

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عمارثليجي - الأغواط

Faculté : Technologie

Département : Génie des procédés

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Hydrocarbures

Polycopié de (Cours, Travaux dirigés)

Destiné aux étudiants de: Licence & Ingénieur Niveau 3^e & 4^e

Diagraphie

Présenté par : HADJADJ Asma

MCB, Université de Laghouat

Email : as.hadjadj@lagh-univ.dz

Année universitaire : 2025/2026

Présentation du polycopié

Ce polycopié constitue un support pédagogique destiné aux étudiants de Licence Hydrocarbures ainsi qu'aux étudiants de quatrième année en Génie Gazier. Il a pour objectif de présenter les principes fondamentaux des diagraphies de puits et leur utilisation dans l'étude et la caractérisation des formations géologiques traversées par les forages pétroliers et gaziers.

Les diagraphies constituent un outil fondamental dans l'industrie pétrolière, car elles permettent d'obtenir des informations continues sur les propriétés physiques des formations géologiques traversées par le puits.

Ces informations sont indispensables pour l'identification des réservoirs d'hydrocarbures, l'évaluation de leurs propriétés pétrophysiques et l'optimisation des opérations d'exploration et de production.

Ce document présente les principaux types de diagraphies utilisés en pétrophysique, notamment les diagraphies électriques, les diagraphies radioactives et les diagraphies soniques, ainsi que les méthodes d'interprétation associées.

Public visé

Ce polycopié est destiné principalement aux étudiants de Licence en Hydrocarbures ainsi qu'aux étudiants de quatrième année en Génie Gazier. Il constitue un support pédagogique pour l'enseignement du module consacré aux diagraphies de puits et à leur utilisation dans la caractérisation des formations géologiques et des réservoirs d'hydrocarbures.

Ce document peut également être utile aux étudiants en géosciences appliquées souhaitant acquérir des connaissances de base en pétrophysique et en interprétation des diagraphies.

Prérequis

La compréhension des notions présentées dans ce polycopié nécessite certaines connaissances de base dans les domaines suivants :

- **Géologie générale**, notamment la connaissance des principales roches sédimentaires ;
- **Physique**, en particulier les notions liées à l'électricité, à la radioactivité et à la propagation des ondes ;
- **Pétrophysique**, notamment les concepts de porosité, perméabilité et saturation des fluides ;

- **Forage pétrolier**, afin de comprendre les conditions dans lesquelles les diagraphies sont réalisées.

Ces connaissances permettent aux étudiants de mieux comprendre les principes de fonctionnement des différents outils de diagraphie et les méthodes d'interprétation utilisées dans l'industrie pétrolière.

Objectifs pédagogiques

À l'issue de ce cours, l'étudiant devra être capable de :

- Comprendre les principes physiques des différentes diagraphies de puits ;
- Identifier les principales diagraphies utilisées dans l'étude des réservoirs ;
- Interpréter les réponses des diagraphies pour caractériser les formations géologiques ;
- Estimer certains paramètres pétrophysiques, tels que la porosité ou la saturation en fluides ;
- Comprendre l'importance de l'utilisation combinée des diagraphies dans l'évaluation des réservoirs d'hydrocarbures.

Organisation du polycopié

Ce polycopié est structuré en plusieurs chapitres couvrant les principales techniques de diagraphie utilisées dans l'industrie pétrolière :

- ✓ Introduction aux diagraphies et à leur rôle dans l'étude des formations ;
- ✓ Principes d'acquisition des diagraphies ;
- ✓ Paramètres pétrophysiques des formations ;
- ✓ Diagraphies électriques (Potentiel Spontané et résistivité) ;
- ✓ Diagraphies radioactives (Gamma Ray, densité et neutron) ;
- ✓ Diagraphies soniques.

Chaque chapitre est accompagné d'exemples d'interprétation et d'exercices permettant aux étudiants de consolider leurs connaissances et de se familiariser avec les méthodes d'analyse utilisées en pétrophysique.

Introduction générale

La caractérisation des formations géologiques traversées par un forage constitue une étape fondamentale dans l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures. Dans ce contexte, les diagraphies occupent une place essentielle parmi les différentes méthodes d'investigation du sous-sol. Elles permettent d'obtenir des informations continues et détaillées sur les propriétés physiques des formations géologiques en fonction de la profondeur, directement à l'intérieur du puits.

Les diagraphies consistent en l'enregistrement, au moyen d'outils spécifiques introduits dans le puits de forage, de différents paramètres physiques tels que la résistivité électrique, la radioactivité naturelle, la densité, la porosité ou encore la vitesse de propagation des ondes acoustiques. L'analyse et l'interprétation de ces mesures permettent de déduire les caractéristiques pétrophysiques des formations, notamment la lithologie, la porosité, la perméabilité et la nature des fluides présents dans les pores de la roche.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, les diagraphies représentent un outil incontournable pour l'évaluation des réservoirs. Elles interviennent à différentes étapes du développement d'un gisement, depuis la phase d'exploration jusqu'à la phase de production. Les données diagraphiques permettent notamment d'identifier les formations réservoirs, de distinguer les zones saturées en eau de celles contenant des hydrocarbures, d'estimer les réserves en place et d'optimiser les stratégies de développement des champs pétroliers et gaziers.

Au-delà de leur importance industrielle, les diagraphies occupent également une place centrale dans la formation des ingénieurs et des spécialistes du domaine des hydrocarbures. La compréhension des principes physiques des outils de diagraphie et des méthodes d'interprétation des données constitue une compétence essentielle pour les étudiants se destinant aux métiers de l'exploration, du forage et de l'ingénierie des réservoirs.

Le présent polycopié a pour objectif de présenter les notions fondamentales relatives aux diagraphies, depuis les principes généraux jusqu'aux bases de l'interprétation appliquée à l'évaluation des réservoirs pétroliers et gaziers. Il aborde successivement les généralités sur les diagraphies, les méthodes d'acquisition des mesures, les paramètres pétrophysiques fondamentaux ainsi que les principes physiques des principaux outils utilisés. Une attention particulière est accordée à la méthodologie d'interprétation des données diagraphiques,

permettant de déterminer les propriétés des réservoirs et d'identifier les zones potentiellement productives.

Ce document est destiné aux étudiants de **Licence Hydrocarbures** ainsi qu'aux élèves ingénieurs de **quatrième année en Génie gazier**. Il vise à leur fournir un support pédagogique structuré, facilitant l'acquisition des connaissances nécessaires à la compréhension et à l'exploitation des diagraphies dans le cadre de l'étude des réservoirs d'hydrocarbures.

Objectifs pédagogiques

Contenu :

- Comprendre les principes fondamentaux des diagraphies.
- Identifier les principaux outils utilisés dans les opérations de logging.
- Comprendre les méthodes d'acquisition des diagraphies.
- Interpréter qualitativement les courbes diagraphiques.
- Estimer certains paramètres pétrophysiques tels que la porosité et la saturation en eau.
- Identifier les zones réservoirs potentielles.

Organisation du polycopié

Ce polycopié est organisé en plusieurs chapitres présentant progressivement les concepts fondamentaux liés aux diagraphies. Après une présentation générale et historique des diagraphies, les méthodes d'acquisition des données diagraphiques sont décrites.

Les paramètres pétrophysiques fondamentaux sont ensuite introduits afin de faciliter la compréhension des principes physiques des principaux outils de diagraphie.

Enfin, les méthodes d'interprétation des diagraphies appliquées à l'évaluation des réservoirs pétroliers et gaziers sont présentées.

Présentation du polycopié.....	1
Introduction générale.....	3
Sommaire	
1 Chapitre I : Généralités sur les diagraphies	8
1.1 Historique des diagraphies	8
1.2 Définition des diagraphies	8
1.3 Types de diagraphies.....	9
1.3.1 Diagraphies en cours de forage (Measurement While Drilling).....	9
1.3.2 Diagraphies différées (While Drilling – LWD).....	9
1.3.3 Diagraphies de production	9
1.4 Résolution verticale et profondeur d’investigation.....	9
1.4.1 La résolution verticale :.....	9
1.4.2 La profondeur d’investigation :	10
2 Chapitre II : Acquisition des diagraphies	11
2.1 Principe de l’acquisition.....	11
2.2 Unité de diagraphie et équipements	12
2.2.1 Treuil :	12
2.2.2 Câble de diagraphie :.....	12
2.2.3 Système d’acquisition :	12
2.3 Références de profondeur.....	12
2.4 Calibration et contrôle qualité.....	14
2.5 Phénomène d’invasion	14
2.5.1 Explication du phénomène.....	14
2.5.2 Zones d’invasion	15
2.5.3 Distribution des résistivités.....	16
3 Chapitre III : Paramètres pétrophysiques	18
3.1 Constituants d’une formation réservoir	18
3.1.1 Matrice rocheuse : représente la partie solide de la formation ;.....	18
3.1.2 Pores : sont des espaces vides entre les grains de la roche ;	18
3.1.3 Fluides : occupent ces pores (eau, pétrole ou gaz).	18
3.2 Porosité	18
3.2.1 Porosité totale :	19
3.2.2 Porosité effective :	19
3.3 Perméabilité	19
3.4 Saturation des fluides.....	20

3.5	Volume d'argile	20
4	Chapitre IV : Diagraphies électriques	22
4.1	Principe général des diagraphies électriques	22
4.2	Potentiel Spontané (PS)	23
4.2.1	Principe du potentiel spontané.....	23
4.2.2	Ligne de base d'argile et déflexions du PS	23
4.2.3	Facteurs influençant la déflexion du PS	24
4.2.4	Amplitude du potentiel spontané (SSP)	24
4.2.5	Applications de la diagraphie PS	25
4.3	Diagraphies de résistivité	25
4.3.1	Facteurs influençant la résistivité.....	26
4.3.2	Résistivités autour du puits	26
4.4	Dispositifs électriques	28
4.4.1	Dispositif normal.....	28
4.4.2	Dispositif latéral	29
4.4.3	Laterolog (Dispositifs focalisés)	30
4.4.4	Outil d'induction	31
4.4.5	Outils de micro-résistivité.....	32
4.5	loi d'Archie	32
4.5.1	Facteur de formation	33
4.5.2	Saturation en eau	33
4.5.3	Saturation en hydrocarbures	34
4.6	TD n°1	36
4.7	TD n°2	37
4.8	Corrections	39
5	Chapitre V : Diagraphies Radioactives	40
5.1	Diagraphie Gamma Ray	41
5.1.1	Principe	41
5.1.2	Réponse selon la lithologie	42
5.1.3	Gamma Ray spectrale (SGR)	43
5.1.4	Volume d'argile	44
5.1.5	TD n°3	46
5.1.6	Corrections	48
5.2	Diagraphie Densité	51

5.2.1	Principe	51
5.2.2	Outils FDC	51
5.2.3	Calcul de la porosité densité	52
5.2.4	Applications de la diagraphie densité	53
5.2.5	Limites et facteurs influençant la diagraphie densité	54
5.2.6	TD n°4	55
5.2.7	Corrections	56
5.3	Diagraphie Neutron	57
5.3.1	Principe	57
5.3.2	Outils neutron	57
5.3.3	Porosité neutron	58
5.3.4	Applications de la diagraphie neutron	61
5.3.5	Effet du gaz	61
5.3.6	Combinaison des diagraphies densité et neutron	62
5.3.7	Interprétation pétrophysique des diagraphies densité et neutron	64
5.3.8	TD n°5	66
5.3.9	Corrections	67
6	Chapitre VI : Diagraphies Soniques	68
6.1	Principe	68
6.2	Outils soniques	69
6.3	Porosité sonique (équation de Wyllie)	71
6.4	Applications de la diagraphie sonique	71
6.5	Limites de la diagraphie sonique	72
6.6	TD n°6	73
6.7	Corrections	74
7	Chapitre V : Étude de cas d'interprétation des diagraphies	75
7.1	Identification de la lithologie	75
7.2	Analyse des diagraphies de résistivité	76
7.3	Estimation de la porosité	76
7.4	Identification des zones réservoirs	77
7.5	Identification des types de fluides	77
7.6	Logiciels d'interprétation utilisés dans l'industrie pétrolière	78

1 Chapitre I : Généralités sur les diagraphies

Ce chapitre a pour objectif de présenter les notions générales relatives aux diagraphies, notamment leur origine, leur définition et leur classification. Ces éléments constituent les bases nécessaires à la compréhension des méthodes d'acquisition et d'interprétation des données diagraphiques.

1.1 Historique des diagraphies

Les diagraphies sont apparues au début du XX^e siècle avec le développement des techniques de forage pétrolier. La première mesure de diagraphie électrique a été réalisée en 1927 en Alsace (France) par les frères Conrad et Marcel Schlumberger. Cette méthode, appelée à l'époque « carottage électrique », visait à obtenir des informations sur les formations géologiques traversées par le forage sans recourir systématiquement au carottage mécanique, souvent coûteux et difficile à réaliser.

Depuis cette première application, les techniques de diagraphie ont connu une évolution importante grâce aux progrès technologiques. Les outils de mesure sont devenus plus performants et permettent aujourd'hui d'enregistrer différents paramètres physiques des formations géologiques avec une grande précision. Les diagraphies constituent ainsi un outil essentiel pour la caractérisation des réservoirs pétroliers et gaziers.

1.2 Définition des diagraphies

La diagraphie est définie comme l'enregistrement continu, en fonction de la profondeur, de certaines propriétés physiques des formations géologiques traversées par un puits. Ces mesures sont réalisées à l'aide d'outils spécifiques descendus dans le puits de forage et reliés à des instruments de surface permettant l'acquisition et l'enregistrement des données.

Les diagraphies jouent un rôle essentiel dans l'étude des réservoirs pétroliers et gaziers. Elles permettent d'identifier les formations réservoirs, d'estimer leurs propriétés pétrophysiques et de détecter la présence éventuelle d'hydrocarbures.

Les paramètres mesurés peuvent être de nature électrique, radioactive, acoustique ou mécanique. L'analyse des courbes obtenues permet de déduire plusieurs caractéristiques des formations, telles que la lithologie, la porosité, la saturation en fluides et la présence éventuelle d'hydrocarbures.

Le terme « diagraphie » provient du grec *dia* signifiant « à travers » et *graphein* signifiant « tracer ». Dans la littérature anglo-saxonne, on utilise généralement le terme « well logging » ou simplement « log ».

1.3 Types de diagraphies

Les diagraphies peuvent être classées selon le moment où les mesures sont réalisées dans le puits. On distingue principalement trois types de diagraphies :

1.3.1 Diagraphies en cours de forage (Measurement While Drilling)

Dans ce cas, les mesures sont effectuées pendant l'opération de forage. Les capteurs sont intégrés dans les outils du train de tiges et transmettent les informations en temps réel.

1.3.2 Diagraphies différées (While Drilling – LWD)

Elles sont réalisées après l'arrêt du forage. Les outils sont descendus dans le puits à l'aide d'un câble électrique qui assure à la fois l'alimentation des capteurs et la transmission des données vers la surface.

1.3.3 Diagraphies de production

Ces diagraphies sont utilisées lorsque le puits est en production. Elles permettent d'étudier l'écoulement des fluides dans le puits et d'évaluer les performances du réservoir.

1.4 Résolution verticale et profondeur d'investigation

Les performances d'un outil de diagraphie sont généralement caractérisées par deux paramètres importants : la résolution verticale et la profondeur d'investigation.

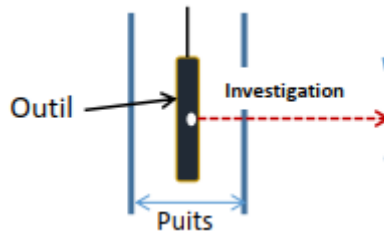
1.4.1 La résolution verticale :

Correspond à l'épaisseur minimale d'une couche géologique que l'outil est capable de détecter. Plus la résolution est élevée, plus l'outil peut distinguer des couches fines.



1.4.2 La profondeur d'investigation :

Représente la distance horizontale autour du puits à partir de laquelle l'outil peut capter les informations de la formation. Certains outils mesurent des propriétés très proches de la paroi du puits, tandis que d'autres peuvent investiguer plus profondément dans la formation.



La connaissance de ces deux caractéristiques est essentielle pour interpréter correctement les mesures diagraphiques.

En résumé, les diagraphies constituent une méthode essentielle pour l'étude des formations géologiques traversées par les puits de forage. Leur développement technologique a permis d'améliorer considérablement la connaissance des réservoirs pétroliers et gaziers. Les chapitres suivants présenteront les méthodes d'acquisition des données diagraphiques ainsi que les principes physiques des principaux outils utilisés.

2 Chapitre II : Acquisition des diagraphies

Avant d'interpréter les diagraphies, il est important de comprendre comment les mesures sont réalisées dans le puits. L'acquisition des diagraphies regroupe l'ensemble des opérations permettant d'enregistrer les propriétés physiques des formations traversées par le forage.

2.1 Principe de l'acquisition

Les diagraphies sont généralement réalisées à l'aide d'outils appelés sondes de diagraphie, introduits dans le puits à l'aide d'un câble électrique. Ce câble assure à la fois le support mécanique des outils, leur alimentation en énergie et la transmission des données vers la surface.

Dans le cas des diagraphies différées (LWD), les mesures sont le plus souvent enregistrées lors de la remontée des outils dans le puits. Cette procédure permet d'obtenir des conditions de mesure plus stables et d'améliorer la qualité des données acquises.

Les signaux mesurés par les capteurs sont transmis en temps réel vers l'unité d'acquisition située en surface, où ils sont enregistrés et représentés sous forme de courbes appelées « logs ». Ces courbes décrivent la variation des propriétés physiques des formations en fonction de la profondeur

Les diagraphies sont généralement enregistrées pendant la remontée de l'outil dans le puits à une vitesse contrôlée, généralement comprise entre 60 et 110 mètres par minute. Cette vitesse doit être adaptée au type d'outil utilisé afin de garantir la qualité des mesures.

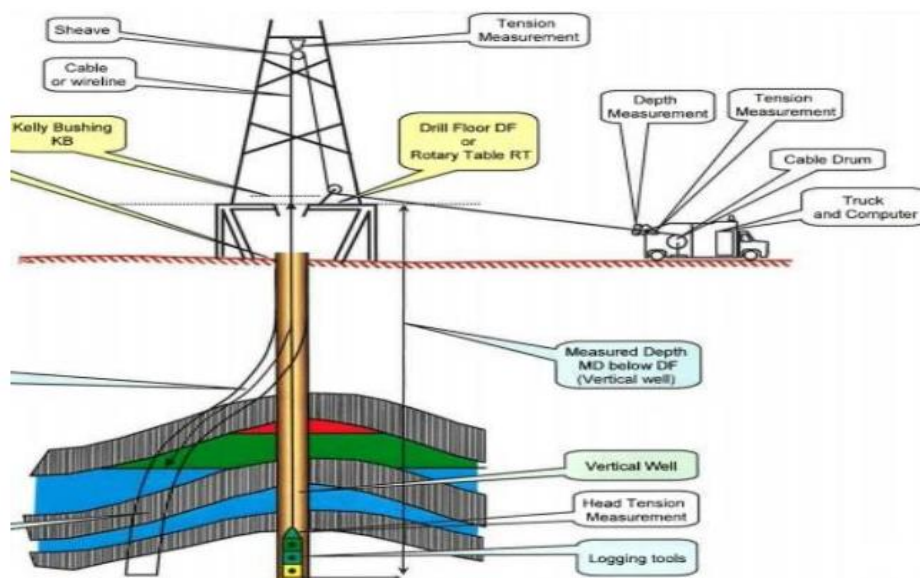


Figure II.1 : Principe de diagraphie dans un puits.

2.2 Unité de diagraphie et équipements

Les opérations de diagraphie nécessitent l'utilisation d'une unité spécialisée installée à proximité du puits. Cette unité comprend plusieurs équipements destinés à contrôler la descente des outils et à enregistrer les données mesurées. Les principaux éléments d'une unité de diagraphie sont :

2.2.1 Treuil :

Qui permet d'enrouler ou de dérouler le câble utilisé pour descendre les outils dans le puits ;

2.2.2 Câble de diagraphie :

Qui assure à la fois la suspension des outils et la transmission des signaux électriques ;

2.2.3 Système d'acquisition :

Généralement installé dans un camion de logging, qui permet de visualiser et d'enregistrer les données en temps réel.

L'ensemble de ces équipements est contrôlé par un opérateur qui surveille la vitesse de déplacement des outils et la qualité des mesures enregistrées

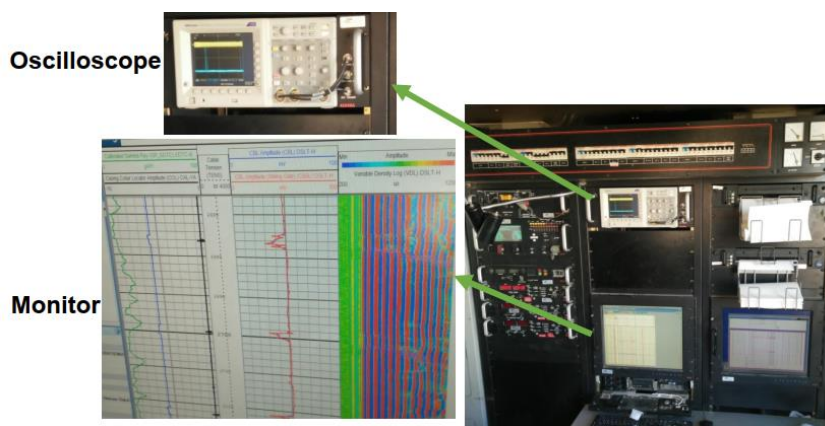


Figure II.2 : Schéma d'une unité de logging wireline.

2.3 Références de profondeur

La profondeur constitue un paramètre fondamental lors de l'enregistrement des diagraphies. Chaque mesure doit être associée avec précision à la position de l'outil dans le puits.

La profondeur est généralement mesurée à partir de références situées à la surface du puits, telles que :

- **KB (Kelly Bushing)**
- **RT (Rotary Table)**
- **DF (Drill Floor)**

On distingue également plusieurs types de profondeur utilisés dans l'interprétation :

- **MD (Measured Depth)** : profondeur mesurée le long du trajet du puits ;
- **TVD (True Vertical Depth)** : profondeur verticale réelle ;
- **TVDSS (True Vertical Depth Sub Sea)** : profondeur verticale par rapport au niveau de la mer.

Une référence de profondeur correcte est indispensable pour assurer la corrélation des données entre différents puits et pour localiser précisément les formations géologiques.

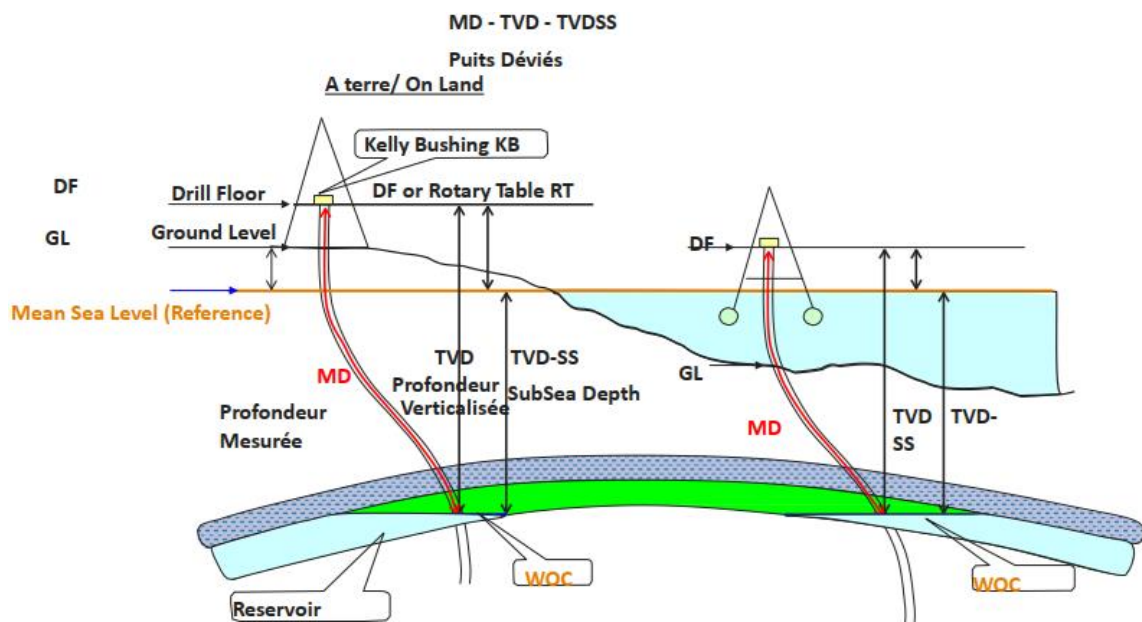


Figure II.3 : Références de profondeur.

Le choix de la configuration dépend du type de mesure à réaliser.



Figure II.4 : Schéma montrant outil centré et outil excentré dans le puits.

2.4 Calibration et contrôle qualité

Avant l'acquisition des diagraphies, les outils doivent être calibrés afin de vérifier leur bon fonctionnement et d'assurer la précision des mesures. Cette calibration consiste à comparer les valeurs enregistrées par les capteurs avec des références connues.

Pendant l'opération de diagraphie, plusieurs paramètres sont également surveillés, notamment :

- la tension du câble ;
- la vitesse de déplacement des outils ;
- la stabilité des courbes enregistrées.

Le contrôle qualité des mesures constitue une étape essentielle du processus d'acquisition. Il permet de détecter d'éventuelles anomalies liées aux conditions du puits ou au fonctionnement des instruments.

2.5 Phénomène d'invasion

2.5.1 Explication du phénomène

Lors des opérations de forage, le puits est rempli d'une boue de forage dont le rôle est de stabiliser les parois du puits, de remonter les déblais vers la surface et de contrôler la pression des formations traversées. Cette boue exerce généralement une pression hydrostatique supérieure à celle des fluides présents dans la formation.

En raison de cette différence de pression, une partie du liquide contenu dans la boue, appelé filtrat de boue, peut pénétrer dans la formation poreuse autour du puits. Ce phénomène est appelé phénomène d'invasion.

L'invasion modifie localement la distribution des fluides dans la formation et conduit à la formation de plusieurs zones concentriques autour du puits.

Le mécanisme du phénomène d'invasion et la distribution des fluides autour du puits sont illustrés dans la figure suivante.

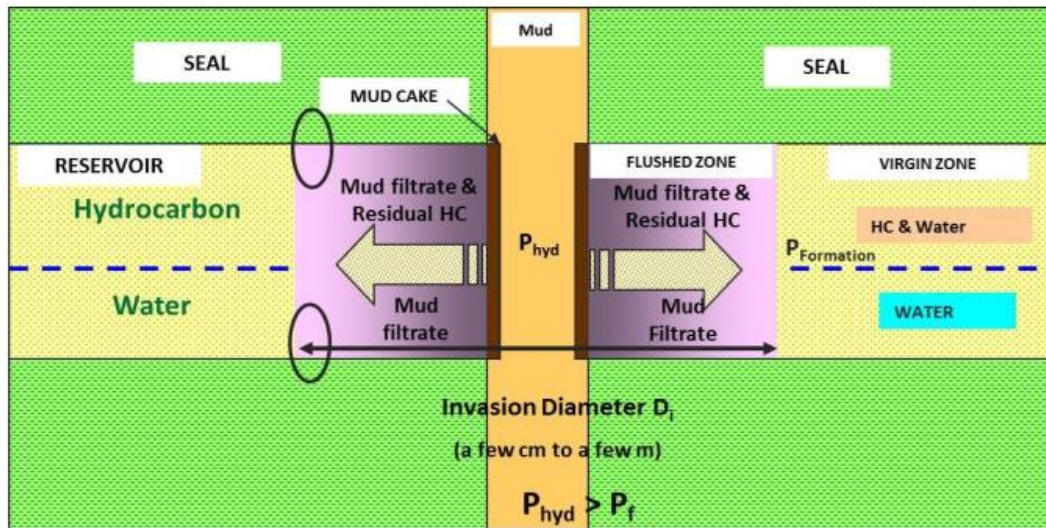


Figure II.5 : Schéma illustrant le phénomène d'invasion du filtrat de boue dans une formation réservoir.

La figure montre que lorsque la pression hydrostatique de la boue P_{hyd} est supérieure à la pression de formation P_f , le filtrat de boue pénètre dans la formation poreuse. Ce phénomène est appelé **phénomène d'invasion**.

Ce processus modifie la distribution des fluides autour du puits et conduit à la formation de plusieurs zones concentriques caractérisées par des propriétés physiques différentes. La zone la plus proche du puits est appelée zone lavée (flushed zone), tandis que la zone vierge (virgin zone) correspond à la partie de la formation qui n'est pas affectée par l'invasion.

2.5.2 Zones d'invasion

On distingue généralement trois zones principales autour du puits :

2.5.2.1 Zone lavée (Flushed zone)

La zone la plus proche de la paroi du puits est appelée zone lavée. Dans cette zone, les fluides initiaux de la formation (eau, pétrole ou gaz) ont été en grande partie remplacés par le filtrat de boue. Cette zone est donc fortement influencée par les conditions de forage.

2.5.2.2 Zone de transition (Transition zone)

Au-delà de la zone lavée se trouve la zone de transition, également appelée zone envahie. Dans cette région, le filtrat de boue a pénétré partiellement dans la formation et s'est mélangé aux fluides présents initialement. Les propriétés physiques de la formation y sont donc modifiées.

2.5.2.3 Zone vierge (Virgin zone)

Plus loin du puits se trouve la zone vierge, qui correspond à la partie de la formation non affectée par l'invasion. Dans cette zone, les fluides et les propriétés pétrophysiques restent identiques à celles du réservoir naturel.

2.5.3 Distribution des résistivités

Le phénomène d'invasion modifie également la distribution des propriétés électriques de la formation autour du puits. En particulier, la résistivité peut varier entre la zone lavée, la zone envahie et la zone vierge. La figure suivante illustre la répartition des différentes résistivités caractéristiques associées à ces zones.



Figure II.6 : Distribution des résistivités dans les différentes zones d'invasion autour du puits.

Les différentes résistivités représentées sur la figure sont :

- **Rmf** : résistivité du filtrat de boue
- **Rxo** : résistivité de la zone lavée
- **Rt** : résistivité vraie de la formation dans la zone vierge
- **Rw** : résistivité de l'eau de formation

Ces résistivités sont particulièrement importantes dans l'interprétation des diagraphies électriques, car certains outils mesurent la résistivité près du puits tandis que d'autres investiguent plus profondément dans la formation.

La variation de résistivité entre la zone lavée et la zone vierge constitue le principe de fonctionnement de plusieurs diagraphies électriques utilisées pour l'étude des formations.

Conclusion

L'acquisition des diagraphies constitue une étape essentielle dans l'étude des formations géologiques traversées par un puits. Elle permet d'enregistrer différentes propriétés physiques des formations, indispensables à leur caractérisation.

La qualité des données diagraphiques dépend directement des conditions d'opération, de la calibration des outils et du contrôle des paramètres de mesure. Une bonne maîtrise de ces aspects est donc nécessaire afin de garantir la fiabilité des informations utilisées lors de l'interprétation.

Par ailleurs, les conditions présentes dans le puits, notamment le phénomène d'invasion du filtrat de boue, peuvent modifier les propriétés physiques de la formation à proximité du puits. Ces effets doivent être pris en compte lors de l'analyse des données diagraphiques.

Dans le chapitre suivant, nous aborderons les diagraphies électriques, qui permettent notamment d'étudier la résistivité des formations et d'évaluer la saturation en fluides des réservoirs.

3 Chapitre III : Paramètres pétrophysiques

Introduction

L'interprétation des diagraphies vise principalement à déterminer les propriétés physiques des formations géologiques traversées par le puits. Ces propriétés, appelées paramètres pétrophysiques, permettent de caractériser les réservoirs et d'évaluer leur potentiel en hydrocarbures.

Les paramètres pétrophysiques décrivent la manière dont une roche peut stocker et laisser circuler les fluides présents dans ses pores. Ils jouent donc un rôle essentiel dans l'étude des réservoirs pétroliers et gaziers.

Les plus importants sont la porosité, la perméabilité, la saturation des fluides et le volume d'argile.

Les diagraphies permettent d'estimer ces paramètres de manière indirecte à partir des propriétés physiques mesurées dans le puits. La compréhension de ces notions est donc indispensable avant d'aborder l'étude des différents types de diagraphies.

3.1 Constituants d'une formation réservoir

Une roche réservoir est généralement constituée de trois éléments principaux :

3.1.1 Matrice rocheuse : représente la partie solide de la formation ;

3.1.2 Pores : sont des espaces vides entre les grains de la roche ;

3.1.3 Fluides : occupent ces pores (eau, pétrole ou gaz).

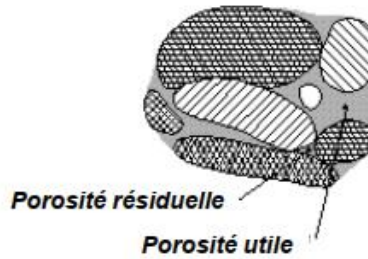
La matrice rocheuse peut être composée de différents minéraux selon la nature de la formation. Par exemple, les grès sont principalement constitués de quartz, tandis que les calcaires sont formés essentiellement de calcite.

Les pores représentent les espaces disponibles pour le stockage des fluides. La taille, la forme et la connexion entre ces pores déterminent les propriétés pétrophysiques de la formation.

La présence d'argiles dans une formation peut également influencer ses propriétés physiques et modifier la réponse de certains outils de diagraphie.

3.2 Porosité

La porosité est l'un des paramètres les plus importants pour caractériser un réservoir. Elle représente la proportion du volume total de la roche occupée par les espaces vides.



Elle est généralement exprimée sous forme de fraction ou de pourcentage :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

où :

- V_p est le volume des pores,
- V_t est le volume total de la roche.

Une porosité élevée signifie que la roche possède une grande capacité de stockage des fluides.

On distingue généralement deux types de porosité :

3.2.1 Porosité totale :

Elle correspond à l'ensemble des espaces vides présents dans la roche, qu'ils soient connectés ou non.

3.2.2 Porosité effective :

Elle représente uniquement les pores interconnectés qui permettent la circulation des fluides. Cette porosité est la plus importante pour l'exploitation des réservoirs.

La porosité peut être estimée à partir de plusieurs diagraphies, notamment les diagraphies densité, neutron et sonique.

3.3 Perméabilité

La perméabilité caractérise la capacité d'une roche à laisser circuler les fluides à travers son réseau de pores.

Contrairement à la porosité, qui mesure la capacité de stockage, la perméabilité indique la facilité avec laquelle les fluides peuvent se déplacer dans la formation.

La perméabilité dépend principalement :

- De la taille des pores ;
- Du degré de connexion entre les pores ;
- De la structure de la formation.

Elle est généralement exprimée en darcy (D) ou en millidarcy (mD).

L'écoulement des fluides dans une formation poreuse est décrit par la loi de Darcy, qui relie le débit de fluide au gradient de pression et à la perméabilité de la roche.

Dans un réservoir pétrolier ou gazier, une bonne perméabilité est nécessaire pour permettre la production des hydrocarbures.

3.4 Saturation des fluides

Les pores d'une roche réservoir peuvent contenir différents types de fluides. **La saturation** correspond à la fraction du volume poreux occupée par chacun de ces fluides.

On distingue généralement la :

- Saturation en eau (S_w) ;
- Saturation en pétrole (S_o) ;
- Saturation en gaz (S_g).

La somme de ces saturations est égale à l'unité :

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Dans l'étude des réservoirs, la détermination de la saturation en eau est particulièrement importante car elle permet d'estimer la quantité d'hydrocarbures présents dans la formation.

Cette saturation peut être estimée à partir des diagraphies de **résistivité**, notamment en utilisant la loi d'Archie.

3.5 Volume d'argile

Le volume d'argile, noté V_{sh} , représente la proportion d'argiles présentes dans une formation géologique.

La présence d'argiles peut influencer plusieurs propriétés pétrophysiques de la formation et modifier la réponse de certains outils de diagraphie. Les formations argileuses présentent généralement une radioactivité naturelle plus élevée que les formations propres telles que les grès ou les calcaires.

Le volume d'argile est souvent estimé à partir de la diagraphie Gamma Ray, qui mesure la radioactivité naturelle des formations ou à partir de la diagraphie Potentiel Spontané PS.

La détermination de ce paramètre permet d'améliorer l'interprétation des diagraphies et d'appliquer certaines corrections dans le calcul des propriétés pétrophysiques.

Conclusion

Les paramètres pétrophysiques constituent la base de l'analyse des formations réservoirs. La porosité, la perméabilité, la saturation des fluides et le volume d'argile permettent de décrire les propriétés physiques des roches et d'évaluer leur potentiel en hydrocarbures.

Les diagraphies jouent un rôle essentiel dans l'estimation de ces paramètres, car elles fournissent les informations nécessaires à leur détermination à partir des mesures réalisées dans le puits. Les chapitres suivants seront consacrés à l'étude des différentes diagraphies utilisées pour caractériser ces propriétés.

4 Chapitre IV : Diagraphies électriques

Introduction

Les diagraphies électriques constituent l'un des outils les plus importants pour l'étude des formations traversées par un puits de forage. Elles permettent de mesurer les propriétés électriques des roches et des fluides présents dans les pores de la formation.

La résistivité des formations géologiques dépend principalement de la nature de la roche, de sa porosité et de la conductivité des fluides contenus dans les pores. Les hydrocarbures étant généralement de mauvais conducteurs de l'électricité, tandis que l'eau salée est relativement conductrice, les diagraphies électriques permettent de distinguer les zones susceptibles de contenir des hydrocarbures.

Les diagraphies électriques jouent ainsi un rôle essentiel dans la caractérisation des réservoirs pétroliers et gaziers, notamment pour l'identification des formations réservoirs et l'estimation de la saturation en eau.

Dans ce chapitre, nous présenterons d'abord le principe général des diagraphies électriques, puis les principales diagraphies utilisées dans l'industrie pétrolière.

4.1 Principe général des diagraphies électriques

Les diagraphies électriques reposent sur la mesure des propriétés électriques des formations géologiques autour du puits. Ces propriétés sont principalement liées à la **résistivité** des formations, qui caractérise leur capacité à s'opposer au passage du courant électrique.

Dans les roches réservoirs, le courant électrique circule essentiellement à travers les fluides contenus dans les pores de la formation. Par conséquent, la résistivité d'une formation dépend fortement de la nature de ces fluides.

En général :

- Les **hydrocarbures (pétrole et gaz)** présentent une résistivité élevée car ils sont de mauvais conducteurs ;
- L'**eau de formation**, souvent salée, possède une résistivité plus faible et conduit plus facilement le courant électrique.

Ainsi, les diagraphies électriques permettent de mettre en évidence les variations de résistivité des formations et d'identifier les zones potentiellement saturées en hydrocarbures.

On distingue généralement deux grandes catégories de diagraphies électriques :

- **Diagraphies électriques naturelles (Spontanée)**, qui mesurent les potentiels électriques naturels présents dans le puits ;

- **Diagraphies électriques provoquées**, qui mesurent la résistivité des formations en injectant un courant électrique dans la formation.

4.2 Potentiel Spontané (PS)

4.2.1 Principe du potentiel spontané

Le potentiel spontané (PS) est une diagraphie électrique naturelle qui mesure les différences de potentiel électrique se développant spontanément entre la formation et la boue de forage.

Ce potentiel apparaît principalement à cause des phénomènes électrochimiques qui se produisent lorsque la boue de forage entre en contact avec les formations géologiques. En particulier, la différence de salinité entre le filtrat de boue et l'eau de formation peut générer des courants électriques naturels dans la formation.

La mesure du potentiel spontané est réalisée à l'aide d'une électrode placée dans le puits et d'une électrode de référence située à la surface. La différence de potentiel entre ces deux électrodes est enregistrée en fonction de la profondeur.

4.2.2 Ligne de base d'argile et déflexions du PS

La courbe du potentiel spontané présente généralement une ligne de base correspondant aux formations argileuses, appelée ligne de base d'argile (*shale baseline*). Les formations argileuses étant peu perméables, elles ne permettent pas le développement significatif des phénomènes électrochimiques responsables du potentiel spontané.

En revanche, dans les formations perméables telles que les grès ou certains calcaires, des déflexions du potentiel spontané apparaissent par rapport à cette ligne de base. Ces déflexions sont liées aux phénomènes électrochimiques qui se produisent entre le filtrat de boue et l'eau de formation.

Ainsi, la diagraphie PS permet d'identifier les formations perméables susceptibles de constituer des réservoirs, tandis que les formations argileuses servent généralement de référence pour définir la ligne de base du potentiel spontané.

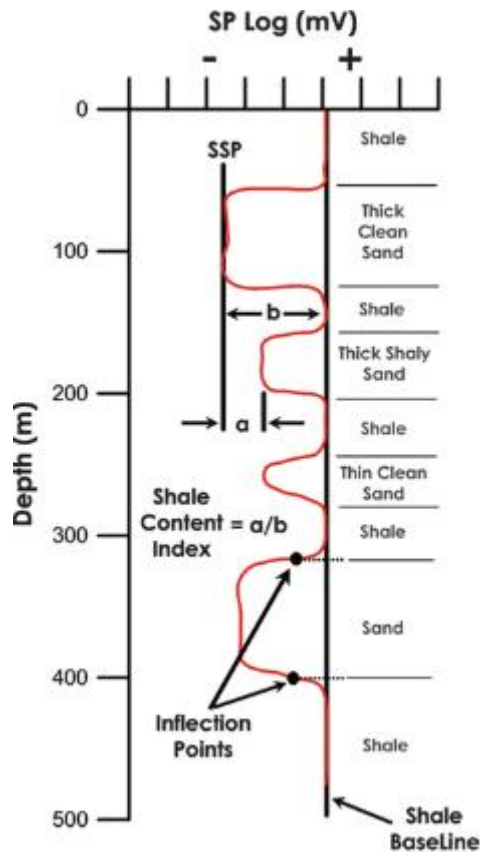


Figure IV.1 : Exemple de log du potentiel spontané (PS) montrant la ligne de base d'argile et les déflexions dans les formations perméables.

Lorsque l'outil traverse une formation argileuse, la courbe PS reste proche de la ligne de base d'argile. En revanche, lorsqu'il traverse une formation perméable, comme un grès ou un calcaire réservoir, la courbe SP présente une déflexion par rapport à cette ligne de base.

4.2.3 Facteurs influençant la déflexion du PS

L'amplitude de la déflexion dépend notamment de la :

- Différence de salinité entre le filtrat de boue et l'eau de formation ;
- Perméabilité de la formation ;
- Epaisseur de la couche traversée.

4.2.4 Amplitude du potentiel spontané (SSP)

Dans une formation perméable propre et suffisamment épaisse, la déflexion maximale de la courbe PS correspond au potentiel spontané statique, noté **SSP (Static Spontaneous Potential)**. Le SSP représente la valeur maximale que peut atteindre la déflexion du potentiel spontané lorsque l'influence des couches adjacentes est négligeable. L'amplitude du potentiel spontané dépend principalement de la différence de salinité entre le filtrat de boue et l'eau de formation. Elle peut être estimée par la relation suivante :

$$SSP = -K \log \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right)$$

où :

- R_{mf} : résistivité du filtrat de boue
- R_w : résistivité de l'eau de formation
- K : constante dépendant de la température de la formation.

Cette relation montre que plus la différence de salinité entre le filtrat de boue et l'eau de formation est importante, plus l'amplitude du potentiel spontané est élevée.

La mesure du potentiel spontané permet ainsi d'estimer la **résistivité de l'eau de formation**, paramètre essentiel pour l'évaluation de la saturation en eau des réservoirs.

4.2.5 Applications de la diagraphie PS

La diagraphie PS est utilisée pour plusieurs applications dans l'étude des formations géologiques :

- Identifier les formations perméables susceptibles de constituer des réservoirs ;
- Distinguer les formations argileuses des formations réservoirs ;
- Faciliter la corrélation stratigraphique entre différents puits.

Bien que la diagraphie PS permette d'identifier les formations perméables, elle ne fournit pas directement la valeur de la résistivité des formations. Pour déterminer les propriétés électriques des formations et évaluer la distribution des fluides dans les réservoirs, on utilise les diagraphies de résistivité, qui seront présentées dans la section suivante.

4.3 **Diagraphies de résistivité**

Après l'étude de la diagraphie du potentiel spontané, qui permet principalement d'identifier les formations perméables, il est nécessaire d'aborder les diagraphies de résistivité, qui constituent l'un des outils les plus importants pour l'évaluation des réservoirs.

Contrairement au potentiel spontané, qui correspond à une mesure passive d'un phénomène électrique naturel, les diagraphies de résistivité reposent sur l'injection d'un courant électrique dans la formation afin de mesurer la réponse électrique des roches environnantes.

La résistivité est une propriété physique qui caractérise la capacité d'un matériau à s'opposer au passage du courant électrique.

Dans les formations géologiques, cette propriété dépend principalement de la nature de la roche, de sa porosité et de la conductivité des fluides contenus dans les pores.

Dans la plupart des roches réservoirs, la matrice minérale est généralement peu conductrice. Le courant électrique circule donc essentiellement à travers les fluides présents dans les pores de la formation.

Les hydrocarbures, tels que le pétrole et le gaz, sont de mauvais conducteurs de l'électricité et présentent généralement une résistivité élevée. À l'inverse, l'eau de formation, souvent riche en sels dissous, est relativement conductrice et possède une résistivité plus faible.

Ainsi, la mesure de la résistivité des formations permet de différencier les zones saturées en eau des zones contenant des hydrocarbures, ce qui en fait un outil fondamental dans l'interprétation des diagraphies et l'évaluation des réservoirs pétroliers et gaziers.

4.3.1 Facteurs influençant la résistivité

Dans les formations géologiques, la résistivité dépend de plusieurs paramètres pétrophysiques.

Les principaux facteurs influençant la résistivité sont la :

- **Porosité de la formation ;**
- **Salinité de l'eau de formation ;**
- **Saturation en fluides ;**
- **Présence d'argiles.**

Ces différents paramètres doivent être pris en compte lors de l'interprétation des diagraphies de résistivité.

4.3.2 Résistivités autour du puits

Lors des opérations de forage, l'invasion du filtrat de boue dans la formation modifie les propriétés électriques de la zone proche du puits. Comme cela a été présenté dans le chapitre consacré au phénomène d'invasion, plusieurs zones peuvent être distinguées autour du puits, chacune étant caractérisée par une résistivité différente.

La résistivité mesurée par les outils de diagraphie dépend donc de la zone investiguée autour du puits. On distingue généralement quatre résistivités principales.

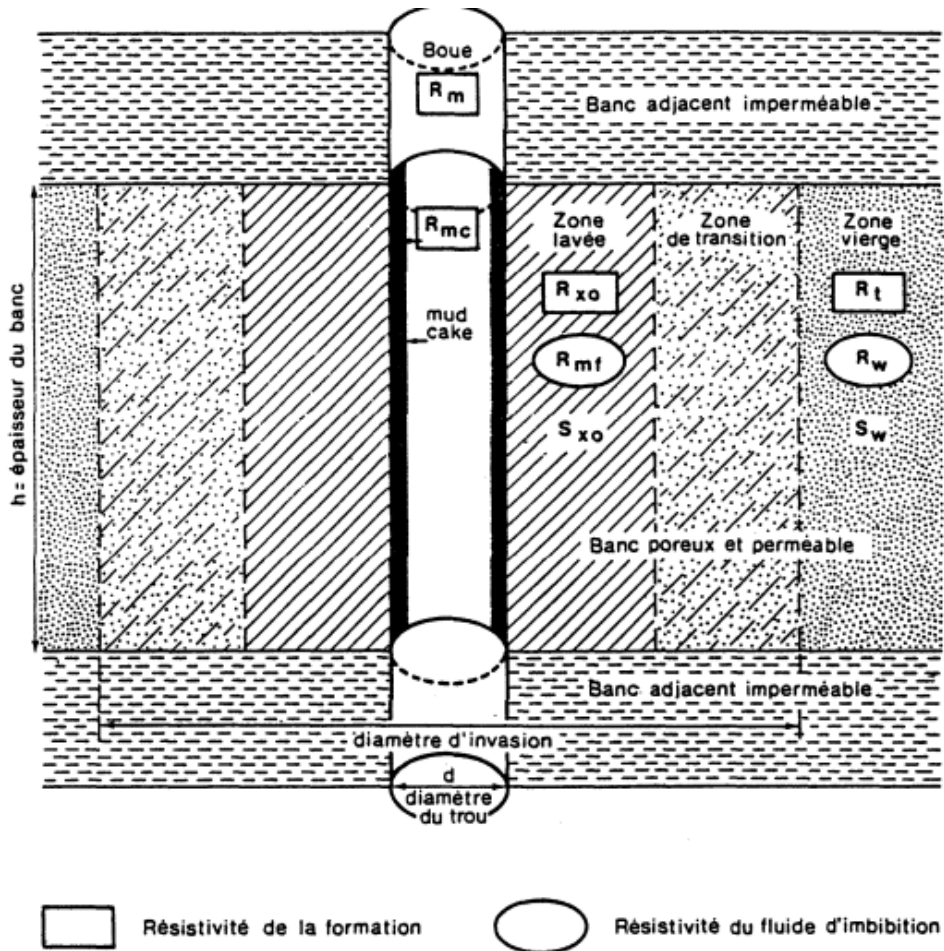


Figure IV.2 : Distribution des résistivités.

4.3.2.1 Résistivité de la roche R_t

La résistivité R_t correspond à la résistivité vraie de la formation, mesurée dans la zone vierge qui n'est pas affectée par l'invasion du filtrat de boue. Cette résistivité représente la propriété électrique réelle du réservoir et constitue un paramètre fondamental pour l'évaluation de la saturation en fluides.

4.3.2.2 Résistivité de la zone lavée R_{xo}

La résistivité R_{xo} correspond à la résistivité de la zone lavée, située à proximité immédiate du puits. Dans cette zone, les fluides initiaux de la formation ont été partiellement ou totalement remplacés par le filtrat de boue, ce qui modifie les propriétés électriques de la formation.

4.3.2.3 Résistivité de l'eau de formation R_w

La résistivité R_w représente la résistivité de l'eau contenue dans les pores de la formation. Ce paramètre dépend principalement de la salinité de l'eau de formation et joue un rôle essentiel dans le calcul de la saturation en eau des réservoirs.

4.3.2.4 Résistivité du filtrat de boue R_{mf}

La résistivité R_{mf} correspond à la résistivité du filtrat de boue de forage qui pénètre dans la formation lors du phénomène d'invasion. Cette résistivité dépend de la composition de la boue et de sa salinité.

Ces différentes résistivités sont essentielles pour l'interprétation des diagraphies électriques. Les outils de diagraphie de résistivité sont conçus pour mesurer la résistivité de la formation à différentes profondeurs d'investigation, afin de distinguer la zone envahie de la zone vierge. La connaissance de ces résistivités permet notamment de déterminer la saturation en eau des formations réservoirs, paramètre fondamental pour l'évaluation des hydrocarbures en place.

4.4 Dispositifs électriques

La mesure de la résistivité des formations repose sur l'injection d'un courant électrique dans la formation et la mesure de la différence de potentiel générée. Plusieurs dispositifs électriques ont été développés pour réaliser ces mesures dans les puits de forage.

4.4.1 Dispositif normal

Dans le dispositif électrique normal, un courant électrique est injecté dans la formation à l'aide d'une électrode d'envoi A placée dans le puits. Le potentiel électrique est ensuite mesuré par une électrode M située à proximité de l'électrode d'envoi.

Le potentiel mesuré est donné par :

$$V_M = \frac{RI}{4\pi AM}$$

où :

- R est la résistivité de la formation
- I est l'intensité du courant injecté
- AM est la distance entre les électrodes A et M

La résistivité peut alors être exprimée sous la forme :

$$R = \frac{V}{I} K$$

avec :

$$K = 4\pi AM$$

où K représente le coefficient géométrique du dispositif.

4.4.2 Dispositif latéral

Dans le dispositif latéral, la différence de potentiel est mesurée entre deux électrodes M et N situées à proximité l'une de l'autre dans le puits.

Les potentiels mesurés aux électrodes sont :

$$V_M = \frac{RI}{4\pi AM}$$

$$V_N = \frac{RI}{4\pi AN}$$

La différence de potentiel est alors :

$$\Delta V = V_M - V_N$$

ce qui conduit à :

$$\Delta V = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right)$$

La résistivité de la formation peut être déterminée à partir de la relation :

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

où K est le coefficient géométrique du dispositif latéral.

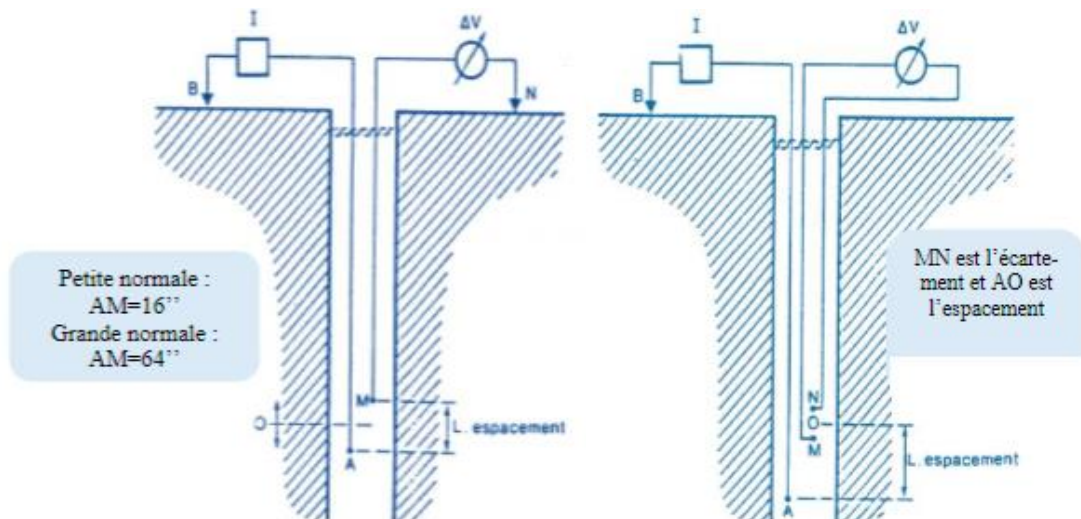


Figure IV.3 : Principe des dispositifs électriques (sonde normale et sonde latérale).

Les dispositifs électriques simples, tels que les sondes normales et latérales, permettent de mesurer la résistivité des formations autour du puits. Cependant, ces dispositifs présentent certaines limitations.

Une partie du courant électrique injecté peut circuler dans la boue de forage ou dans les couches voisines, ce qui peut perturber la mesure de la résistivité de la formation.

Afin d'améliorer la précision des mesures et de mieux contrôler la propagation du courant électrique dans la formation, des outils de diaggraphie plus élaborés ont été développés. Parmi

ces outils, les latérologs utilisent un système d'électrodes de focalisation permettant de diriger le courant vers la formation et de limiter sa dispersion dans le puits.

4.4.3 Laterolog (Dispositifs focalisés)

Les latérologs sont des dispositifs électriques focalisés permettant de mesurer la résistivité des formations en dirigeant le courant électrique vers la formation. Ces outils utilisent des électrodes de focalisation qui permettent de concentrer les lignes de courant dans la formation et d'éviter leur dispersion dans la boue de forage.

Les latérologs existent sous plusieurs configurations, parmi lesquelles :

- **Laterolog 3 (LL3)**

Le Laterolog 3 est constitué d'une électrode centrale d'injection de courant et de deux électrodes de focalisation. Cette configuration permet de concentrer les lignes de courant dans la formation et d'améliorer la qualité de la mesure de résistivité.

- **Laterolog 7 (LL7)**

Le Laterolog 7 comporte une électrode centrale d'injection de courant entourée de trois paires d'électrodes de focalisation. Cette configuration permet un meilleur contrôle des lignes de courant et une mesure plus précise de la résistivité de la formation

- **Laterolog 8 (LL8)**

Le Laterolog 8 est une configuration similaire au Laterolog 7, mais avec des espacements différents entre les électrodes. Cette configuration permet d'adapter la profondeur d'investigation et la résolution de la mesure.

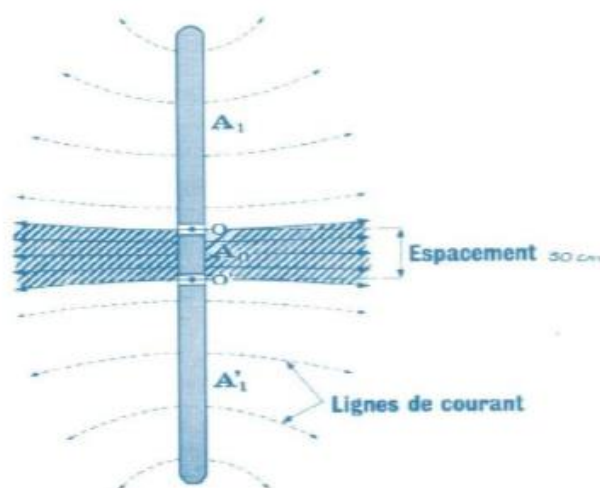


Figure IV.4 : Configuration des électrodes d'un outil Laterolog LL3.

La Fig. IV.4 illustre le principe de fonctionnement d'un outil Laterolog LL3. Cet outil est constitué d'une électrode centrale d'injection de courant entourée de plusieurs électrodes de

focalisation appelées électrodes de garde. Ces électrodes permettent de contrôler la direction des lignes de courant et de les orienter vers la formation.

Grâce à ce système de focalisation, le courant électrique pénètre dans la formation de manière plus contrôlée et perpendiculairement à l'axe du puits. Cela permet d'obtenir une mesure plus représentative de la résistivité de la formation et de limiter l'influence de la boue de forage.

Les outils Laterolog sont particulièrement adaptés aux puits forés avec des boues conductrices, notamment les boues à base d'eau salée. Ils permettent de mesurer la résistivité des formations avec une bonne précision grâce au système de focalisation du courant.

4.4.4 Outil d'induction

Les diagraphies d'induction constituent une autre méthode importante pour mesurer la résistivité des formations géologiques traversées par un puits. Contrairement aux outils Laterolog, qui nécessitent l'injection directe d'un courant électrique dans la formation, les diagraphies d'induction reposent sur le principe de l'induction électromagnétique.

Le fonctionnement de ces outils est basé sur l'utilisation de bobines électromagnétiques placées dans la sonde de diagraphie. Une bobine émettrice parcourue par un courant alternatif génère un champ magnétique variable autour de l'outil. Ce champ magnétique induit à son tour des courants électriques dans la formation environnante.

Ces courants induits, appelés courants de Foucault, produisent un champ magnétique secondaire qui est détecté par une ou plusieurs bobines réceptrices situées dans l'outil. L'intensité de ce champ secondaire dépend de la conductivité électrique de la formation. À partir de cette mesure, il est possible de déterminer la résistivité de la formation.

Les diagraphies d'induction présentent l'avantage de ne pas nécessiter de contact électrique direct avec la formation. Elles sont donc particulièrement adaptées aux puits forés avec des boues non conductrices, telles que les boues à base d'huile ou les boues faiblement salines.

Cependant, la mesure d'induction peut être influencée par plusieurs facteurs, notamment la géométrie du puits, la présence de couches minces et les variations de conductivité des formations environnantes. Des techniques de correction et de traitement des données sont donc généralement utilisées pour améliorer l'interprétation des mesures.

Les outils d'induction modernes permettent de mesurer la résistivité de la formation à différentes profondeurs d'investigation, ce qui facilite la distinction entre la zone envahie et la zone vierge de la formation.

Ainsi, les diagraphies d'induction constituent un outil essentiel pour l'étude des formations réservoirs, en particulier dans les conditions de forage où les méthodes électriques classiques ne peuvent pas être utilisées efficacement.

4.4.5 Outils de micro-résistivité

Les outils de micro-résistivité sont des outils utilisés pour mesurer la résistivité de la formation à très courte distance de la paroi du puits. Contrairement aux outils de résistivité profonde, tels que les Laterolog ou les outils d'induction, les sondes de micro-résistivité investiguent principalement la zone lavée, située immédiatement au voisinage du puits.

Ces outils sont généralement appliqués directement contre la paroi du puits à l'aide d'un bras articulé ou d'un patin (pad) équipé d'électrodes. Le contact direct avec la formation permet d'obtenir des mesures à haute résolution, sensibles aux variations fines de résistivité.

Les diagraphies de micro-résistivité sont particulièrement utiles pour :

- Identifier les couches perméables ;
- Détecter les couches minces qui peuvent ne pas être visibles sur les logs de résistivité profonde ;
- Observer certaines structures sédimentaires, telles que les laminations ;
- Mettre en évidence la présence de fractures dans la formation.

Ces diagraphies sont souvent utilisées en complément des mesures de résistivité profonde afin d'obtenir une description plus détaillée des propriétés électriques des formations.

Les différentes diagraphies de résistivité permettent de mesurer les propriétés électriques des formations à différentes profondeurs d'investigation. Ces mesures peuvent ensuite être utilisées pour déterminer certaines propriétés pétrophysiques des réservoirs, notamment la saturation en eau, à l'aide de relations empiriques telles que la loi d'Archie.

4.5 loi d'Archie

Les diagraphies de résistivité permettent de mesurer la résistivité des formations géologiques traversées par le puits. Toutefois, l'objectif principal de ces mesures est de déterminer les propriétés pétrophysiques des formations, notamment la saturation en eau des réservoirs.

Pour relier la résistivité mesurée aux propriétés de la formation, on utilise des relations empiriques. Parmi celles-ci, la loi d'Archie, proposée en 1942 par G. E. Archie, est la plus largement utilisée dans l'interprétation des formations propres, c'est-à-dire les formations contenant peu ou pas d'argiles.

Cette loi repose sur l'idée que, dans une roche saturée en eau, la conduction électrique se fait essentiellement à travers l'eau contenue dans les pores de la formation.

4.5.1 Facteur de formation

Archie a introduit le facteur de formation, noté F , défini comme le rapport entre la résistivité d'une formation saturée en eau et la résistivité de l'eau de formation :

$$F = \frac{R_0}{R_w}$$

où :

- R_0 : résistivité de la formation saturée en eau ;
- R_w : résistivité de l'eau de formation.

Archie a montré que ce facteur dépend principalement de la porosité de la roche :

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

où :

- a : constante lithologique, varie entre **0.6** et **2** ;
- m : exposant de cimentation, varie généralement entre **1.3** et **2.2** ;
- ϕ : porosité de la formation.

4.5.2 Saturation en eau

Dans une formation contenant à la fois de l'eau et des hydrocarbures, la résistivité mesurée est appelée résistivité vraie de la formation, notée R_t .

La loi d'Archie permet d'estimer la saturation en eau S_w à partir de la relation suivante :

$$S_w^n = \frac{R_0}{R_t}$$

où :

- S_w : saturation en eau ;
- R_t : résistivité vraie de la formation ;
- R_0 : résistivité de la formation saturée en eau ;
- n : exposant de saturation.

En combinant les relations précédentes, on obtient l'expression générale :

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Dans la plupart des formations réservoirs, la valeur de l'exposant de saturation est généralement égale à 2.

4.5.3 Saturation en hydrocarbures

Une fois la saturation en eau déterminée, la saturation en hydrocarbures peut être calculée par la relation :

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

où :

- S_{hc} : saturation en hydrocarbures ;
- S_w : saturation en eau.

Cette relation permet d'estimer la proportion d'hydrocarbures présents dans les pores de la formation et constitue une étape essentielle dans l'évaluation du potentiel productif d'un réservoir.

Le tableau suivant présente quelques exemples d'outils de diagraphie électrique utilisés pour mesurer la résistivité des formations à différentes profondeurs d'investigation autour du puits.

Tableau IV.1 : Exemples d'outils de diagraphie électrique utilisés pour mesurer la résistivité des formations à différentes profondeurs d'investigation.

Résistivité mesurée	Outils électriques
Zone lavée : R_{xo}	Petite normale 16'', LLS (laterolog shallow), micronormale 2'', microlatérolog, ILS (induction shallow)
Zone vierge : R_t	Grande normale 64'', latéral 18''8'', LLD (latérologs deep), latérolog 7 et 3, ILD (induction deep)

Les outils de diagraphie électrique sont conçus pour mesurer la résistivité de la formation à différentes profondeurs d'investigation. Les outils dits shallow mesurent principalement la résistivité de la zone lavée, tandis que les outils deep permettent d'estimer la résistivité de la formation vierge.

Les différents outils de diagraphie n'investiguent pas la formation à la même distance du puits. Chaque outil possède une profondeur d'investigation et une résolution verticale qui dépendent de son principe de fonctionnement.

Conclusion

Les diagraphies électriques constituent un outil fondamental pour l'étude des formations géologiques traversées par un puits de forage. Elles permettent de mesurer la résistivité des formations, propriété directement liée à la nature des fluides présents dans les pores de la roche.

La diagraphie du potentiel spontané (PS) permet principalement d'identifier les formations perméables et de distinguer les formations argileuses des formations réservoirs. Les différentes diagraphies de résistivité, telles que les outils Laterolog, d'induction et de micro-résistivité, permettent quant à elles de mesurer la résistivité de la formation à différentes profondeurs d'investigation autour du puits.

Ces mesures jouent un rôle essentiel dans l'interprétation pétrophysique des réservoirs, notamment pour l'estimation de la saturation en eau et l'identification des zones susceptibles de contenir des hydrocarbures.

Dans le chapitre suivant, nous aborderons les diagraphies radioactives, qui fournissent des informations complémentaires sur la lithologie des formations et sur certaines propriétés pétrophysiques, telles que la porosité et le volume d'argile.

Résistivité

Exercice :

1- La température de surface est de 80 °F. BHT = 180 °F et TD = 10'000 pieds.

Profondeur de la formation 6'000 pieds.

Quelle est la température de la formation ?

2- Une boue a une résistivité de 1.2 Ohm.m à 75 °F.

Quelle est sa résistivité si la température est de 160 °F ?

3- $R_{mf} = 2.0$ Ohm.m à 70 °F. La salinité de l'eau d'imbibition est de 30'000 ppm de NaCl.

Il s'agit d'un carbonate à 15 % de porosité.

La température de la formation est de 180 °F.

Si l'on admet que la saturation $S_w = 1$ et $S_{xo} = 1$,

Quelle est la valeur de R_t et R_{xo} ?

Si l'on admet que la saturation n'est plus égale à 1 et que la résistivité de la zone lavée est R_{xo} est de 100 Ohm.m,

Quelle est la valeur de S_{xo} ?

4- On vous donne sur le puits la résistivité de la boue $R_m = 2.7$ Ohm.m à 75 °F.

Quelle est la résistivité de cette boue à la profondeur de 12'000 pieds sachant que

BHT = 360 °F et que TD = 18'000 pieds ?

5- Un échantillon d'eau d'un puits est analysé et contient 90'000 ppm de NaCl.

Quelle est la résistivité de R_w si le réservoir est à une de 175 °F ?

6- Soit une formation gréseuse de porosité 12 %. $R_w = 0.1$ Ohm.m et $R_{mf} = 1$ Ohm.m.

Si la zone est une zone saturée en eau, quelle est la valeur de R_{xo} et R_t ?

Si maintenant vous êtes, pour la même formation, dans une zone sous-saturée en eau et que $R_{xo} = 100$ Ohm.m et $R_t = 90$ Ohm.m, calculer alors S_w et S_{xo} .

Interprétation du log PS

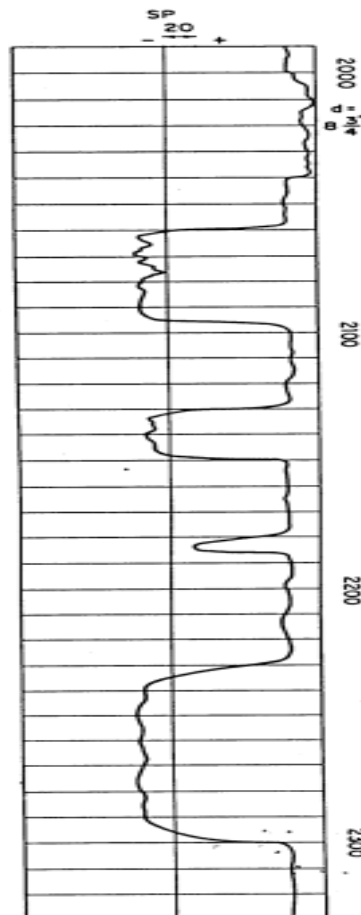
Exercice 1 :

A partir de log de la polarisation spontanée (PS) montré ci-après :

- 1- Tracer la ligne d'argiles et des sables.
- 2- Délimiter les bancs d'argiles ainsi que les formations propres.
- 3- Calculer le volume d'argile dans les profondeurs : 2030 ft, 2100 ft, 2250 ft.
- 4- Quelles zones semblent être intéressantes ? Pourquoi ? Calculer leurs Vsh.

N.B : - la profondeur en (ft).

- Le PS en (mv).



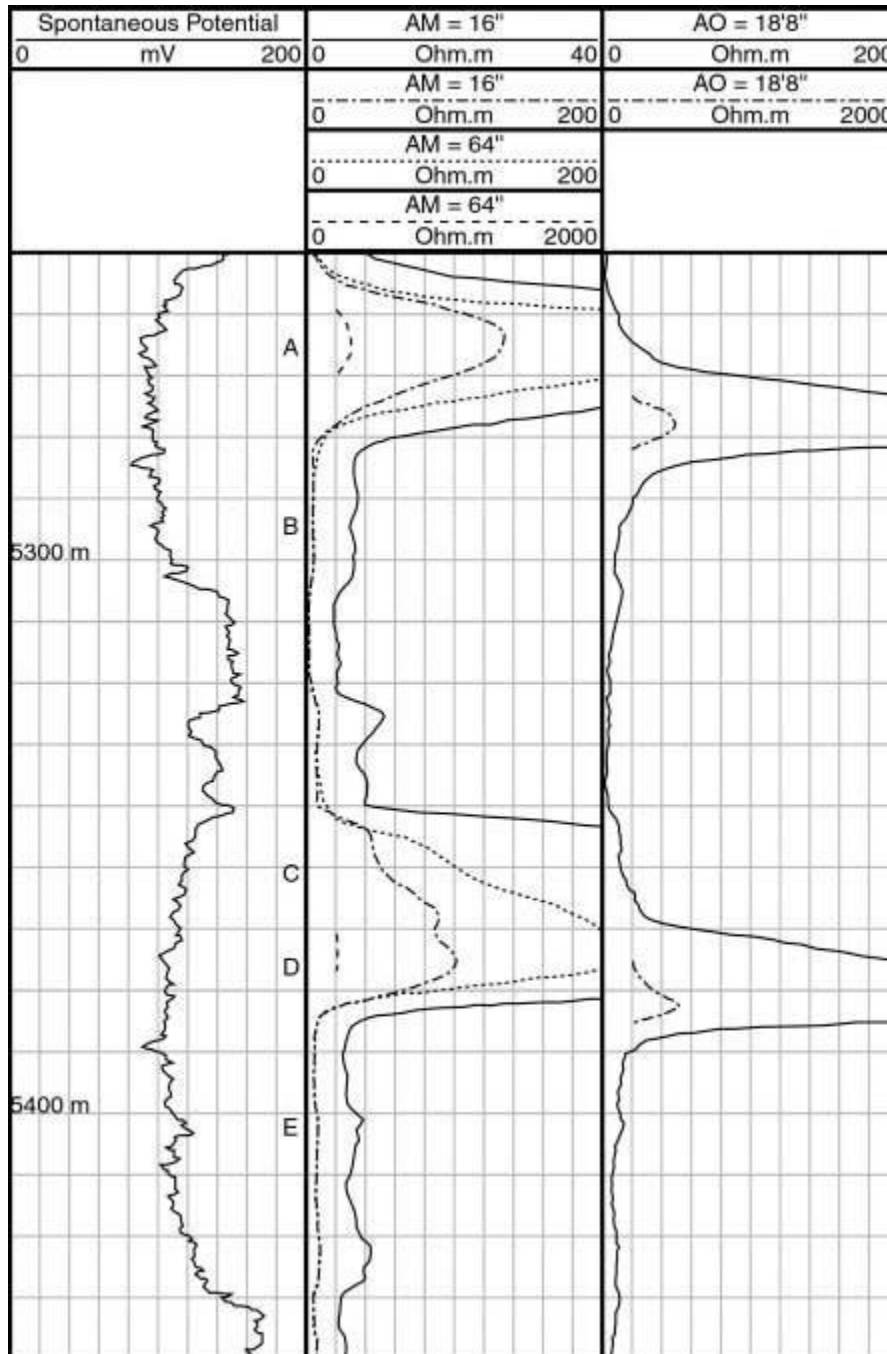
Exercice 2 :

- 1- Identifier les courbes de PS, petite normale, grande normale et latéral.
- 2- Donner les échelles.
- 3- Tracer la ligne de base de la P.S.
- 4- Exécuter une coupe lithologique en indiquant les limites des couches.

5- Voyez-vous un contact eau-hydrocarbure ?

6- Donner les valeurs du P.S., petite normale, grande normale et latérale aux profondeurs indiquées.

Profondeurs : A(5265'); B(5295'); C(5350'); D(5365'); E(5390').



4.8 Corrections

Facteur de formation :

$$F = \frac{1}{0.12^2}$$

$$F = \frac{1}{0.0144}$$

$$F = 60$$

Calcul de S_w

$$S_w^2 = \frac{R_0}{R_t}$$

$$S_w^2 = \frac{6.94}{90}$$

$$S_w^2 = 0.077$$

$$S_w = \sqrt{0.077}$$

$$S_w \approx 0.28$$

$S_w \approx 28 \%$

7) Calcul de S_{xo}

$$S_{xo}^2 = \frac{69.44}{100}$$

$$S_{xo}^2 = 0.694$$

$$S_{xo} = \sqrt{0.694}$$

$$S_{xo} \approx 0.83$$

$S_{xo} \approx 83 \%$

5 Chapitre V : Diagraphies Radioactives

Introduction

Les diagraphies radioactives constituent un ensemble d'outils largement utilisés dans l'étude des formations géologiques traversées par un puits de forage. Contrairement aux diagraphies électriques, qui mesurent les propriétés électriques des formations et sont généralement réalisées dans des puits ouverts, les diagraphies radioactives reposent sur l'interaction entre les rayonnements nucléaires et les matériaux constituant les formations géologiques.

L'un des avantages importants des diagraphies radioactives est qu'elles peuvent être réalisées aussi bien dans des puits ouverts que dans des puits tubés. En effet, les rayonnements gamma possèdent une grande capacité de pénétration et peuvent traverser le tubage et le ciment, ce qui permet d'obtenir des informations sur la formation même après l'installation du tubage.

Ces diagraphies permettent d'obtenir des informations importantes sur la lithologie des formations, la porosité des roches ainsi que sur la présence d'argiles. Elles jouent donc un rôle essentiel dans la caractérisation des réservoirs pétroliers et gaziers.

Les diagraphies radioactives peuvent être classées en deux grandes catégories, celle que :

- Mesurant la radioactivité naturelle des formations ;
- Utilisant des sources radioactives artificielles.

Parmi les diagraphies radioactives les plus couramment utilisées dans l'industrie pétrolière, on peut citer :

- **Diagraphie Gamma Ray (GR)**, qui mesure la radioactivité naturelle des formations et permet notamment d'identifier les niveaux argileux ;
- **Diagraphie densité**, qui permet d'estimer la densité des formations et d'en déduire la porosité ;
- **Diagraphie neutron**, qui est sensible à la présence d'hydrogène et permet également d'évaluer la porosité des formations.

L'utilisation combinée de ces différentes diagraphies permet d'obtenir une meilleure caractérisation des formations traversées par le puits et d'améliorer l'interprétation pétrophysique des réservoirs.

Parmi ces différentes diagraphies, la diagraphie Gamma Ray constitue l'un des outils les plus utilisés pour la reconnaissance lithologique des formations.

5.1 Diagraphie Gamma Ray

5.1.1 Principe

La diagraphie **Gamma Ray (GR)** mesure la radioactivité naturelle des formations géologiques traversées par le puits. Cette radioactivité naturelle provient principalement de la présence de certains éléments radioactifs dans les roches.

Dans les formations sédimentaires, la radioactivité naturelle est essentiellement liée à trois éléments radioactifs :

- **Potassium (K) ;**
- **Uranium (U) ;**
- **Thorium (Th).**

Le **potassium** est généralement présent dans certains minéraux argileux tels que l'illite ou les micas. Il constitue souvent la principale source de radioactivité dans les formations argileuses.

L'**uranium** peut être présent dans certaines roches sédimentaires et peut également se concentrer dans des environnements riches en matière organique.

Le **thorium** est principalement associé aux minéraux argileux et à certains minéraux lourds présents dans les sédiments.

La présence de ces éléments radioactifs explique que les formations argileuses présentent généralement une radioactivité naturelle plus élevée que les formations propres telles que les sables ou les carbonates.

Les rayonnements gamma émis par la formation sont détectés par un détecteur appelé scintillateur, qui transforme les rayons gamma en impulsions électriques proportionnelles à l'intensité du rayonnement détecté.

Les valeurs du log Gamma Ray sont généralement exprimées en unités API (American Petroleum Institute).

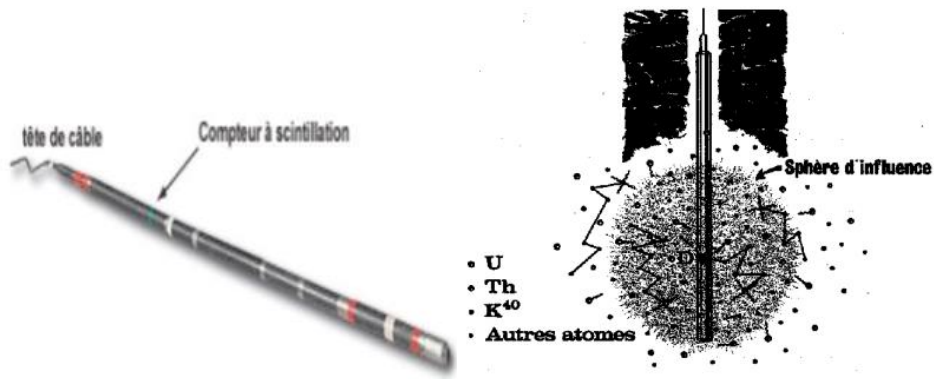


Figure V.1 : Schéma du principe du Gamma-Ray.

5.1.2 Réponse selon la lithologie

Les différentes formations géologiques présentent des niveaux de radioactivité naturelle différents.

Les formations argileuses présentent généralement des valeurs élevées de Gamma Ray en raison de la présence importante de minéraux argileux contenant du potassium et du thorium.

À l'inverse, les formations propres, telles que les sables propres, les grès ou les calcaires, présentent généralement des valeurs plus faibles de Gamma Ray.

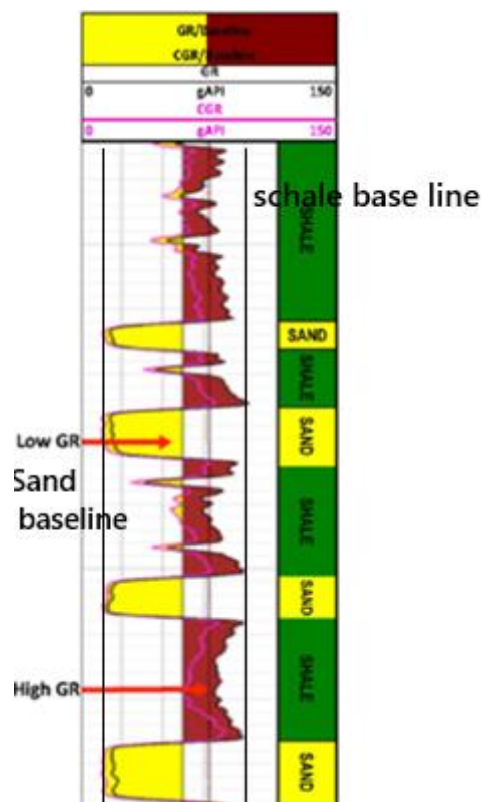


Figure V.2 : Log Gamma Ray montrant la ligne de base d'argile (shale baseline) et la ligne de formation propre.

Ces deux lignes de référence permettent de définir les valeurs GR_{min} et GR_{max} utilisées pour le calcul de l'indice Gamma Ray.

Les valeurs typiques observées sont généralement :

- Argiles : 100 à 200 API ;
- Sables : 30 à 80 API ;
- Carbonates : 10 à 50 API.

Ces différences permettent d'utiliser la diagraphie Gamma Ray pour identifier les variations lithologiques le long du puits.

5.1.3 Gamma Ray spectrale (SGR)

La diagraphie **SGR** constitue une évolution de la diagraphie Gamma Ray classique. Contrairement au log Gamma Ray standard, qui mesure uniquement l'intensité totale du rayonnement gamma, la diagraphie spectrale permet de séparer les contributions des principaux éléments radioactifs présents dans la formation.

Cette technique permet de mesurer individuellement la concentration des trois principaux éléments radioactifs K,U et le TH. L'analyse spectrale du rayonnement gamma permet ainsi d'obtenir des informations plus détaillées sur la nature des formations géologiques. Par exemple, certaines argiles sont riches en potassium, tandis que d'autres formations peuvent présenter des enrichissements en uranium ou en thorium.

La diagraphie Gamma Ray spectrale permet donc d'améliorer l'interprétation lithologique et d'identifier plus précisément la composition minéralogique des formations. Elle est particulièrement utile pour :

- Distinguer différents types d'argiles ;
- Identifier certaines formations radioactives non argileuses ;
- Améliorer l'estimation du volume d'argile dans les réservoirs.

Remarque

Dans la diagraphie Gamma Ray classique, la radioactivité mesurée correspond à la somme des contributions du potassium, de l'uranium et du thorium présents dans la formation. La diagraphie Gamma Ray spectrale permet de séparer ces différentes contributions, ce qui

apporte des informations plus précises sur la composition minéralogique des formations et facilite l'interprétation lithologique.

5.1.4 Volume d'argile

La diagraphie Gamma Ray est souvent utilisée pour estimer la quantité d'argile présente dans une formation réservoir. Les formations argileuses étant généralement plus radioactives que les formations propres, les valeurs du Gamma Ray peuvent servir d'indicateur du volume d'argile dans la formation.

La première étape consiste à déterminer l'indice Gamma Ray, défini par la relation suivante :

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

où :

- GR_{log} : valeur du Gamma Ray mesurée dans la formation ;
- GR_{min} : valeur correspondant à une formation propre (sable ou calcaire) ;
- GR_{max} : valeur correspondant à une formation argileuse.

Cet indice représente la position de la valeur mesurée entre une formation propre et une formation argileuse.

Dans les formations relativement jeunes et peu compactées, le volume d'argile V_{sh} peut être approximé par :

$$V_{sh} = I_{GR}$$

Cependant, dans les formations plus anciennes ou fortement compactées, des corrections peuvent être nécessaires. Plusieurs relations empiriques ont été proposées pour améliorer l'estimation du volume d'argile.

Par exemple, la relation de Larionov pour les roches tertiaires est souvent utilisée :

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{GR}} - 1)$$

L'estimation du volume d'argile est une étape importante dans l'interprétation pétrophysique des réservoirs, car la présence d'argiles peut influencer les propriétés de la formation, notamment la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides.

Conclusion

La diagraphie Gamma Ray constitue un outil essentiel pour la reconnaissance lithologique des formations géologiques traversées par un puits. Elle repose sur la mesure de la radioactivité naturelle des roches, principalement liée à la présence d'éléments radioactifs tels que le potassium, l'uranium et le thorium.

Les formations argileuses présentent généralement des valeurs élevées de Gamma Ray, tandis que les formations propres telles que les sables et les carbonates présentent des valeurs plus faibles. Cette différence permet d'utiliser la diagraphie Gamma Ray pour identifier les niveaux argileux et distinguer les formations réservoirs des formations imperméables.

La diagraphie Gamma Ray est également largement utilisée pour estimer le volume d'argile dans les formations, notamment à partir de l'indice Gamma Ray. L'interprétation de ce log constitue donc une étape importante dans l'étude pétrophysique des réservoirs.

5.1.5 TD n°3

Interprétation qualitative et quantitative du log Gamma Ray

Exercice 1 :

Un puits d'exploration traverse une série de formations sédimentaires constituées principalement de calcaires, de dolomies et de niveaux argileux.

La diagraphie Gamma Ray enregistrée dans une zone du puits montre les valeurs suivantes :

Profondeur (m)	GR (API)
2350	35
2360	120
2370	40
2380	30
2390	110

1. Interpréter la nature lithologique probable des formations correspondant à ces valeurs de Gamma Ray.
2. Identifier les niveaux susceptibles de constituer un réservoir carbonaté.
3. Expliquer pourquoi les formations argileuses présentent généralement des valeurs de Gamma Ray plus élevées que les formations carbonatées.
4. Indiquer le rôle de la diagraphie Gamma Ray dans la corrélation stratigraphique entre puits.

Exercice 2 :

On considère un réservoir carbonaté traversé par un puits de forage. Les valeurs suivantes ont été déterminées à partir de la diagraphie Gamma Ray :

- Valeur du Gamma Ray dans la formation étudiée : $GR_{log} = 70 \text{ API}$.
 - Valeur correspondant à un calcaire propre : $GR_{min} = 20 \text{ API}$.
 - Valeur correspondant à une formation argileuse : $GR_{max} = 120 \text{ API}$.
1. Calculer l'indice Gamma Ray I_{GR} .

2. En supposant que la formation est peu compactée, estimer le volume d'argile V_{sh} .
3. Interpréter le résultat obtenu et discuter l'influence de la présence d'argile sur la qualité réservoir de la formation.

Exercice 3 :

Un puits d'exploration traverse une succession de formations sédimentaires comprenant des niveaux argileux et des formations carbonatées susceptibles de constituer des réservoirs. Les valeurs de la diagraphie Gamma Ray enregistrées dans un intervalle du puits sont données dans le tableau suivant :

Profondeur (m)	GR(API)
2500	115
2505	110
2510	45
2515	35
2520	30
2525	100
2530	105

On considère que :

$$GR_{min} = 25 \text{ API}$$

$$GR_{max} = 120 \text{ API}$$

1. Identifier les intervalles correspondant aux formations argileuses.
2. Identifier les intervalles susceptibles de correspondre à un réservoir carbonaté propre.
3. Calculer l'indice Gamma Ray I_{GR} pour la formation située à 2515 m.
4. Estimer le volume d'argile V_{sh} dans cette formation.
5. Discuter la qualité réservoir de cet intervalle.

5.1.6 Corrections

Exercice 1 :

1. Interprétation lithologique

Les formations argileuses présentent généralement des valeurs élevées de Gamma Ray en raison de la présence d'éléments radioactifs tels que le potassium, l'uranium et le thorium.

À l'inverse, les formations carbonatées propres contiennent peu d'éléments radioactifs et présentent donc des valeurs plus faibles de Gamma Ray.

Profondeur (m)	GR (API)	Interprétation
2350	35	Formation carbonates propre
2360	120	Formation argileuse
2370	40	Formation carbonatée
2380	30	Formation carbonatée propre
2390	110	Formation argileuse

2. Identification du réservoir

Les intervalles présentant des valeurs faibles de Gamma Ray correspondent aux formations carbonatées susceptibles de constituer un réservoir.

Les intervalles réservoirs probables sont :

- 2350 m ;
- 2370 m ;
- 2380 m.

3. Explication

Les formations argileuses présentent généralement des valeurs élevées de Gamma Ray car elles contiennent des minéraux riches en éléments radioactifs tels que le potassium, l'uranium et le thorium.

Les formations carbonatées, constituées principalement de calcite ou de dolomite, contiennent généralement peu de ces éléments radioactifs et présentent donc des valeurs plus faibles de Gamma Ray.

4. Corrélation stratigraphique

La diagraphie Gamma Ray permet de comparer les variations lithologiques observées dans plusieurs puits. Les niveaux argileux, facilement identifiables grâce à leurs valeurs élevées de Gamma Ray, peuvent servir de G pour corréler les formations entre différents puits.

Exercice 2 :

1. Calcul de l'indice Gamma Ray

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

$$I_{GR} = \frac{70 - 20}{120 - 20}$$

$$I_{GR} = \frac{50}{100}$$

$$I_{GR} = 0.5$$

2. Estimation du volume d'argile : Pour une formation peu compactée :

$$V_{sh} = I_{GR}$$

$$V_{sh} = 0.5$$

$$V_{sh} = 50\%$$

3. Interprétation

Un volume d'argile de 50 % indique que la formation contient une proportion importante d'argiles. Cette présence d'argiles peut réduire la qualité réservoir de la formation en diminuant la perméabilité et en influençant les propriétés pétrophysiques de la roche.

Exercice 3 :

1. Identification des formations argileuses : Les valeurs élevées de Gamma Ray correspondent généralement aux formations argileuses. Les intervalles argileux sont :

- 2500 m (115 API) ;

- 2505 m (110 API) ;
- 2525 m (100 API) ;
- 2530 m (105 API).

2. Identification des formations réservoirs : Les valeurs faibles de Gamma Ray correspondent généralement à des formations propres susceptibles de constituer un réservoir. Les intervalles réservoirs probables sont :

- 2510 m ;
- 2515 m ;
- 2520 m .

4. Calcul de l'indice de gamma ray à la profondeur 2515m :

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

$$I_{GR} = \frac{35 - 25}{120 - 25}$$

$$I_{GR} = \frac{10}{95}$$

$$I_{GR} \approx 0.10$$

5. Volume d'argile :

$$V_{sh} \approx 10.5\%$$

6. Interprétation :

Le volume d'argile est relativement faible (environ 10 %), ce qui indique une formation relativement propre. Cette zone peut donc constituer un **réservoir potentiel** si les conditions de porosité et de perméabilité sont favorables.

5.2 Diagraphie Densité

5.2.1 Principe

Le principe de la diagraphie densité repose sur l'interaction des rayons gamma avec les électrons présents dans la formation.

Une source radioactive placée dans l'outil émet des photons gamma qui pénètrent dans la formation et entrent en collision avec les électrons des atomes constituant la roche. Ces interactions se produisent principalement selon le phénomène de diffusion Compton.

Lors de ce phénomène, les photons gamma transfèrent une partie de leur énergie aux électrons rencontrés dans la formation. Les photons diffusés possèdent alors une énergie plus faible et sont détectés par des capteurs placés dans l'outil.

L'intensité du rayonnement gamma détecté dépend directement du nombre d'électrons présents dans la formation, lequel est proportionnel à la densité de la roche. Ainsi :

- lorsque la formation est dense, le nombre d'interactions est élevé et l'intensité du rayonnement détecté est plus faible ;
- lorsque la formation est moins dense, les interactions sont moins nombreuses et l'intensité détectée est plus importante.

La diagraphie densité permet ainsi de déterminer la densité apparente (ou densité volumique) de la formation, généralement exprimée en :

$$\rho_b(\text{g/cm}^3)$$

où :

- ρ_b : densité apparente de la formation.

5.2.2 Outils FDC

L'outil le plus couramment utilisé pour réaliser la diagraphie densité est le **FDC (Formation Density Compensated)**. Cet outil comprend principalement :

- Une source radioactive, généralement du césium-137 (Cs-137), qui émet des rayons gamma ;
- Deux détecteurs, placés à des distances différentes de la source.

Le premier détecteur, appelé détecteur proche (*Near detector*), mesure le rayonnement diffusé à faible distance de la formation, tandis que le second, appelé détecteur éloigné (*Far detector*), mesure le rayonnement provenant d'une zone plus profonde de la formation. L'utilisation de deux détecteurs permet de corriger plusieurs effets parasites, notamment :

- Variations du diamètre du puits ;
- Présence de mud cake ;
- Irrégularités de la paroi du puits.

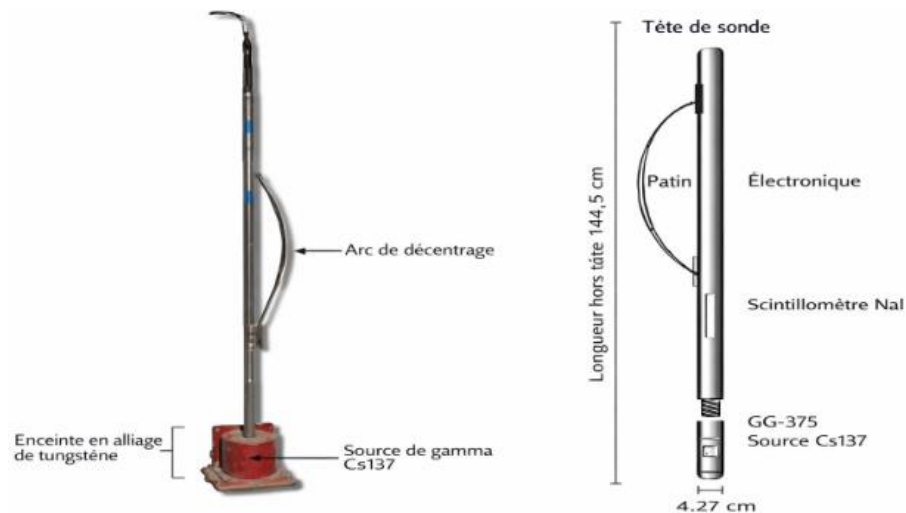


Figure V.3 : Outil FDC.

Les données obtenues sont ensuite traitées pour fournir une courbe de densité apparente de la formation.

5.2.3 Calcul de la porosité densité

L'une des principales applications de la diagraphie densité est l'estimation de la porosité des formations réservoirs.

La porosité peut être déterminée à partir de la relation suivante :

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

où :

- ϕ : porosité de la formation
- ρ_b : densité apparente mesurée par le log densité
- ρ_{ma} : densité de la matrice rocheuse

- ρ_f : densité du fluide contenu dans les pores

La densité de la matrice dépend de la nature lithologique de la formation. Les valeurs typiques sont données dans le tableau suivant.

Tableau V.1 : Densité des minéraux

COMPOSES	FORMULES	DENSITES
Quartz	SiO ₂	2.654
Calcite	CaCO ₃	2.710
Dolomite	CaCO ₃ MgCO ₃	2.870
Anhydrite	CaSO ₄	2.960
Sylvinite	KCl	1.984
Sel	NaCl	2.165
Gypse	CaSO ₄ , 2H ₂ O	2.320
Eau douce	H ₂ O	1.00
Eau salée	200 000 ppm	1.146
Huile		0.850

5.2.4 Applications de la diagraphie densité

La diagraphie densité possède plusieurs applications importantes dans l'étude des formations géologiques :

- Estimation de la porosité des formations réservoirs ;
- Identification des variations lithologiques ;
- Détection de zones fracturées ou cavitaires ;
- Amélioration de l'interprétation pétrophysique lorsqu'elle est combinée avec d'autres diagraphies.

La combinaison des diagraphies densité et neutron est particulièrement utilisée pour identifier la présence de gaz dans les formations, car ces deux diagraphies réagissent différemment en présence de gaz. Cette combinaison permet également de distinguer les formations contenant du pétrole, du gaz ou de l'eau.

5.2.5 Limites et facteurs influençant la diagraphie densité

Bien que la diagraphie densité soit un outil très efficace pour l'estimation de la porosité et l'identification lithologique, certaines conditions de forage peuvent influencer la qualité des mesures. Il est donc nécessaire de prendre en compte plusieurs facteurs susceptibles d'affecter l'interprétation des données.

L'un des principaux facteurs est le diamètre du puits. Lorsque le diamètre du trou de forage est supérieur au diamètre nominal de l'outil, la distance entre la sonde et la formation augmente. Dans ce cas, une partie des rayonnements gamma est absorbée par la boue de forage, ce qui peut entraîner une surestimation de la porosité.

La présence de mud cake (croûte de boue déposée sur la paroi du puits) peut également influencer la mesure. Le mud cake possède généralement une densité différente de celle de la formation et peut donc modifier l'intensité du rayonnement détecté.

Les irrégularités de la paroi du puits, telles que les cavités ou les zones érodées, peuvent également perturber la mesure. C'est pourquoi les outils de diagraphie densité sont généralement équipés de patins ou de bras excentriques permettant de maintenir le détecteur au contact de la paroi du puits afin d'améliorer la qualité de la mesure.

Enfin, la nature lithologique de la formation peut également influencer l'interprétation des résultats. En effet, les valeurs de densité de la matrice varient selon les types de roches (grès, calcaires, dolomies, évaporites), ce qui nécessite de disposer d'informations lithologiques complémentaires, souvent obtenues à partir d'autres diagraphies telles que Gamma Ray ou neutron.

Ainsi, l'interprétation correcte de la diagraphie densité repose généralement sur l'utilisation combinée de plusieurs diagraphies, permettant de réduire les incertitudes et d'obtenir une caractérisation plus fiable des formations traversées.

Densité

Exercice 1 :

Un intervalle réservoir est constitué d'un grès propre saturé en eau. La densité apparente mesurée par la diagraphie densité est $\rho_b = 2.35 \text{ g/cm}^3$.

Sachant que la densité de la matrice quartz $\rho_{ma} = 2.65 \text{ g/cm}^3$ et la densité du fluide (eau de formation) est $\rho_f = 1.00 \text{ g/cm}^3$.

- Calculer la porosité de la formation.
- Interpréter la qualité du réservoir si l'on considère que :
 1. $\phi < 5\%$: réservoir très compact ;
 2. $5\% < \phi < 15\%$: réservoir moyen ;
 3. $\phi > 15\%$: bon réservoir.

Exercice 2 :

Dans un puits traversant un **réservoir carbonaté**, la diagraphie densité donne : $\rho_b = 2.45 \text{ g/cm}^3$

On considère deux hypothèses lithologiques :

- a. Calcaire avec $\rho_{ma} = 2.71 \text{ g/cm}^3$.
- b. Dolomie avec $\rho_{ma} = 2.87 \text{ g/cm}^3$.

La densité du fluide est $\rho_f = 1.05 \text{ g/cm}^3$.

- Calculer la porosité si la formation est calcaire.
- Calculer la porosité si la formation est dolomitique.
- Expliquer pourquoi la connaissance de la lithologie est importante pour l'interprétation de la diagraphie densité.

5.2.7 Corrections

Exercice 1 :

La porosité est donnée par la relation :

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

$$\phi = 18.2\%$$

Une porosité d'environ 18 % indique que la formation possède une capacité de stockage relativement élevée. Selon la classification donnée si $\phi > 15\%$ la formation peut être considérée comme un bon réservoir.

Exercice 2 :

1- **Calcaire** : $\rho_{ma} = 2.71 \text{ g/cm}^3$.

La porosité est : $\phi = 0.157$. donc $\phi = 15.7\%$.

2- **Dolomie** : $\rho_{ma} = 2.87 \text{ g/cm}^3$

La porosité est : $\phi = 0.231$. donc $\phi = 23.1\%$.

Les résultats montrent que la porosité calculée dépend directement de la densité de la matrice rocheuse utilisée dans le calcul.

Pour une même valeur de densité apparente si :

- la formation est calcaire, la porosité est d'environ 15.7 % ;
- la formation est dolomitique, la porosité atteint environ 23.1 %.

Cela montre que la connaissance de la lithologie est essentielle pour interpréter correctement la diagraphie densité. En pratique, cette information est généralement obtenue à partir d'autres diagraphies, notamment Gamma Ray ou neutron.

5.3 Diagraphie Neutron

5.3.1 Principe

La diagraphie neutron repose sur l'émission de neutrons rapides par une source radioactive placée dans l'outil de diagraphie. Ces neutrons pénètrent dans la formation et entrent en collision avec les noyaux des atomes présents dans la roche.

Au cours de ces collisions, les neutrons perdent progressivement leur énergie et ralentissent. Ce processus est appelé modération des neutrons.

La perte d'énergie dépend principalement de la masse des noyaux rencontrés. Les neutrons perdent le plus d'énergie lorsqu'ils entrent en collision avec des noyaux ayant une masse proche de la leur. C'est le cas du noyau d'hydrogène, qui possède une masse presque identique à celle du neutron.

Ainsi, plus la formation contient d'hydrogène, plus les neutrons sont rapidement ralentis. Comme l'hydrogène est principalement présent dans les fluides contenus dans les pores de la roche, la diagraphie neutron est particulièrement sensible à la porosité de la formation.

Après avoir perdu leur énergie, les neutrons deviennent des neutrons thermiques, qui peuvent être détectés par les capteurs placés dans l'outil.

5.3.2 Outils neutron

Les outils de diagraphie neutron comportent généralement :

- Une source radioactive, qui émet des neutrons rapides ;
- Un ou plusieurs détecteurs, qui mesurent les neutrons ralentis ou les rayonnements gamma produits lors des interactions nucléaires.

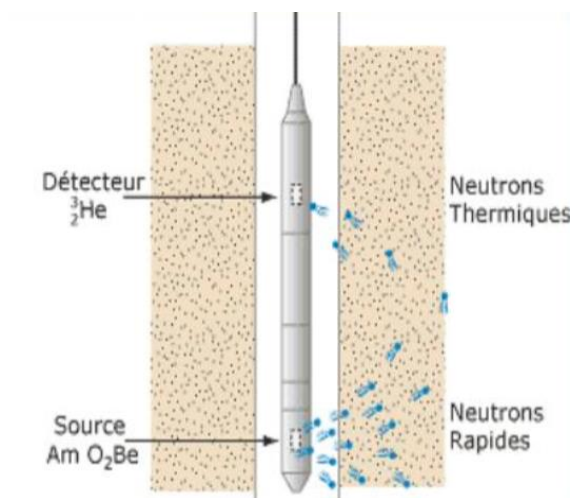
Parmi les outils les plus utilisés, on peut citer le **CNL (Compensated Neutron Log)**. Cet outil est équipé de deux détecteurs placés à des distances différentes de la source.

Le premier détecteur, appelé détecteur proche, mesure les neutrons ralentis à faible distance de la source, tandis que le second, appelé détecteur éloigné, mesure les neutrons provenant d'une zone plus profonde de la formation.

L'utilisation de deux détecteurs permet de réduire l'influence des conditions de forage, telles que :

- Le diamètre du puits ;
- La présence de boue de forage ;
- Les irrégularités de la paroi du puits.

Les mesures obtenues sont généralement converties en porosité neutron, exprimée en pourcentage.



FigureV.4 : Outil Neutron.

5.3.3 Porosité neutron

La diagraphie neutron mesure en réalité l'indice d'hydrogène (**Hydrogen Index, HI**) de la formation, qui représente la concentration en hydrogène par unité de volume.

Dans les formations saturées en eau ou en pétrole, la quantité d'hydrogène est proportionnelle à la porosité. Ainsi, la réponse de la diagraphie neutron peut être directement interprétée comme une porosité apparente.

Les outils neutron sont généralement calibrés sur un milieu de référence, souvent un calcaire saturé en eau. La porosité neutron obtenue est donc appelée porosité neutron calibrée calcaire.

Il est important de noter que la réponse neutron peut être influencée par certains facteurs, notamment la :

- Présence d'argiles ;
- Lithologie de la formation ;

- Nature des fluides présents dans les pores.

Ces facteurs doivent être pris en compte lors de l'interprétation des données.

5.3.3.1 Indice d'hydrogène (HI)

La diagraphie neutron ne mesure pas directement la porosité de la formation. Elle mesure en réalité la quantité d'hydrogène présente dans la formation, appelée **indice d'hydrogène** (*Hydrogen Index*, **HI**).

L'indice d'hydrogène représente la concentration d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans un milieu, comparée à celle de l'eau pure. Il peut être exprimé par la relation suivante :

$$HI = \frac{\text{densité d'hydrogène du milieu}}{\text{densité d'hydrogène de l'eau}}$$

Dans cette définition :

- L'eau possède un indice d'hydrogène égal à 1, car elle contient une forte concentration d'atomes d'hydrogène ;
- Les hydrocarbures liquides possèdent également un indice d'hydrogène proche de **1** ;
- Le gaz possède un **indice d'hydrogène plus faible**, car sa densité est beaucoup plus faible.

Dans les formations réservoirs, l'hydrogène est principalement contenu dans les fluides présents dans les pores de la roche. Ainsi, lorsque la porosité augmente, la quantité d'hydrogène présente dans la formation augmente également.

La diagraphie neutron mesure donc indirectement la porosité des formations à partir de la quantité d'hydrogène détectée.

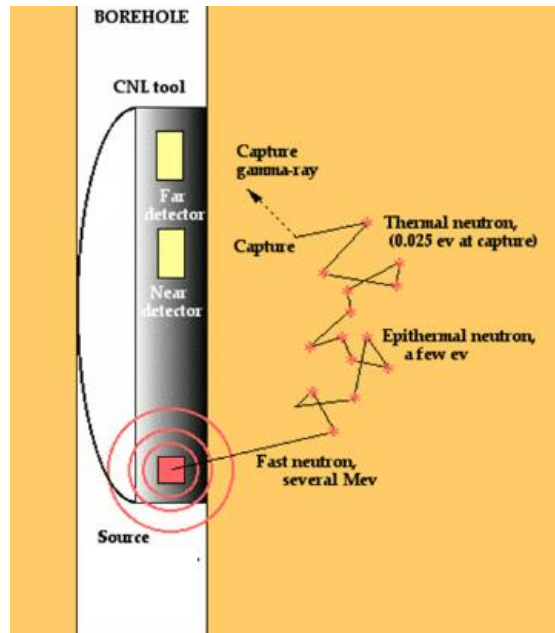


Figure V.5 : Principe de la diagraphie neutron montrant le ralentissement des neutrons par les atomes d'hydrogène présents dans les fluides de la formation.

5.3.3.2 Porosité neutron calibrée

Les outils de diagraphie neutron sont généralement calibrés à l'aide d'un milieu de référence, qui correspond à un calcaire saturé en eau. La porosité mesurée par l'outil est donc exprimée en porosité équivalente calcaire.

Cette porosité est appelée porosité neutron calibrée calcaire (*Limestone Neutron Porosity*).

Cela signifie que la valeur de porosité indiquée par le log correspond à la porosité qu'aurait une formation calcaire saturée en eau produisant la même réponse neutron.

Lorsque la formation étudiée possède une lithologie différente, par exemple un **grès** ou une **dolomie**, la porosité neutron peut présenter un certain biais et doit être interprétée avec prudence.

Pour améliorer l'interprétation, la diagraphie neutron est généralement combinée avec la diagraphie densité, ce qui permet de mieux identifier la lithologie et d'obtenir une estimation plus fiable de la porosité.

Fluide	Indice d'hydrogène (HI)
Eau	$HI \approx 1$
Pétrole	$HI \approx 1$
Gaz	$HI < 1$

La présence de gaz dans la formation réduit la quantité d'hydrogène détectée par l'outil neutron. La porosité mesurée est alors plus faible que la porosité réelle. Cette différence peut être observée lorsque l'on compare les diagraphies neutron et densité, ce qui constitue un indicateur de la présence de gaz dans la formation.

5.3.4 Applications de la diagraphie neutron

La diagraphie neutron possède plusieurs applications importantes dans l'étude des formations réservoirs :

- Estimation de la porosité des formations ;
- Identification des variations lithologiques ;
- Détection de zones riches en fluides ;
- Amélioration de l'interprétation lorsqu'elle est combinée avec d'autres diagraphies.

En particulier, la combinaison des diagraphies densité et neutron permet de distinguer différents types de fluides présents dans la formation, notamment l'eau, le pétrole et le gaz.

5.3.5 Effet du gaz

La présence de gaz dans une formation influence fortement la réponse de la diagraphie neutron. En effet, le gaz contient moins d'hydrogène par unité de volume que l'eau ou le pétrole.

Par conséquent, dans une formation contenant du gaz, la diagraphie neutron indique généralement une porosité plus faible que la porosité réelle.

Lorsque l'on compare la porosité mesurée par les diagraphies densité et neutron, on observe souvent une séparation caractéristique entre les deux courbes, appelée effet du gaz.

Cette séparation constitue un indicateur important de la présence de gaz dans la formation.

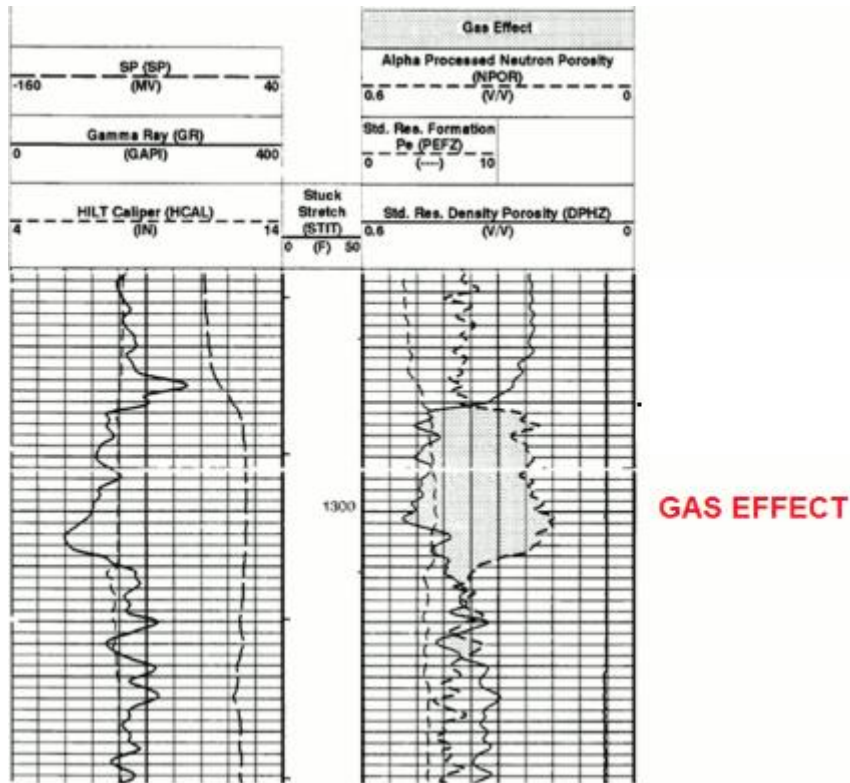


Figure V.6 : Exemple de séparation entre les courbes de porosité densité et porosité neutron dans un réservoir contenant du gaz. Cette séparation constitue un indicateur classique de la présence de gaz dans la formation.

Dans les formations saturées en eau ou en pétrole, les courbes de porosité neutron et densité présentent généralement des valeurs proches. En revanche, dans les formations contenant du gaz, la quantité d'hydrogène est plus faible, ce qui entraîne une diminution de la porosité neutron. La comparaison des deux courbes met alors en évidence une séparation caractéristique appelée effet du gaz, utilisée pour identifier les zones susceptibles de contenir du gaz.

5.3.6 Combinaison des diagraphies densité et neutron

La combinaison des diagraphies densité et neutron constitue une méthode très utilisée pour l'interprétation pétrophysique des formations réservoirs. Ces deux diagraphies permettent d'estimer la porosité des roches, mais elles réagissent différemment selon la lithologie et la nature des fluides présents dans la formation.

Lorsque les porosités mesurées par les diagraphies densité et neutron sont représentées sur un graphique appelé crossplot densité–neutron, les différentes lithologies occupent des positions distinctes.

Par exemple :

- Les grès se situent dans une zone spécifique du diagramme ;
- Les calcaires occupent une autre zone ;
- Les dolomies présentent également une signature particulière.

La présence de gaz dans la formation provoque généralement un déplacement des points vers une zone caractéristique du diagramme, ce qui permet d'identifier les réservoirs gaziers.

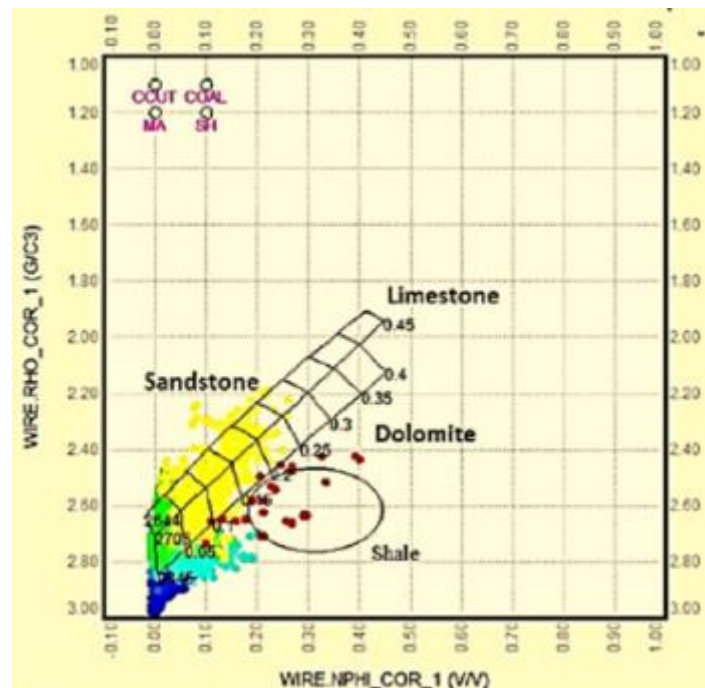


Figure V.7 : Crossplot densité–neutron.

La figure VII.4 présente un crossplot entre la porosité neutron (NPHI) et la densité de formation (RHOB), largement utilisé pour l'identification lithologique et l'interprétation pétrophysique des formations traversées par le puits.

Dans ce type de diagramme, chaque point représente une mesure correspondant à une profondeur donnée dans le puits. La position de ces points dépend à la fois de la porosité de la formation et de sa composition minéralogique.

Les différentes lithologies occupent généralement des zones distinctes dans le diagramme :

- Les calcaires (Limestone) se situent généralement dans la partie supérieure du diagramme ;
- Les grès (Sandstone) occupent une zone intermédiaire ;

- Les dolomies (Dolomite) apparaissent dans une zone légèrement différente en raison de leur densité plus élevée ;
- Les formations argileuses (Shale) se caractérisent généralement par des valeurs plus élevées de porosité neutron.

Les lignes inclinées représentées dans le diagramme correspondent à des lignes de porosité constante, ce qui permet d'estimer la porosité de la formation à partir de la position des points.

Ce type de crossplot est largement utilisé en interprétation pétrophysique pour :

- Identifier la lithologie dominante d'une formation ;
- Estimer la porosité des roches réservoirs ;
- Mettre en évidence certaines anomalies liées à la présence d'argiles, de gaz ou de mélanges lithologiques.

Lorsque les points s'écartent des tendances lithologiques normales, cela peut indiquer la présence d'effets particuliers tels que l'argilosité, la présence de gaz ou une hétérogénéité lithologique.

L'interprétation du crossplot densité–neutron permet ainsi de combiner l'information sur la porosité et la lithologie, ce qui constitue une étape essentielle dans l'évaluation des formations réservoirs.

5.3.7 Interprétation pétrophysique des diagraphies densité et neutron

La combinaison des diagraphies densité et neutron constitue une méthode très efficace pour l'interprétation pétrophysique des formations réservoirs. Ces deux diagraphies permettent d'estimer la porosité des roches, mais elles réagissent différemment selon la lithologie et la nature des fluides présents dans la formation.

Dans les formations saturées en eau ou en pétrole, les porosités mesurées par les diagraphies densité et neutron sont généralement proches l'une de l'autre. Dans ce cas, les deux courbes présentent une réponse similaire, ce qui indique que la formation contient une quantité d'hydrogène compatible avec le volume des pores.

En revanche, dans les formations contenant du gaz, la réponse des deux diagraphies devient différente. La diagraphie neutron indique généralement une porosité plus faible, car le gaz

contient moins d'hydrogène que l'eau ou le pétrole. À l'inverse, la diagraphie densité peut indiquer une porosité plus élevée en raison de la faible densité du gaz.

Cette différence entre les deux mesures provoque une séparation caractéristique entre les courbes densité et neutron, appelée effet du gaz. Cette anomalie constitue l'un des indicateurs les plus utilisés pour identifier les réservoirs gaziers.

L'analyse conjointe des diagraphies densité et neutron permet donc d' :

- Estimer la porosité des formations réservoirs ;
- Identifier la lithologie dominante ;
- Détecter la présence de gaz dans les formations poreuses.

Cette approche constitue une étape essentielle dans l'évaluation pétrophysique des réservoirs d'hydrocarbures.

Conclusion

La diagraphie neutron constitue un outil essentiel pour l'étude des formations réservoirs traversées par un puits de forage. Elle repose sur l'interaction des neutrons avec les noyaux des atomes présents dans la formation, et plus particulièrement avec les noyaux d'hydrogène contenus dans les fluides des pores.

La mesure de la quantité d'hydrogène permet ainsi d'estimer indirectement la porosité des formations géologiques. Toutefois, l'interprétation de la diagraphie neutron doit tenir compte de plusieurs facteurs, notamment la lithologie de la formation et la nature des fluides présents dans les pores.

La combinaison des diagraphies neutron et densité permet d'améliorer considérablement l'interprétation pétrophysique des formations. L'analyse conjointe de ces diagraphies permet notamment d'identifier la lithologie dominante, d'estimer la porosité des roches réservoirs et de détecter certaines anomalies telles que la présence de gaz.

Interprétation d'un crossplot densité–neutron

Exercice :

La figure VII.4 représente un crossplot entre la porosité neutron (NPHI) et la densité de formation (RHOB) utilisé pour l'interprétation pétrophysique des formations traversées par un puits. Dans ce type de diagramme, chaque point correspond à une mesure réalisée à une profondeur donnée dans le puits.

1. Identifier les principales lithologies représentées dans le diagramme.
2. Expliquer pourquoi les différentes lithologies occupent des positions distinctes dans le crossplot.
3. À partir du diagramme, indiquer dans quelle zone se situent généralement les:
 - Formations calcaires ;
 - Formations gréseuses ;
 - Formations dolomitiques ;
 - Formations argileuses.
4. Expliquer le rôle des lignes de porosité constante représentées dans le diagramme.
5. Si un groupe de points se situe en dehors des tendances lithologiques normales, quelles peuvent être les causes possibles de cette anomalie ?

5.3.9 Corrections

Exercice :

1. Les principales lithologies représentées dans le diagramme sont :
 - ✓ Les calcaires (Limestone) ;
 - ✓ Les grès (Sandstone) ;
 - ✓ Les dolomies (Dolomite) ;
 - ✓ Les argiles (Shale).
2. Les différentes lithologies occupent des positions distinctes dans le crossplot car elles possèdent des densités de matrice différentes. La réponse des diagraphies densité et neutron dépend donc de la composition minéralogique de la formation.
3. Dans le diagramme :
 - ✓ Les calcaires se situent généralement dans la partie supérieure du diagramme ;
 - ✓ Les grès occupent une zone intermédiaire ;
 - ✓ Les dolomies apparaissent dans une zone caractérisée par une densité plus élevée ;
 - ✓ Les argiles se caractérisent souvent par des valeurs plus élevées de porosité neutron.
4. Les lignes inclinées représentent des lignes de porosité constante, ce qui permet d'estimer la porosité de la formation en fonction de la position des points dans le diagramme.
5. Lorsque les points s'écartent des tendances lithologiques normales, cela peut indiquer:
 - ✓ La présence d'argiles ;
 - ✓ La présence de gaz dans la formation ;
 - ✓ Un mélange lithologique ;

6 Chapitre VI : Diagraphies Soniques

Introduction

Les diagraphies soniques, également appelées diagraphies acoustiques, sont des méthodes de diagraphie utilisées pour mesurer la vitesse de propagation des ondes acoustiques dans les formations géologiques traversées par un puits de forage.

Le principe de ces diagraphies repose sur l'émission d'une impulsion acoustique dans la formation et sur la mesure du temps nécessaire à cette onde pour parcourir une distance donnée dans la roche. Ce temps de propagation dépend des propriétés physiques de la formation, notamment de la lithologie, de la porosité, du degré de compaction de la roche et de la nature des fluides présents dans les pores.

Les diagraphies soniques sont largement utilisées dans l'industrie pétrolière pour :

- Estimer la porosité des formations réservoirs ;
- Etudier les propriétés mécaniques des roches ;
- Etablir des relations entre les données de diagraphie et les données sismiques.

6.1 Principe

Le principe de la diagraphie sonore repose sur la mesure du temps de propagation d'une onde acoustique dans la formation géologique.

L'outil sonore comporte généralement :

- Un émetteur, qui génère une impulsion acoustique ;
- Un ou plusieurs récepteurs, qui détectent l'onde après sa propagation dans la formation.

Lorsque l'onde acoustique est émise par l'émetteur, elle se propage dans la formation et atteint les récepteurs après un certain temps appelé temps de transit acoustique.

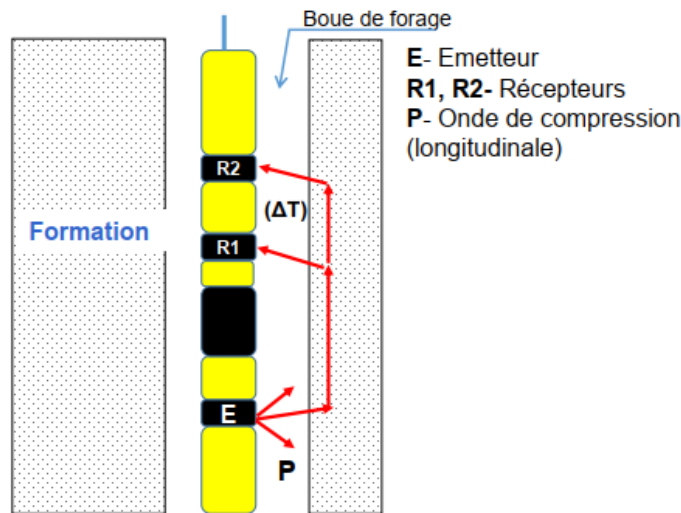


Figure VI.1 : Principe de mesure de diagraphie sonique.

La diagraphie sonique enregistre généralement le temps de transit par unité de distance, noté : Δt , Ce paramètre est généralement exprimé en $\mu s/ft$ ou parfois en $\mu s/m$.

La valeur du temps de transit dépend des propriétés physiques de la formation.

- Dans les formations compactes, la vitesse des ondes acoustiques est élevée et le temps de transit est faible.
- Dans les formations poreuses, la vitesse des ondes est plus faible et le temps de transit est plus élevé.

La relation entre la vitesse de propagation de l'onde acoustique V et le temps de transit Δt peut s'écrire $\Delta t = \frac{1}{V}$.

6.2

Outils soniques

Les outils de diagraphie sonique sont conçus pour mesurer le temps de propagation des ondes acoustiques dans les formations géologiques traversées par le puits.

Ils sont généralement constitués d'un émetteur acoustique et de plusieurs récepteurs disposés à différentes distances le long de la sonde.

Les outils soniques modernes comportent généralement :

- Un émetteur, qui génère une impulsion acoustique se propageant dans la formation ;
- Deux ou plusieurs récepteurs, qui enregistrent l'arrivée de l'onde acoustique après sa propagation dans la roche.

L'utilisation de plusieurs récepteurs permet d'améliorer la précision de la mesure du temps de transit acoustique et de réduire l'influence des conditions du puits, notamment :

- La présence de boue de forage ;
- Les variations du diamètre du puits ;
- Les irrégularités de la paroi du puits.

Les temps de propagation mesurés permettent de déterminer la vitesse des ondes acoustiques dans la formation et le temps de transit acoustique, paramètres essentiels pour l'interprétation pétrophysique des formations géologiques.

Mesure du temps de transit

La vitesse de propagation des ondes acoustiques dépend principalement de la lithologie et du degré de compaction de la formation.

Les valeurs typiques de la vitesse acoustique et du temps de transit pour différentes formations géologiques sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau VI.1 : Valeurs typiques de la vitesse des ondes acoustiques et du temps de transit dans différentes formations géologiques.

	Vitesse dans la matrice (ft/sec)	Temps de transit matrice (micro sec/ft)
Grès	18 000 - 19 500	55.5 ou 21.0
Limon	21 000 – 23 000	47.5
Dolomites	23 000	43.5
Anhydrites	20 000	50.0
Sel	15 000	67.0
Fer	17 500	57

6.3 Porosité sonique (équation de Wyllie)

La diagraphie sonique peut être utilisée pour estimer la porosité des formations réservoirs. Cette estimation repose sur la relation entre le temps de propagation des ondes acoustiques dans la formation et la porosité de la roche.

Une relation largement utilisée est la relation de Wyllie, appelée également équation du temps moyen.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

où :

- ϕ : porosité de la formation ;
- Δt : temps de transit mesuré dans la formation ;
- Δt_{ma} : temps de transit dans la matrice rocheuse ;
- Δt_f : temps de transit dans le fluide.

Les valeurs typiques du temps de transit dans les matrices rocheuses sont généralement :

Lithologie	Δt matrice ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Grès	55.5
Calcaire	47.5
Dolomie	43.5

La porosité obtenue à partir de cette relation est appelée porosité sonique.

6.4 Applications de la diagraphie sonique

La diagraphie sonique possède plusieurs applications importantes dans l'étude des formations géologiques :

- Estimation de la porosité des formations réservoirs ;
- Identification des variations lithologiques ;
- Etude des propriétés mécaniques des roches ;
- calibration des données sismiques.

6.5 Limites de la diagraphie sonore

Malgré son utilité, la diagraphie sonore présente certaines limitations.

La mesure du temps de transit peut être influencée par :

- La présence d'argiles dans la formation ;
- La présence de fractures ou cavités ;
- Les conditions du puits (diamètre du trou, boue de forage) ;
- Le degré de compaction des roches.

Pour cette raison, la porosité sonore est généralement comparée aux porosités obtenues à partir des diagraphies densité et neutron afin d'obtenir une interprétation pétrophysique plus fiable.

Conclusion

La diagraphie sonore constitue un outil important pour l'étude des formations géologiques et l'évaluation des réservoirs d'hydrocarbures. En mesurant le temps de propagation des ondes acoustiques dans la formation, elle permet d'obtenir des informations sur la porosité, la lithologie et les propriétés mécaniques des roches.

L'interprétation des diagraphies sonores est généralement améliorée lorsqu'elle est combinée avec d'autres diagraphies, notamment les diagraphies densité et neutron, ce qui permet d'obtenir une caractérisation plus complète des formations réservoirs.

6.6 TD n°6

Estimation de la porosité à partir de la diagraphie sonore

Exercice 1 :

Un puits de forage traverse une formation calcaire susceptible de constituer un réservoir d'hydrocarbures. La diagraphie sonore indique un temps de transit moyen dans la formation est $\Delta t = 70 \mu s/ft$.

On donne les valeurs suivantes :

- Temps de transit dans la matrice calcaire : $\Delta t_{ma} = 47.5 \mu s/ft$.
- Temps de transit dans le fluide de formation : $\Delta t_f = 189 \mu s/ft$.

En utilisant l'équation de Wyllie, déterminer :

1. La porosité de la formation.
2. Interpréter le résultat obtenu en termes de qualité du réservoir.

Exercice 2 : Un puits traverse successivement trois formations réservoirs : un grès, un calcaire et une dolomie.

Les valeurs du temps de transit mesuré par la diagraphie sonore sont les suivantes :

Formation	Temps de transit mesuré Δt ($\mu s/ft$)
Grès	80
Calcaire	70
Dolomie	65

On donne les valeurs suivantes pour le temps de transit des matrices :

Lithologie	Δt matrice ($\mu s/ft$)
Grès	55.5
Calcaire	47.5
Dolomie	43.5

Le temps de transit dans le fluide est $\Delta t_f = 189 \mu s/ft$.

1. Calculer la porosité de chaque formation en utilisant l'équation de Wyllie.
2. Comparer les résultats obtenus.
3. Indiquer quelle formation possède le meilleur potentiel réservoir.

6.7 Corrections

Exercice 1 :

L'équation de Wyllie s'écrit : $\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$

Donc
$$\phi = \frac{70 - 47.5}{189 - 47.5}$$
$$\phi \approx 15.9\%$$

La porosité obtenue est d'environ $\phi \approx 16\%$, Une porosité comprise entre 15 % et 20 % est généralement considérée comme une porosité moyenne à bonne pour un réservoir carbonaté.

La formation étudiée présente donc une capacité de stockage des fluides potentiellement intéressante pour l'accumulation d'hydrocarbures.

En pratique, la porosité sonique est souvent comparée aux porosités obtenues à partir des diagraphies densité et neutron afin d'améliorer l'interprétation pétrophysique des formations.

Exercice 2 :

- **Formation gréseuse :**

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$
$$\phi \approx 18.3\%$$

- **Formation calcaire :**

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$
$$\phi \approx 15.9\%$$

- **Formation dolomitique :**

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$
$$\phi \approx 14.8\%$$

La formation gréseuse présente la porosité la plus élevée et constitue donc le meilleur réservoir potentiel parmi les trois formations étudiées.

7 Chapitre V : Étude de cas d'interprétation des diagraphies

L'interprétation des diagraphies repose généralement sur une approche méthodologique structurée permettant d'analyser de manière progressive les différentes informations fournies par les enregistrements. Dans la pratique, l'interprétation pétrophysique des diagraphies peut être réalisée en suivant plusieurs étapes successives, permettant de caractériser les formations géologiques et d'évaluer leur potentiel réservoir.

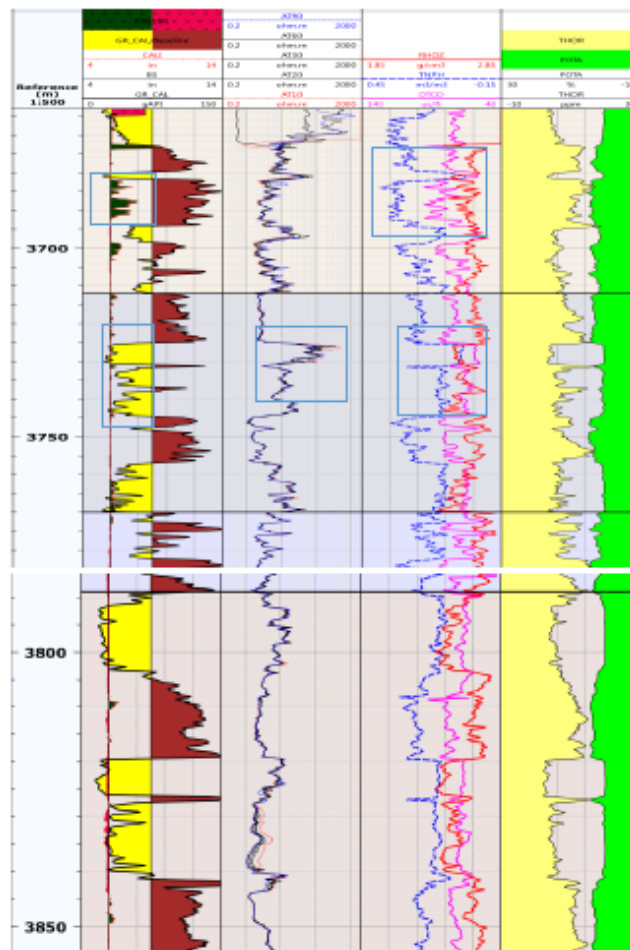


Figure V.1 : well composite puits A (Issue de Sud Algerie).

7.1 Identification de la lithologie

L'analyse de la diagraphie Gamma Ray permet de distinguer les formations argileuses des formations propres.

Dans les intervalles où les valeurs du Gamma Ray sont faibles, les formations sont généralement interprétées comme des formations propres, typiquement des grès réservoirs. En

revanche, les zones caractérisées par des valeurs élevées de Gamma Ray correspondent généralement à des formations riches en argiles.

Dans le log présenté, plusieurs intervalles présentent des valeurs relativement faibles de Gamma Ray, indiquant la présence probable de formations sableuses susceptibles de constituer des niveaux réservoirs.

7.2 Analyse des diagraphies de résistivité

La résistivité constitue un indicateur important pour la détection des hydrocarbures. En effet, les hydrocarbures étant de mauvais conducteurs de l'électricité, les formations contenant du pétrole ou du gaz présentent généralement des valeurs de résistivité plus élevées que les formations saturées en eau. Dans le log composite étudié, certains intervalles présentent une augmentation significative de la résistivité, ce qui peut indiquer la présence d'hydrocarbures dans les pores de la formation.

À l'inverse, les intervalles caractérisés par des résistivités faibles sont généralement associés à des formations saturées en eau.

7.3 Estimation de la porosité

La porosité des formations peut être estimée à partir de l'analyse combinée des diagraphies densité et neutron.

Lorsque les courbes densité et neutron se superposent relativement bien, la formation est généralement saturée en liquide (eau ou pétrole). En revanche, lorsqu'une séparation importante apparaît entre ces deux courbes, cela peut indiquer la présence de gaz.

Dans certains intervalles du log composite, on observe une bonne correspondance entre les courbes densité et neutron, suggérant une porosité significative et la présence possible de fluides dans les pores. La porosité densité peut être estimée à partir de la relation :

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

où :

- ρ_b est la densité apparente mesurée,
- ρ_{ma} est la densité de la matrice rocheuse,

- ρ_f est la densité du fluide contenu dans les pores.

La combinaison des diagraphies densité et neutron permet également d'améliorer l'estimation de la porosité et de détecter certaines anomalies, notamment celles liées à la présence de gaz.

7.4 Identification des zones réservoirs

L'analyse conjointe des différentes diagraphies permet d'identifier les intervalles présentant les caractéristiques typiques d'un réservoir.

Une zone réservoir est généralement caractérisée par un:

- Faible contenu en argile (faible Gamma Ray) ;
- Porosité relativement élevée (courbes densité et neutron favorables) ;
- Résistivité élevée indiquant la présence possible d'hydrocarbures.

Les zones encadrées dans la figure correspondent aux intervalles présentant ces caractéristiques et peuvent être interprétées comme des zones réservoirs potentielles.

7.5 Identification des types de fluides

La comparaison des différentes courbes permet également de distinguer les zones contenant différents types de fluides.

- Les zones présentant une résistivité élevée et une porosité significative peuvent être interprétées comme des zones contenant des hydrocarbures.
- Les zones caractérisées par une résistivité faible correspondent généralement à des formations saturées en eau.

Dans certains intervalles, une séparation entre les courbes densité et neutron peut également indiquer la présence de gaz.

L'interprétation du log composite permet d'identifier plusieurs intervalles présentant des caractéristiques favorables à la présence d'hydrocarbures. L'analyse combinée des diagraphies Gamma Ray, résistivité, densité et neutron constitue une méthode efficace pour caractériser les formations réservoirs et évaluer leur potentiel de production.

Cette étude de cas illustre l'importance de l'utilisation conjointe de plusieurs diagraphies afin d'obtenir une interprétation pétrophysique fiable des formations traversées par un puits.

Dans la pratique industrielle, l'interprétation des diagraphies est aujourd'hui largement assistée par des logiciels spécialisés permettant d'analyser efficacement les données de puits et de calculer automatiquement les paramètres pétrophysiques. Les principaux logiciels utilisés dans l'industrie pétrolière sont présentés dans la section suivante

7.6 Logiciels d'interprétation utilisés dans l'industrie pétrolière

L'interprétation des diagraphies était autrefois réalisée manuellement à partir des enregistrements papier des logs de puits. Avec le développement des technologies numériques, l'interprétation pétrophysique est aujourd'hui largement réalisée à l'aide de logiciels spécialisés permettant d'analyser et de traiter efficacement les données de diagraphies.

Ces logiciels permettent de visualiser les différentes courbes de diagraphies, d'effectuer des corrections liées aux conditions du puits et de calculer automatiquement les principaux paramètres pétrophysiques des formations.

Parmi les logiciels les plus utilisés dans l'industrie pétrolière pour l'interprétation des diagraphies, on peut citer :

Petrel : développé par Schlumberger, Petrel est l'un des logiciels les plus utilisés pour la modélisation géologique et la caractérisation des réservoirs. Il permet d'intégrer les données de diagraphies, de sismique et de carottes afin de construire des modèles géologiques et des modèles de réservoir.

Techlog : également développé par Schlumberger, Techlog est un logiciel spécialisé dans l'analyse et l'interprétation pétrophysique des diagraphies. Il permet notamment de calculer les paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la saturation en eau et le volume d'argile.

Interactive Petrophysics (IP) : ce logiciel est utilisé pour l'analyse détaillée des données de diagraphies et le calcul des propriétés pétrophysiques des formations réservoirs.

Ces logiciels permettent également de réaliser des analyses avancées, telles que :

- la correction des diagraphies en fonction des conditions du puits ;
- l'estimation automatique des paramètres pétrophysiques ;
- la visualisation tridimensionnelle des réservoirs ;
- l'intégration des données de diagraphies avec les données géologiques et sismiques.

L'utilisation de ces outils informatiques permet d'améliorer considérablement la précision et la rapidité de l'interprétation des diagraphies et constitue aujourd'hui une étape essentielle dans l'étude et la caractérisation des réservoirs pétroliers et gaziers.

Conclusion générale

Les diagraphies constituent un outil fondamental pour l'étude et la caractérisation des formations géologiques traversées par un puits de forage. Elles permettent d'obtenir, de manière continue le long du puits, des informations essentielles sur les propriétés physiques des roches et des fluides présents dans les formations.

Dans ce polycopié, les principaux types de diagraphies utilisés dans l'industrie pétrolière ont été présentés. Les diagraphies électriques, notamment la diagraphie du potentiel spontané (PS) et les diagraphies de résistivité, permettent d'étudier les propriétés électriques des formations et d'identifier les niveaux perméables susceptibles de constituer des réservoirs d'hydrocarbures.

Les diagraphies radioactives, telles que les diagraphies Gamma Ray, densité et neutron, fournissent des informations importantes sur la lithologie des formations, la porosité des roches ainsi que sur la teneur en argiles.

Les diagraphies soniques permettent, quant à elles, d'étudier la propagation des ondes acoustiques dans les formations géologiques et d'estimer certaines propriétés pétrophysiques, notamment la porosité ainsi que certaines propriétés mécaniques des roches.

L'interprétation des diagraphies repose généralement sur l'utilisation combinée de plusieurs mesures, ce qui permet d'obtenir une caractérisation plus fiable des formations réservoirs. Cette approche intégrée constitue une étape essentielle dans l'évaluation du potentiel pétrolier ou gazier des formations étudiées.

Ainsi, la maîtrise des techniques de diagraphie et de leur interprétation représente une compétence essentielle pour les étudiants et les ingénieurs travaillant dans les domaines du génie pétrolier, du génie gazier et de la pétrophysique.

Références bibliographiques

Ouvrages

1. Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. AAPG.
2. Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. Springer.
3. Rider, M., & Kennedy, M. (2011). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Consulting.
4. Serra, O. (1984). *Fundamentals of Well-Log Interpretation: The Acquisition of Logging Data*. Elsevier.
5. Serra, O. (1986). *Fundamentals of Well-Log Interpretation: The Interpretation of Logging Data*. Elsevier.
6. Schlumberger (1989). *Log Interpretation Principles and Applications*. Schlumberger Educational Services.
7. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing.

Articles scientifiques

1. Archie, G. E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactions of the AIME*, 146, 54–62.
2. Doll, H. G. (1949). Introduction to Induction Logging and Application to Logging of Wells Drilled with Oil-Base Mud. *Transactions of the AIME*, 179, 146–162.
3. Tixier, M. P., Alger, R. P., & Doherty, J. E. (1968). Sonic Logging. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 8(1), 25–36.
4. Bateman, R. M. (1985). Interpretation of Log Data in Complex Lithologies. *Society of Petroleum Engineers*.
5. Al-Ameri, T., & Zumberge, J. (2012). Well Log Interpretation and Petrophysical Evaluation of Reservoir Formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
6. Rezaee, R. (2015). Fundamentals of Gas Shale Reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.

7. Sondergeld, C. H., Ambrose, R., Rai, C., & Moncrieff, J. (2018). Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources. *SPE Journal*.

Glossaire des principaux termes utilisés en diagraphie

Diagraphie (Well Logging)

Enregistrement continu, en fonction de la profondeur, de certaines propriétés physiques des formations géologiques traversées par un puits de forage.

Résistivité (Resistivity)

Propriété physique caractérisant la capacité d'un matériau à s'opposer au passage du courant électrique. Elle est généralement exprimée en $\Omega \cdot m$.

Potentiel Spontané (PS)

Diagraphie électrique naturelle mesurant les différences de potentiel électrique qui se développent spontanément entre la formation et la boue de forage.

Gamma Ray (GR)

Diagraphie radioactive mesurant la radioactivité naturelle des formations géologiques, principalement liée à la présence de potassium, d'uranium et de thorium.

Diagraphie densité (Gamma-Gamma)

Méthode nucléaire utilisant une source radioactive artificielle pour mesurer la densité apparente des formations à partir de la diffusion des rayons gamma.

Diagraphie neutron

Diagraphie radioactive sensible à la présence d'hydrogène dans la formation, utilisée principalement pour l'estimation de la porosité.

Diagraphie sonique

Diagraphie basée sur la mesure du temps de propagation des ondes acoustiques dans la formation afin d'estimer certaines propriétés pétrophysiques, notamment la porosité et les propriétés mécaniques des roches.

Porosité (ϕ)

Fraction du volume total d'une roche occupée par les pores. Elle représente la capacité de la roche à stocker des fluides.

Perméabilité (k)

Propriété d'une roche décrivant sa capacité à laisser circuler les fluides à travers son réseau de pores.

Saturation en eau (S_w)

Fraction du volume poreux occupée par l'eau dans une formation réservoir.

Zone lavée (Flushed zone)

Zone proche du puits où les fluides initiaux de la formation ont été remplacés par le filtrat de boue de forage.

Zone vierge (Virgin zone)

Partie de la formation non affectée par l'invasion du filtrat de boue et contenant les fluides originaux du réservoir.

Filtrat de boue (Mud filtrate)

Liquide de la boue de forage qui peut pénétrer dans la formation poreuse lors du phénomène d'invasion.

Volume d'argile (V_{sh})

Proportion d'argile présente dans une formation géologique, souvent estimée à partir de la diagraphie Gamma Ray.

Facteur de formation (F)

Paramètre introduit par la loi d'Archie reliant la résistivité d'une formation saturée en eau à la résistivité de l'eau de formation.