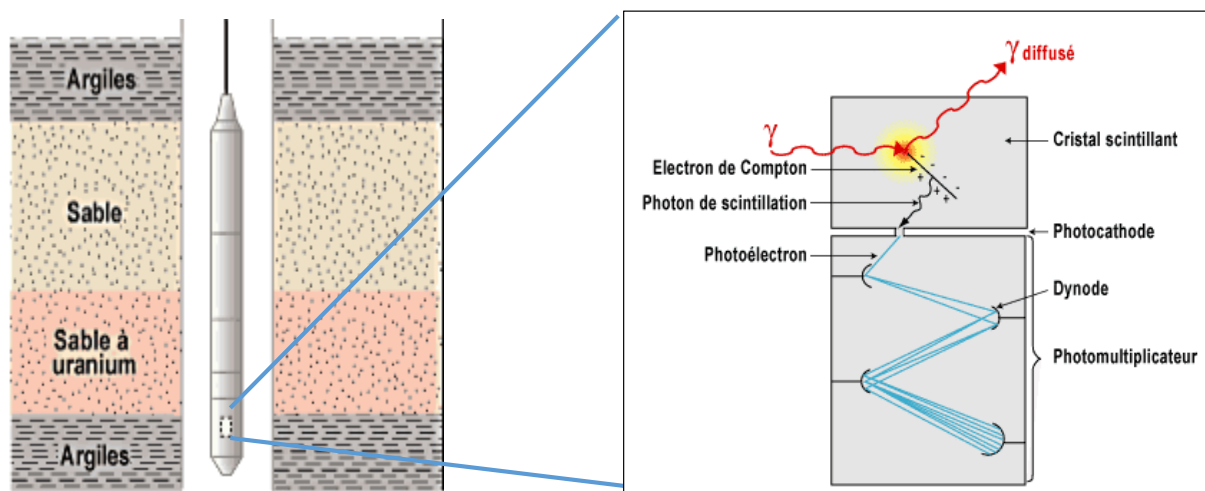
II.4.1 D'où vient la radioactivité naturelle des roches ?

Dans les roches sédimentaires, pratiquement seul trois éléments sont responsables de la radioactivité observée.

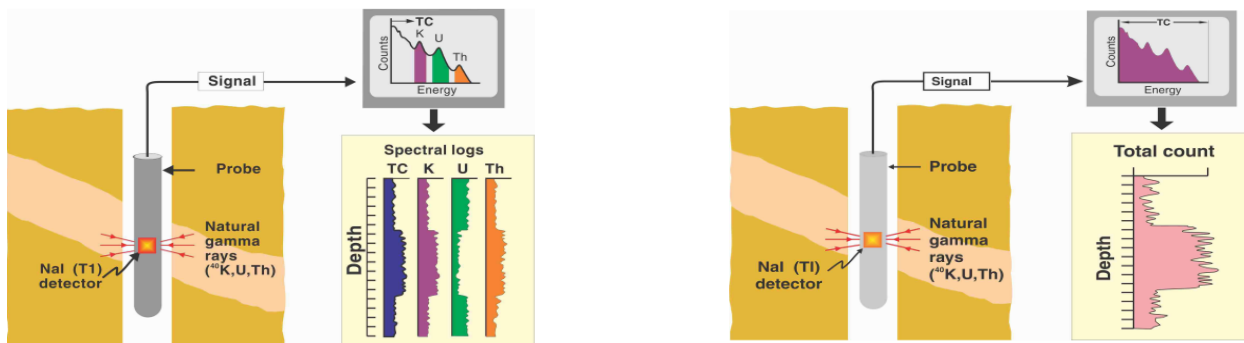
- Le potassium K-40 : il a une abondance dans la croûte terrestre d'environ 2.35%.
- Le thorium Th-232 : il représente en moyen 8 à 12 ppm de la croûte terrestre.
- L'uranium U-238 : il représente en moyen 2 à 3 ppm de la croûte terrestre.

II.4.2 Principe de mesure

Le gamma ray est le log nucléaire le plus simple. Le principe consiste à descendre dans le forage une sonde mesurant la radioactivité naturelle existant dans certaines roches. Les outils modernes utilisent un compteur à scintillation qui fonctionne de la façon suivante : un cristal scintillant (le plus souvent iodure de sodium activé au thallium) émet un photon lumineux lorsqu'il est atteint par un rayon gamma. Cette photo émission est transformée par un photomultiplicateur en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable. L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie des photons gammas qui l'ont produite. En définitive donc l'impulsion électrique mesurée est proportionnelle à l'énergie de la radiation gamma incidente.



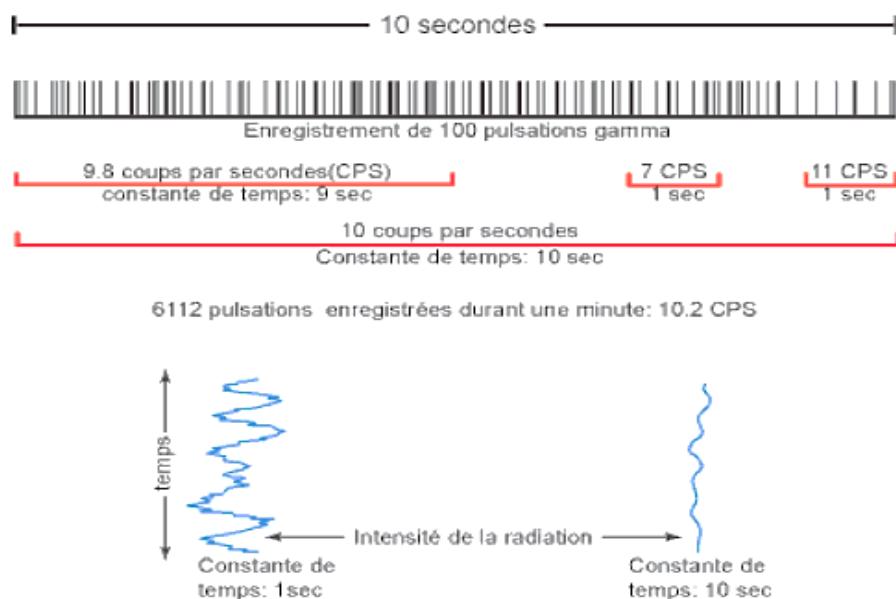
Il existe plusieurs outils gamma ray : on peut en effet mesurer tout l'éventail des émissions gammas produites par la formation ou, par un choix convenable de fenêtres d'énergie, faire une discrimination entre le rayonnement dû au potassium, celui dû au thorium, et celui dû à l'uranium, On parle dans ce cas de spectroscopie gamma. NGS (Natural Gamma ray Spectrometry) en anglais.

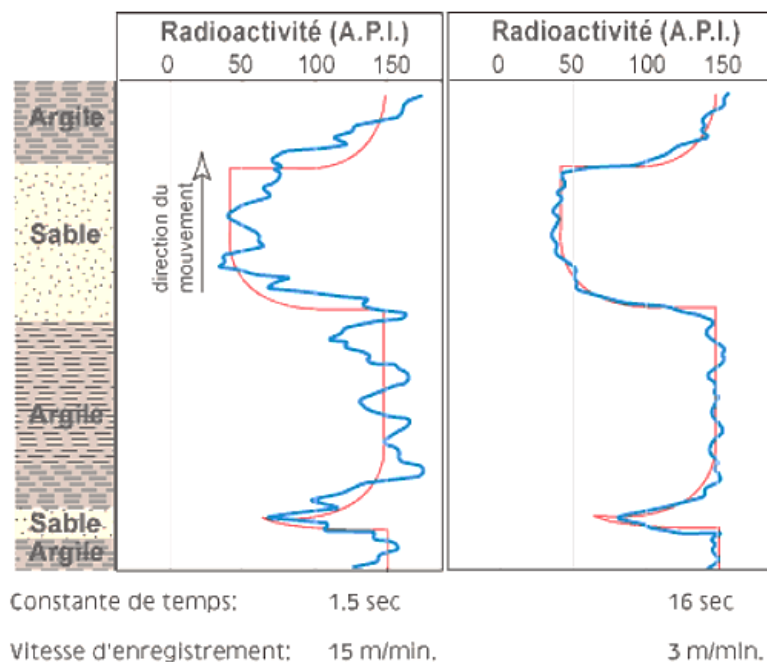


II.4.3 Quelle unité à utiliser ?

En principe, on peut utiliser comme unité pour l'enregistrement des rayons gamma le cps (count per second). Cependant, cela se traduit par des valeurs extrêmement larges, c'est pour ça sur le log GR on rapporte une unité normalisée dite API (American Petroleum Institute). L'unité API est définie empiriquement par étalonnage sur un puits de référence à l'Université de Houston. Ce puits de référence est un puits artificiel composé de gros blocs de roche dont la radioactivité est connue avec précision, allant d'une radioactivité très faible à une radioactivité très élevée. L'unité API est 1/200 de la différence entre la formation d'activité la plus élevée dans le puits de référence, et la plus basse.

Les argiles ont une activité variant entre 100 et 200 A.P.I., les sables 30 à 80, les carbonates 10 à 50. Par convention, la valeur de la radioactivité augmente vers la droite sur les enregistrements. Il est impossible de prédire combien d'atomes vont se désintégrer ou combien de photons gammas seront émis pendant une courte période de temps. La mesure se fait donc pendant un certain temps T que l'on appelle constante de temps. T représente le temps en secondes pendant lequel on fait une moyenne des événements mesurés. Une constante de temps importante tend à réduire la magnitude des fluctuations. Un autre paramètre important est la vitesse d'enregistrement, en effet si l'on choisit une grande constante de temps cela entraîne des distorsions aux limites de bancs si la vitesse d'enregistrement n'est pas adaptée. La vitesse d'enregistrement sera d'autant plus lente que la constante de temps choisie sera grande. On considère généralement que la sonde ne doit pas se déplacer de plus d'un pied pendant une constante de temps. C'est une règle qui permet d'obtenir de bonnes diagraphies de rayons gammas.



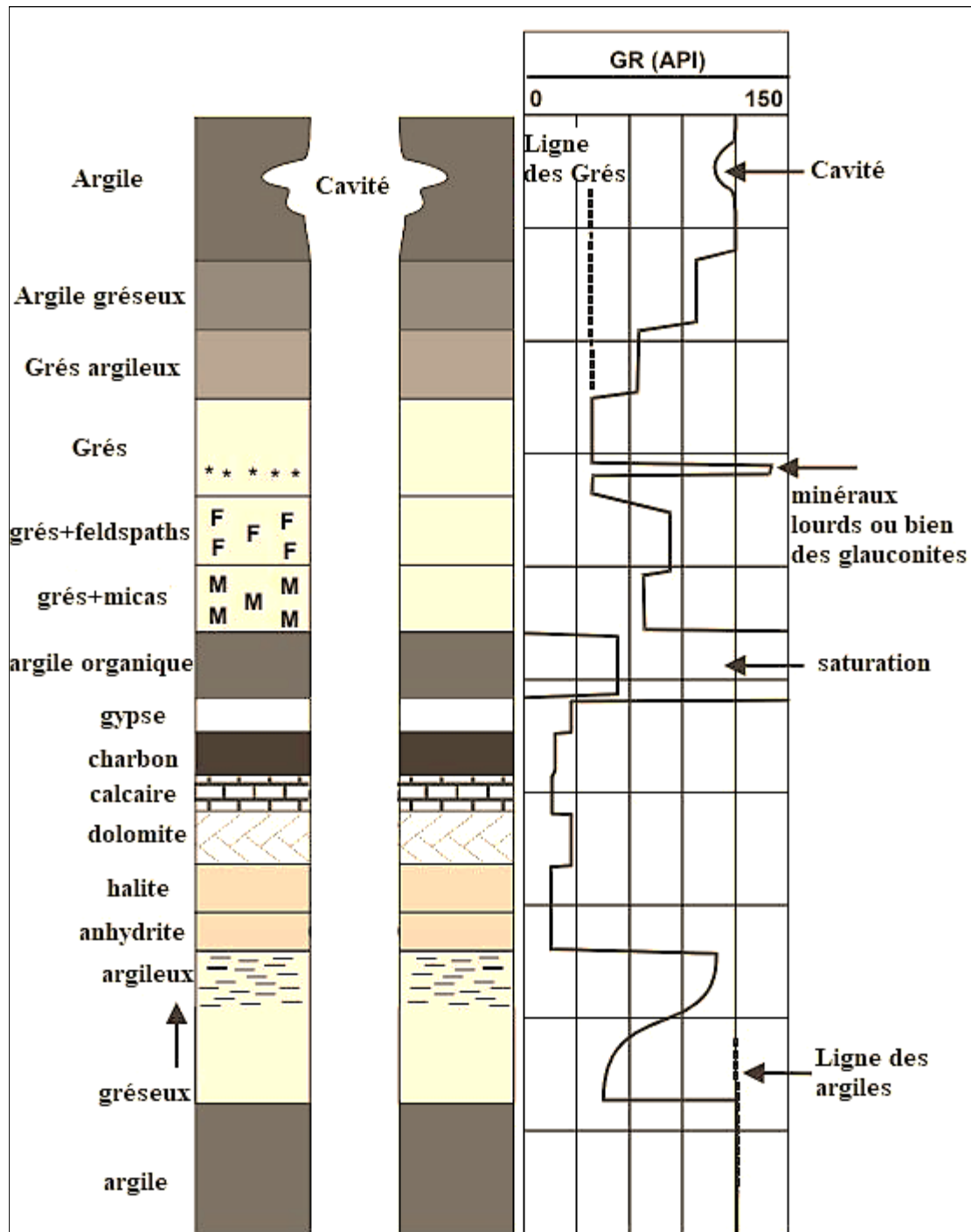


II.4.4 Interprétation

II.4.4.1 Interprétation qualitative

Le log GR est un outil extrêmement utile pour la discrimination des différentes lithologies. Cependant, avec le log GR seul, on ne peut définir aucune lithologie, les informations qu'il fournit sont inestimables lorsqu'elles sont combinées avec des informations provenant d'autres log.

Son utilisation principale est la discrimination des argiles par leur forte radioactivité. La figure 11.6 montre à quel point les différentes lithologies affectent le log GR total, les argiles riches en matières organiques montrent les valeurs de rayons gamma les plus élevées. Le charbon, le grès propres, la dolomite et le calcaire ont de faibles valeurs de rayons gamma. Néanmoins, il ne faut pas trop généraliser ces règles. Par exemple un grès propre peut contenir des feldspaths, des micas ou les deux, ou bien même des glauconites, dont chacun donnera au grès des valeurs de rayons gamma plus élevées de ce qu'on pourrait attendre d'un grès propre.



II.4.4.2 Interprétation quantitatives

Dans la plupart des réservoirs, les lithologies sont assez simples, étant des alternances de grès/argiles ou de carbonates/argiles. Une fois la classification lithologique est identifiée, les valeurs GR peuvent être utilisées pour calculer l'argilosité ou le volume d'argile V_{sh} de la roche. Le volume d'argile est calculé de la manière suivante : Tout d'abord, l'indice de rayons gamma I_{GR} est calculé à partir du log GR en utilisant la relation :

$$I_{GR} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Avec :

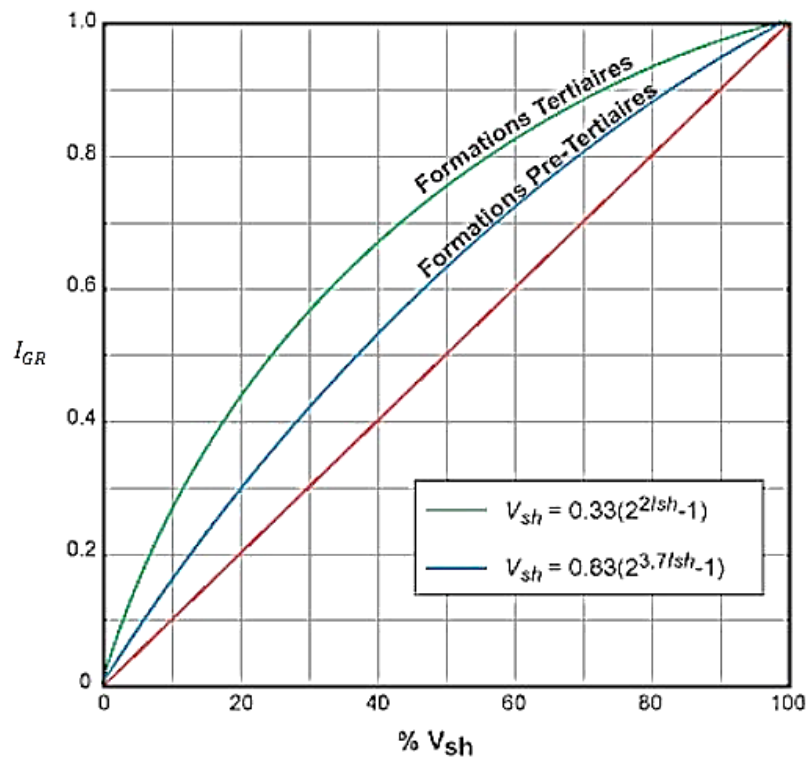
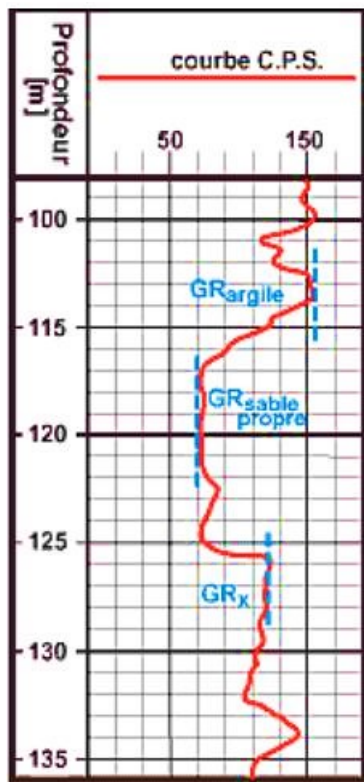
I_{GR} : Indice de GR

GR_{lu} : La valeur de GR à la profondeur d'intérêt.

GR_{min} : La valeur de GR correspondant à la ligne de base des grès

GR_{max} : La valeur de GR correspondant à la ligne de base des argiles

Souvent, les pétrophysiciens supposent que $I_{GR} = V_{sh}$, cependant, pour être plus précis dans la calcul du volume d'argile, on utilise un abaque ($f(I_{GR}) = V_{sh}$), à partir duquel la valeur correspondante de V_{sh} peut être lue



II.5 Diagraphie nucléaire provoquée

On a vu dans le cours précédent la diagraphie de rayon gamma naturel, que l'on considère une méthode passive, car les sources sont d'origine naturelle, ce qui évite des dépenses supplémentaires et des contraintes liées à l'utilisation d'appareils d'émission.

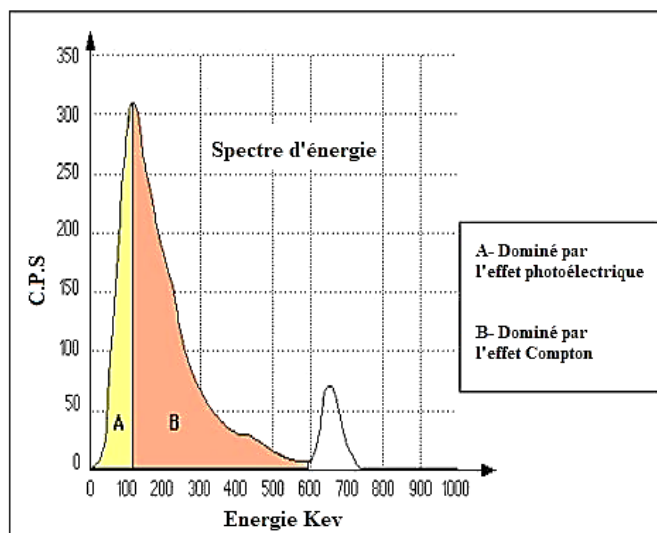
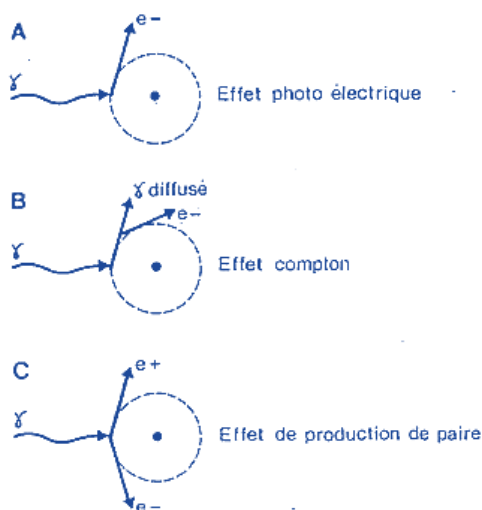
Cependant il existe d'autres diagraphies nucléaires dites « provoquées », dont on besoin une source émettrice, afin d'exciter l'ensemble rocheux et enregistrer sa réponse par rapport à cette excitation. On distingue deux méthodes soient la méthode neutron-gamma, et la méthode gamma-gamma.

II.5.1 Diagraphie gamma-gamma

Principe

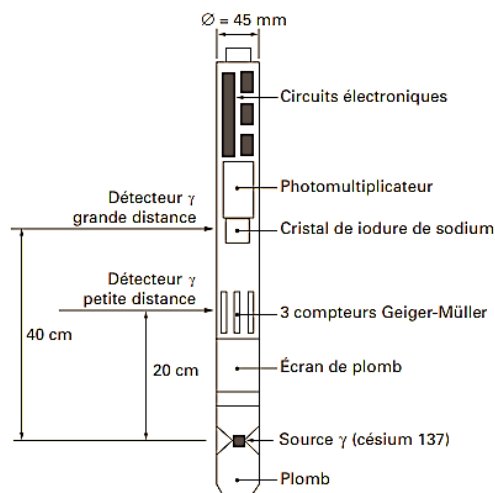
Les rayonnements gamma sont des particules sans masse propageant à la vitesse de la lumière, on soumet la formation à un bombardement par des photons (quanta) gamma émis par une source spéciale (Cobalte-60 ou bien Césium-137). Une fois ces photons frappent la matière, une chaîne d'interaction avec les électrons des atomes constituant les roches se déclenche. Selon l'énergie du photon émis, on distingue trois types d'interaction :

- Production de paires : quand l'énergie de photons est supérieur à 1.02 Mev, et que ce photon se passe au voisinage du noyau, l'interaction photon-matière conduit à la production d'un électron et un anti-électron (positon), ayant chacun une énergie de 0.51 Mev.
- Effet Compton : quand le photon incident entre en collision avec un électron, son énergie $h\nu$, se retrouve en partie sous forme d'énergie cinétique $E = \frac{1}{2} * mv^2$ transmise à l'électron éjecté de son orbite avec une vitesse initial, et en partie sous forme d'un photon dite « diffusé », émis dans une direction faisant un angle θ avec la direction d'incidence. C'est ce type d'interaction qui intervient principalement dans la mesure de la radioactivité gamma-gama.
- Effet photo électrique : au cours de l'une collision avec un électron, un photon peut lui transmettre toute son énergie sous forme d'énergie cinétique. L'électron est alors éjecté de l'atome et le photon disparaît. Il y a donc absorption des rayons gamma, l'occurrence de ce type d'interaction est d'autant plus probable que l'énergie de rayon gamma est faible et le nombre atomique des éléments est élevé.



En diagraphie gamma-gamma l'outil utilisé est composé de trois (03) parties :

- une source de rayonnement γ (par exemple du césium 137) émet dans toutes les directions ; ce rayonnement interagit avec le terrain et il est d'autant plus atténué que la masse volumique est forte
- un premier détecteur de rayonnement γ est séparé de la source par un cylindre de plomb, qui empêche les rayons émis par la source d'aller directement aux détecteurs ; la distance source - premier détecteur est de l'ordre de 20 cm ; le rayonnement qui parvient à ce détecteur a peu interagi avec le terrain (le trajet est court) et dépend surtout du diamètre du forage
- un deuxième détecteur, situé à une distance double, est le capteur principal ; le rayonnement qui y parvient dépend à la fois de la masse volumique du terrain et du diamètre du forage



On corrige donc les mesures du second détecteur avec les données obtenues avec le premier, de manière à avoir une information qui puisse être transformée en masse volumique

L'utilisation principale de cette diagraphie est le calcul de la porosité totale, en mesurant la densité globale de la formation $\rho_b \left(\frac{g}{cm^3} \right)$, c'est pour ça la diagraphie gamma-gamma est appelée aussi diagraphie de densité. En effet dans le domaine des effets Compton le nombre de photons diffusés retournant au détecteur dépendront du nombre d'électrons orbitaux présents, et la réponse de l'outil est donc déterminée essentiellement par la densité électronique (nombre d'électrons par cm^3) de la formation, qui est pratiquement proportionnelle à la masse atomique.

Généralement on donne la relation reliant la densité électronique à la densité globale :

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{Z}{A} \right) N$$

Avec ρ_e : densité électronique ρ_b : densité globale, Z : numéro atomique, A : masse atomique, N : nombre d'Avogadro $N = 6.023 * 10^{23}$

Comme de rapport $\frac{Z}{A} = 0.5$, pour la plus part des éléments et composés constituant la roche, on peut écrire dans le cas d'élément chimique simple :

$$\rho_b = \frac{2\rho_e}{N}$$

On cite que pour les substances moléculaires la densité électronique est donnée par :

$$\rho_e = \rho_b \left(\sum \frac{Z_i}{M} \right) N$$

En définitive il est donc justifié de considérer que la densité électronique que l'on mesure est proportionnelle à la densité de la formation, qui elle dépend de la densité de la matrice, de la porosité, de la densité des fluides remplissant les pores, et on donne

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

II.5.1.1 Interprétation

A) Qualitative

A partir de log de densité on peut déterminer la densité des formations qui dépend de :

- La densité des différents minéraux constituant la matrice, et de leurs pourcentages volumétriques.
- Dans le cas de roches poreuses, la densité des différents fluides et de leurs pourcentages (porosité).

Aussi la densité des fluides étant inférieure à celle des solides, une formation poreuse aura une densité plus faible qu'une formation compacte. Cette méthode nous permet donc de distinguer les formations poreuses (densité faible), de formations compactes (densité élevée)

B) Quantitative

A partir du log de densité et la relation reliant les paramètres précédentes on peut déduire la porosité totale par :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

Φ_D : La porosité totale calculée à partir du log de densité. ρ_{ma} : Densité de la matrice, ρ_f : densité de fluide occupant les pores.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma}

- grès = 2.65 g/cm³
- calcaires = 2.71 g/cm³
- dolomie = 2.87 g/cm³
- argiles de 2.7 à 3 g/cm³

en présence des argiles la porosité Φ_D doit être corrigée de l'effet d'argile

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} \Phi_{D-sh}$$

Avec Φ_{D-sh} est la porosité-densité des argiles, et elle est donnée par

$$\Phi_{D-sh} = \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

ρ_{sh} est la densité des argiles à partir du log de densité.

II.5.2 Diagraphie de neutron

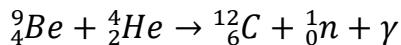
Principe

Les neutrons sont des particules atomiques électriquement neutre, de masse sensiblement égale à la masse de l'atome de l'hydrogène.

A l'aide de source convenable, on soumet les formations à un bombardement intrnse de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 4 – 6 Mev. Grace à leur vitesse initiale élevée (environ 10 000 Km/s), les neutrons ont un grand pouvoir de pénétration, de ce fait ils vont entrer en collision inélastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent en perdant progressivement leur énergie. On peut distinguer trois phases.

- L'émission des neutrons

L'outil émet des neutrons de haute énergie (4,5 MeV) à partir d'une source radioactive. Ces neutrons se propagent très rapidement, et leur énergie est liée à leur vitesse. On les appelle « neutrons rapides ». Les sources de neutrons utilisées en diagraphie sont un mélange de deux éléments (1) une source de rayonnement alpha tel que le radium, le plutonium ou l'américium, et (2) le béryllium-9. Les particules alpha du radium, du plutonium ou de l'américium interagissent avec le béryllium-9 dans une réaction atomique qui produit du carbone-12, un neutron rapide et des rayons gamma.



- Diffusion des neutrons

Les neutrons rapides interagissent avec les noyaux des atomes de la formation. L'interaction est une forme de diffusion élastique impliquant le neutron (neutre) et un noyau chargé positivement stationnaire. A chaque interaction (collision) le neutron perd de l'énergie et ralentit, et le noyau de l'atome heurtée gagne de l'énergie. Ces collisions se produisent avec les noyaux de tous les éléments. Cependant, le processus de transfert d'énergie (c'est-à-dire la perte d'énergie du neutron) est plus efficace lorsque la masse du neutron et du noyau sont les mêmes, et devient beaucoup moins efficace lorsque le noyau est plus massifs que le neutron. Le neutron a approximativement la même masse que le noyau d'hydrogène. Par conséquent, les neutrons perdent de l'énergie par diffusion élastique plus efficacement par l'interaction avec les noyaux d'hydrogène, et perdent de l'énergie beaucoup moins efficacement par interaction avec des noyaux plus massifs comme le silicium ou l'oxygène.

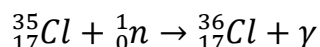
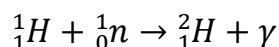
Les neutrons rapides (énergie > 0,5 MeV) perdent rapidement leur énergie et deviennent plus lents, passant par des étages appelés neutrons intermédiaires (102 à 105 eV), neutrons épithermaux (0,1 à 100 eV), et enfin les neutrons thermiques (< 0,1 eV). Dans les matériaux solides contenant des quantités raisonnables des éléments de petite masse atomique, ce processus peut se produire très rapidement pour un neutron donné (de

l'ordre de la microseconde). Cependant, tout dépend du hasard des collisions avec les noyaux, le temps mis pour ralentir à une énergie donnée variera d'un neutron à un autre,.

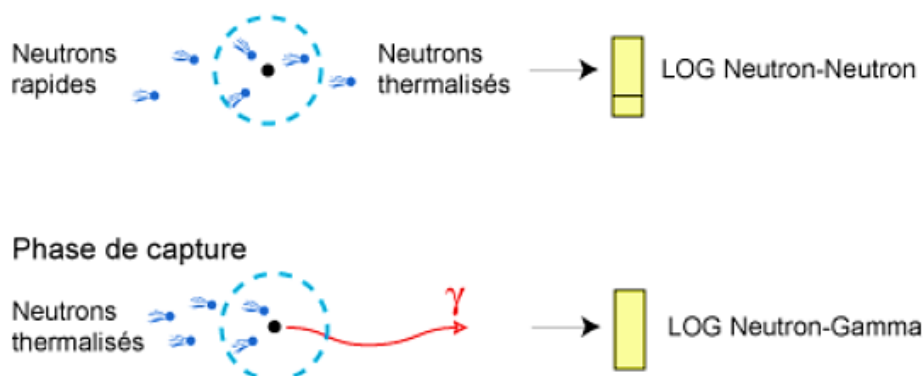
Lorsque les neutrons atteignent des énergies épithermiques ou thermiques, les collisions se produisent beaucoup moins fréquemment car les neutrons se déplacent beaucoup plus lentement. Quelques microsecondes après le bombardement, la formation a ralenti les neutrons jusqu'aux niveaux épithermique et thermique, et un nuage de ces neutrons thermiques existe dans la formation. Les collisions se poursuivent, ce qui entraîne peu de pertes d'énergie supplémentaires et la diffusion lente des neutrons thermiques de la zone autour du détecteur. Au cours de ce processus, les neutrons sont absorbés par les noyaux de la formation.

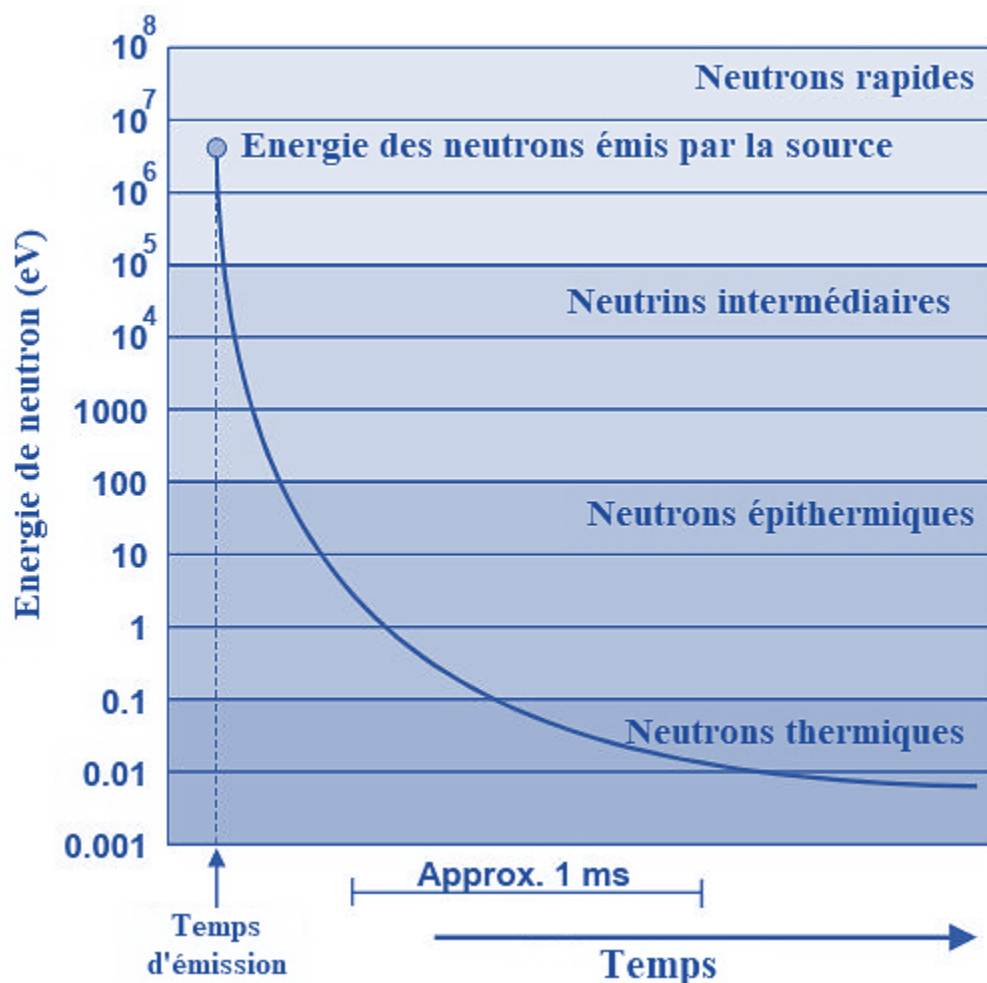
- Absorption des neutrons

Les neutrons thermiques (et dans une certaine mesure épithermiques) peuvent être absorbés par les noyaux de la formation atomes. L'efficacité de l'absorption des neutrons varie d'un élément à l'autre. Les seuls éléments qui présentent un comportement d'absorption des neutrons significatif et existent dans des quantités raisonnables dans les roches sont l'hydrogène et le chlore. On peut exprimer les processus d'absorption des neutrons par l'hydrogène et le chlore par les équations suivantes :



En diagraphie neutrons, certains outils mesurent les neutrons épithermiques, certains les neutrons thermiques et certains les rayons gamma émis lorsqu'un neutron est absorbé





Dans chacune de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée, en effet la plus utilisée dans le stade thermique est celle de CNL « Compensated Neutron Log), qui permet la mesure de la porosité neutron.

Cet outil est conçu pour être sensible aux neutrons thermiques, et est donc affecté par l'effet chlore. Il dispose de deux détecteurs situés à 15 pouces et 25 pouces de la source. Le détecteur le plus éloigné de la source est plus grand pour garantir que des taux de comptage adéquats sont observés. Les CNLs sont calibrés dans des blocs de calcaire, de grès et de dolomie de haute pureté et de porosité connue avec précision. Les outils sont calibrés, non pour donner des lectures en unités de porosité neutronique API, mais pour donner directement la porosité en pourcentage. Souvent c'est le calcaire qui est choisi comme lithologie d'étalonnage, les lectures sont donc données en unités de porosité calcaire. Cependant il ne faut pas rater que l'utilisation de blocs de calcaires pour la calibration signifie que la lecture de la porosité dans une formation calcaire sera exacte,

mais la lecture de la porosité dans autres lithologies devra être corrigée, en utilisant l'abaque fournit par le fabricant de l'outil

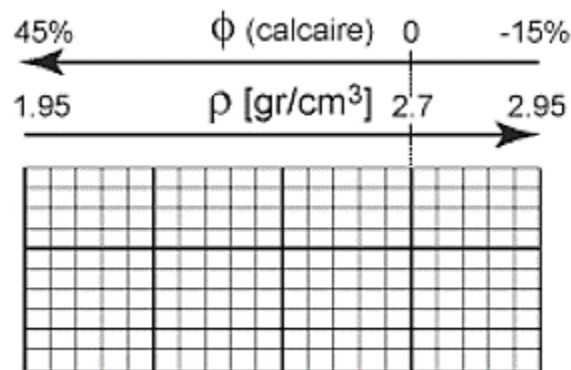
II.5.2.1 Interprétation

A) Qualitative

Qualitativement, l'usage principal du log de la porosité neutron est la détermination de la lithologie, en effet dans les roches poreuses et saturées tout accroissement de taux d'hydrogène se marque par une augmentation de la porosité

B) Quantitative

Par calibration il est possible d'obtenir une valeur quantitative de la porosité neutron Φ_N , qu'il s'agisse des outils pétroliers ou de ceux utilisés en génie civil la porosité obtenue dépend de l'étalonnage. En choisissant comme référence 100% pour de l'eau douce, et 0% pour un calcaire compact ($\text{CaCO}_3 = 0$ hydrogène) on va obtenir une échelle variant de 0 à 100 qui dans un milieu poreux calcaire va représenter la porosité. On parlera d'un neutron calibré calcaire.

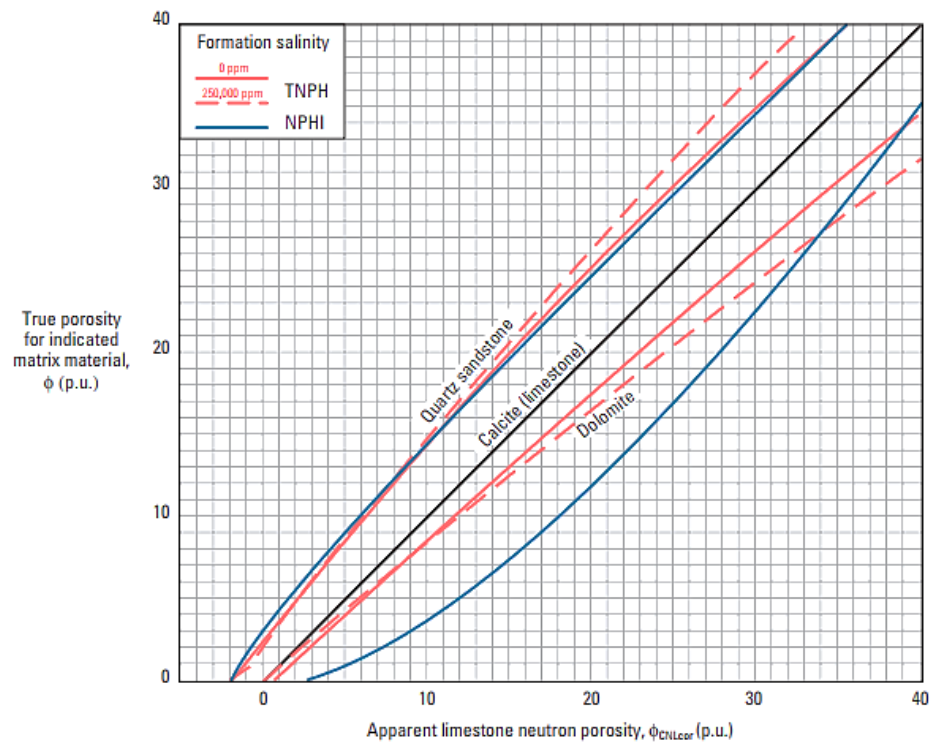


Pour obtenir la porosité, lisez la valeur directement dans le log. Si le log est calibré calcaires et que la formation que vous souhaitez évaluer est du grès ou de la dolomie, corrigez la valeur de la porosité en utilisant l'abaque de correction.

Dans les cas des formations argileuses, la porosité lu à partir du log doit être corrigée de l'effet d'argile.

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} \Phi_{N-sh}$$

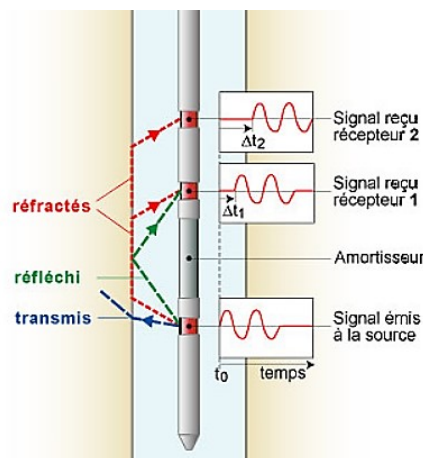
Avec Φ_{N-sh} est la porosité neutron des argiles.



II.6 Diagraphie sonore

Principe

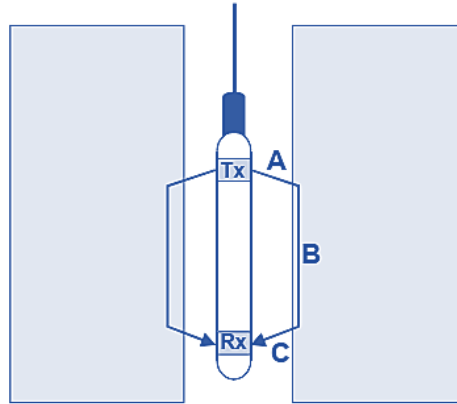
Le log sonore est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil de diagraphie. La propagation d'ondes acoustiques dépend en effet de la porosité, les fluides dans les pores, et la lithologie des formations composant le sous-sol. La diagraphie acoustique « sonore » vise à mesurer la vitesse de propagation du son dans les formations géologiques, en utilisant un outil de puits composé d'un système émetteur et d'un système récepteur. À l'origine, cette mesure, appelée sonore (sonic log) était essentiellement destinée à mesurer l'intervalle (Δt) des temps d'arrivée de la première onde de compression, au niveau de deux récepteurs.



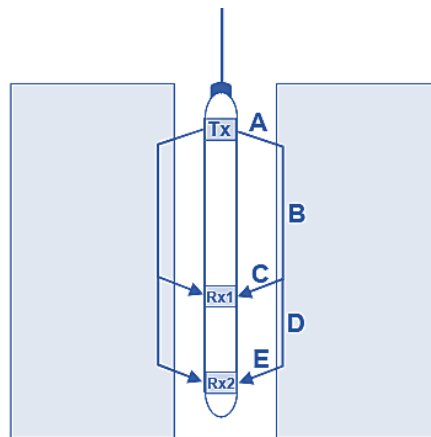
Le paramètre acoustique classiquement fourni est la vitesse de l'onde de compression exprimée sous forme de lenteur Δt (microseconde par pied) et obtenue par pointé des temps de première arrivée des ondes réfractées. Il existe différentes techniques de pointé, l'une des plus classiques étant le pointé par seuil. Le Δt est enregistré en échelle linéaire.

II.6.1 Outils utilisés

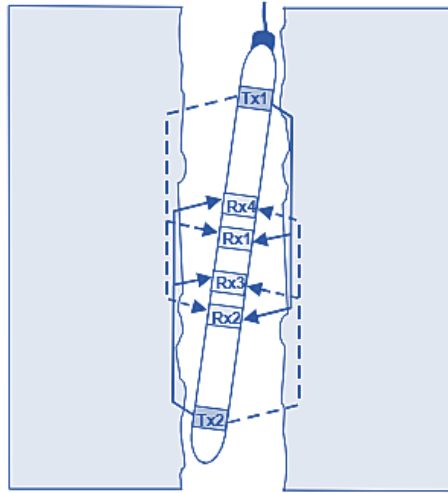
Les premiers outils du sonore avaient un seul émetteur, et un seul récepteur. Il y avait deux problèmes principaux avec cet outil. (i) Le temps de parcours mesuré était toujours trop long car le temps mis par les ondes élastiques pour traverser la boue était inclus dans la mesure. Le temps mesuré était $A+B+C$ plutôt que seulement B . (ii) La longueur de la formation à travers laquelle l'onde élastique se propage (B) n'était pas constante à cause des changements de vitesse des couches traversées.



Pour confronter ces problèmes un outil de deux récepteurs « dual receiver tool » a été conçu. Il mesure la différence de temps d'arrivée des ondes élastiques à chaque récepteur Rx à partir d'une impulsion émise par Tx. Ce temps est appelé temps de transit de l'intervalle sonique (Δt) et est le temps mis par l'onde élastique pour parcourir l'intervalle D (c'est-à-dire la distance entre les récepteurs).



Dés fois le dual receiver tool est mal positionné dans le trou, ce qui engendre des erreurs de mesure. Un outil plus développé a été conçu, dite BHC « Borehole Compensated sonic tool ». Cet outil compense automatiquement les problèmes de désalignement de l'outil et la taille variable du trou observés en utilisant les outils de dual receiver. Il a deux émetteurs et quatre récepteurs, disposés en deux ensembles de récepteurs doubles, mais avec un ensemble inversé (c'est-à-dire dans la direction opposée). Chacun des émetteurs est excité alternativement, et les valeurs Δt sont mesurées alternativement par les deux paires de récepteurs. Ces deux valeurs de Δt sont ensuite moyennées pour compenser le désalignement de l'outil $\Delta t = \frac{\Delta t_1 + \Delta t_2}{2}$, dans une certaine mesure pour les changements dans la taille du trou de forage.



II.6.2 Interprétation

II.6.2.1 Qualitative

L'intervalle de temps de transit Δt est enregistré sur le log en microsecondes par pied (ms/ft.). La plupart des formations donnent des temps de transit entre 40 ms/ft. et 140 ms/ft., ces valeurs sont donc généralement utilisées comme échelle.

De point de vue qualitatif, le log sonique en combinaison avec d'autres logs permet de faire une discrimination lithologique, il nous aide aussi à évaluer la porosité parce que la vitesse de compression du son dans le fluide est inférieure à celle dans les roches. S'il y a des pores dans la roche et qu'ils sont remplis de fluide, il faudra plus de temps pour que l'énergie acoustique passe de l'émetteur au récepteur (c'est-à-dire qu'une faible vitesse indique une haute porosité).

II.6.2.2 Quantitative

Connaissant que le temps de parcours dépend de la nature lithologique, de la porosité, et de fluides contenues dans les pores,

$$\Delta t = (1 - \Phi)\Delta t_{ma} + \Phi\Delta t_f$$

On peut traduire ce temps de parcours en porosité sonique par la relation suivante :

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Avec Δt_{ma} est le temps de parcours de la matrice, et Δt_f le temps de parcours de fluide

Dans le cas des formations argileuses, la porosité sonique doit être corrigée de l'effet d'argile.

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} \Phi_{S-sh}$$

Où Φ_{S-sh} est la porosité sonique des argiles.

$$\Phi_{S-sh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Avec Δt_{sh} est le temps de parcours dans les argiles

Remarque :

- les applications des diagraphies soniques, neutron, et densité sont similaires.
- Les paramètres argileux tel que Φ_{D-sh} , Φ_{N-sh} , Φ_{S-sh} , GR_{sh} , sont lus directement en face d'un banc argileux encaissant, le plus épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir. Ou bien autres méthodes comme l'analyse des carottes au laboratoire, l'interprétation analytique et graphique.

BIBLIOGRAPHIE

- Aliouane. Leila, 2006, *Cours de diagraphies*, Université M'hammed Bouguara Boumerdes, Faculté des hydrocarbures et de la chimie (Ex INH)
- D. Chapellier, *diagraphies aquifères*, université de Lausanne. Institut français du pétrole
- Paul and W.J. Glover, *Petrophysics MSc petroleum geology*, University of Aberd
- George Asquith and Daniel Krygowski, 2004, *Basic Well Log Analysis (Second Edition)*, The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma.
- LAGABRIELLE, R, 2007, *Diagraphies et géophysique de forage*, TECHNIQUES DE L'INGENIEUR
- Oberto Serra, 1979, *diagraphies différées, base de l'interprétation. Tom 1, acquisition des données diagraphiques*, Bull. Cent. Rech.Explor.Prod. Elt-Aquitaine, Mém. 1
- Schlumberger document, 2013, *Log interpretation charts*, Schlumberger.