Approche et méthodologie des diagraphies

Déterminer avec précision les propriétés pétrophysiques des formations d'un gisement d'hydrocarbures (notamment la porosité, la perméabilité et la saturation) a toujours été une question importante que les ingénieurs pétroliers n'ont jamais cessé de se poser. C'est dans cette lancée que la technologie des diagraphies a été créée et utilisée pour la première fois en 1927 par les deux Français, les frères C et M. Schlumberger. C'est un outil dont l'étude et l'application sont par la suite devenues incontournables pour toute évaluation de réservoirs d'hydrocarbures.

Lorsqu'on découvre un gisement d'hydrocarbures par application des méthodes géophysiques (sismique, gravimétrie, magnétique, etc.), on effectue alors un forage d'exploration qui fournit plus d'informations précises par rapport aux renseignements obtenus lors de la phase de recherche de gisement.

- ***LE FORAGE*** (fig.9)

Un forage est un trou creusé dans la terre, l'équipement du trou tel les tubages et de manière générale les moyens techniques permettant de forer varient en fonction de son dimensionnement (petit diamètre d=152mm et gros diamètre d=444,5mm) et de ses objectifs.

Le trou de forage est souvent rempli de fluide qui peut être de nature variable : à base de bentonite, d'eau, de mousse, à huile, à air. Le rôle assigné au fluide de forage communément appelé boue de forage est multiple :

- ***Le nettoyage du trou***, les déblais (ou cuttings) sont remontés à la surface où ils sont partiellement récupérés et étudiés par les géologues.
- ***Le maintien des parois du trou et des fluides*** contenus dans les formations. La boue en effet de par ses caractéristiques physiques et chimiques, exerce sur les formations une contre pression en empêchant notamment les jaillissements ou éruptions de pétrole ou de gaz.
- ***La lubrification et le refroidissement*** des outils de forage.
- ***La consolidation des parois du forage*** en déposant en face des zones perméables un dépôt de boue que l'on appelle **mudcake ou cake.** Ce mudcake empêche toute circulation de fluide entre le trou de forage et la formation.

Remarque : Une boue ne peut jouer convenablement tous les rôles que nous avons énumérés que si elle est bien conditionnée, c'est-à-dire que si ses principales caractéristiques physiques et chimiques sont maintenues à des valeurs appropriées.

Pendant ou après le forage, on peut effectuer certaines mesures diagraphiques qui nous permettent d'établir une meilleure corrélation des puits connaissant la lithologie et les caractéristiques pétrophysiques des formations traversées.

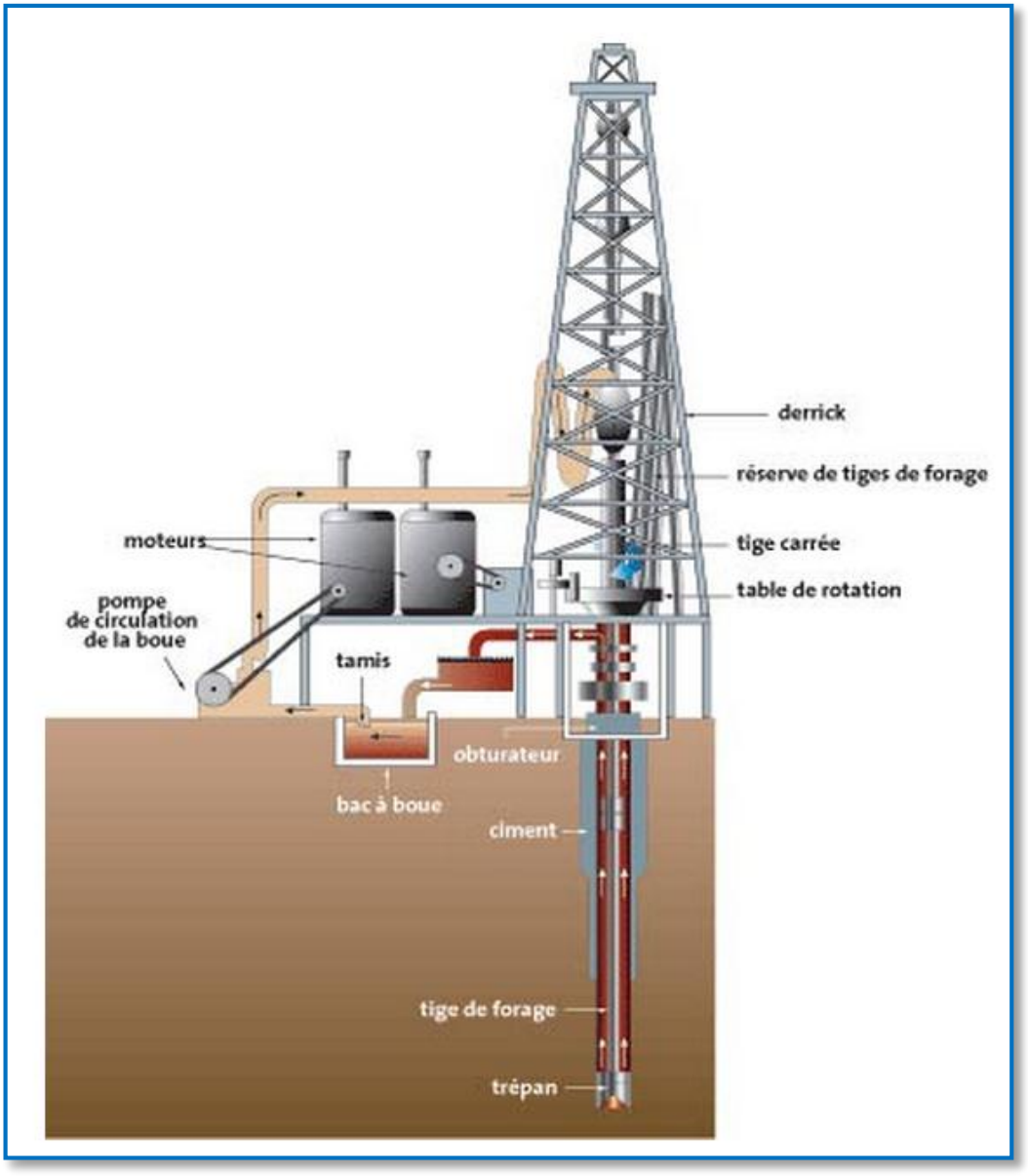


Fig.9 : Forage d'exploration

La diagraphie est un enregistrement de caractéristiques d'une formation géologique traversée par un sondage en fonction de la profondeur (Chapellier, 1987). Il existe deux types de diagraphies :

- **Diagraphies instantanées** : c'est la mesure lors du forage de paramètres tels que, le poids sur l'outil, vitesse d'avancement, poussée des fluides de forage, analyse et description des « cuttings », examen qualitatif et quantitatif de la boue, détection des indices de gaz ou d'huile, etc. Elles fournissent directement à partir des données obtenues de la boue, des cuttings ou bien même des tiges, de précieux renseignements sur les formations et leur contenu (eau, hydrocarbures).

- **Diagraphies différées**, encore appelées « *well logging* », elles sont effectuées en trou ouvert, parfois tubé, après arrêt provisoire ou définitif du forage et retrait des tiges de forage. L'enregistrement des données acquises a lieu dans un laboratoire de chantier qui peut être porté par un camion sur terre ou par un "Skid" en mer. Les phénomènes mesurés peuvent être naturels et passifs (radioactivité naturelle, température,) alors que d'autres sont provoqués par des courants électriques, des bombardements radioactifs ou bien par des vibrations acoustiques.

Malgré l'importance que jouent les diagraphies instantanées dans la détermination de certains paramètres indispensables pour le bon déroulement du forage, ce chapitre ne traitera que les diagraphies différées qui permettent une bonne caractérisation des réservoirs. Et pour l'étude de ce mémoire on utilise trois types de diagraphies différées :

- Électriques,
- Nucléaires,
- Soniques.

- ***Mise en œuvre des diagraphies*** :(Fig.10)

Un outil appelé **sonde** est descendu par l'intermédiaire d'un **câble** dans le trou de forage rempli de boue conductrice en général. Le câble, assurant la transmission vers l'outil de l'énergie, s'enroule sur un **treuil** et les **enregistrements** se font suivant une vitesse variable de 3000m/h à 2500m/h (*P. Bitot, IFP*).

La précision sur la profondeur est de l'ordre 1/1000 bien meilleure que celle des foreurs et la table de rotation de l'appareil de forage est prise comme référence (niveau zéro).

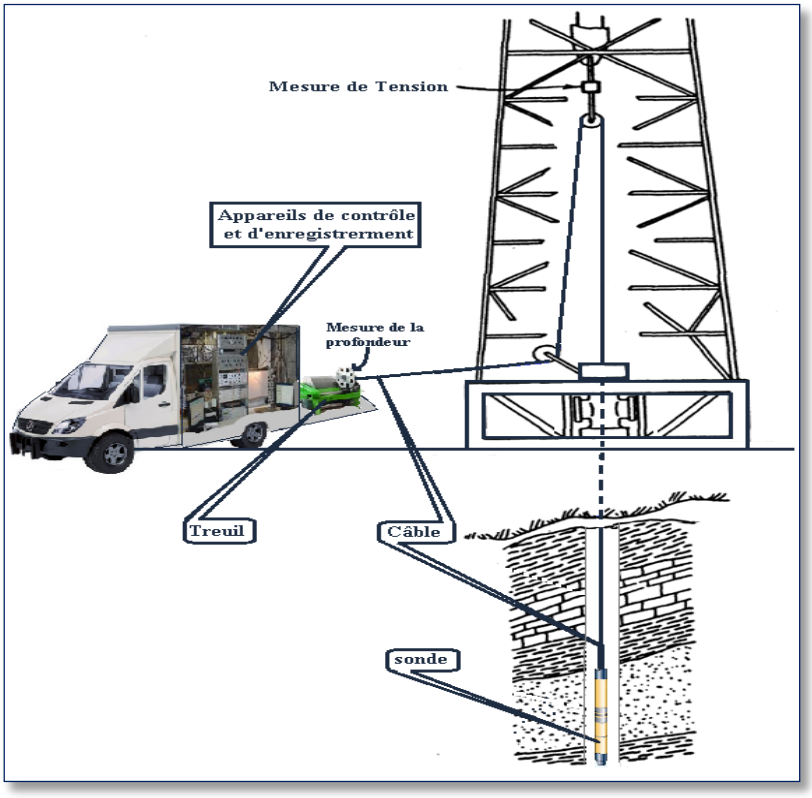


Fig.10 : Mise en œuvre des diagraphies (document Schlumberger modifié)

Chapitre 1 : Diagraphies Electriques

Les diagraphies électriques sont des mesures du paramètre de résistivité des formations traversées par une sonde électrique dans le trou de forage.

La résistivité R_T , représente la résistivité des roches. Elle est mesurée dans le cas où il existe du fluide dans les pores des formations issu de l'eau de formation (R_w) et la boue de forage (R_m). En effet, les roches conduisent facilement du courant électrique grâce au fluide qu'elles contiennent.

Le filtrat : correspond à une substance liquide issue de l'infiltration de la boue de forage dans une formation rencontrée au cours du forage.

Le mudcake, représente les particules solides de la boue qui s'accumulent sur les parois du trou de forage (lors du forage) en formant un « gâteau de boue » ou mudcake.

Pour mesurer la résistivité des roches, on utilise des outils appelés sondes et suivant la disposition de leurs électrodes, on distingue plusieurs types de sonde (fig.11) : la sonde monoélectrode, la sonde normale, la sonde latérale, les outils focalisés et les outils électromagnétiques.

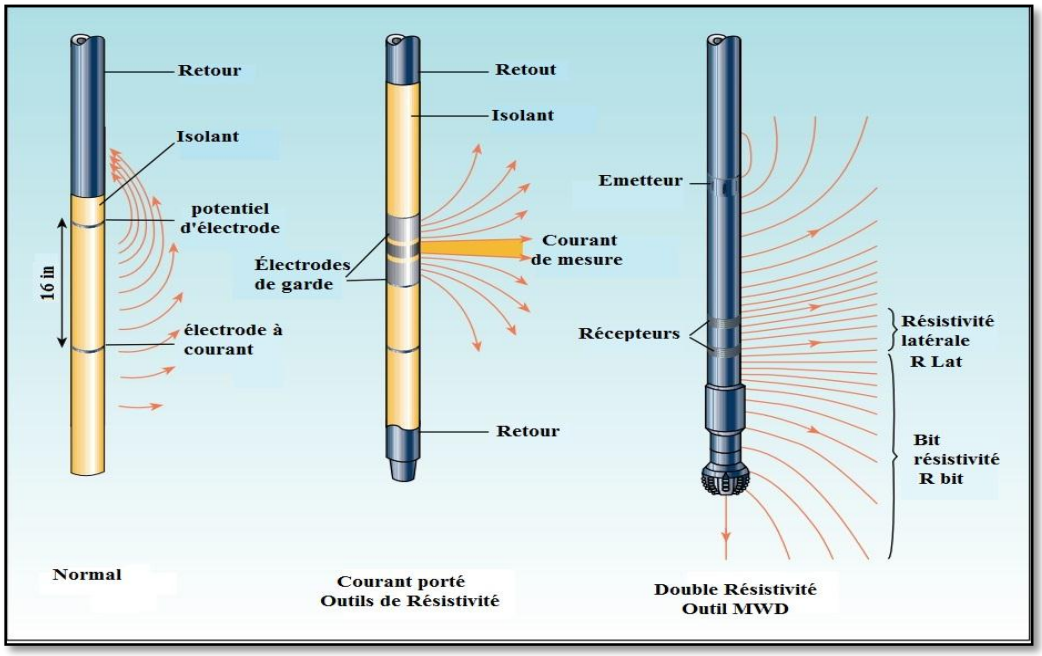


Fig.11: Sondes électriques (Schlumberger)

1) Polarisation Spontanée : PS

Elle mesure les variations de potentiel entre deux électrodes, l'une mobile dans le trou de forage et l'autre fixe est placée en surface.

Le courant créé, provient de la différence de salinité entre le filtrat de boue de résistivité $\mathbf{R_{mF}}$ et l'eau de formation de résistivité $\mathbf{R_w}$.

Remarque : la Polarisation spontanée est dite normale (négative) si l'eau de formation est plus salée que le filtrat et dans le cas contraire la PS est dite inverse (positive). (Fig.12)

Dans le cas où le filtrat et l'eau de formation ont la même salinité, il n'y aura plus de polarisation spontanée et elle se caractérise par une courbe sans déflection.

La PS est donnée par la formule suivante : $$\boldsymbol{PS = -k \times \log\left(\frac{R_{mF}}{R_w}\right)} \quad \textbf{(1)}$$

où **k** est un coefficient variant avec la température, $\mathbf{R_{mF}}$ et $\mathbf{R_w}$ représentent respectivement la résistivité du filtrat et la résistivité de l'eau de formation s'exprimant en Ohms.m et PS en mV (millivolt).

Utilité : la polarisation spontanée n'a pas de relation quantitative directe avec la porosité et la perméabilité, cependant c'est l'existence de bancs perméables et une différence de résistivité entre le filtrat et l'eau de formation qui engendrent une Polarisation Spontanée (PS)**.**

Ainsi la PS permet :

- de délimiter les bancs perméables,
- de déterminer la résistivité $\mathbf{R_w}$,
- de corréler les points entre eux et de calculer enfin l'argilosité (% d'argiles) :

$$\boxed{V_{Sh} = 1 - \frac{PSP}{SSP}} \quad (2)$$

Avec : PSP = valeur minimale de la polarisation et SSP la valeur maximale de la PS.

En effet, la déflection du potentiel se stabilise lorsqu'on a un banc épais et dans ce cas on obtiendrait une valeur maximale de PS dite statique (SSP) et une valeur minimale dite pseudo-statique (SSP) si le banc est plus ou moins argileux.

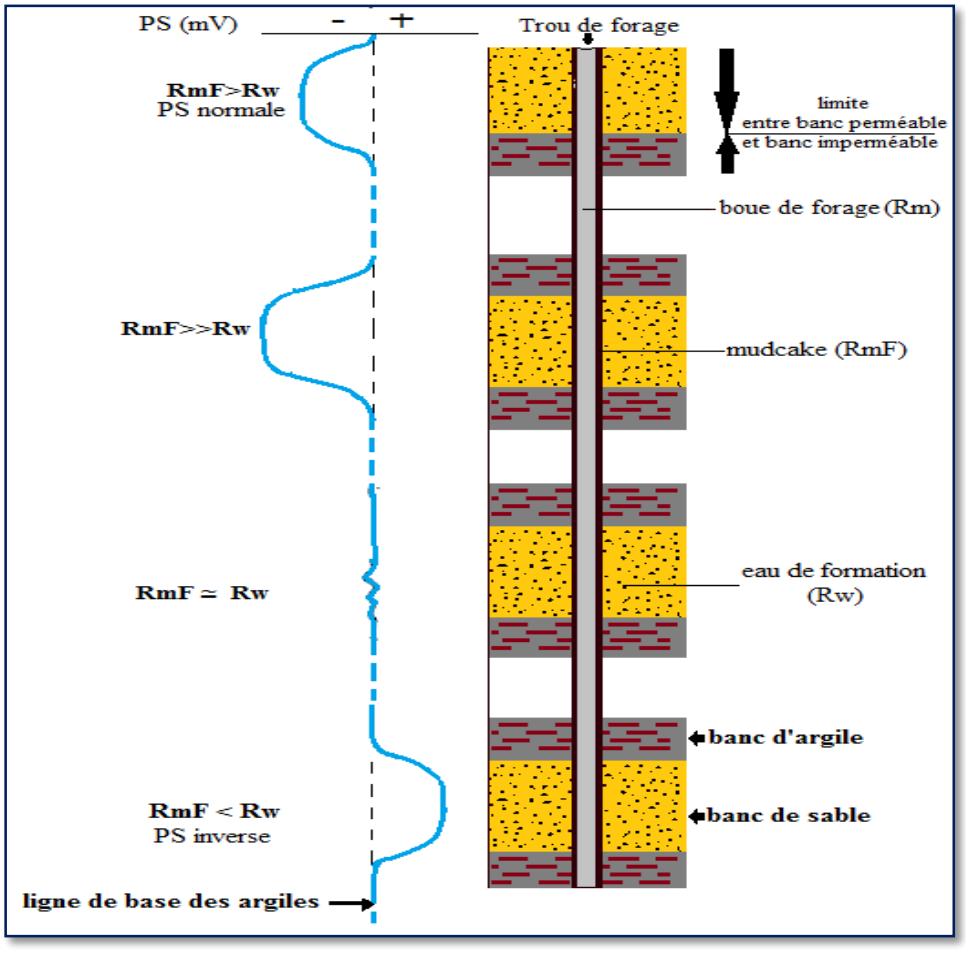


Fig.12: Illustration de la courbe PS

2) Résistivité :

Elle est mesurée grâce à deux dispositifs caractérisés par la distance entre les électrodes (spacing ou espacement) descendus dans le trou de forage et dans lesquelles on envoie du courant. Et on distingue deux types de mesure suivant l'arrangement des électrodes (fig.13) :

- **NORMALE 16'' ou 64''**
- **LATERALE ou INVERSE**

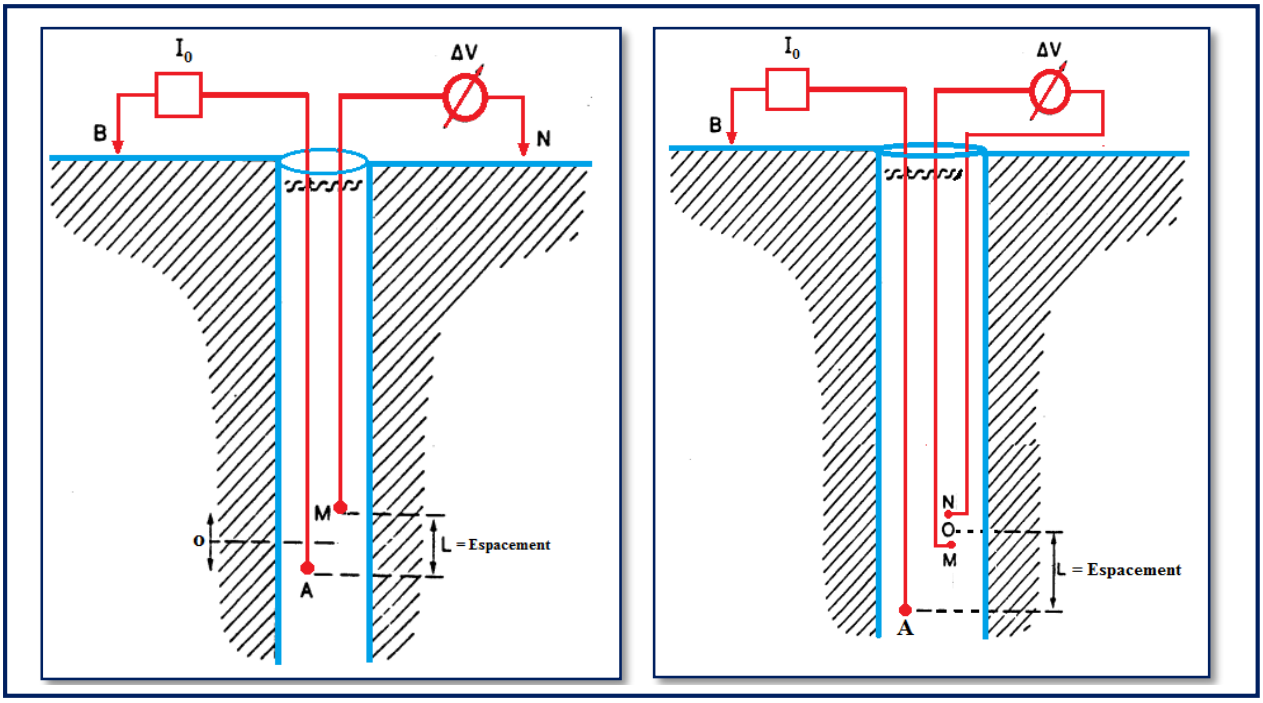


Fig.13 : Sondes de résistivité

Cette méthode permet de déterminer la résistivité apparente des formations. Pour cela on envoie du courant électrique aux électrodes, et on mesure la différence de potentiel entre les deux électrodes.

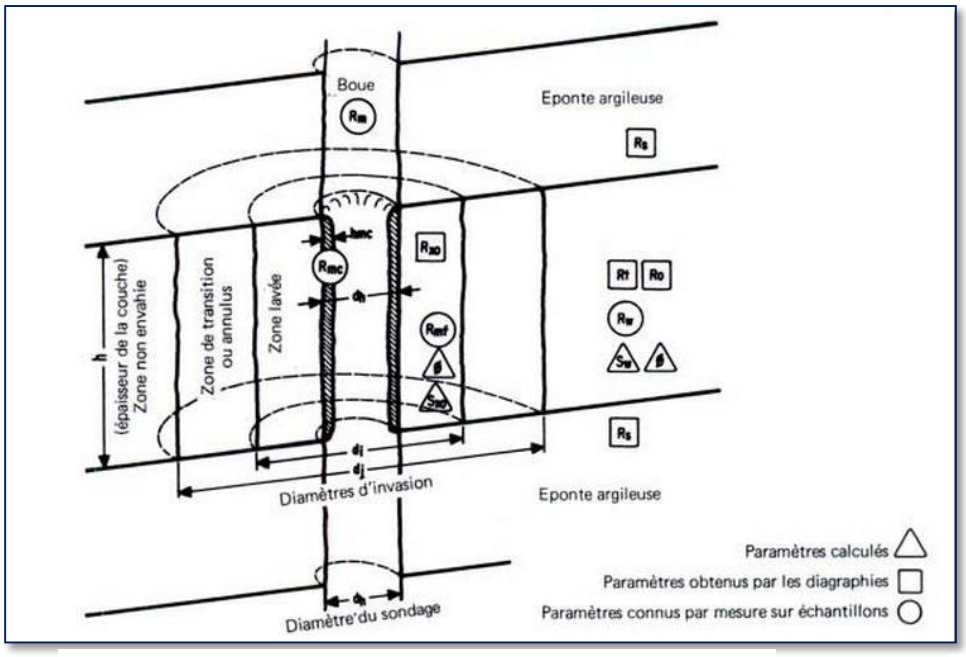
Remarque : dans le cas de la NORMALE, une seule électrode est en surface par contre dans l'autre cas, celui de la LATERALE, toutes les électrodes sont dans le trou de forage.

Lorsque le trou est rempli d'air ou que la boue est à base d'huile, ou encore que le tubage est en plastique plein (isolant), il faut alors utiliser des **outils électromagnétiques** (**diagraphies d'induction**) qui mesurent la conductibilité (l'inverse de la résistivité).

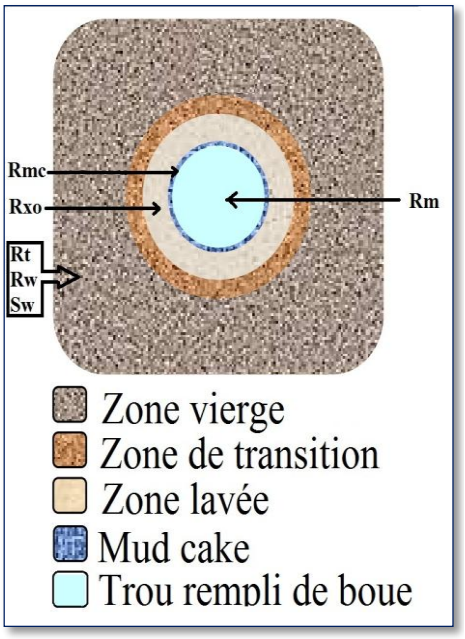
Plus l'espacement (L = spacing) entre les électrodes est grand, plus la profondeur d'investigation est importante (la sonde « voit » plus loin).

Utilités : cette méthode permet de mesurer la résistivité apparente $\mathbf{R_a}$ qui est différente de $\mathbf{R_T}$ (Résistivité vraie), Des corrections seront donc nécessaires notamment par rapport aux effets : (Fig.14)

- **d'invasion,**
- **d'éponge,**
- **d'épaisseur.**



14.a) Représentation schématique de l'invasion



14.b) Les différentes zones de l'invasion

Fig.14 : Phénomène d'invasion, Schlumberger

A partir du phénomène d'invasion, on peut identifier deux types de résistivité :

- **La résistivité des roches dans la zone lavée**

Dans la zone lavée la loi d'Archie s'écrit : $\mathbf{R_{xo} = F.R_{mF}}$

R_{xo}= résistivité de la roche dans la zone lavée ;

R_{mF} = résistivité du filtrat

F= facteur de formation

- **La résistivité des roches dans la zone vierge**

Dans la zone vierge la loi d'Archie s'écrit :$\mathbf{R_T = F.R_W}$

R_T= résistivité des roches dans la zone vierge

R_W = résistivité de l'eau de formation et F= facteur de formation.

NB : les différences de résistivité permettent de déduire la saturation en eau (S_w) de la formation.

- **La saturation en eau (Sw)**

Lorsque les pores de la roche sont remplis d'hydrocarbures (gaz, pétrole) et de l'eau il se manifeste alors une modification de la Résistivité. C'est dans ce cadre qu'Archie a établi une formule très utilisée pour caractériser les réservoirs d'hydrocarbures.

$$\mathbf{Sw} = \sqrt[n]{\frac{\mathbf{R_o}}{\mathbf{R_T}}} \quad (3)$$

Où R_T = résistivité de la roche (ohms.m), R_O = résistivité vraie d'une formation saturée en eau (ohms.m) et n = facteur de saturation, généralement égale à 2 pour des formations meubles.

NB : Résistivité de la roche dans la zone sous-saturée

Pour la zone vierge :$\mathbf{R_T = R_w . a^m . \Phi . S_w^{\ n}}$

Et pour la zone lavée :$\mathbf{R_{xo} = R_{mF} . a^m \Phi . S_{xo}^{\ n}}$

Où Φ représente la porosité de la formation avec **: 0** $< \Phi <$ 1

m = facteur de cémentation, variant entre 1,3 et 2,2 ; et **a** = facteur qui dépend de la lithologie et varie entre 0,6 et 2.

$$\begin{cases} \text{Sxo} = \text{saturation en filtrat} \\ \text{Sw} = \text{saturation en eau} \end{cases}$$

Enfin, on définit la saturation en hydrocarbure dans la zone vierge (**Shc**) et la saturation en hydrocarbures résiduels (**Shr**) dans la zone lavée et cela nous permet d'établir la relation suivante :

$$\begin{cases} \mathbf{Sxo + Shr = 1} \text{ dans la zone lavée} \\ \mathbf{Sw + Shc = 1} \text{dans la zone vierge} \end{cases} \quad (4)$$

3) Laterolog LL

Il permet de mesurer la résistivité $\mathbf{R_T}$ à travers un courant focalisé.

Le principe est simple, on force le courant à pénétrer radialement dans la formation par application de courants opposés. On mesure la différence de potentiel entre une électrode dite ***monitoring*** et l'infini. (Fig.15)

Selon le nombre et l'arrangement des électrodes, on distingue : le **LL3**, **LL7**, **LL8** et le **LL9** deep (**LLd** : grande profondeur) ou shallow (**LLs** : faible profondeur). Parmi ces derniers, les laterologs **LL3** et **LL7** sont les plus couramment utilisés pour déterminer la résistivité des formations rocheuses.

Le **LL7** appelé laterolog 7, a une bonne résolution verticale ce qui lui permet de détecter les couches poreuses et minces, particulièrement dans les formations carbonatées qui présentent une grande résistivité R_T**.**

Le **LL3** (laterolog 3) est caractérisé par le fait qu'il possède une capacité de détecter des couches poreuses très minces mais sa profondeur d'investigation est très limitée (plus faible que le **LL7**).

Utilités : Ces courants ont une très grande profondeur d'investigation (plusieurs mètres) et l'outil fonctionne même en présence d'une boue salée saturée.

- Le laterolog donne directement la résistivité R_T si l'invasion n'est pas trop forte et si l'effet des épontes est limité.
- Sa profondeur d'investigation est plus importante en LLd (deep) qu'en LLs (shallow).
- Le laterolog shallow (LLs) donne une bonne valeur de R_{XO} alors le laterolog deep (LLd) fournit la résistivité R_T.

Et suivant la relation suivante, on détermine la $\mathbf{R_T}$: $$\boxed{\mathbf{RLL = \alpha R_{XO} + (1-\alpha) R_T}} \quad (5)$$

Avec α= facteur de formation dépendant de l'invasion, R_T= résistivité des roches dans la zone vierge, R_{XO}= résistivité de la roche dans la zone lavée, RLL=valeur obtenue par la sonde LL.

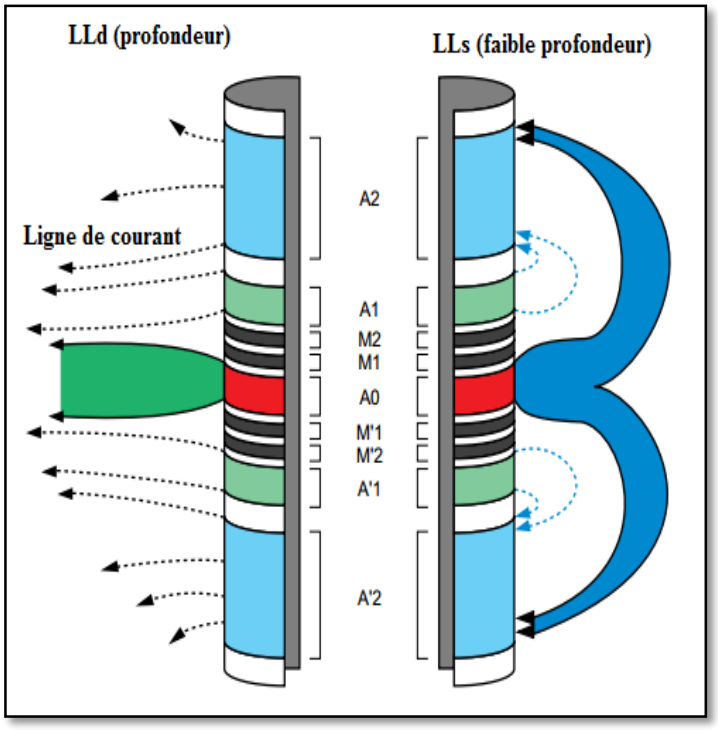


Fig.15 : Sonde Laterolog, LLd et LLs (Schlumberger)

4) Microrésistivité

Elle permet de mesurer la résistivité $\mathbf{R_{XO}}$ de la zone envahie proche du trou de forage, et on distingue deux types :

- **Microlog ML**

Il est caractérisé par trois électrodes distantes de $1''(1" = 0.0254\ m)$ et alignées verticalement. Il donne une normale de $2''$ en pointillé et une inverse de $1 \times 1''$ en trait plein.

Lorsqu'on traverse une formation perméable, on a : $\mathbf{R_{xo}} \gg \mathbf{R_m}$, et que la micronormale est plus importante que la microinverse : c'est la séparation positive. Et devant une formation argileuse peu résistante la séparation est faible voire nulle.

Remarque : le ML ne fournit pas une bonne valeur de $\mathbf{R}_{XO}$ sauf si l'invasion est grande car si $\boldsymbol{R_{XO}} \gg \boldsymbol{R_{mc}}$, le courant fuit à travers le cake sans rentrer dans la zone envahie.

Utilités : le ML est qualitativement très utile pour localiser les zones perméables à séparation positive (formation non argileuse).

- **Microlaterolog MLL**

Il possède une électrode au centre dans laquelle on envoie un courant d'intensité constante $\mathbf{I_0}$ et trois électrodes concentriques. Le principe est le même que celui du **LL**.

Contrairement au ML, le MLL lit directement la résistivité $\mathbf{R}_{XO}$ quelle que soit la différence entre $\mathbf{R}_{XO}$ et $\mathbf{R}_{mc}$.

Utilité : le MLL donne une bonne valeur de R_{XO} si le cake fait moins de $3/8''$et l'invasion suffisante (3 ou $4''$sinon le MLL lit R_T)

Conclusion Partielle :

Parmi tous les paramètres mesurés par les outils diagraphiques, la résistivité demeure particulièrement un paramètre important dans l'évaluation des réservoirs (Wireline Service Catalog).

En effet, connaissant la résistivité des formations, on parviendrait à déduire certaines caractéristiques pétrophysiques comme la porosité, la saturation et la perméabilité qui sont des paramètres importants pour toute bonne estimation de réservoirs pétroliers.

Chapitre 2 : Diagraphies Nucléaires

Les diagraphies nucléaires souvent appelées diagraphies de radioactivité permettent de mesurer la radioactivité existante dans certaines roches au niveau du trou de forage. Les diagraphies nucléaires ont un avantage capital, puisqu'ils permettent d'enregistrer les logs soit en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide. On distingue trois types :

1) Le Rayon Gamma (GR: Gamma Ray)

Ils mesurent la radioactivité naturelle des formations traversées, et ils s'expriment en API (American Petroleum Institute).

Le principe consiste à descendre dans le forage, une sonde mesurant la radioactivité naturelle existant dans certaines roches (Fig.16).

Utilités : La diagraphie GR ou Gamma Ray fournit :

- des informations lithologiques en détectant les bancs argileux car les argiles contiennent en général plus de matières radioactives (U, Th, K, Pb etc.),
- de bonnes corrélations lithologiques entre les forages,

- le pourcentage d'argilosité dans le cas où la PS est inutilisable ou absente.

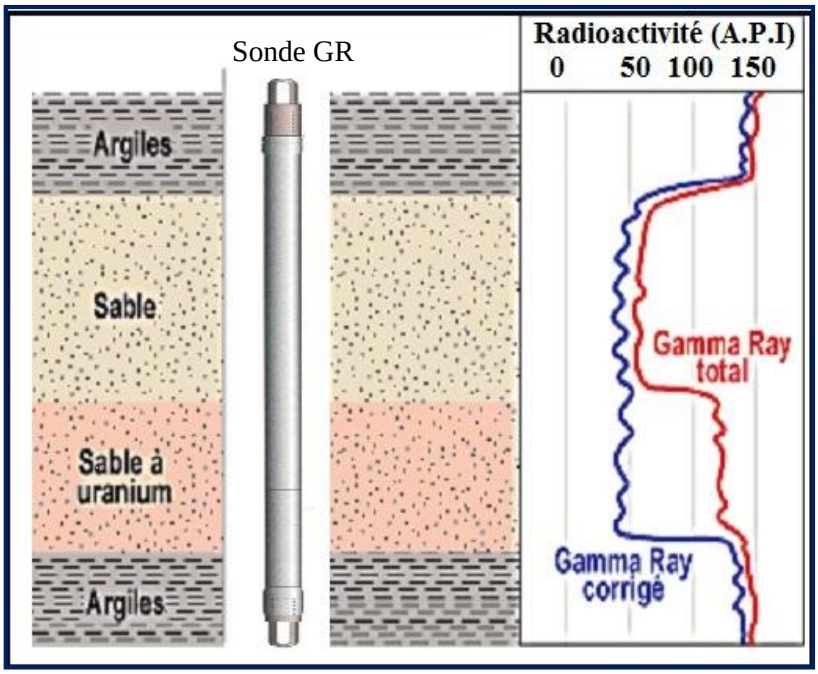


Fig.16: sonde du Gamma Ray (document Schlumberger)

2) Neutron N

Une source Américium-Béryllium (**Am-Be)** émet des neutrons rapides (*vitesse initiale supérieure à 10.000 Km/s*) et avec une énergie initiale très forte (*comprise entre 4 et 6 MeV*). Ces neutrons ont une capacité de pénétration élevée, ceux qui leur permettent d'entrer en collision avec les noyaux atomiques de la formation. Lors de leur déplacement, ils perdent progressivement leur énergie et cette perte d'énergie est maximale lorsqu'ils rencontrent un noyau d'hydrogène de même masse. Et dans le cas où le noyau rencontré est très gros, le neutron rebondit et perd peu d'énergie (Fig.17).

Utilités : la diagraphie neutron permet :

- de déterminer directement la porosité (Φ) d'une formation,
- de détecter des zones à gaz,
- de calculer quantitativement l'argilosité $\mathbf{V_{Cl}}$,
- et enfin d'établir des corrélations de la lithologie par combinaison avec d'autre méthode comme la diagraphie de **densité**.

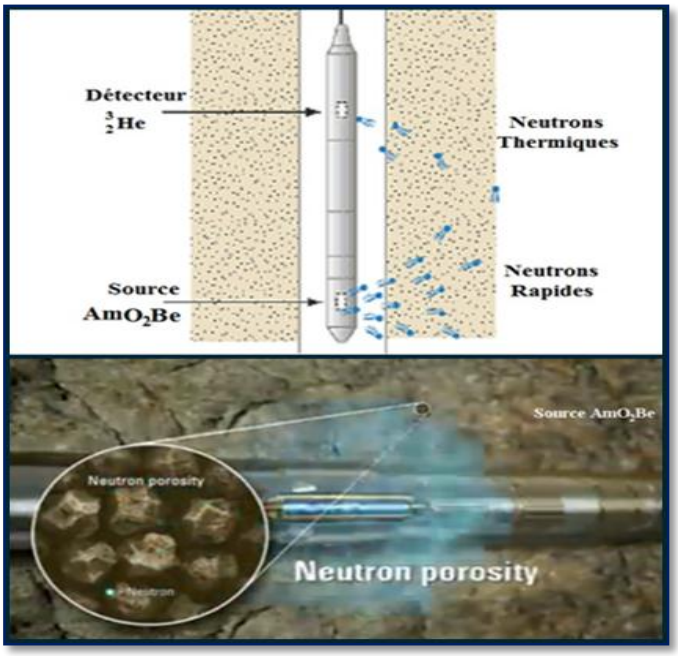


Fig.17: Schéma et illustration du principe de la sonde neutron

3) Densité D : (Gamma-Gamma)

Elle permet de déterminer la porosité (Φ) par mesure de la densité électronique voisine de la densité vraie de la roche.

Le principe est simple, une source émet des rayons Gamma d'énergie moyenne, ces derniers vont entrer en collision avec des électrons et vont perdre de l'énergie : c'est l'effet **Compton**. On mesure les rayons gamma par l'intermédiaire de deux détecteurs distants de quelques mètres (Fig.18). Par la formule suivante, on détermine la densité électronique qui est en fonction de la densité réelle, du nombre d'électrons et de la masse atomique :

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{2Z}{A}\right) \quad (6)$$

Où ρ_e= densité électronique, ρ_b= densité vraie (dépendant de la lithologie : densité de la matrice, et de la porosité), Z= nombre d'électrons et A étant la masse atomique

Utilités : la diagraphie de densité (log densité) permet :

- de mesurer la porosité (Φ) d'une formation selon la relation :

$$\rho_b = \rho_f . \Phi + (1 - \Phi) \quad \Rightarrow \quad \Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (7)$$

ρ_b est lu directement à l'abaque
ρ_f = la densité du fluide interstitiel, généralement du filtrat de boue
ρ_{ma} = densité de la matrice exemple dans le cas où la matrice est constituée par de la silice $\boldsymbol{\rho_{ma} = 2.65}$

- de détecter du gaz qui est plus léger,
- et en fin de calculer l'argilosité (% d'argile).

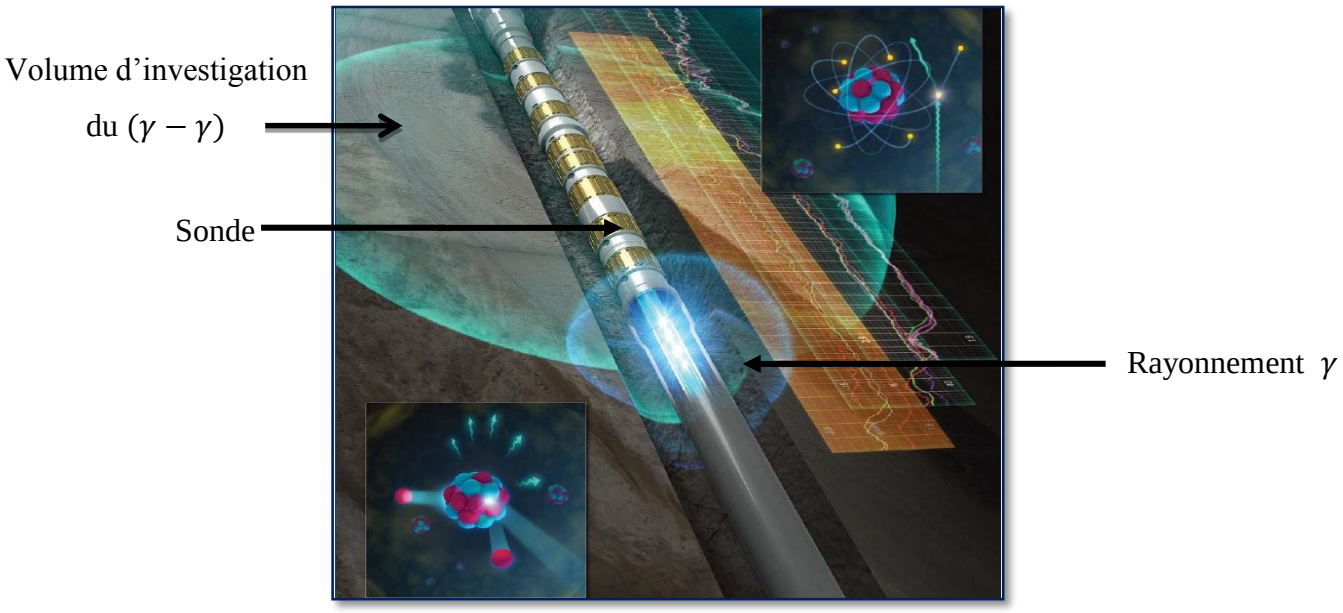


Fig.18: Gamma-Gamma: diagraphie de densité (Schlumberger)

Chapitre 3: Diagraphies Soniques (ou Acoustiques)

➢ Diagraphie Acoustique

Cette diagraphie mesure le temps de propagation du son dans une formation. Ce dernier s'exprimant en milliseconde par pied (ms/pied) permet en fin de déduire la porosité et la lithologie.

En effet, avec les différences de vitesses de propagation et de la densité (d) des formations, on détermine la porosité de la roche en appliquant la relation suivante :

$$\frac{1}{V_r} = \frac{\Phi}{V_f} + \frac{(1-\Phi)}{V_{ma}}$$

Où : Φ = porosité (en %)

V_r = Vitesse propagation du son mesurée au niveau de la roche (m/s).

V_f = Vitesse de propagation dans le fluide imprégnant la roche (m/s).

V_{ma}= Vitesse de propagation dans la matrice (m/s).

La sonde renferme deux émetteurs et quatre récepteurs alternés (Fig.19). La propagation d'ondes acoustiques est en fonction des propriétés élastiques des formations. On distingue deux types d'onde de propagation P (onde de compression) plus rapide et S (onde de cisaillement) caractérisées par leur vitesse de propagation V_P et V_s successivement.

La formule suivante met en relation la vitesse de propagation en fonction de la densité des formations (d) et des paramètres K et μ représentant successivement le module d'incompressibilité, et le module de cisaillement (de rigidité ou de coulomb) :

$$\mathbf{V_P = \sqrt{\frac{K + 4/3\,\mu}{d}} \quad et \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{d}}} \quad (8)$$

Remarque : la diagraphie acoustique est un outil de très grande importance mais son exploitation est souvent difficile voire impossible dans le cas d'un trou de mauvaise qualité et/ou de formations trop meubles.

Utilités : le sonic log (diagraphie acoustique) permet :

- de calculer précisément la porosité,
- de déterminer la lithologie notamment des carbonates
- et en fin de calculer l'argilosité $\mathbf{V_{sh}}$ (ou % d'argile).

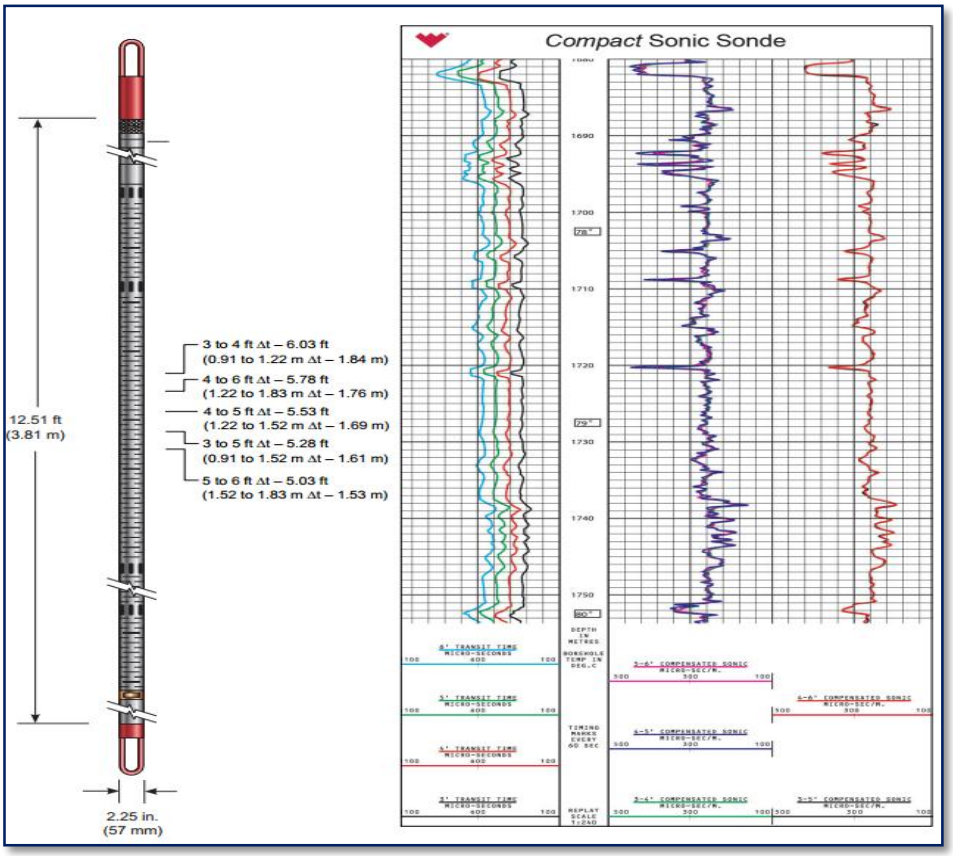


Fig.19: Illustration de la diagraphie sonique (Weatherford)

Conclusion

Les diagraphies apportent un complément d'informations souvent indispensable à une bonne compréhension des formations géologiques. Ces dernières donnent aussi de plus amples renseignements sur la lithologie des formations traversées par forage et leurs caractéristiques physiques (la porosité, la perméabilité et la saturation en eau).

L'interprétation des diagraphies différées, et une bonne modélisation en 3D des formations gréseuses du Campanien-Coniacien seraient une démarche parfaite pour mieux optimiser le potentiel de production des réservoirs de gaz de notre permis d'étude.