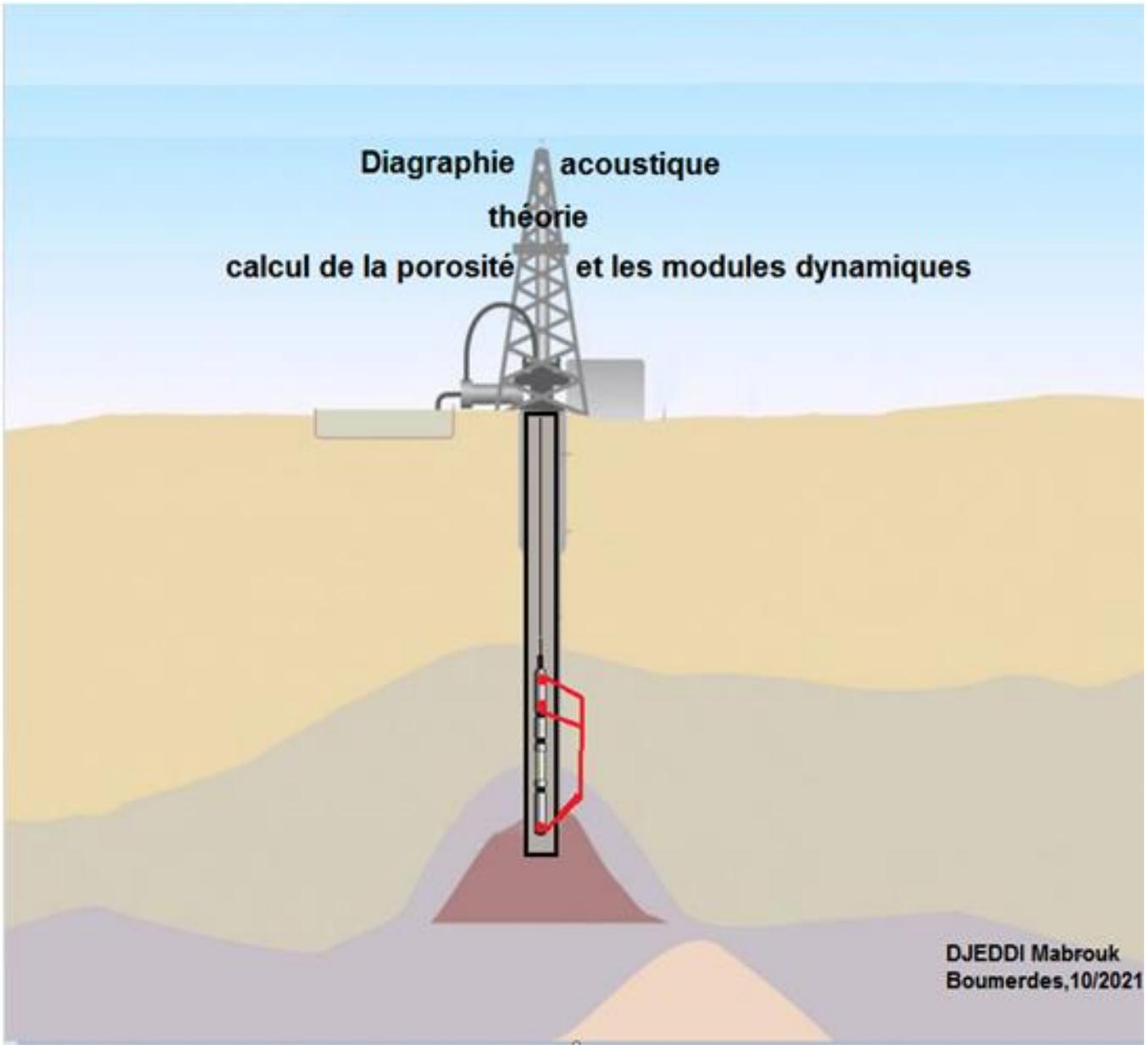


Diagraphie acoustique
théorie
calcul de la porosité et les modules dynamiques



DJEDDI Mabrouk
Boumerdes, 10/2021

Je ne suis pas spécialiste de nombreux points traités superficiellement dans ce document, toute collaboration pour l'amélioration et la mise à disposition d'un document de qualité sera la bienvenue.

Tout usage est soumis au droit d'auteur, en particulier il est obligatoire de mentionner la référence ci-dessous en cas d'utilisation de ce cours comme suit :
(To cite This version - Pour citer cette version)

Djeddi Mabrouk. Diagraphies acoustiques. Département de Géophysique, Génie Parasismique et phénomènes aléatoires .Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie. Université M'Hamed Bougara – Boumerdès, Algérie. 10/75/2021.

Notions de forage

Introduction

Forage horizontal

Diagraphie sonique

-Introduction

-Classifications des ondes acoustiques

-Physique des ondes ultrasonores

-Principaux paramètres des ondes acoustiques

-Relations vitesses - caractéristiques élastiques statiques

-Relations vitesses - caractéristiques élastiques dynamiques

Dispersion de la vitesse acoustique

bande passante

Pouvoir de résolution

Pouvoir de résolution latérale

Pouvoir de pénétration

Différents Types d'ondes acoustiques

- ondes longitudinales.

- ondes transversales

Équation de propagation d'une onde acoustique

Impédance acoustique

Coefficient de réflexion et de transmission

atténuation

l'atténuation géométrique

L'absorption

TYPES DE SONDES ACOUSTIQUES

Principe d'enregistrement

Principe de fonctionnement d'une sonde acoustique monopôle

détermination de la porosité sonique

Rappel sur la notion de porosité

Classification de la porosité

Porosité totale ϕ_{totale}

Porosité primaire (porosité naturelle)

porosité secondaire (porosité induite)

Calcul de la porosité sonique

Correction due au type de fluide

Calcul des modules d'élasticité

BIBLIOGRAPHIE

NOTIONS DE FORAGE

Introduction

Le forage le plus profond du monde est celui de Kola forage (SG-3), il est creusé entre 24 mai 1970 et 1989 dans la péninsule de Kola (Nord de la Russie) avec une profondeur verticale réelle de 12. 262 mètres et mesure environ 23 cm de diamètre. Le but de ce forage creusé par les Soviétiques était de forer le plus profondément possible afin de franchir la croûte terrestre, et ainsi d'atteindre le Moho (discontinuité de Mohorovicic - frontière entre la croûte terrestre et le manteau supérieur de notre planète) dans le but de mieux comprendre d'avantage sa composition et les mécanismes internes de notre planète.

Les puits sont forés à l'aide des appareils de forage. Ceux-ci forent des puits parfois complexes, parfois haute pression et ou haute température et dans certains cas dans des zones à grandes profondeurs ce qui peut présenter des grands risques.

Un forage se compose de deux parties : l'installation de forage (partie située à la surface du sol) et la garniture (partie souterraine) **fig.1**

La partie située à la surface du sol comprend :

- Grand mât (ou Derrick en anglais) servant à descendre le train de tiges de forage.
- Un plancher équipé d'une table de rotation
- Des bacs pour le stockage et la circulation de la boue de forage et d'autres accessoires.

La partie souterraine (garniture) comprend le train de tiges et l'assemblage de fond

Le forage peut être réalisé en mer (offshore), il se trouve alors sur une plate forme pétrolière ou en onshore (terre).L'appareil de forage permet, à l'aide d'un train de tiges de forage fixées les unes aux autres et d'un outil de forage en bout, nommé trépan, de broyer et de pénétrer les terrains jusqu'à la profondeur sélectionnée.

Boue de forage

La boue de forage est conçue pour jouer plusieurs fonctions .Le choix du type de boue (à base d'eau, d'huile ou synthétique) dépend de la nature et des propriétés des roches et des sédiments géologiques à traverser par le forage. Elle doit posséder des propriétés lui permettant d'optimiser plusieurs fonctions. Elle sert à refroidir et lubrifier l'outil de forage grâce à la transmission de l'énergie hydraulique de la surface vers les outils profonds, de maintenir les déblais (cuttings en anglais) en suspension, de remonter les déblais résultant de

la destruction de la roche pendant le forage, de jouer un rôle d'équilibrage des pressions sur les parois du puits de forage afin de maintenir les parois en place et d'éviter les éruptions (arrivées de fluides) .La boue de forage et les déblais qui remontent du puits fournissent des indications sur la nature des terrains traversés et des indices probables des fluides (hydrocarbures etc.), éviter la corrosion et l'usure du matériel ,contamination des formations renfermant des hydrocarbures, Dépôt d'un cake imperméable, apport de renseignement sur le sondage et bien d'autres.

Le puits de pétrole et de gaz est constitué de plusieurs niveaux forés à différents diamètres, du plus grand au plus petit de haut en bas. Les niveaux sont généralement tubés pour éviter les effondrements et les contacts avec les terrains. Selon la consistance, la couche productrice peut être couverte ou non par un tubage.

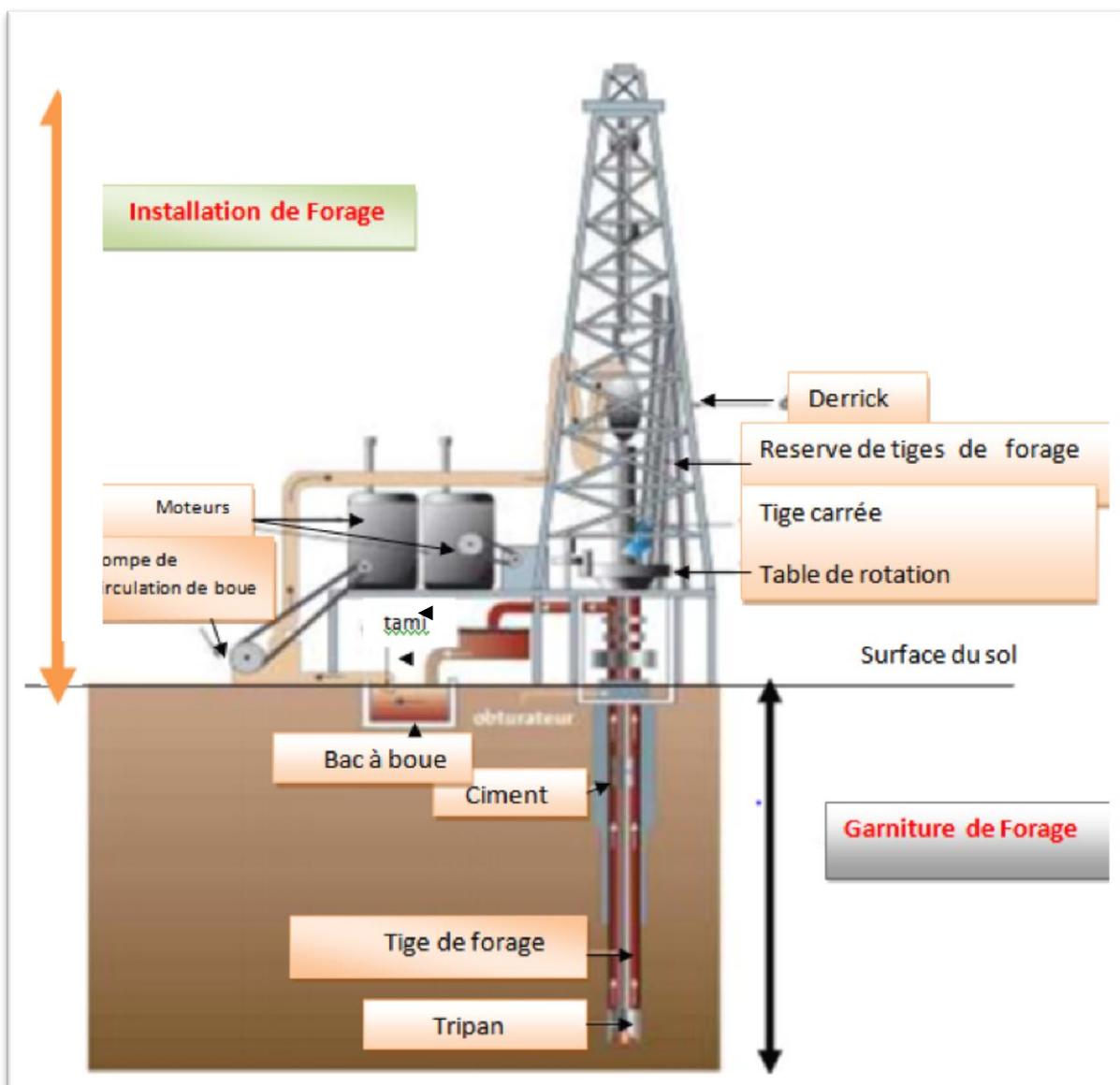


Fig.1. Plateforme de forage

DIFFERENTES TRAJECTOIRES DU TROU DE FORAGE

Forage horizontal

Le forage d'un puits horizontal peut fournir des informations appropriées, atteindre des cibles et stimuler des réservoirs à hydrocarbures d'une façon qui ne peut être acquises avec le forage d'un puits vertical **fig.2**. Il permet notamment d'atteindre des objectifs inaccessibles par forage vertical, drainer une vaste zone à l'aide d'une seule plate-forme de forage, améliorer le rendement des puits productifs représenté par un réservoir fracturé ,fermer ou relâcher la pression dans un puits dont on a perdu le contrôle etc.

Les forages horizontaux sont généralement classés selon la technique de forage utilisée en deux types :

- Les puits à moyen et long rayon de courbure (long and medium radius en anglais) exigent plusieurs centaines de mètres pour passer de la verticale à l'horizontale. Le tronçon horizontal de ces puits fait plusieurs centaines de mètres de longueur, avec des diamètres de forage classiques.
- Les puits à faible rayon de courbure (short radius en anglais) exigent des équipements spéciaux pour rejoindre la phase horizontale en quelques dizaines de mètres. La tranche horizontale est courte, de plusieurs dizaines de mètres, avec un faible diamètre de puits dont la trajectoire est généralement difficile à maîtriser. Cette technique est utilisée principalement pour réaliser un drain horizontal à partir d'un puits vertical existant.

Dans le but d'une bonne conduite des opérations de forage et afin d'étudier les milieux traversés par celui - ci, on a recourt généralement aux mesures en temps réel d'un ensemble de paramètres dits de diagraphies instantanées.

Il faut pouvoir guider l'outil de forage vers l'objet détecté par les méthodes géophysiques de surface, il est pour cela nécessaire de se repérer dans le sous-sol. La trajectoire est donc contrôlée par la mesure des paramètres directionnels en fond de puits (inclinaison, azimuth, orientation, etc.)

L'efficacité des forages, grâce à de nombreuses découvertes ,ont permis des avancées très appréciables et rapides dans la tenue de ces opérations de forage . Les mesures instantanées (Measurement While Drilling ou **MWD**), désormais classiques, sont assurées par des capteurs de plus en plus petits, économiques mais surtout facilement intégrables dans la garniture de forage, dont les indications sont retransmises en temps réel vers la surface (par pression sur la boue, par ondes électromagnétiques ou acoustiques) où elles sont enregistrées en continu et traitées.

Initialement destiné à localiser la position de l'extrémité de l'outil de forage du puits au fur et à mesure de son avancement, Les mesures instantanées (**MWD**) ont progressivement englobé l'ensemble des techniques de diagraphies (logging) réalisées habituellement dans le puits une fois le forage terminé (wireline). Ils englobent les mesures de radioactivité naturelle, de résistivité et conductivité électrique, de réponse acoustique des formations géologiques traversées, et même l'auscultation par résonance magnétique nucléaire, imagerie des parois, etc.

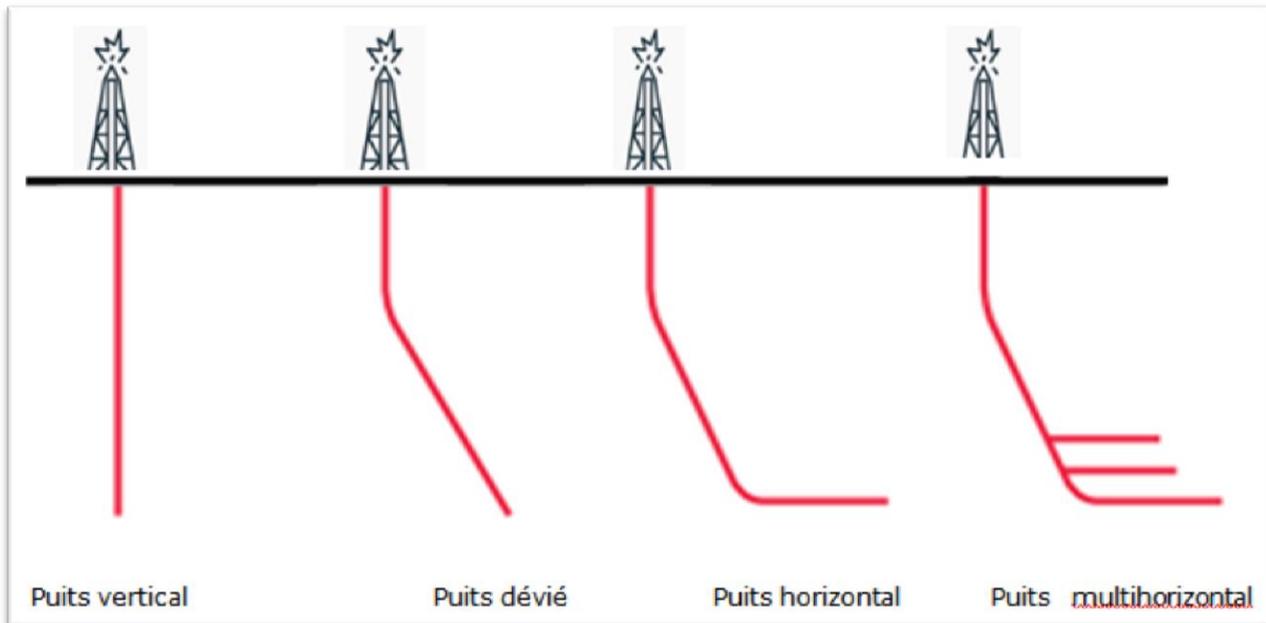


Fig.2. Différentes trajectoires (architecture) du trou de forage

DIAGRAPHIE SONIQUE

INTRODUCTION

Les diagraphies acoustiques (carottage continu de vitesse-CCV- log sonique) sont apparues dans les années 1957-59. Elles mesurent instantanément et en continu dans le trou de forage, à l'aide d'une sonde constituée d'un dispositif émetteurs - récepteurs spécial, la vitesse de tranche successive des formations géologiques de quelques mètres d'épaisseur.

La source d'émission des ondes acoustiques engendre une impulsion de pression qui est transmise au fluide dans le trou rempli de fluide et ensuite aux

formations géologiques. Elle génère généralement une énergie mécanique (ondes acoustiques de hautes fréquences plus élevées que celles des ondes de la sismique de surface). Le système récepteur enregistre le temps mesuré en microsecondes par pied par un log acoustique qui est le temps mis par une onde pour parcourir une certaine distance, proportionnel à l'inverse de la vitesse.

Les ondes acoustiques (sonores) constituent une déformation qui se propage dans un milieu élastique. On dit qu'un milieu est élastique lorsqu'il peut se déformer sous l'action d'une faible contrainte mécanique et reprend sa forme initiale quand cette contrainte cesse d'agir. Quand on soumet un matériau à une déformation, on provoque au sein de celui-ci des contraintes entraînant la propagation d'une onde élastique (mécanique). L'agitation se transmet de proche en proche dans le milieu matériel sous forme d'une onde mécanique (transfère de l'énergie sans transfert de matière). Les ondes qui se déplacent au sein du matériau sont appelées ondes de volume (**P** et **S**) alors que celles qui restent confinées en surface sont appelées ondes de surface ou ondes guidées (onde de Love, Rayleigh etc.). Les ondes acoustiques se propagent avec des vitesses finies, déterminées par les caractéristiques des matériaux traversées. D'autres types d'ondes appelées parfois ondes d'interface peuvent exister en présence de deux milieux aux propriétés différentes (solide-solide et liquide-solide) que l'on appelle ondes de Stoneley et de Scholte.

L'analyse et le traitement des enregistrements du champ d'ondes total issu d'un log acoustique (ondes réfractées, ondes de Stoneley, ondes réfléchies) permet de déterminer les vitesses de propagation des différentes ondes et certains paramètres pétro physiques, acquérir des informations lithologiques et mécaniques, mesurer les vitesses des formations (en compression et cisaillement), calculer les modules d'élasticité (mesure dynamique), évaluer la porosité et appréhender la perméabilité et bien d'autres. En puits tubé cimenté, la diagraphe acoustique est utilisée pour évaluer la cimentation d'un tubage.

Les sondes acoustiques peuvent être de deux types **dipôle** ou **monopôle**. Ce dernier type est le plus employé. Elles sont constituées d'émetteurs et de récepteurs multidirectionnels fonctionnant sur la base des phénomènes de magnétostriction (Déformation d'un corps ferromagnétique soumis à l'influence de champ magnétique) ou de piézo-électricité (propriété de certains matériaux de se polariser électriquement lorsqu'ils sont soumis à une contrainte mécanique et vice-versa de se déformer lorsqu'on leur applique un champ électrique).

Les sondes acoustiques peuvent renfermer un ou deux émetteurs et deux récepteurs ou encore de 1 à 4 émetteurs et une antenne réceptrice renfermant de quatre à huit récepteurs. Les émetteurs engendrent dans le fluide du trou de forage une onde de longitudinale (**P**) qui donne naissance dans la

formation géologique à une onde de longitudinale et une onde de transversale (cisaillement –secondaire S) aux angles limites de la réfraction .Car, pour un angle de transmission dans le second milieu de vitesse V_2 avec un angle de transmission $\beta = \frac{\pi}{2}$, l' angle d'incidence i est égale à l'angle critique i_c soit $i = i_c$ et d'après la loi de Snell Descartes on a :

$$\sin i_c = \frac{V_1}{V_2} .$$

Dans un puits vertical, un outil monopôle permet non seulement d'enregistrer les ondes longitudinales réfractées, mais encore l'onde transversale réfractée (dans le cas ou $V_s > V_f$ fluide) ; les ondes de pseudo-Rayleigh et les ondes de Stoneley (toutes les deux des ondes guidés dispersives).

Le traitement des données recueillies lors d'une opération d'enregistrement par la diagraphie acoustique permet de fournir une panoplie d'informations .Il permet d'obtenir la relation temps - profondeur $T = f(P)$ et les logs de vitesse au puits ainsi que certains modules d'élasticité dynamiques tels que le coefficient de Poisson (σ) , le module de Young E ,le module de cisaillement $\mu(G)$ etc. Il est également possible de mesurer (en option) les amplitudes des différents trains d'onde , le calcul des logs d'amplitude et atténuation ; la mesure des fréquences des différents trains d'onde et calcul des logs de fréquence (atténuation, résolution), le calcul des films synthétiques ; estimer la cimentation d'un tubage ; estimer la porosité (voir les outils FDC et CNL) Reconnaissance des faciès, des fractures et de la compaction; détection des hétérogénéités et bien d'autres.

RAPPEL SUR LES SIGNAUX ACOUSTIQUES

Classifications des ondes acoustiques

Les ondes acoustiques (sonores) peuvent être classées selon leur fréquence en (fig.3) :

- Infrasons entre 0 et 20 Hz,
- Sons audibles (oreille humaine) entre 20 Hz et 20 kHz.
- Ultrasons entre 20 kHz et 1GHz,
- Hyper sons supérieurs à 1GHz.

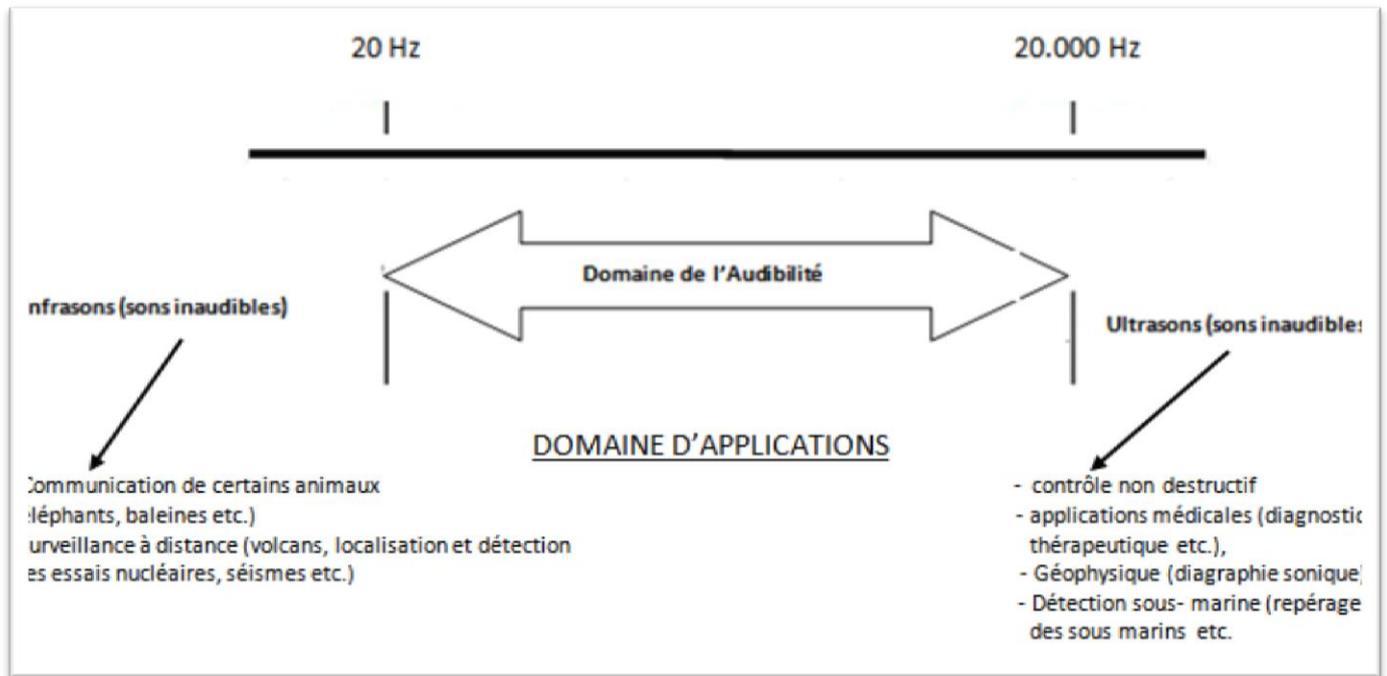


Fig.3 .Classification et domaines d'application des ondes acoustiques

PHYSIQUE DES ONDES ULTRASONORES

Nous présentons dans ce qui suit un aperçu très succinct sur les notions de bases des ondes acoustiques et leur propagation dans les différents milieux.

Les signaux acoustiques (sonores) sont des trains d'ondes élastiques (mécaniques) résultant d'une émission d'énergie acoustique sous forme d'une vibration. Ils sont caractérisés par des variations des positions des molécules et de pression qui sont des fonctions de l'espace et du temps. Leur propagation nécessite un milieu matériel (solide, liquide ou gazeux) et leur vitesse de propagation dépend des propriétés physiques du milieu dans lequel elles se propagent. Il n'existe pas de propagation d'ondes acoustiques dans le vide.

Principaux paramètres des ondes acoustiques

Les principaux paramètres les plus utilisés en géophysique pour caractériser les ondes acoustiques dans le domaine temporel sont :

Le temps de trajet : C'est le temps mis par les ondes acoustiques pour traverser une certaine épaisseur de formation géologique. La connaissance du temps de trajet est utile pour déterminer la vitesse des ondes acoustiques ou leur lenteur dans le milieu.

L'amplitude A d'un signal acoustique : Elle est proportionnelle à la \sqrt{E} (racine carrée de l'énergie E d'un signal). Elle a pour expression $E = \int_{\text{début}}^{\text{fin}} (A)^2 dt$. La connaissance de l'amplitude permet de remonter à l'étude des l'atténuation des ondes dans le milieu de propagation.

La période T d'un signal : Elle correspond à la durée d'une oscillation (durée d'un cycle). Elle a pour unité le temps (seconde ou microseconde).

La fréquence f : Elle correspond au nombre d'oscillations par unité de temps (par seconde) c'est-à-dire que $f = \frac{1}{T}$. Elle a pour unité le Hertz ($\frac{1}{s} = \frac{1 \text{ cycle}}{\text{seconde}} = s^{-1}$)

La longueur d'onde λ : Elle correspond à la distance parcourue durant une oscillation autrement dit la distance parcourue par l'onde acoustique pendant la durée d'une période T . Ainsi la longueur d'onde est reliée à la fréquence de l'onde par $\lambda = \frac{v}{f} = v \cdot T$. Elle est l'équivalent spatial de la période temporelle.

Le nombre d'onde k : C'est le nombre d'oscillations de l'onde sur une distance d'un (1) mètre. Il a pour expression $k = \frac{2\pi}{\lambda}$

La vitesse de l'onde v . Elle est déterminée à partir de la mesure des temps d'arrivées des ondes acoustiques.

Relations vitesses - caractéristiques élastiques statiques

Pour les milieux homogènes et isotropes (mêmes caractéristiques dans toutes les directions) et non poreux, les vitesses acoustiques sont liées (grâce à la loi de Hooke) au coefficient de Poisson, le module de compressibilité, le module de cisaillement, le module d'Young et à la masse volumique.

Les vitesses sismiques (ondes P et S) sont reliées aux caractéristiques élastiques par les expressions suivantes :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4/3 \mu}{\rho}}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

K : Module d'incompressibilité. Il est égal à l'inverse de la compressibilité C .Il exprime la résistance à la contraction sous pression hydrostatique .Il représente la variation de volume créée par une pression soit :

$$C = \frac{\Delta V/V}{P} = \frac{1}{k}$$

$K = -\frac{P}{\Delta V/V}$, avec $\Delta V/V = \epsilon_{xx} + \epsilon_{yy} + \epsilon_{zz}$ et correspond à une déformation en volume

$$K = \frac{E}{3(1-2\sigma)}$$

ρ : Densité

$G(\mu)$: Module de rigidité (coefficient de Coulomb, Module de cisaillement). Il exprime le rapport de la contrainte de cisaillement sur la déformation latérale créée. Il peut aussi s'exprimer en fonction des paramètres élastiques :

$$\mu(G) = \frac{E}{2(1+\sigma)}$$

E : Module de Young (unité de pression) : Il représente le rapport de la contrainte normale sur la déformation créée.

$$E = \frac{F/S}{\Delta L/L}$$

F : La force appliquée, S : surface, L : longueur initiale de l'échantillon, ΔL : raccourcissement dû à la contrainte.

$$E = \frac{3K-2\mu}{6K+2\mu} = \frac{9K\mu}{3K+\mu}$$

σ : Le coefficient de Poisson (sans unité) mesure le changement géométrique dans la forme du matériau élastique. Il représente le rapport entre la déformation transversale à la déformation longitudinale créées par une contrainte soit :

$$\sigma = \left(\frac{\Delta L}{L}\right) / \left(\frac{\Delta D}{D}\right)$$

$$\sigma = \frac{3K - 2\mu}{6K + 2\mu}$$

Relations vitesses - caractéristiques élastiques dynamiques

Les modules et les coefficients sus mentionnés peuvent être évalués à partir de vitesses des ondes acoustiques longitudinales et de cisaillement (inverse des lenteurs) obtenues à partir des diagraphies soniques :

$$K = \rho \left[V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right]$$

$$\mu(G) = \rho V_s^2$$

$$E = 2\rho V_s^2(1 + \sigma)$$

$$\sigma = \frac{1}{2} \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad 0 < \sigma < 0.5$$

$\sigma > 0.35$ Pour les roches peu consolidées

$0.2 < \sigma < 0.35$ Pour les roches compactes

Le rapport $\frac{V_p}{V_s}$ est relié au coefficient de Poisson par l'expression :

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{2 \frac{1-\sigma}{1-2\sigma}}$$

Il est intéressant du point de vue lithologique car il ne dépend que du coefficient de Poisson fig.4

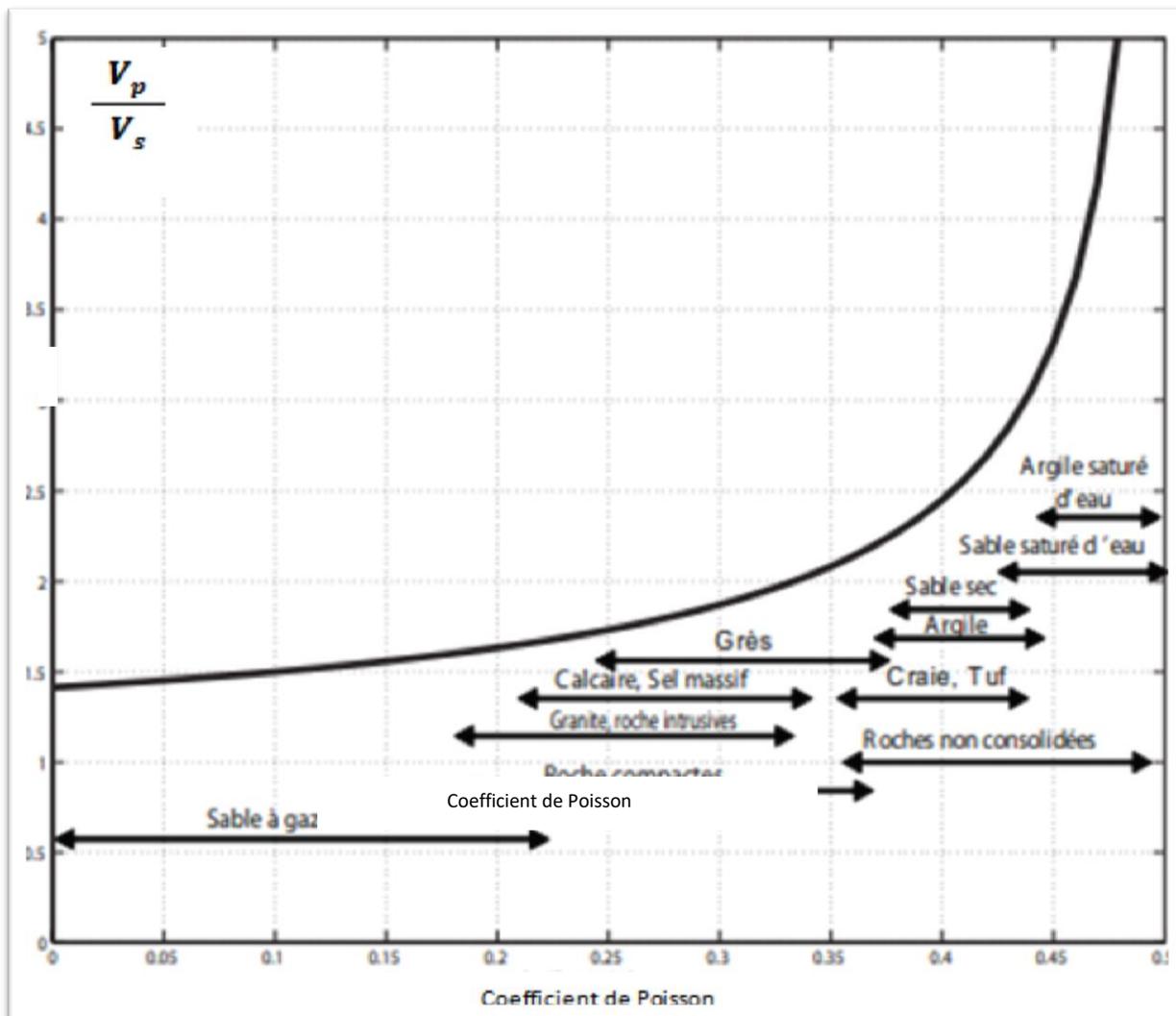


Fig.4 Courbe théorique de la variation du rapport $\frac{V_p}{V_s}$ en fonction du coefficient de Poisson et domaines des valeurs pour différents types de roches.

Dispersion de la vitesse acoustique

On dit qu'un milieu est non dispersif lorsque les ondes acoustiques se propagent avec la même vitesse quelle que soit leur fréquence ou longueur d'onde. Par contre, on dit qu'il est dispersif quand les ondes acoustiques se propagent à des vitesses différentes en fonction de leur fréquence. On distingue alors deux différents types de vitesses de phase et de groupe. La vitesse de phase est la vitesse de propagation des surfaces équiphases alors que la vitesse de groupe indique la vitesse à laquelle l'énergie est transportée par le signal acoustique.

Bande passante

La bande passante représente l'intervalle de fréquence pour lequel la réponse d'un système est comprise entre deux valeurs limites. Elle s'étend de la fréquence de coupure basse f_{min} à la fréquence de coupure haute f_{max} .

Pouvoir de résolution

Les méthodes acoustiques ou sismiques en géologie ont pour objectifs de définir les épaisseurs des unités stratigraphiques et la taille surfacique des structures. Pour cela on utilise la notion de pouvoir de séparabilité (ou de résolution) pour décrire les objectifs sus mentionnés. Ainsi, le pouvoir de résolution (ou la séparabilité qualitative) en sismique représente la capacité de différencier des éléments distincts proches l'un de l'autre. Il est bien connu en sismique que la longueur d'onde limite le pouvoir de séparabilité et que la grandeur clé pour améliorer la résolution est le paramètre fréquence du signal émis. Le pouvoir de résolution est deux types : le pouvoir de résolution verticale et le pouvoir de résolution latérale.

Pouvoir de résolution vertical

Le pouvoir de résolution verticale est l'épaisseur minimale d'une couche dont on peut différencier séparément le toit et le mur (en temps ou en profondeur). Deux couches géologiques d'une distance h (distance entre le toit et le mur d'une même couche) peuvent être séparées lorsque la longueur d'onde λ prédominante du signal sismique est inférieure ou égal à $2h$. C'est donc le pouvoir de différencier le plus petit intervalle de temps séparant deux réflexions sismiques. Il est de l'ordre approximativement de $\frac{\lambda}{4}$ à $\frac{\lambda}{2}$ (selon le rapport signal sur bruit) et il dépend non seulement de la largeur de la bande fréquentielle f du signal émis mais aussi du niveau des bruits affectant le signal. Comme la longueur d'onde est :

$$\lambda = V \cdot T = \frac{V}{f}$$

D'où la résolution verticale est :

$$\frac{\lambda}{4} = \frac{V}{4f} \quad \text{et} \quad \frac{\lambda}{2} = \frac{V}{2f}$$

V : Étant la vitesse de propagation du signal acoustique dans le milieu

Une onde sismique de fréquence **250 Hz** (fig.5) traversant un milieu géologique avec vitesse de propagation de **1000 m/s** permet de distinguer une couche de **1 mètre** d'épaisseur

$$\frac{\lambda}{4} (m) = V/4f = 1m$$

Tandis la même couche de même vitesse traversée par une onde de fréquence **50 Hz** ne peut fournir qu'une épaisseur de **5 mètres** et plus.

Il en résulte que plus la fréquence est élevée et plus la résolution est meilleure.

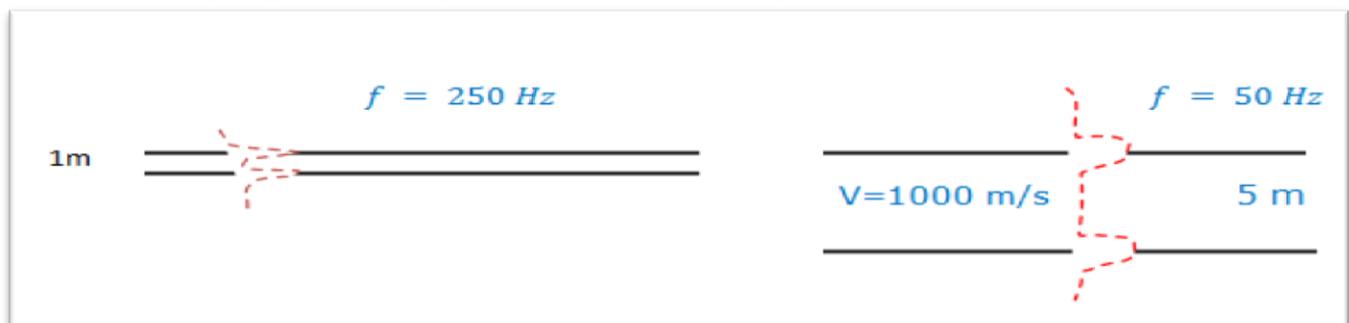


Fig. 5. Exemple de la résolution verticale

La notion d'emploi du terme résolution verticale réside dans la dimension des objets que l'on cherche à imager. L'emploi des sources acoustiques de basses fréquences inférieures à **100 Hz** (ex : sismique réflexion conventionnelle) peut sonder des cibles de dimension pluri décamétrique à pluri hectométrique enfouies à plusieurs centaines voire milliers de mètres, tandis l'emploi des sources sismiques riches en hautes fréquences peut sonder des cibles décamétriques. La notion de très haute résolution qualifie une acquisition réalisée à des fréquences s'étalant de quelques centaines de Hz à quelques dizaines de KHz qui permettent d'atteindre une résolution verticale inférieure au mètre. Les diagrapies acoustiques y font partie et permettent une investigation avec une bonne résolution verticale pouvant atteindre quelques décimètres.

Pouvoir de résolution latérale

Contrairement à La résolution verticale qui à pour objectif d'individualiser deux événements sismiques proches correspondant à différentes profondeurs (en temps ou en profondeur), la résolution latérale est l'aptitude à différencier deux structures latéralement proches comme deux événements adjacents distincts. La résolution latérale est contrôlée par la première zone de Fresnel. L'investigation latérale des diagraphies acoustiques peut aller de quelques centimètres à une dizaine de centimètres

Pouvoir de pénétration

Le second paramètre important est la limitation du pouvoir de pénétration .Le sous-sol est généralement hétérogène et donc absorbant ce qui limite la profondeur de pénétration. Celle-ci dépend notamment de l'énergie de la source d'émission qui doit être suffisamment puissante, de la qualité de la réception, des conditions géologiques des terrains traversés par l'onde et bien d'autres.

Selon la profondeur de pénétration, les méthodes sismiques peuvent être classées en trois catégories

- Pénétration de quelques kilomètres pour la sismique réflexion basse fréquence (10 – 80 Hz)
- Pénétration ne dépassant guère un kilomètre pour la sismique réflexion à profondeur moyenne appelée aussi sismique haute résolution
- Pénétration ne dépassant pas les 100 m pour la méthode de sismique peu profonde dite aussi sismique très haute résolution

Du point de vue détection, il est admis expérimentalement que la plus petite couche qui puisse donner naissance à une réflexion se situe entre $\frac{\lambda}{30}$ et $\frac{\lambda}{10}$

Pour ce qui est des diagraphies acoustiques, le pouvoir de résolution et la profondeur d'investigation d'une sonde acoustique dépendent de l'écartement (distance entre récepteurs), de l'espacement (distance émetteur-récepteur), la bande passante du signal émis etc.

Le pouvoir de pénétration dépend essentiellement du paramètre fréquence de l'onde émise. Plus celle-ci est grande et plus le pouvoir de pénétration est faible et inversement. En outre, pour une fréquence f d'émission donnée, plus la vitesse de propagation V est élevée, plus la pénétration est élevée (selon la formule $\lambda = \frac{V}{f}$).

DIFFERENTS TYPES D'ONDES ACOUSTIQUES

Il existe plusieurs types d'ondes acoustiques en fonction de l'excitation appliquée du milieu de propagation. Dans un enregistrement de diagraphie acoustique les émetteurs de la sonde acoustique émettent dans le fluide de forage une onde P de compression qui se propage suivant des lois analogues aux lois de propagation d'une onde lumineuse. L'onde P se propage dans le fluide et au contact de l'interface avec les parois du forage, elle donne naissance dans la formation géologique à des ondes acoustiques réfléchies vers le trou du forage, aux angles limites à des ondes réfractées (ondes coniques) et à des ondes d'interfaces dispersives (onde de Stoneley et pseudo Rayleigh). Elle donne également des ondes qui se propagent dans le fluide compris entre l'outil et le bord du puits et que l'on appelle onde de fluide.

Les ondes réfléchies et réfractées appelées aussi ondes de volume peuvent être longitudinales (P) ou transversales (S) :

- **Les ondes longitudinales (P)**. Ces ondes se propagent dans la même direction que la vibration des particules constituant le milieu.

- **Les ondes transversales (S)**. Les ondes transversales se propagent dans une direction perpendiculaire à la vibration du milieu. Pour rappel un matériau solide transmet des ondes P et S alors qu'un milieu liquide ou gazeux ne transmet que des ondes P .

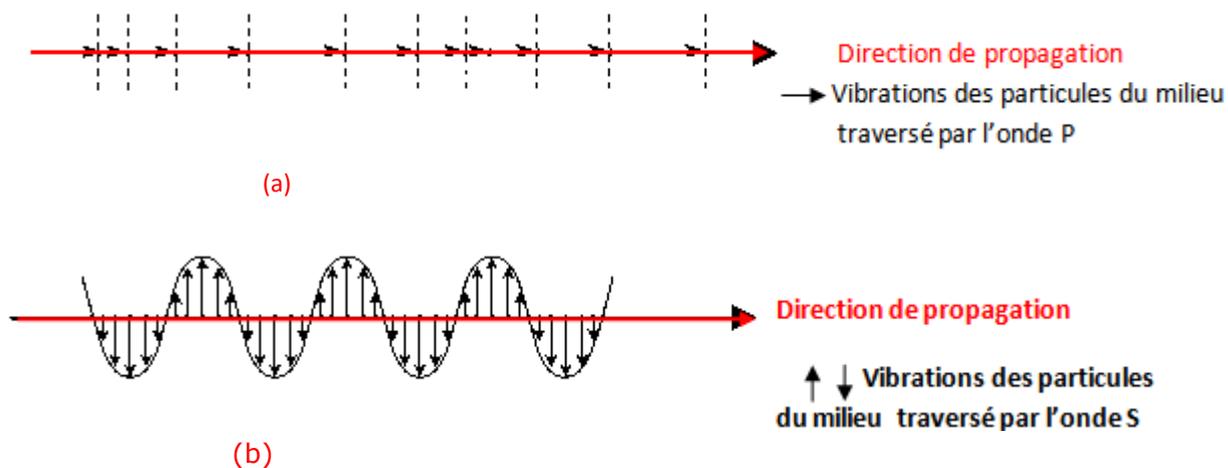


Fig.6 Différents Types d'ondes acoustiques. (a) onde longitudinale et (b) onde transversale

ÉQUATION DE PROPAGATION D'UNE ONDE ACOUSTIQUE

Une onde acoustique est la propagation d'une perturbation réversible des propriétés physiques locales du milieu matériel. Elle est décrite mathématiquement par un champ vectoriel ou scalaire. Son équation de propagation est une équation différentielle aux dérivées partielles spatiales et temporelles. Il est admis que dans un milieu homogène, une onde acoustique se propage en ligne droite.

Pour les fluides, l'équation de propagation d'une onde acoustique est :

$$\Delta p - \frac{1}{v_p^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} - \frac{1}{v_p^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = 0$$

Δ : Le laplacien $\frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$

p : Le champ de pression (inconnu)

$v_p = \frac{1}{\sqrt{\rho \cdot \chi}}$: la vitesse de l'onde longitudinale dans le fluide

ρ : Masse volumique (densité par abus) du fluide, elle vaut dans l'eau 1000 kg/m^3

χ : Coefficient de compressibilité. Ce coefficient représente la capacité du milieu fluide à retrouver sa forme et sa taille d'origine. $1/\chi = 2,1 \cdot 10^9 \text{ Pa}$ et $v_{p(\text{eau})} \approx 1500 \text{ m/s}$ (soit environ 5.500 km/h). pour l'eau

L'équation de propagation des ondes acoustiques dans les solides élastiques est

$$\Delta \vec{u} - \frac{1}{v_p^2} \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial z^2} - \frac{1}{v_p^2} \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial t^2} = 0 ; \text{ Onde longitudinale } P$$

$$\Delta \vec{u} - \frac{1}{v_s^2} \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial z^2} - \frac{1}{v_s^2} \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial t^2} = 0 ; \text{ Onde de cisaillement } S$$

\vec{u} : Champ de déplacement (inconnu)

IMPEDANCE ACOUSTIQUE

La notion d'impédance acoustique est largement utilisée dans de nombreux domaines de la physique, car elle permet de quantifier les propriétés de nombreux systèmes. En acoustique elle s'exprime par le rapport entre la pression (quantité scalaire) et la vitesse particulaire (quantité vectorielle). Cette grandeur peut être un nombre complexe. Elle représente la résistance à la propagation d'une onde acoustique.

Elle a pour relation :

$$Z = \frac{F}{v} = \frac{\text{Force}}{\text{vitesse particulaire}}$$

Dans un fluide elle devient :

$$Z = \frac{P}{v} = \frac{\text{Pression acoustique}}{\text{vitesse particulaire}}$$

On vérifiera que l'impédance d'une onde plane se propageant dans un milieu de densité ρ avec une vitesse V est constante et elle a pour expression.

$$Z = \rho \cdot V$$

Exemple : les impédances acoustiques de l'eau et de l'air sont respectivement.

$$Z_{eau} = 1,48 \cdot 10^6 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-2} \text{s}^{-1} \quad \text{et} \quad Z_{air} = 440 \cdot \text{kg} \cdot \text{m}^{-2} \text{s}^{-1} .$$

Il en résulte que L'eau offre donc une résistance plus importante à la propagation d'une onde acoustique Son inverse $\frac{1}{Z} = \frac{v}{P}$ est l'admittance

La relation entre la vitesse particulaire et la vitesse de propagation de l'onde acoustique est :

$$\rho \cdot V = \frac{P}{v}$$

$$\text{D'où } P = \rho \cdot V \cdot v \quad \text{et} \quad V = \frac{P}{\rho \cdot v}$$

Chaque milieu possède sa propre impédance acoustique .C'est une grandeur intrinsèque du milieu que l'on utilise pour :

- La détermination de la réflexion et la transmission de l'énergie acoustique à l'interface entre deux milieux possédant des impédances acoustiques distinctes.
- La conception des capteurs et récepteurs ultrasoniques et de leur adaptations électriques
- L'interprétation en imageries ultrasoniques

Lorsque un milieu est excité, ses particules oscillent autour de leur position de repos (ou position d'équilibre) et à tout instant l'énergie de la particule qui oscille est la somme de son énergie cinétique et de son énergie potentielle .il n'y a pas de déplacement proprement dit de la matière dans la direction de

propagation. Seule la déformation et l'énergie se propagent sous la forme d'une onde acoustique.

En considérant le cas d'un milieu soumis à une excitation du type sinusoïdal, le mouvement (déplacement) oscillatoire des particules a pour expression.

$$U(x, t) = U_0 \sin(\omega t - kx)$$

La vitesse vibratoire (vibration des particules) est la dérivée du déplacement par rapport au temps

$$V(x, t) = \frac{\partial[U(x, t)]}{\partial t} = \frac{\partial[U_0 \sin(\omega t - kx)]}{\partial t} = U_0 \cdot \omega \cdot \cos(\omega t - kx) = U_0 \cdot \omega \cdot \sin(\omega t - kx + \frac{\pi}{2})$$

L'accélération des particules du milieu $a(x, t)$ est la dérivée de la vitesse par rapport au temps. On obtient :

$$a(x, t) = \frac{\partial^2[U(x, t)]}{\partial t^2} = \frac{\partial^2[U_0 \sin(\omega t - kx)]}{\partial t^2} = \frac{\partial[V(x, t)]}{\partial t} = - U_0 \omega^2 \sin(\omega t - kx) = - \omega^2 U(x, t)$$

COEFFICIENT DE REFLEXION ET DE TRANSMISSION

Les coefficients de réflexion R et de transmission T en incidence normale (très faibles angles d'incidence) sont décrits par les expressions suivantes :

$$R = \frac{A_r}{A_I} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad \text{et} \quad T = \frac{2Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

Les taux de l'énergie acoustique transmise et réfléchi par la surface de discontinuité entre les deux milieux d'impédance acoustique Z_1 et Z_2 sont respectivement :

$$R^2 = \left(\frac{A_r}{A_I}\right)^2 = \left(\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}\right)^2 \quad \text{et} \quad T^2 = \left(\frac{2Z_1}{Z_2 + Z_1}\right)^2$$

A_r : Amplitude de l'onde réfléchi

A_I : Amplitude de l'onde incidente

Pour $Z_2 = Z_1$ il n'y a pas de changement de milieu, si $R = 0$ et $T = 1$ alors l'onde est bien transmise dans son intégralité.

ATTENUATION

L'atténuation des ondes acoustiques décrit le phénomène de diminution de l'amplitude et la perte sélective des hautes fréquences du signal acoustique en fonction de la distance ou du temps.

On distingue deux phénomènes qui causent l'atténuation.

-Atténuation géométrique (divergence sphérique) et l'absorption (amortissement)

Atténuation géométrique

Elle résulte du fait que l'énergie émise par une source acoustique se conserve au sein de chaque front d'onde. La densité d'énergie se réduit quand l'onde diverge et que le front d'onde s'étend spatialement.

On distingue deux cas de figure

Une source acoustique ponctuelle émettant des ondes acoustiques dans un milieu tridimensionnel uniforme, son énergie acoustique reste constante sur la surface de la sphère de surface $4\pi r^2$ (r : distance radiale). L'énergie acoustique E décroît par unité de surface proportionnellement à $\frac{1}{r^2}$, car les fronts d'ondes sont des sphères. Comme $E = A^2$ (A : amplitude) et l'amplitude décroît donc de $\frac{1}{r}$.

Dans le cas d'un milieu bidimensionnel, les fronts d'ondes sont des cylindres concentriques de périmètre $2\pi r$ et donc l'énergie acoustique reste constante sur ces fronts d'onde. L'énergie décroît de $\frac{1}{r}$ et l'amplitude diminue de $\frac{1}{\sqrt{r}}$.

Absorption

L'atténuation par absorption (perte) est le second facteur important qui affecte les ondes acoustiques au cours de leur propagation dans les milieux solides, liquides et gazeux. Les causes de l'absorption sont nombreuses et complexes et dépendent de la fréquence des ondes acoustiques. L'absorption est le phénomène de la transformation de l'énergie acoustique (mécanique - cinétique) sous forme d'autres formes d'énergie en particulier en chaleur. Elle est occasionnée par le frottement interne ou granulaire dans les milieux inélastiques ou encore entre la matrice poreuse et le fluide qu'elle renferme. Les pertes sont modélisables par l'introduction d'un terme d'amortissement de la forme $e^{-\alpha r}$ ou α est appelé le coefficient d'amortissement.

D'autres pertes d'énergie acoustiques contribuent mais sont encore mal connues. C'est notamment la présence des petites particules en suspension dans un fluide qui peuvent également occasionner des pertes par diffusion (scattering). On note également que les changements de pression dus au

passage de l'onde acoustique peuvent également occasionner la catalyse et provoquer ainsi certaines transformations chimiques et bien d'autres.

TYPES DE SONDES ACOUSTIQUES

La sonde sonique est un dispositif qui se compose d'un ou plusieurs émetteurs et d'un ou plusieurs récepteurs descendus dans un trou de forage. Les sources d'émission émettent des ondes ultrasoniques avec des trains d'ondes de fréquence dominante variant entre quelques KHz à plusieurs dizaine de KHz.

Il existe deux sortes de sonde sonique **monopôle** et **dipôle**.

Les sondes acoustiques sont des dispositifs comparables à un mini dispositif de sismique réfraction dans le but est de mesurer la vitesse des ondes ultrasoniques des formations géologiques le long du puits.

Principe d'enregistrement

La source ultrasonore (piézoélectrique ou magnétostrictive) émet un train d'ondes longitudinales (P) dans le fluide de forage. L'onde longitudinale (P) se propage dans le fluide de forage et aux angles limites de la réfraction elle donne naissance à une onde conique P et S (réfractée) lorsqu'elle atteint la paroi du puits.

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE SONDE ACOUSTIQUE MONOPOLE

La sonde monopôle est constituée d'un émetteur émettant un train d'ondes acoustiques de haute fréquence (plusieurs kilohertz) et de deux récepteurs situés à quelques mètres l'un de l'autre. L'émetteur produit dans le fluide de forage une onde longitudinale P qui lorsqu'elle atteint la paroi (contact fluide - formation géologique) du puits elle donne naissance à une onde conique P et S (réfractée) aux angles limites de la réfraction.

L'onde acoustique glisse avec une vitesse V_2 le long de l'interface à une faible profondeur de quelques centimètres dans la formation géologique avant de ressortir sous un angle critique i_c et atteindre respectivement les récepteurs R_1 et R_2 .

Selon le schéma de la figure 7 on a :

- 1- Le signal acoustique émis par la source E et capté par le récepteur R_1 a parcouru le trajet en temps :

Trajet A + trajet B + trajet C

2- Le signal acoustique émis par la source E et capté par le récepteur R_2 a parcouru le trajet (en temps)

Trajet A + trajet B + trajet D + trajet F

Le trajet (en temps) parcouru par l'onde acoustique entre le capteur proche R_1 et lointain R_2 est :

$$3- \Delta T = (\text{trajet A} + \text{trajet B} + \text{trajet D} + \text{trajet F}) - (\text{trajet A} + \text{trajet B} + \text{trajet C}) = \text{trajet D}$$

A : Trajet de l'onde acoustique dans la boue de forage

B : Trajet de l'onde acoustique dans la formation géologique (réfraction - glissement de l'onde acoustique le long de l'interface boue-formation géologique)

C : Trajet de l'onde dans la boue

D : Trajet de l'onde acoustique dans la formation géologique

F : Trajet de l'onde dans la boue (généralement $F = C$, la sonde acoustique est généralement axiale dans le trou de forage).

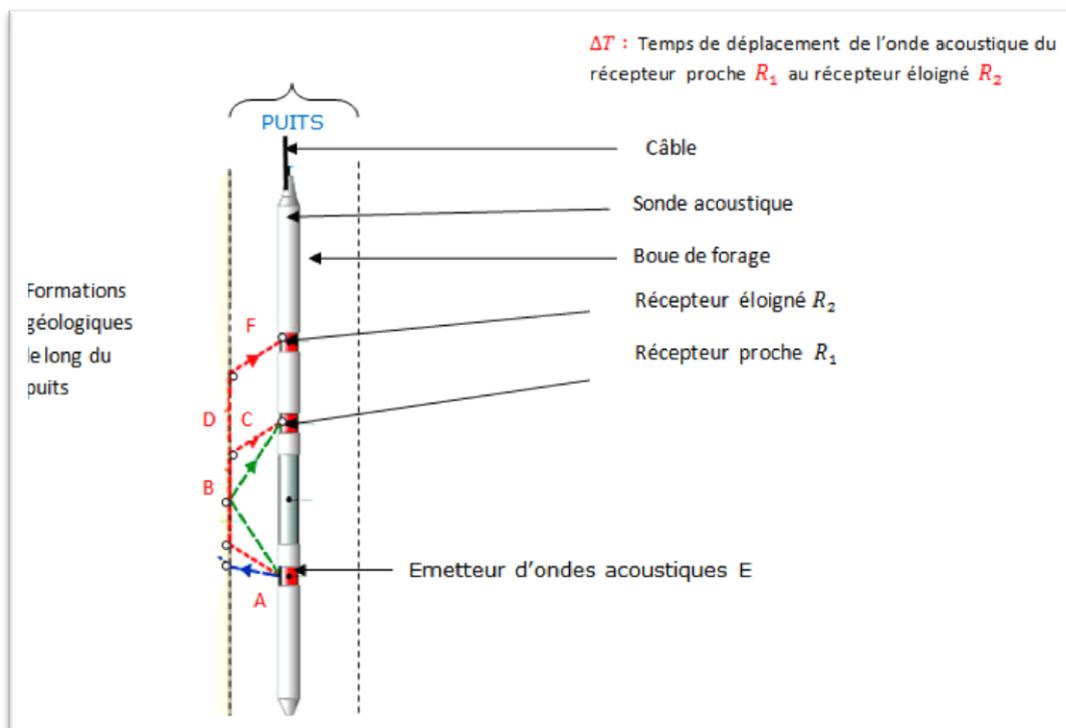


Fig. 7. Principe de fonctionnement d'une sonde monopôle

La figure 8 représente le log de la lenteur ΔT le long d'un puits

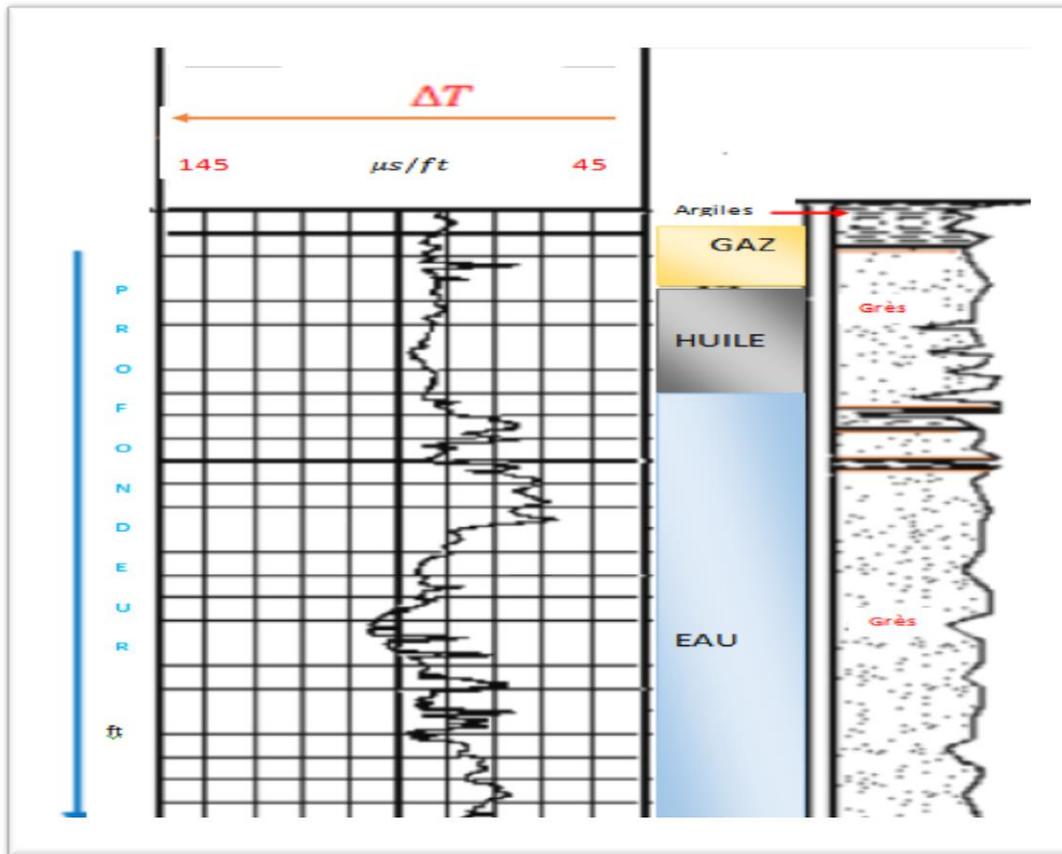


Fig8 : Exemple forage Bonanza modifié (document Pet Com).

Les diagraphies acoustiques sont largement employées dans le domaine pétrolier. Elles apportent des informations sur les caractéristiques petro physiques des formations géologiques (in situ) le long des parois du puits. Elles sont employées pour mesurer les vitesses des ondes P et S , établir la relation temps-profondeur, calculer les sismogrammes (film) synthétiques et les modules d'élasticité dynamiques, évaluer la porosité et appréhender la perméabilité des formations géologiques, mesurer l'atténuation, la fracturation et bien d'autres.

La différence de temps Δt mesurée est directement proportionnelle à la vitesse des ondes sonores dans la formation géologique et à la distance (écartement) entre les deux récepteurs. Les mesures de Δt sont généralement exprimées en microseconde par pied ($\mu s/ft$).

Pour un écartement entre deux récepteurs d'un pied, alors la vitesse fournie par le sonique aura pour équation :

$$\Delta t (\mu s/ft) = \frac{10^6}{V(ft/s)} .$$

Pour la conversion des vitesses en m/s on utilise la règle de conversion suivante :
 $1 \mu s/m = 3.281 \mu s/ft$ et $1 m/s = 3.281 ft/s$

La sonde acoustique mesure le temps de transit Δt (enregistré en échelle linéaire) entre deux récepteurs .On peut également utiliser des sondes acoustiques renfermant plusieurs émetteurs et plusieurs récepteurs ceci afin de pouvoir corriger les décalages de temps de propagation, les conséquences de cave et le décentrement de la sonde acoustique.

La mesure de la vitesse de l'onde acoustique dans la formation géologique est habituellement exprimée sous forme de son inverse, la lenteur Δt . Elle est obtenue à chaque niveau par le pointé des temps des premières arrivées des ondes réfractées (ou des différents trains d'ondes Fig. 9).

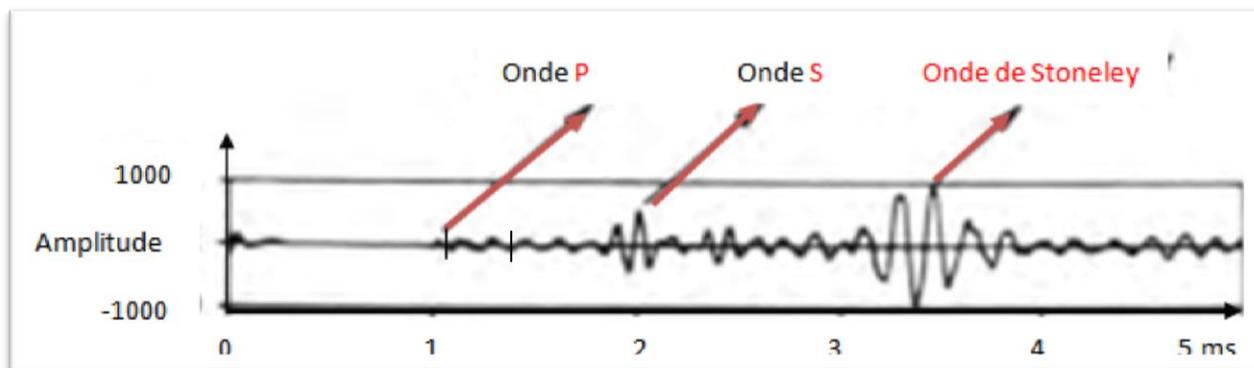


Fig. 9 Exemple d'un enregistrement des ondes P, S et Stoneley

Willie et al (1956, 1958) ont formulé à partir des mesures de laboratoire la relation linéaire entre la vitesse V_p de propagation d'une onde acoustique longitudinale et la porosité Φ et ce pour le cas d'une roche **isotrope** soumise à une forte pression et saturée à 100% de fluide.

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\Phi}{V_{fl}} + \frac{1-\Phi}{V_{ma}}$$

Cette formule montre que la matrice (ma) et le type de fluide (fl) présent jouent un rôle capital sur le comportement des vitesses et qu'une variation de la porosité affecte la vitesse de l'onde acoustique ($\downarrow V_p \uparrow \Phi$)

Le temps de parcours de l'onde acoustique dans la roche sera la moyenne globale des temps de parcours mesurés dans la roche et dans le fluide .Il est exprimé par la formule expérimentale de Wyllie, valable pour le cas des formations géologiques propres et consolidées :

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

Δt_{log} : Lecture du temps observé sur le log sonique,
 Δt_{ma} : Temps de transit dans la matrice ma
 Δt_{fl} : Temps de transit dans le fluide.

DETERMINATION DE LA POROSITE SONIQUE

Rappel sur la notion de porosité

La diagraphie acoustique fait partie des diagraphies dites de porosité. Par définition la porosité est définie comme le rapport entre le volume du vide (des pores) non occupé par les matériaux solides sur le volume total (matériaux + vide). Elle se présente sous forme de porosité primaire (de dépôt) ou secondaire (phénomènes diagénétiques).

Classification de la porosité

A- Porosité totale

La porosité totale (ϕ_{totale}) est mesurée à partir des études des carottes .Elle se compose de deux types de porosités.

1- **Porosité primaire (porosité naturelle)** : elle est représentée par le vide inter granulaire.

2- **porosité secondaire (porosité induite)** : elle provient des effets de contraintes provoquées par les mouvements tectoniques où le résultat sera la fissuration et la fracturation des roches.

Les outils de diagraphie de porosité ne mesurent pas directement le volume des pores, mais ils mesurent les paramètres physiques de la formation géologique et les relient à la porosité de façon mathématique ou expérimentale.

La porosité totale (primaire + secondaire) peut être lue directement sur des diagraphies neutroniques, de densité et soniques. Généralement, les diagraphies soniques n'enregistrent que la porosité primaire, elles peuvent être combinées avec les diagraphies de porosité totale (combinaison de diagraphies neutrons et de densité) pour déterminer la porosité secondaire.



Les diagraphies neutron et le log densité mesurent généralement la porosité totale (inter granulaire , fissures ou vacuoles) de la roche alors que la diagraphie sonique ne mesure que la porosité inter granulaire

Remarque : par définition Vacuole signifie de très petites cavités à l'intérieur d'un corps minéral

B -Porosité effective

Par définition la porosité effective $\Phi_{\text{effective}}$ (connectée ou utile) représente le rapport du volume des vides communicants entre eux (c-à-d permettant le transport de fluides) et le volume total de la roche. Cette porosité est généralement calculée par combinaison de trois types de porosités estimées à partir des enregistrements de porosité neutron, porosité densité et porosité sonique après avoir apporté certaines corrections.

Calcul de la porosité sonique

Remarque : Les méthodes de diagraphie actuelles ne permettent pas de faire la discrimination entre une porosité totale et une porosité effective.

De la formule précédente pour une roche propre et consolidée il en découle que la porosité est :

$$\Phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Toutefois dans le cas réel il faut porter des corrections relatives à la compaction et au type de fluide présent dans la formation géologique.

Correction due à la compaction

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{C_c}$$

C_c : Coefficient de compaction, = 1 pour un sédiment consolidé, $C_c = \Delta t_{shale}/100$

Correction due au type de fluide

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot C_f$$

$C_f = 1$ Pour l'eau, 0.9 pour le pétrole et 0.7 pour le gaz

D'où finalement la porosité sonique doit être corrigée des deux corrections précédentes.

$$\Phi_s = \frac{1}{C_c} \cdot \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot C_f$$

Depuis d'autres formules ont vu leur apparition

$$\Phi_s = \frac{5}{8} \cdot \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{log}} \quad (\text{Formule de Raymer-Hunt -Gardner})$$

Pour un sédiment non consolidé

$$\Phi_s = \frac{100}{\Delta t_{sh} \cdot C} \cdot \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{Avec} \quad C_c = \frac{\Delta t_{sh} \cdot C}{100}$$

C : Constante

Il est bien connu que le cas d'une formation géologique solide et non poreuse, les vitesses des ondes acoustiques P et S sont reliées aux constantes élastiques par les expressions suivantes :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad \text{et} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Le coefficient de Poisson est :

$$\sigma = \frac{1}{2} \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1}, \quad \text{avec } 0 < \sigma < 0.5$$

Calcul des modules d'élasticité

Le calcul des modules dynamiques se font selon les expressions suivantes :

$$\sigma_{dyn} = \frac{1}{2} \frac{\frac{\Delta T_s^2}{\Delta T_p^2} - 2}{\frac{\Delta T_s^2}{\Delta T_p^2} - 1} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta T_s^2 - 2\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\frac{V_p^2}{V_s^2} - 2}{\frac{V_p^2}{V_s^2} - 1}$$

$$E_{dyn} = \left[\frac{\rho}{\Delta T_s^2} \right] \left[\frac{3\Delta T_s^2 - 4\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} \right] = 2 \cdot \rho \cdot V_s^2 (1 + \sigma_{dyn})$$

$$\mu_{dyn} = G_{dyn} = \frac{E_{dyn}}{2(1+\sigma)} = \frac{\left[\frac{\rho}{\Delta T_s^2} \right] \left[\frac{3\Delta T_s^2 - 4\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} \right]}{2 \left(1 + \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta T_s^2 - 2\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} \right)} = \frac{\rho}{\Delta T_s^2} = \rho V_s^2$$

$$k_{dyn} = \frac{E_{dyn}}{3(1-2\sigma_{dyn})} = \frac{\left[\frac{\rho}{\Delta T_s^2} \right] \left[\frac{3\Delta T_s^2 - 4\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} \right]}{3 \left(1 - \frac{\Delta T_s^2 - 2\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} \right)} = \rho \left[\frac{1}{\Delta T_p^2} - \frac{4}{3\Delta T_s^2} \right] =$$

$$\rho \left[V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right]$$

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Desbrandes R. (1968) : Théorie et interprétation des diagraphies. Editions Technip, Paris
- [2] Jean-Luc Mari et Christophe Vergnault. Sismique en forage et diagraphies acoustiques. EDP Sciences, 2018
- [3] Mari J. L, Arens G., Chapellier D. & Gaudiani P., 1998. Géophysique de gisement et de génie civil, chapitre 7: la diagraphie acoustique, Editions Technip, Paris, ISBN 2-7108-0727-0
- [4] Mari J. L , Gaudiani P. & Delay J., 2011. Characterization of geological formations by physical parameters obtained through full waveform acoustic logging, Physics and Chemistry of the Earth, 36, 1438-1449, Elsevier Ltd.
- [5] Mari J.L, Gavin P., Cppens F. , Wicquart E., 1992. Traitement des diagraphies acoustiques. Editions Technip, Paris
- [6] Mari J.L., 2015 .Signal processing for geologists & geophysicists, e-book, DOI: 10.2516/ifp en /2011002 <http://books.ifpenergiesnouvelles.fr/ebooks/signal-processing/>
- [7] M. Moureau, G. Brace, G. Sevadjan . (2011). Dictionnaire du forage et des puits (anglais/français – français/anglais). Editions Technip
- [8] O. SERRA - fundamentals of well log interpretation. Elsevier. Amsterdam 1984 engineering handbook – ed. Texas 2007
- [9] SERRA O. (1979) .Diagraphies différées (bases de l'interprétation).Tome I : Acquisition des données diagraphiques. Bull.Cent.Rech .Explor.Prod. ELF Aquitaine ,625p ,360fig
- [10] SERRA O. (1985) .Diagraphies différées (bases de l'interprétation).Tome 2 : Interprétation des données diagraphiques. Bull.Cent.Rech .Explor.Prod. ELF Aquitaine ,625p
- [11] <https://www.ep.total.com/sites/g/files/wompnd1021/f/atoms/files/forage-horizontal-total-fr-septembre-2016.pdf>:
- [12]<https://fr.scribd.com/document/484571775/Diagraphies-Differées-et-Interpretation>
- [13]<https://fr.scribd.com/doc/175798356/Site-Carottage-Sismique-Chap2>
- [14] <https://fr.scribd.com/doc/263596833/Sismique-des-puits>

----- Boumerdes , 09 . 2001 -----