



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ A' MHAMED BOUGARA - BOUMERDES
FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DÉPARTEMENT GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET PHÉNOMÈNES
ALÉATOIRES

MEMOIRE DE FIN D'ÉTUDE

En vue de l'obtention du diplôme MASTER II en géophysique

THEME :

IDENTIFICATION DES FRACTURES NATURELLES PAR LES
OUTILS D'IMAGERIE ET SA CONTRIBUTION A LA PRODUCTION
DANS LES RESEVOIRS TIGHTS

Réalisé par :

LARAFI Chams Eddine

Promoteur :

Mr BAOUCHE Rafik (FHC)

Encadreur :

M^{me} SAOUDI Assia (PED)

BOUMERDES 2015/2016

Remerciements

Dans le cadre de ce travail, on tient à exprimer notre profonde gratitude à notre promoteur M^BBAOUCHE Rafik pour son suivi et son énorme soutien qu'il n'a cessé de nous prodiguer tout au long de la période du projet.

On tient à remercier également notre encadreur au sein du département PED SONATRACH, M^{me} SAOUDI Assia pour le temps qu'elle nous a consacré et pour les précieuses informations qu'elle nous a prodigué avec intérêt et compréhension.

Nos remerciements vont à tout le personnel que nous avons contacté durant notre stage au sein du PED en particulier M BELABBED Karim auprès lesquels nous avons trouvé l'accueil chaleureux, l'aide et l'assistance dont nous avons besoin.

Nous ne laisserons pas cette occasion passer, sans remercier tous les enseignants et le personnel de l'FHC et particulièrement monsieur le doyen et le vice-doyen, ainsi que tout le personnel du département de la géophysique pour leur aide et leurs précieux conseils.

DÉDICACES

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout
Pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement
de mes études.*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui
n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher frère Noureddine et son fils Baraa pour son respect et l'envie
de suprendre qu'il me donne a tout les coups .*

A toutes mes sœurs :Karima, Ibtissem et surtout Hassiba

*A mon aimable Femme pour son soutien régulier et permanant pendant
toute ma formation*

A mon binôme Youcef.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

A tout le personnel administratif de la FHC

➤ LISTE DES TERMES UTILISES EN DIAGRAPHIE(mémoire)

<u>BHT</u>	Température du fond du trou en °C ou °F				
<u>Tf</u>	Température de la formation en °C ou °F				
<u>TD</u>	Profondeur totale en mètres ou pieds (total depth) <u>d</u>	Diamètre du trou en inches ou cm			
<u>Di</u>	Diamètre moyen de la zone envahie en inches ou cm				
<u>Rm</u>	Résistivité de la boue en ohms.m				
<u>R mc</u>	Résistivité du mud-cake en ohms.m				
<u>Rmf</u>	Résistivité du filtrat en ohms.m				
<u>Rw</u>	Résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m				
<u>Rt</u>	Résistivité vraie de la formation vierge en ohms.m				
<u>Ro</u>	Résistivité vraie d'une formation saturée en eau				
<u>Rxo</u>	Résistivité de la zone lavée en ohms.m				
<u>F</u>	Facteur de formation sans unité				
<u>Φ</u>	Porosité effective en %				
<u>Sw</u>	Saturation en eau dans la zone vierge en %				
Sxo	Saturation en filtrat dans la zone lavée en %				
<u>Shr</u>	Saturation en hydrocarbures résiduels en %				
<u>Shc</u>	Saturation en hydrocarbures en % <u>ΔT</u>	Temps de transit en microsec/pied <u>ρb</u>	Densité de la formation en g/cm3 <u>ρma</u>	Densité de la matrice en g/cm3 <u>ρf</u>	Densité du fluide en g/cm3 <u>cps</u>
Coups par seconde <u>cpm</u>	Coups par minute				

Listes des figures

Figure I.1 : Situation du bassin du Sud-Ouest l’Ahnet référence : cartographie d’Algérie.

Figure I.2 : Colonne stratigraphique de bassin de l’Ahnet ; référence rapport géologique du puits.

Figure I.3 : Situation géographique de la structure DMS et la position des puits forés ; rapport du forage .

Figure I.4 Plan de situation de la Zone du Tinrhert.

Figure I.5 Carte structurale au toit de l'unité IV-3, réservoir ordovicien.

Figure I.6 : Colonne litho-stratigraphique des réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro-Ordovicien (rapport du géologue).

Figure II.1 Classification des diagraphies différées (revue de diagraphie ‘IFP training2013’.

Figure II.2 : classement des outils de résistivité ; O.SERRA Tome 1.

Figure II.3 : Origine de la PS ; IFP Diagraphie du pétrole..

Figure II.4 : Schéma de principe de mesure de gamma ray ; O.SERRA Tome II.

Figure II.5 : Outil Litho-Densité ; O.SERRA .

Figure II.6 :les types de diagraphies suivant l’énergie pour la diagraphie neutron.

Figure II.7 : Onde "P" bases physique des méthodes sismiques Mr djeddi .M.

Figure II.8 : Onde "S" bases physiques des methodes sismiques Mr djeddi .M.

Fig II.9 : Signal typique et séparation des différents types d’ondes. (Bases physiques des méthodes sismiques Mr DJEDDI .M)

Figure II.10 : l’outil sonique avec compensation BHC (diagraphie du pétrole IFP training 2013).

Figure II.11 : Mesure du diamètre du trou (caliper) (O.SERRA Tome I).

Figure III.1 : Types d’une matrice naturellement fracturée.(GOOGLE).

Figure III.2 : [A], [B] Fractures observées à partir des carottes.

Figure III.3 : Camera de puits.

Figure III.4 : Packer gonflable avec deux.

Figure III.5 : Lames minces Montrant des Fissuration des grains de quartz.

Figure III.6 : fracture ouverte dans les affleurements.

Figure III.7 : La réponse des outils des diagraphies conventionnels en face des fractures (D'après O. serra Tome2).

Figure IV.1 : image descriptif de l'outil UBI et une photo d'un

(Document Schlumberger) transducteur rotatif.

(Document Schlumberger).

Figure IV.2 : Les différents types des transducteurs rotatifs.

(Document Schlumberger).

Figure IV.3 : représentation de l'outil FMI (document Schlumberger).

Figure IV.4 : sédimentaires visibles sur les images de trou (document Schlumberger).

Figure IV.5 : le principe de fonctionnement de l'imagerie sonique.(O.SERRA Tome I).

Figure IV.6 : une image montre la présentation des images acoustiques .L'amplitude à gauche, le temps de transit à droite. La couleur sombre indique les faibles amplitudes et les temps de transit élevés.

(Document Schlumberger).

Figure IV.7 : Une photo de l'EARTHI-MAGER.

(Document Baker).

Figure IV.8 : l'identification des fractures par la combinaison des deux types

D'imagerie.(document Schlumberger).

Figure IV.9 :l'apport de l'imagerie pour l'évaluation des réservoirs.(diagraphie de pétrole IFP training).

FigureIV.10 : Image avant égalisation et image après égalisation et correction du point mort. (Document Schlumberger).

Figure IV.11 : Avant correction et Apres correction. (Document Schlumberger).

Figure IV.12 : Développement des plans de trois dimensions en deux dimensions.

(Bases des méthodes sismiques Mr DJEDDI .M).

Figure IV.13 : Image montrant les limites de bancs d'un forage vertical.

(Document sonatrach).

Figure.V.1. matrice simple.

Fig.V.2. matrice propre.

Fig.V.3. matrice complexe.

Figure V.4. Presentation des pores.

Figure V.5. Arrangement cubique des grains.

Figure V.6. arrangement rhomboédrique.

Fig.V.7. Crossplot densité-neutron estimation de VSH-DN à partir du densité – neutron(en zone a eau).

Figure.V.8. Diagraphies différées du puits DMS-1 (IP PED).

Figure.V.9. Imagerie du puits DMS-1(IP PED).

Figure.V.10. Diagraphies différées du puits DMS-3(IP PED).

Figure.V.11. Imagerie du puits DMS-3 (IP PED).

Figure.V.12. Diagraphies différées du puits HNIA-11(IP PED).

Figure.V.13. Imagerie (UBI et OBMI) du puits HNIA-11 (IP PED).

Figure.V.14. Direction de la contrainte (O.SERRA Tome II).

Figure.V.15. Les fractures résistives et a faible amplitude acoustique.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : la géologie des structures

I) Enoncé et Définition des structures DMS1/Ahnet et Tinhert:	3
I.1) Présentation du Bassin de l'AHNET :	3
I.1.1) Ordovicien :	5
I.1.2) Implantation et objectifs des puits DMS :.....	6
I.1.3) Les coordonnées des puits DMS	7
I.2) Présentation du bassin de TINHERT	8
I.2.1) Systèmes pétroliers :	9
I.2.2) Réservoirs du Cambro-Ordovicien:	9
I.2.3) Situation et Objectif du puits HNIA-11 :	10

Chapitre II : LES DIAGRAPHIES DIFFEREEES ET LEURS APPLICATIONS

Introduction :	12
II.1) Classification des diagraphies :	12
II.2. Facteurs parasites influençant la mesure des diagraphies :	14
II.3) Description des outils de diagraphie :	15
II.3.1) Diagraphie de résistivité :	15
II.3.1.1) Définition :	15
II.3.1.2) Principe de mesure :	16
II.3.1.3. La polarisation spontanée :	17
II.3.2) Diagraphie nucléaire	18
II.3.2.1) Diagraphie de radioactivité naturelle :	19
II.3.3) Diagraphie de porosité :	20
II.3.3.1) Diagraphie de densité :	21
II.3.3.2) Diagraphie de neutron (indice d'hydrogène) :	22
II.3.3.3) Diagraphie sonique :	25
II.3.4) Mesure du diamètre du trou (cliper) :	29

Chapitre III : LES FRACTURES ET LEURS METHODES D'EVALUATION

Introduction :	31
IV.1) Généralités sur les Fractures :	31
IV.1.1) Définition :	31
IV.1.2) Les types de fractures :	31
IV.1.3) Caractéristiques spécifiques des fractures :	32
IV.1.3.1) Ouverture de la fracture et ses conséquences sur la perméabilité :	32
IV.1.3.2) Dimensions de la fracture dans l'espace :	32
IV.1.3.3) Orientation des fractures :	32
IV.1.3.4) Déplacement :	32
IV.1.3.5) Influence des paramètres sédimentologiques sur la fracturation :	33
IV.2) Les réservoirs Fracturés :	33
IV.2.1) Classification des fractures des réservoirs :	34
IV.2.2) Influence de la fissuration sur la qualité du réservoir :	35
IV.2.3) Détection directe des fractures :	35
IV.2.3.1) Les carottes :	35
IV.2.3.2) Camera de puits :	36
IV.2.3.3) Packer gonflable :	37
IV.2.3.4) Lames minces :	37
IV.2.3.5) Analogie avec les affleurements :	37
IV.2.4) La détection indirecte :	38
IV.2.4.1) Evaluation par les diagrapies :	38

Chapitre IV : LES DIAGRAPHIES D'IMAGERIE

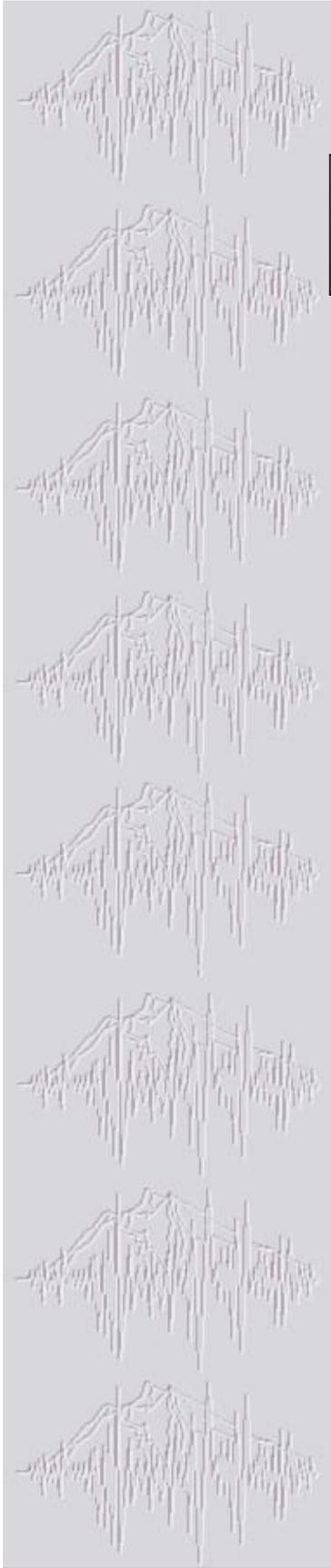
Introduction :	42
III.1) Les outils utilisés et leur principe de fonctionnement:	42
III.1.1) Les outils d'imagerie :	43
III.1.1.1) L'UBI (ultrasonique borehole imager):	43
III.1.1.2) Le FMI (Fullbore Micro Imager) :	45
III.1.2.1) Le principe de mesure :	50
III.1.3) L'imagerie électrique ou acoustique :	51
III.2) La combinaison des deux types d'imagerie :	51
III.3) Les applications de l'imagerie :	53

III.3.1) Analyse structurale :	53
III.3.2) Analyse sédimentaire :	53
III.3.3) Analyse diagénétique :	53
III.3.4) Analyse et détection des fractures :	53
III.3.5) L'évaluation des réservoirs :	53
III.4) Traitement des données :	54
III.4.1) Normalisation et égalisation des images :	54
III.4.2) Correction des vitesses :	55
III.4.3) Contrôle de qualité :	56
III.5) Développement de l'image :	56
III.6) Mode d'interprétation des images :	57

Chapitre V : METHODE D'INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES DIFFEREES

V.1) Étude diagraphique des sondages :	59
V.1.1) Notions Générale :	59
V.1.1.1) Matrice :	59
V.1.1.2) Argile :	59
V.1.1.3) Les fluides :	61
V.1.1.4) Lithologie :	61
V.1. 2) Paramètres pétrophysiques :	61
V.2. 1) La porosité \emptyset :	61
V.2.2) La perméabilité K :	62
V.2.3) Les facteurs lithologiques influent sur la porosité et la perméabilité :	63
V.2.4) Densité (ρ) :	64
V.2.5) Résistivité (R) :	64
V.2.6) Saturation (S) :	65
V.2.7) Facteur de formation (F) :	65
V.3) Interprétation des résultats :	66
V.3.1) Détermination des zones réservoirs :	67
V.3.2) Estimation du volume et des paramètres d'argile :	67
V3.3) Étude lithologique	67
V.3.4) Identification minéralogique :	68

V.3.5) Détermination de la résistivité de la zone vierge (R_t) :	68
V.3.6) Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w) :	69
V.3.7) Détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} , ρ_{Tma} :	69
V.3.8) Détermination des porosités :	70
V.3.8.1) Porosité neutron (Φ_N) :	70
V.3.8.2) Porosité densité (Φ_D) :	70
V.3.8.3) Porosité sonique (Φ_s) :	71
V.3.8.4) Détermination de la porosité effective :	71
V.3.9) Détermination du facteur de cimentation « m » et du coefficient lithologique « a »...72	
V.3.10) Détermination de la saturation en eau de formation:	72
V.4) Résultats d'interprétation des puits objet de cette étude :	73
V.4.1) interprétation des résultats de puits DMS1	73
V.4.1.1) interprétation des données de diagraphie différée (puits DMS 1).....	73
V.4.1.2) interprétation des données d'imagerie de puits DMS1.....	74
V.4.2) interprétation des résultats du puits DMS3.....	75
V.4.2.1)interprétation des données de diagraphies différées de puits DMS3.....	75
V.4.2.2) Interprétation d'imagerie du puits DMS-3.....	76
V.4.3) Interprétation des résultats du puits HNIA-11	77
V.4.3.1) Interprétation des données de diagraphies différées du puits HNIA-11.....	77
V.4.3.2) Interprétation d'imagerie du puits HNIA-11.....	78
Conclusions et recommandations.....	81



INTRODUCTION

Introduction générale

Dans le cadre de la croissance de la demande de l'énergie et le déclin de la production, l'Algérie développe sans cesse des compétences et des savoir-faire sur des nouvelles ressources et de nouvelles méthodes d'exploration et d'exploitation. C'est le cas, entre autres, des champs pétroliers de grande profondeur, des réservoirs très enfouis des ressources des hydrocarbures dites "non-conventionnelles".

Les réservoirs à gaz à très faible perméabilité, ou encore "tight" réservoirs" sont une des composantes majeures de ces ressources qui s'inscrivent sur le long terme parce que difficiles et coûteuses à exploiter.

Mais vu l'importance du potentiel de gaz que renferme ce type de réservoir compact, l'Algérie effectue sans relâche des études et des recherches, pour une meilleure exploitation de ces réservoirs, l'une des techniques abordées est la fracturation naturelle ou fracturation hydraulique.

La mission qui nous a été attribuée consiste à effectuer « une identification des fractures naturelles par les outils d'imagerie et sa contribution à la production dans les réservoirs Tights »

Les régions Tinhert et l'Ahnet ont bénéficié des actions mettant en œuvre des nouvelles technologies qui permettent une meilleure caractérisation de réservoir donc une meilleure Compréhension des réservoirs ; parmi ces techniques, les diagraphies d'imagerie

Les diagraphies d'imagerie sont des images de la formation traversée par le forage. Elle nous offre la possibilité d'une visualisation précise et quasiment instantanée de la stratigraphie, du pendage, de la texture des couches, de la fracturation et de la distribution des principaux faciès. Ces renseignements contribuent à une estimation rapide du potentiel pétrolier d'un puits et permettent de prendre très tôt les décisions économiques qui s'imposent.

L'étude des caractéristiques des réservoirs est réalisée par des méthodes géologiques et géophysiques ayant pour objectif une représentation des variations des paramètres pétrophysiques et leur évolution spatiale.

et pour limitation de les outils de diagraphie de porosité (densité ,neutron ,sonique) dans les milieux faibles caractéristique pétrophysique .

Dans les deux cas précédents (les variations des caractéristique pétrophysiques et la limitation des outils de diagraphie de porosité) on utilise le diagraphie de l'imagerie de puits pour détecter les fractures.

Autrement dit ; aborder l'apport des diagraphies d'imagerie dans la detection et l'évaluation des parametres pétrophysiques ainsi son intégration dans le choix d'un meilleur complétion adéquate pour les puits .

A cet effet notre étude sera présentée sous cinq chapitres principaux :

Chapitre I : **la géologie des structures**

Chapitre II : **LES DIAGRAPHIES DIFFEREEES ET LEURS APPLICATIONS**

Chapitre III : **LES FRACTURES ET LEURS METHODES D'EVALUATION**

Chapitre IV : **LES DIAGRAPHIES D'IMAGERIE**

Chapitre V : **METHODE D'INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES DIFFEREEES**

Conclusions et recommandations.



CHAPITRE I

LA GEOLOGIE DES STRUCTURES

I) Enoncé et Définition des structures DMS(Ahnet) et Tinhert:

La structure Djbel Mouima sud (DMS) se situe au sud du périmètre Tidikelt. Cinq forages sont déjà réalisés dont DMS-1 et DMS-2

L'objectif principal de ces puits est le réservoir Ordovicien, Ce dernier est caractérisé par des porosités et des perméabilités faibles. Dans la plus part du temps, le test au puits réalisé montre un résultat sec, faible souffle ou du gaz à faible débit.

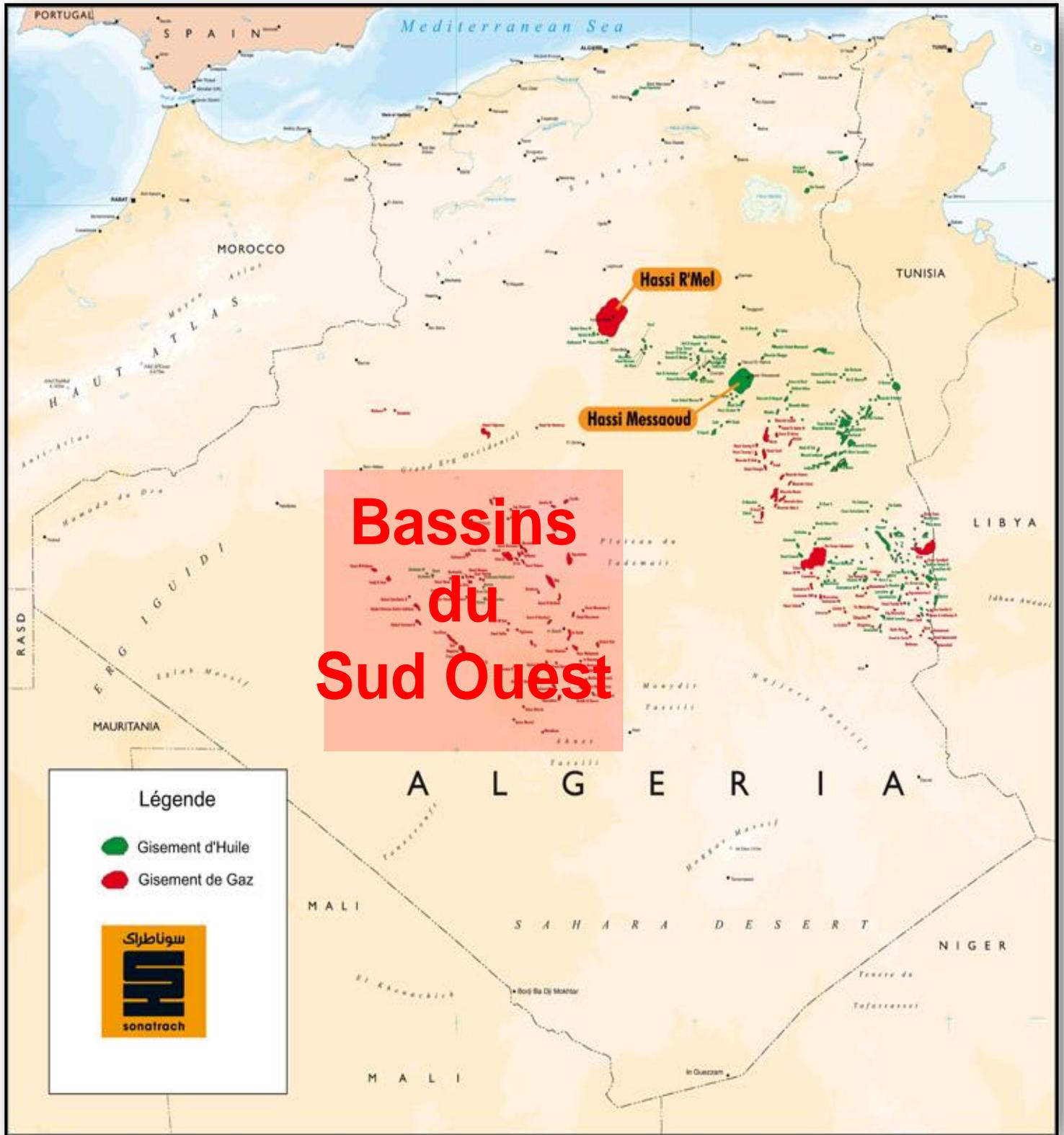
Pour cela, une opération de fracturation hydraulique a été proposé et pour bien évaluer le réservoir et améliorer la production en gaz.

La structure de Horst Nord In Amenas (HNIA) se situe dans la zone TINRHERT située dans la partie Nord Est du bassin d'Illizi. Quinze Forage sont réalisés dans la structure de HNIA dont HNIA-11.

I.1) Présentation du Bassin de l'AHNET :

Le bassin de l'Ahnet Gourara, situé dans la partie centre-occidentale du Sud Algérien, couvre une superficie de 121 164 km² et constitue l'un des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne les plus prometteurs en gaz sec. Le bassin

de l'Ahnet Gourara, qui a connu dès le début des années cinquante une intenses activités d'exploration, renferme un important potentiel en gaz



**Figure I.1 : Situation du bassin du Sud-Ouest l’Ahnet
référence : cartographie d’Algérie**

On rencontre les réservoirs tightsand principalement dans le système pétroliers Cambro-ordovicien. Ce dernier est productif de gaz sec dans plusieurs accumulations ; les plus importantes sont Bahar El Hammar et Garet El Guefoul. Il est composé de trois unités, Les Quartzites de Hamra, recouvertes par les argiles d’Azzel et Tiferouine, les Grès d’Oued Saret et d’El Goléa recouverts par les argiles du Silurien.

On rencontre les réservoirs tightsand principalement dans le système pétroliers Cambro-ordovicien. Ce dernier est productif de gaz sec dans plusieurs accumulations ; les plus importantes sont Bahar El Hammar et Garet El Guefoul. Il est composé de trois unités, Les Quartzites de Hamra, recouvertes par les argiles d’Azzel et Tiferouine, les Grès d’Oued Saret et d’El Goléa recouverts par les argiles du Silurien.

L’alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère roche mère se conserve vers la partie supérieure.

I.1.1) Ordovicien :

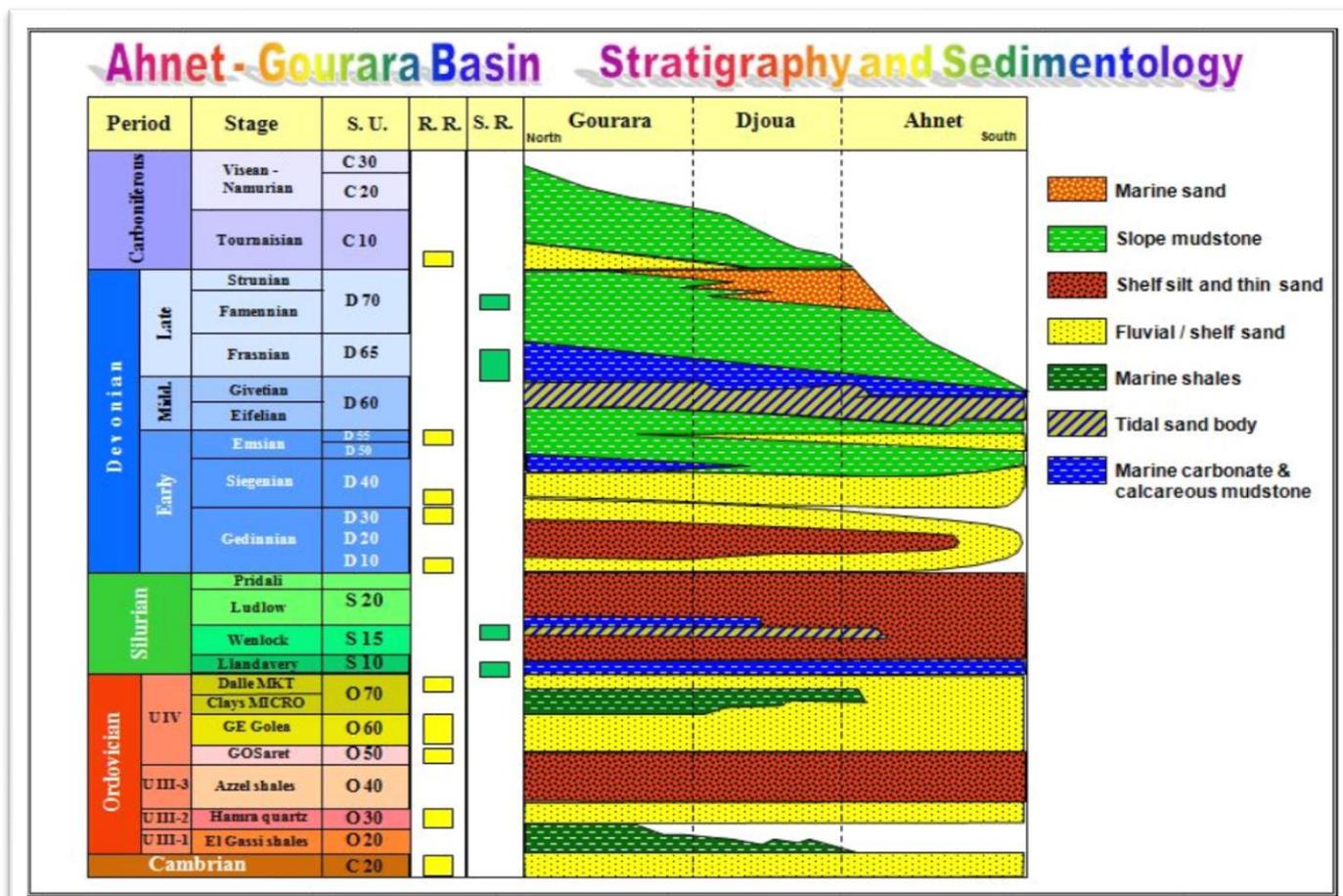


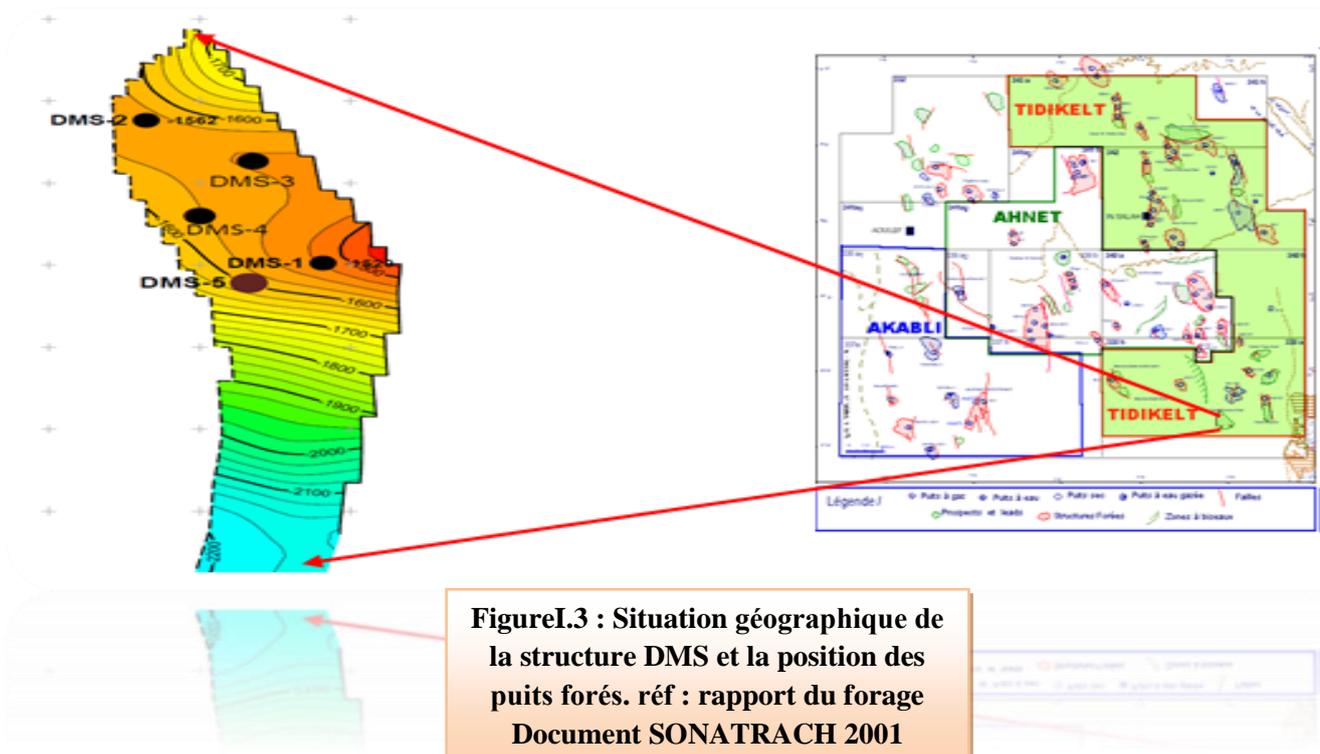
Figure I.2 : Colonne stratigraphique de bassin de l’Ahnet ; référence rapport géologique du puits HNIA 11 réf : Wec 2007

- ✓ Grès d'El Goléa : représenté par des grès quartzitiques du type fluvio-glaciaire à marin peu profond. ce réservoir très fracturé présente des caractéristiques pétrophysiques primaires médiocres avec des porosités de 4% et 6,5% et des perméabilités inférieures à 0,1 md. Cette unité est caractérisée par d'importantes variations de faciès et d'épaisseur.
 - ✓ Grès d'Oued Saret : ce réservoir est siliceux et relativement compact. Les qualités pétrophysiques sont médiocres, les porosités varient de 1,5 à 6%.
 - ✓ Quartzites de Hamra : représenté par des grès quartzitiques du type fluvial à marin peu profond compacts, localement très fracturés avec des porosités moyennes de 6% avec des intervalles à 8 et 9% ; les perméabilités sont médiocres
- La fracturation est le facteur principal qui contrôle les qualités des réservoirs.

I.1.2) Implantation et objectifs des puits DMS :

Les puits DMS-(1,3) sont implantés dans le but d'apprécier et délimiter la structure de Djbel MOUIMA SUD afin d'établir le plan de développement du projet Tidikelt. Ils sont situés au Sud OUEST du périmètre de recherche Tidikelt (bassin de l'Ahnet) sur le bloc 338a, au Nord du village Arak (W. Tamanrasset) (**figureI.3**).

L'objectif pétrolier de ces forages est l'Ordovicien en particulier les Grès d'El Goléa, les Grès d'Oued Saret et les Quartzites el Hamra.



I.1.3) Les coordonnées des puits DMS1 et DMS3

Puits	Coordonnées	Géographiques	UTM	Zs (m)	Zt (m)
DMS-1	X	02° 52' 42.12515" E	487300.091m	303.21m	310.71m
	Y	25° 45' 06.11014" N	2847969.788m		
DMS-3	X	02° 51' 15.78259" E	485401,85 m	299.096m	306.75m
	Y	25° 47' 53.53309" N	2853111,56 m		

Tableau I 1 : les coordonnées du puits **DMS**

I.2) Présentation du bassin de TINHERT

La zone de TINRHERT est située dans la partie Nord Est du bassin d'illizi et fait partie de la wilaya d'illizi. Elle est limitée à l'Est par la frontière algéro-libyenne, à l'Ouest par le périmètre de recherche de Gara Tissetit, au Nord par le périmètre de recherche d'Oudoume Est et au Sud par les périmètres d'exploitation des gisements de Tiguentourine et de Hassi Farida.

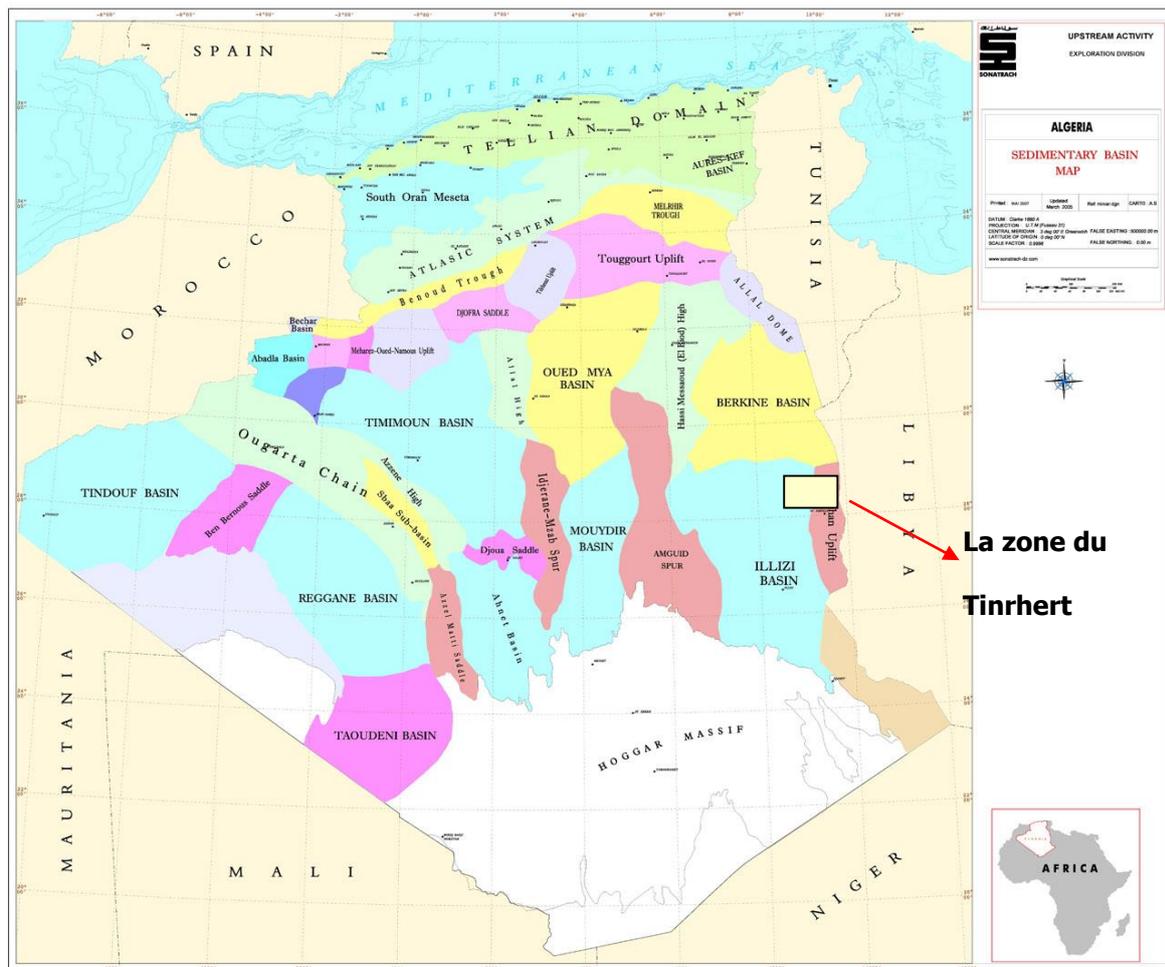


Figure I.4 Plan de situation de la Zone du Tinrhert (ref :Wec 2007)

L'accès à la région du Tinrhert se fait par deux (02) axes routiers importants, qui sont Hassi Messaoud - In Amenas et Hassi Messaoud - El Borma - In Amenas.

Une importante infrastructure existe grâce aux nombreux gisements pétroliers, qui sont en exploitation, comme ceux d'Ohanet, Alrar, Stah, Mereksen. Cette région est traversée par l'Oléoduc In Amenas - Ohanet - Hassi Messaoud et le Gazoduc Alrar - Tin Fouyé - Hassi Messaoud.

La recherche pétrolière dans les périmètres d'exploration de Tinrhert, Alrar Sud et In Amenas a débuté dans les années 1960, les premières découvertes furent les gisements de Zarzaitine, d'Alrar, Askarene, In Adaoui, Timedratine, Acheb... L'exploration s'est poursuivie durant les années soixante-dix de façon régulière, et avait mis en évidence d'autres découvertes de gisements comme Stah, Dimeta et Mereksen. Les gisements importants font l'objet d'une exploitation par Sonatrach en effort propre ou en association.

Les découvertes non développées sont nombreuses dans ces périmètres, parmi elles les dix-sept (17) structures citées dans le tableau ci-dessous, qui sont considérées les plus importantes. Elles ont été sélectionnées pour constituer le projet de gaz du Tinrhert.

I.2.1) Systèmes pétroliers :

Les deux systèmes pétroliers du Bassin d'Illizi sont associés aux roches mères du Silurien argileux et du Dévonien moyen à supérieur. Des études plus récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien ont généré des hydrocarbures. Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensat et huile) dans ce bloc.

Dans le périmètre du Tinrhert, les réservoirs du Dévonien (F2, F3 & F4) et du Siluro-Dévonien F6 constituent les principaux objectifs étant donné leurs extensions régionales et les résultats pétroliers enregistrés dans la région. L'Ordovicien et le Cambrien restent des réservoirs intéressants à forts potentiels, mais bien plus difficiles à caractériser et moins connus.

Les roches de couvertures rassemblent les argiles du Namurien, du Viséen, du Tournaisien, du Silurien et du Dévonien. Les pièges sont souvent de type structural, des anticlinaux réguliers associés aux failles, d'orientation Nord-Sud, NO-SE et ONO-ESE. Néanmoins, des pièges stratigraphiques ou mixtes, par variations de faciès ou diagénétiques existent et peuvent s'avérer importants, en particulier dans les dépôts glaciogéniques de l'Ordovicien.

I.2.2) Réservoirs du Cambro-Ordovicien:

- Perméabilités moyennes de l'ordre de quelques MilliDarcy, ou moins (observées sur les données de carottes disponibles porosité-perméabilité)
- Porosités moyennes inférieures à 8%
- Mauvaise continuité latérale selon les corrélations entre puits. De plus, cette formation géologique est reconnue pour la grande variabilité latérale de ses propriétés. Enfin, l'absence de sismique 3D ne permet pas de lever les incertitudes sur ces réservoirs, à l'état actuel.

I.2.3) Situation et Objectif du puits HNIA-11 :

Le forage HNIA-11 est situé sur un terrain plat, à 3200m au Sud-est du puits ALWO-1 et à 3700m au Nord nord ouest du sondage ALR-1 (fig. 1a et 1b). Les coordonnées du puits sont les suivantes:

a- Coordonnées du puits HNIA-11

Coordonnées	Géographiques	UTM	Zs (m)	Zt (m)
X	9°33'12.33037"	554149.944 m	714.252	723.35
Y	28°31'32.08349"	3155300.017 m		

Tableau I-2 : les coordonnées du puits HNIA-11

Le puits Horst Nord In Amenas-11 (HNIA-11) a pour objectif de confirmer le potentiel en gaz mis en évidence dans les unités IV et III du réservoir ordovicien dans le puits de délimitation ALRO-2. L'unité II du réservoir Cambrien a dans le puits d'exploration ALR-1; aussi, un débit de gaz a été obtenu dans l'unité IV-3, du puits de développement HNIA-6.

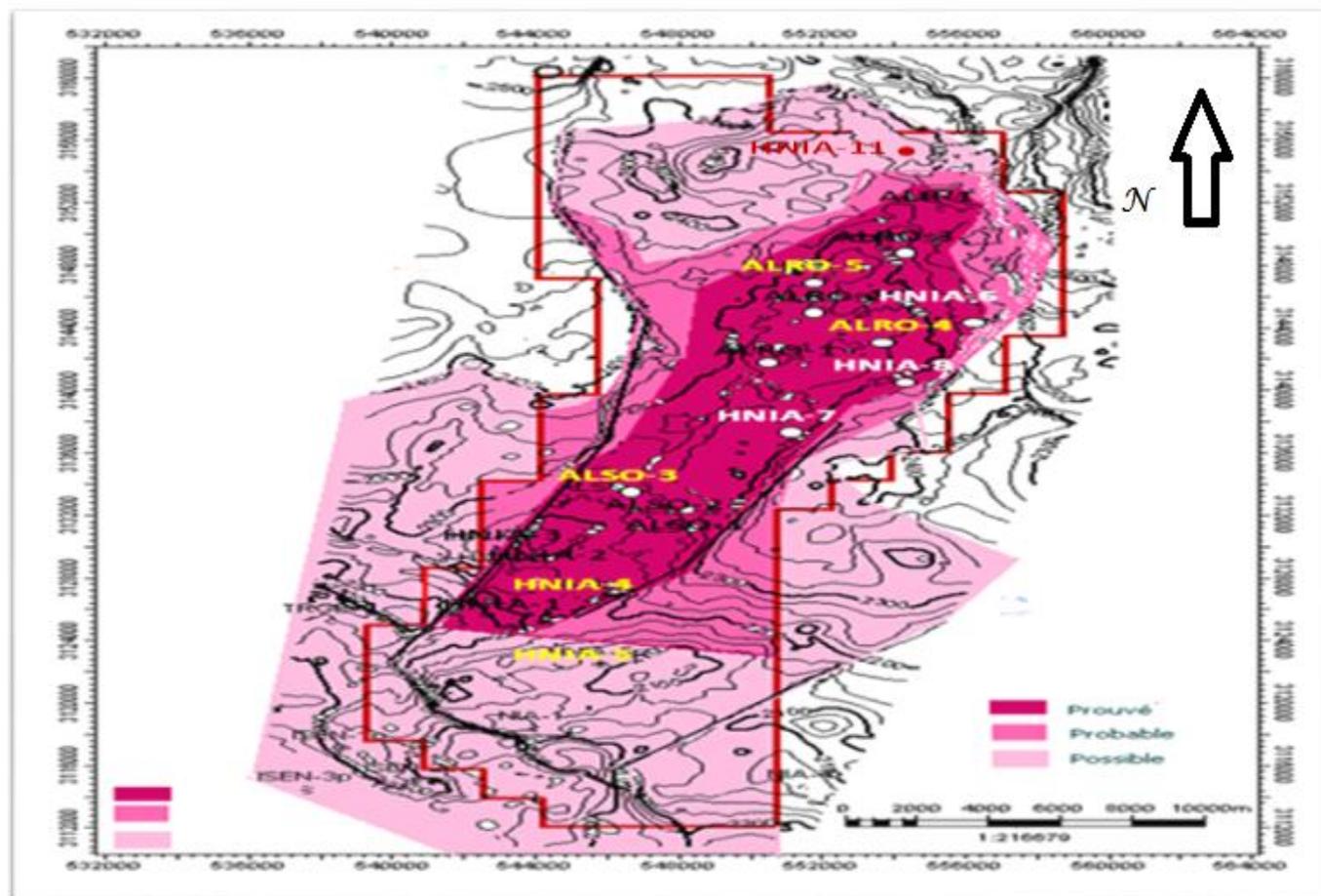


Figure I.5 Carte structurale au toit de l'unité IV-3, réservoir ordovicien (ref rapport géologique SONATRACH 2001)

b- Colonne litho-stratigraphique des réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro-Ordovicien

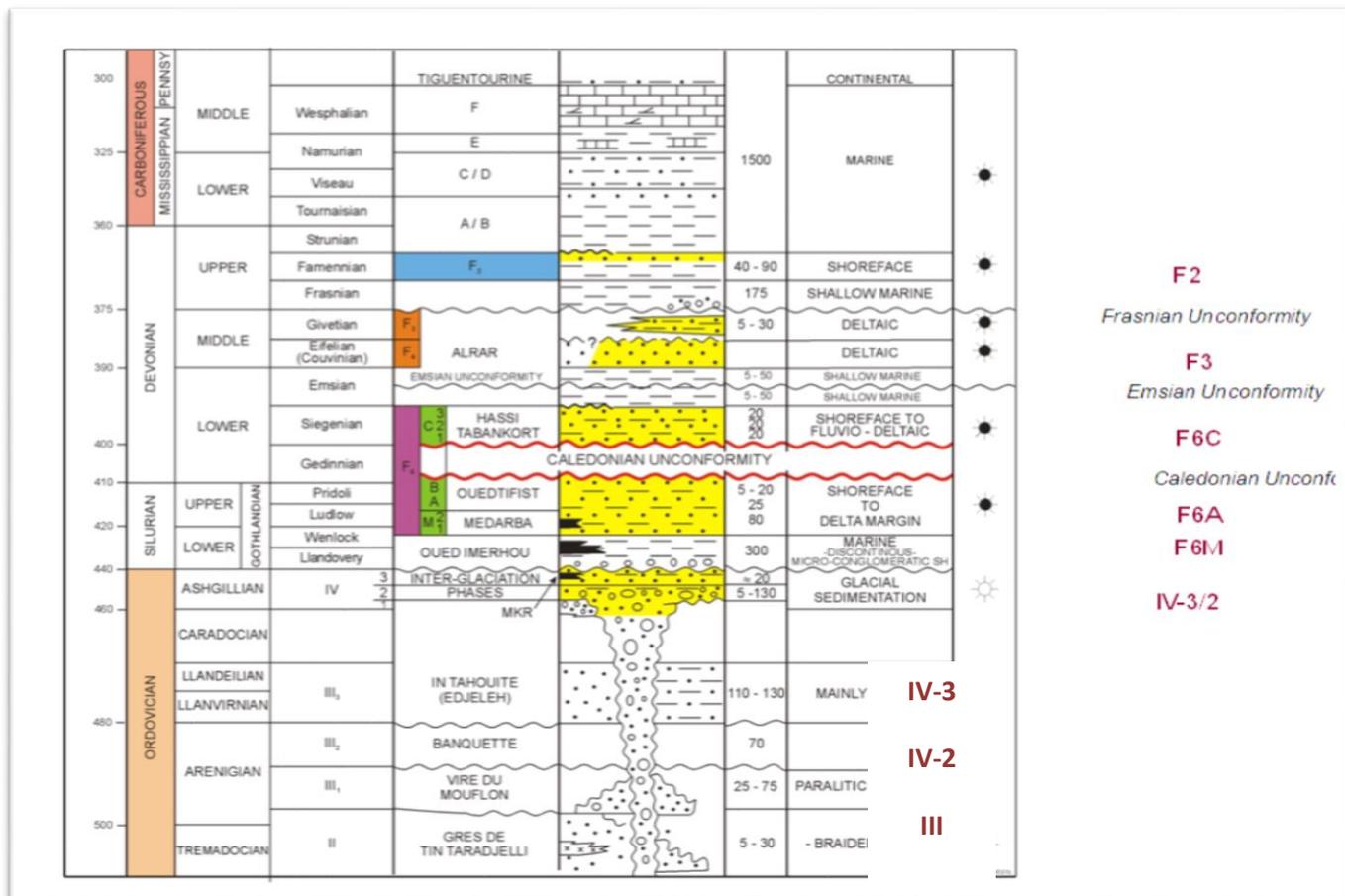


figure I.6 : Colonne litho-stratigraphique des réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro-Ordovicien (ref rapport géologique SONATRACH)

- La stratigraphie du Cambro-Ordovicien est d’une très grande complexité sur la zone due à plusieurs épisodes glaciaires, à la phase tectonique Arenig et au dépôt du Cambrien contrôlé par la topographie du socle.
- Unité IV : Dépôts glaciogéniques (Unités IV-1 à IV-3) scellés par un complexe post-glaciaire (Unité IV-4).
- Unité III-3 : alternances argilo-gréseuses dont l’équivalent en âge sont les Quartzites de Hamra d’après les données connues sur les puits SEDE-1 et OU-101.
- Unité III-1 : alternances argilo-silteuses (équivalent en âge des Argiles d’El Gassi).
- Unité II : grès du Cambrien (équivalent en âge du Ri et du Ra).



CHAPITRE II

LES DIAGRAPHIES TYPES ET LEURS APPLICATIONS

Introduction :

L'accumulation d'hydrocarbures obéit à des lois naturelles dites complexes ; et en fonction de nombreux paramètres. C'est pour mieux connaître ces lois, des techniques géophysique sont constamment perfectionnées et enrichies pour satisfaire les exigences de la recherche pétrolière moderne. Parmi ces dernières techniques, les diagraphies occupent une place toute particulière.

Les diagraphies sont des techniques qui apportent des informations inédites, permettant ainsi d'estimer la porosité et le contenu (les « saturations ») en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés. Elles permettent également de déterminer le pendage des couches, la détermination des caractéristiques du puits de forage, la comparaison des différents puits entre eux, et de repérer les couches productrices des couches non-productrices. Donc le suivi d'un horizon lithologique entre les sondages, et une image en trois dimensions de la géologie du sous-sol.

C'est pourquoi elles revêtent une telle importance et qu'on ne peut plus concevoir de nos jours de synthèse géologique sans exploitation des données diagraphique. Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissent en quelque sorte un constat, elles sont donc la signature du terrain.

C'est pour cela, on a essayé durant ce travail de représenter les principaux types des diagraphies utilisés lors de l'exploitation.

II.1) Classification des diagraphies :

Lors des interprétations diagraphiques, les caractéristiques enregistrées sont des paramètres physiques des différentes formations traversées et mesurées par des outils appropriés descendus au bout d'un câble dans le trou de forage.

Les diagraphies peuvent être divisées selon leur domaine d'investigation en quatre groupes qui sont représentés dans le schéma ci-dessous :

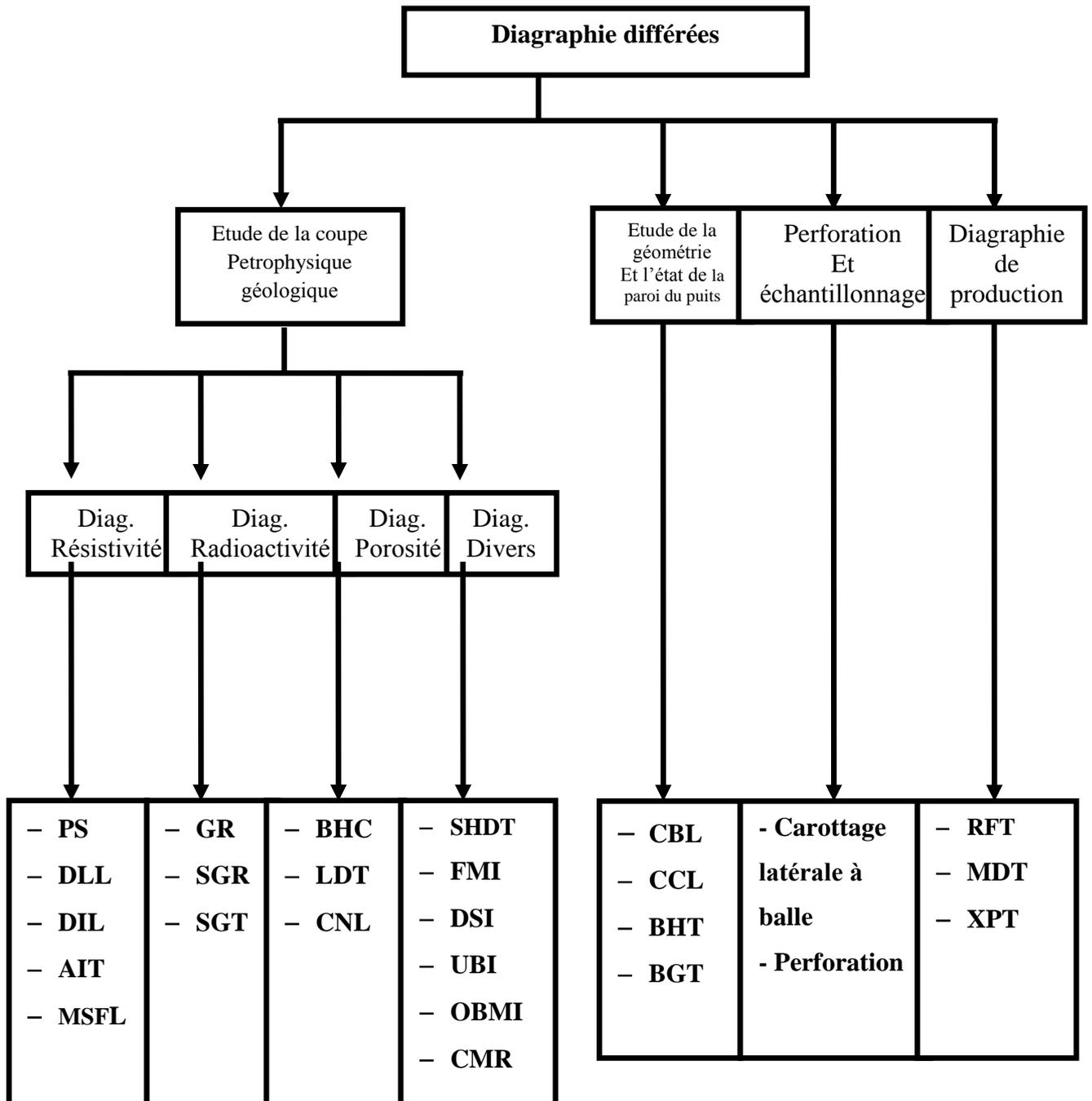


Figure II.1 Classification des diagraphies différées (revue de diagraphie ‘IFP training2013’)

II.2. Facteurs parasites influençant la mesure des diagraphies :

- La constante de temps, la vitesse d'enregistrement, le temps mort et l'épaisseur des bancs.
- Le trou de sonde : cette influence va jouer de trois façons :
 - Nature de fluide de forage : l'influence du fluide va dépendre de la salinité et de la densité de la boue.
 - Diamètre du trou.
 - Position de l'outil dans le trou : centré ou excentré.
- Présence d'un tubage.
- L'influence de l'invasion.
- L'influence de la colonne de boue.
- Présence de mud-cake.

II.3) Description des outils de diagraphie :

II.3.1) Diagraphie de résistivité :

II.3.1.1) Définition :

Selon leur principe de fonctionnement, les outils de résistivité sont classés en deux grandes catégories :

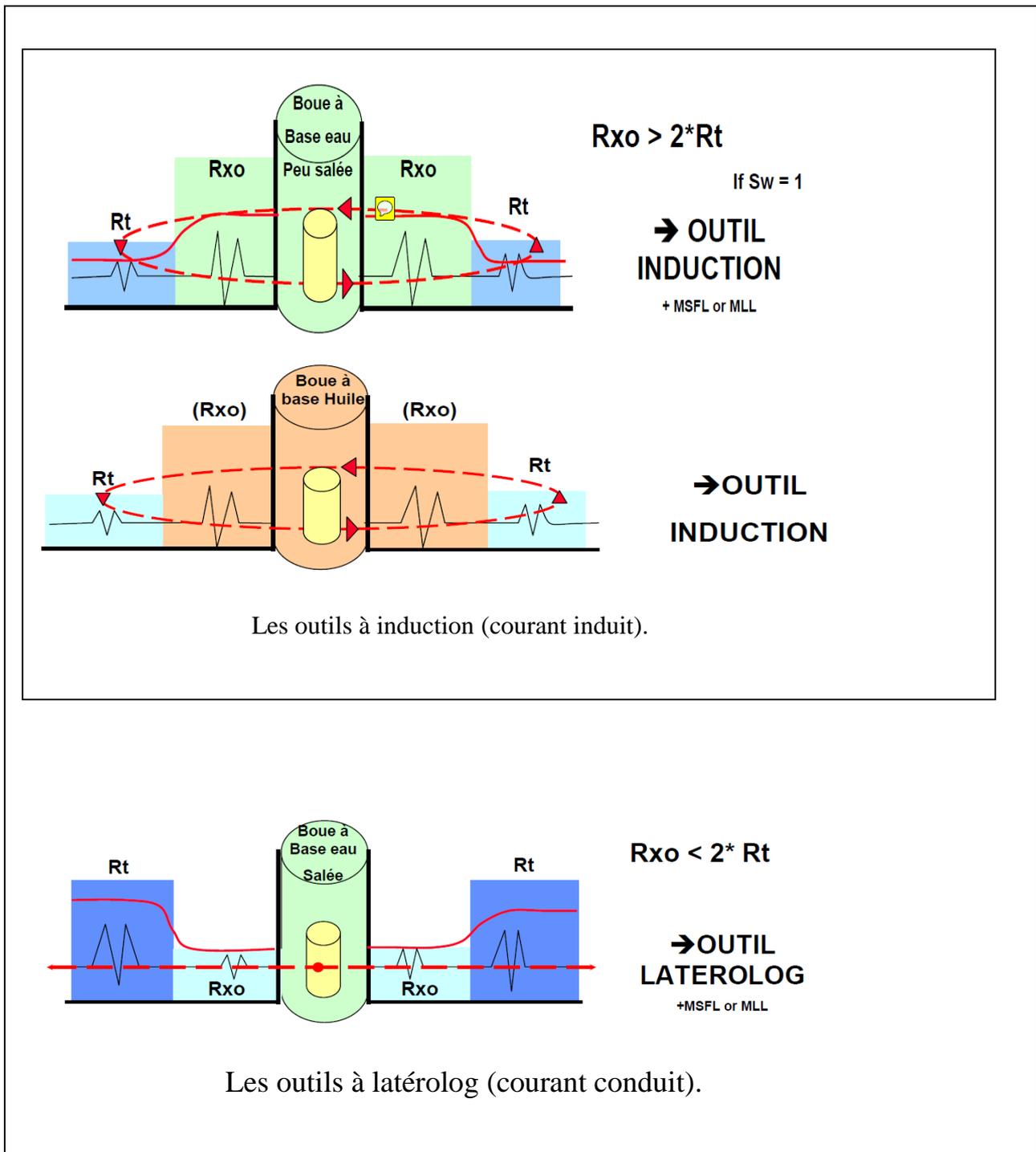


Figure II.2 : classement des outils de résistivité ; O.SERRA Tome 1

L'utilisation de l'induction ou de latéolog dépend des particularités des sondages (la nature de la boue et sa salinité ainsi que la salinité de l'eau de formation).

Les outils Laterolog sont utilisés et ont de meilleurs résultats si :

- Le rapport R_{xo}/R_t est faible ($R_{xo} < 2 \cdot R_t$).
- Les formations traversées ont des résistivités élevées.
- Sa limitation est qu'on ne peut l'utiliser que dans la boue à base d'eau.

Les outils à induction sont utilisés et ont de meilleurs résultats dans les conditions suivantes :

- Résistivités de formation (R_t) faibles ou pas trop élevées.
- Boue à eau douce et formation contenant de l'eau salée.
- Rapport R_{xo}/R_t élevé ($R_{xo} > 2 \cdot R_t$)

II.3.1.2) Principe de mesure :

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre dans la formation et enregistrant la différence du potentiel (D.D.P) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement. C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis :

➤ Les Macro dispositifs :

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t .

➤ Les Micro dispositifs :

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo} .

Plusieurs combinaisons de résistivité sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités R_t et R_{xo} .

Les principales applications de la mesure de la résistivité :

Les résistivités nous permettent de réaliser les applications suivantes :

- Détermination de l'ensemble des saturations.
- Détermination de R_{xo} à l'aide des micro-dispositifs et R_t à l'aide des macro-dispositifs.
- Corrélation de puits à puits.
- Calcul des résistivités de l'eau interstitielles « R_w »
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Application lithologique et sédimentologique.

II.3.1.3. La polarisation spontanée :

a- Définition :

Il consiste en l'enregistrement en fonction de la profondeur de la différence de potentiel entre une électrode fixe placée en surface appelée électrode de POISSON, prise comme référence, et une électrode mobile se déplaçant dans le puits de forage.

Ce potentiel est créé sans source de tension. Ce potentiel est dû principalement au déséquilibre ionique créé entre l'eau de formation et la boue de forage par les formations argileuses.

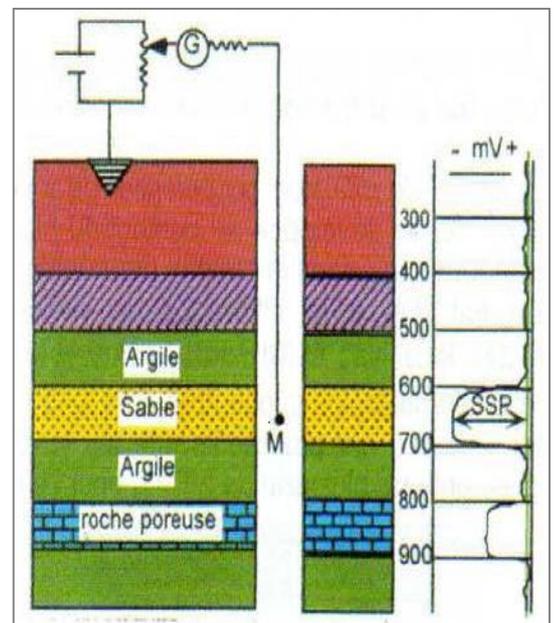
b- But de la PS:

Délimitation des zones perméables et celles imperméables.

Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w à l'aide de la formule suivante : $P_{ss} = -K_c \log (R_{mf}/R_{we})$.

$$K_c = 61 + 0.133 T^{\circ}F.$$

Le P_{ss} est un potentiel spontané statique et théorique, en supposant l'existence des bouchons isolants entre les formations poreuses et perméables et celles imperméables.



**Fig II.3: Origine de la PS ;IFP
Diagraphie du pétrole 2000**

II.3.2) Diagraphie nucléaire

On regroupe sous le nom de diagraphie nucléaire les diagraphies enregistrant :

- La radioactivité gamma naturelle des formations traversées.
- La radioactivité gamma dispersée par effet Compton lorsqu'on soumet la formation à une émission de rayons gamma.
 - Le flux de neutrons thermiques ou épi thermiques résultant du bombardement de la formation par des neutrons de haute énergie.
 - La radioactivité gamma engendrée lors de l'interaction avec la roche à cause des neutrons envoyés par une source émettrice.

II.3.2.1) Diagraphie de radioactivité naturelle :

a- Définition :

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement. Le fait que les éléments (K, U, Th), possédant des isotopes contribuant à la radiation gamma naturelle soient présents dans la formation géologique et souvent en relation directe avec la minéralogie et la lithologie, a suscité un grand intérêt pour la diagraphie de radioactivité naturelle de type gamma, son champ d'application s'est élargi avec l'introduction de la spectrométrie qui permet de donner une estimation des teneurs en (K, U, Th)

Généralement la radioactivité naturelle est élevée pour les argiles, et basse pour les sables et les calcaires.

La radioactivité gamma est mesurée en « API ».

b- Diagraphie rayonnement gamma "GR" :

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un capteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage, son symbole est le GR et son unité est l'API.

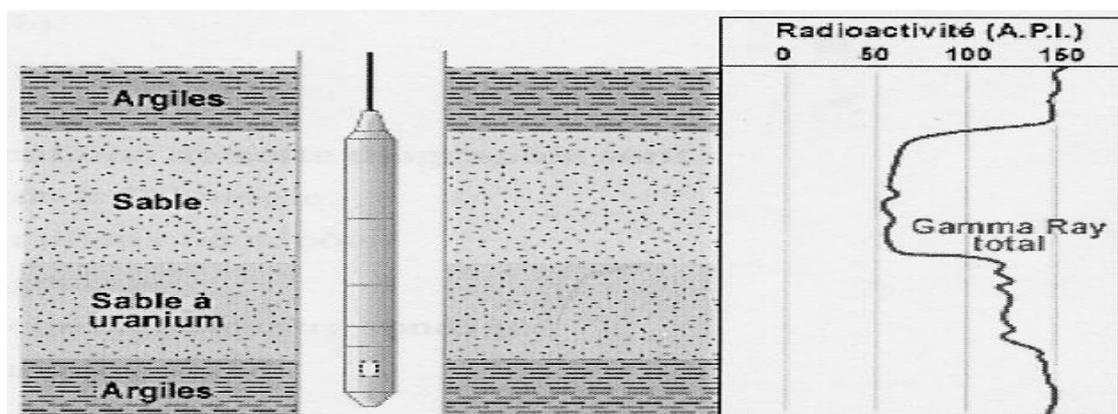


Figure II.4 : Schéma de principe de mesure de gamma ray ;O.SERRA Tome II 2001

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Les facteurs influençant la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, le temps mort, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs. Elle est enregistrée pour tous les puits d'études.

c- La sondeNGS (Spectrométrie des rayons gamma):

Elle permet l'enregistrement des concentrations spécifique des pics des éléments radioactifs ^{40}K , ^{232}Th , ^{238}U , ainsi que l'énergie de radiation du Th+K. c'est ainsi que cinq courbe sont mesurées. Il s'agit du SGR (énergie total en API), GCR (énergie de Th+K en API), U (concentration de l'uranium en PPM), Th (concentration de Thorium en PPM) et K (concentration de Potassium en PPM).

Le HNGS utilise le même principe que NGS. Elle utilise les rayons Gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à 500 Kev. Ainsi, elle élimine la sensibilité de la baryte contenue dans la boue et donnant des valeurs de mesures liées directement à la formation.

Applications :

- La corrélation de puits à puits.
- L'évaluation des volumes d'argiles (V_{sh}).
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- la délimitation des zones réservoirs (perméables) et celles imperméables. Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite ($GR_{cut-off}$).

$$GR_{cut-off} = V_{Sh\ cut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}. \quad Tq: 35 \% < V_{Sh\ cut-off} < 45\%.$$

- La localisation des minéraux riche en uranium

II.3.3) Diagraphie de porosité :

Pour l'estimation de la porosité utile des réservoirs (Φ_u), on distingue trois outils à principe de fonctionnement distincts :

- Le Sonique.
- Le Densité.
- Le Neutron.

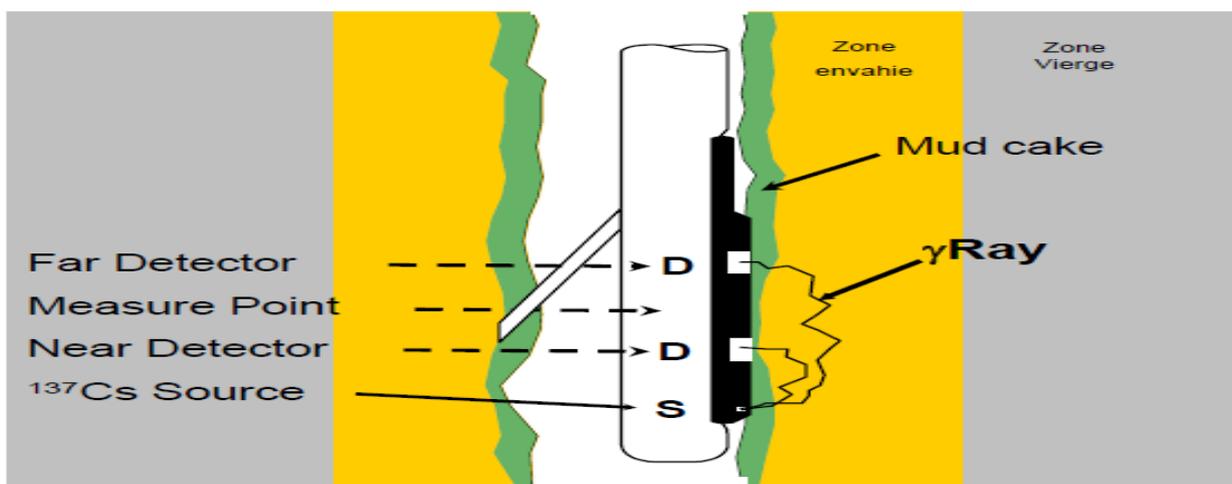
II.3.3.1) Diagraphie de densité :

On soumet la formation à un bombardement contenant des rayons gamma émis par une source radioactive spéciale (Co^{60} , Cs^{137}) et on mesure à une certaine distance à l'aide d'un détecteur à scintillation l'intensité du rayon gamma diffusé par effet Compton au-dessus d'un certain seuil d'énergie, ces photons de haute énergie entrent en collision avec les atomes de la formation pour mesurer la densité ρ_e de la formation à partir de laquelle on pourra ensuite calculer la masse volumique ρ_b par la relation :

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

a- La sonde FDC :

C'est un dispositif à deux détecteurs à plusieurs espacements. Cette sonde permet l'enregistrement d'une courbe de densité globale de la formation et une courbe de correction de densité notée $\Delta\rho_b$. Cette sonde réduit certains effets de sondages tels que les effets des cavités et du « *mud cake* ».



Outil Litho-Densité

Figure II.5 :Outil Litho-Densité ;(ref :O.SERRA Tome I 1999)

a.1) Les principales applications sont :

- La mesure de la porosité densité soit directement si l'on connaît la densité de la matrice et du fluide soit en combinaison avec le neutron.
- Le log de densité constitue la diagraphie de base pour la détermination de la lithologie des formations.
- La détection des zones à gaz en combinaison avec la diagraphie du neutron.
- Détermination de la porosité utile.

1- Point de mesure :

Il correspond au milieu de l'espace source-détecteur ou au milieu de l'espace entre les deux détecteurs (FDC).

2- Rayon d'investigation :

Il est d'autant plus faible que la densité de la roche est élevée.

3- Définition verticale :

Elle correspond à l'espace source-détecteur et à l'écartement entre les deux détecteurs [soit 10'' dans le FDC].

b- LDT (Litho Density Tool):

Cette sonde est une amélioration de la sonde **FDC**, elle permet en plus de déterminer l'énergie de la densité globale, l'obtention des coefficients d'absorption **Pef (barns/é)**.

Ce dernier est proportionnel au nombre atomique moyen des éléments entrant dans la composition de la roche, il est donné par :

$$P_e = \left(\frac{Z}{10} \right)^{3,6}$$

Grâce à l'existence de deux détecteurs sur cette sonde, elle permet de minimiser les effets du mud-cake et des cavités, sa résolution verticale est égale à l'écartement entre les détecteurs avec un rayon d'investigation d'environ 10".

Applications :

- Détermination de la porosité densité indispensable à l'interprétation.
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.
- Identification minéralogique des argiles, principalement par la combinaison LDT et NGS.

II.3.3.2) Diagraphie de neutron (indice d'hydrogène) :

A l'aide de sources appropriées on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 2.5 et 6 MeV.

Grâce à leur vitesse initiale élevée (14.000 Km/s), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement leur énergie.

L'hydrogène est l'élément dont le pouvoir de ralentissement le plus fort, comme cet élément se trouve présent dans des nombreux substances, la mesure traduit essentiellement la concentration de la formation en atomes d'hydrogène. Les substances qui en contiennent le plus sont l'eau et les liquides.

Le log NPHI ou neutron Porosité représente l'Index d'hydrogène de la formation.

La mesure de $(IH_n$ ou \emptyset_n) dépend en quelque sorte et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation.

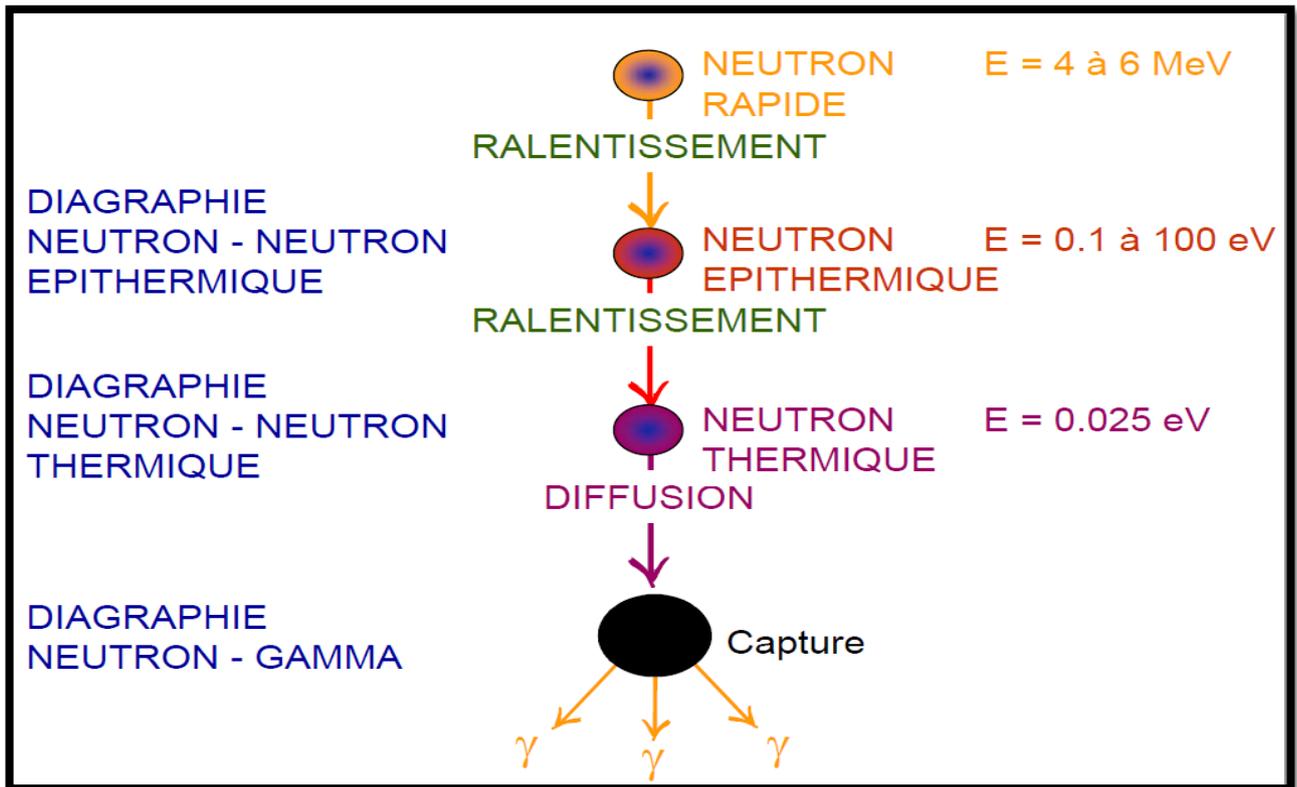


Figure II.7 : les types de diagraphies suivant l'énergie pour la diagraphie neutron (ref O.SERRA TOME II ;2001)

Les courbes neutrons enregistrés sont en échelle qui varie entre $0,45$ et $0,15\text{m}^3/\text{m}^3$. Les sondes utilisées dans notre étude sont :

a- DSN II (dual-spaced neutron II tool):

Le DSN II est un outil neutron thermique conçu par Haliburton pour mesurer la porosité de la formation, il est combinable avec les sondes de densité pour fournir une indication sur la saturation en gaz et également avec les sondes soniques afin de fournir des indications sur la lithologie de la formation.

L'outil comprend :

- Une source de Béryllium émettant des neutrons rapides qui bombardent la formation à une énergie initiale de $4,6 \text{ MeV}$.
- Deux récepteurs sensibles.

b- CNL (compensated neutron log):

A l'aide d'une source radioactive à base de Béryllium, la formation est soumise à un bombardement intense de neutron à grande énergie, le nombre de neutron thermique augmente avec la quantité d'hydrogène présente dans les fluides, d'où la notion d'indice hydrogène neutron $(IH)_n$ donc sa mesure sera liée à celle de la porosité.

La relation entre neutron thermique, indice hydrogène et porosité est :

$$\text{Log (IH)} = A - B.N_a \dots \dots \dots (1) \text{ Réf IFP training 2007}$$

Tel que :

N_a : Amplitude du courbe neutron.

A et B : Constantes reliées à l'outil et aux paramètres du trou (boue, diamètre...etc.).

La porosité neutron est déduite de l'équation précédente et elle est donnée en unité porosité (Porosity unit PU).

On remarque toujours dans cette équation que la saturation est donnée dans la zone lavée, car l'outil à un rayon d'investigation très voisin de la zone en question et sa définition verticale est égal à l'écartement entre les détecteurs.

Applications :

- La mesure directe de la porosité neutron.
- La différenciation des zones à gaz des zones à huile.
- La comparaison des réponses du neutron de la densité et de la résistivité permet une identification plus rapide du fluide présent dans le réservoir et la localisation des contacts « gaz-huile », « huile-eau ».
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.

Point de mesure :

Il correspond au milieu d'espacement source-détecteur, c'est la distance entre ces deux-là.

Rayon d'investigation :

Il dépend de la concentration en atomes d'hydrogène, plus la concentration est forte et plus les rayons de la sphère de pénétrations sont petits, car les neutrons sont ralentis et capturés très vite près de la source et l'inverse est vrai.

II.3.3.3) Diagraphie sonore :

Les diagraphies soniques sont basées sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil.

La mesure du temps de parcours des ondes de compression traversant les différentes couches nous donne la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation et apportent des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées.

Le temps de parcours de ces ondes dépend essentiellement de la nature de la matrice de la roche et des fluides remplissant les pores.

Ce temps de parcours est lié à la porosité sonore par la relation :

$$\Delta T_{lu} = (1 - \Phi_s) * \Delta T_{ma} + \Phi_s * \Delta T_f \dots \dots \dots (2)$$

a- Onde de compression "P" :

Cette onde primaire est caractérisée par :

- ✓ Un mouvement de propagation des particules parallèle à la direction de propagation.
- ✓ Une plus grande vitesse de propagation, elle arrive donc la première.
- ✓ Une plus faible amplitude.
- ✓ Elle est la seule à se propager dans les liquides.

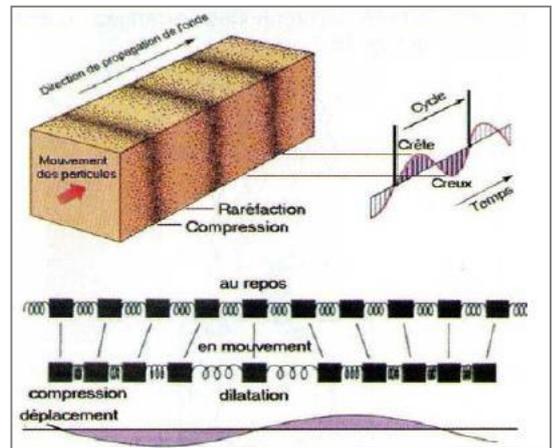


Fig II.7 : Onde "P" (ref : bases physique des méthodes sismiques)

b- Onde de cisaillement "S" :

Cette onde secondaire est caractérisée par :

- ✓ Un mouvement des particules perpendiculaire à la direction de propagation.
- ✓ Sa vitesse est inférieure à celle de l'onde "P", elle arrive donc la deuxième.
- ✓ Son amplitude est supérieure à celle de l'onde "P".
- ✓ Elle ne se transmet pas dans les liquides.

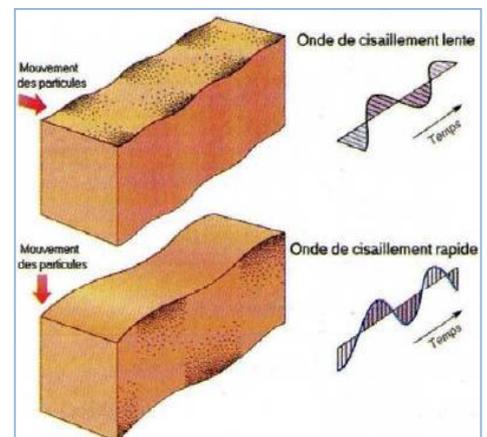


Fig II.8 : Onde "S"(ref : bases physiques des méthodes sismiques)

c- Ondes de surface :

Celles qui nous intéressent sont :

➤ Les ondes de STONELEY :

Ils circulent à l'interface Liquide-Solide, elles résultent de l'interaction de l'onde "P" dans le liquide et de l'onde "S" dans le solide. Leur vitesse est inférieure à celle des ondes "P" et "S", elles arrivent donc les dernières. Leur amplitude est supérieure à celle des ondes "P" et "S".

❖ Le schéma ci dessous montre un signal typique enregistré et séparation des différents types d'ondes d'après leur temps de trajet et leur amplitude.

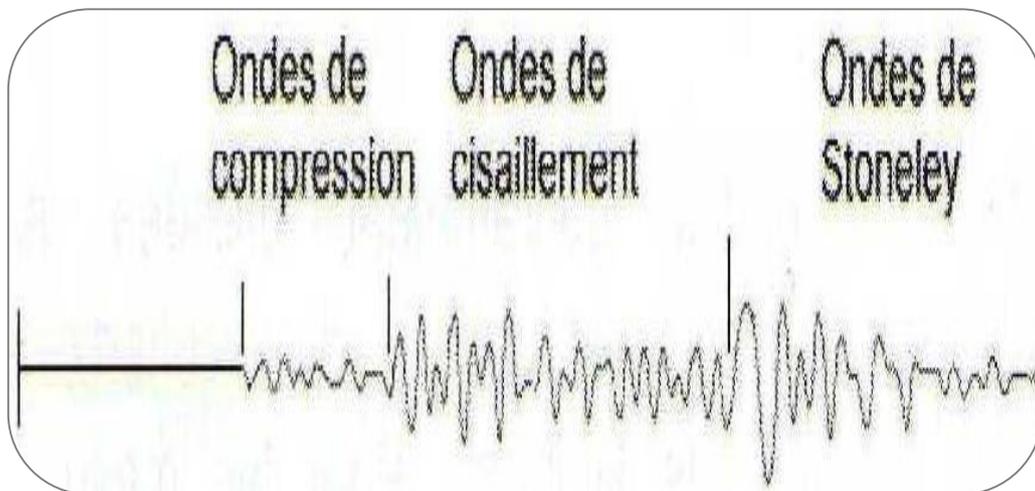


Fig II.9 : Signal typique et séparation des différents types d'ondes. (Bases physiques des méthodes sismiques ;2001)

d- BHC (Bore Hole Compensated):

Afin d’effectuer une bonne mesure, l’outil sonique avec compensation est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou.

Il est constitué de deux émetteurs disposés aux extrémités de la sonde, et de deux paires de récepteurs couplées chacune avec un émetteur. Ce dernier émet un train d’onde d’une fréquence moyenne de **20 à 40 KHz**.

La vitesse du son dépend de la matrice lithologique, de la distribution de la porosité primaire et du type de fluide dans le puits.

La porosité ralentit l’onde sonore donc augmente le temps de transit Δt . Cependant la courbe a pour unité $\mu\text{s}/\text{pied}$.

Le paramètre mesuré Δt est exploité pour la localisation des zones à pressions anormales; étant donné sa bonne résolution verticale(60 cm), il est utilisé pour déterminer l’épaisseur des bancs.

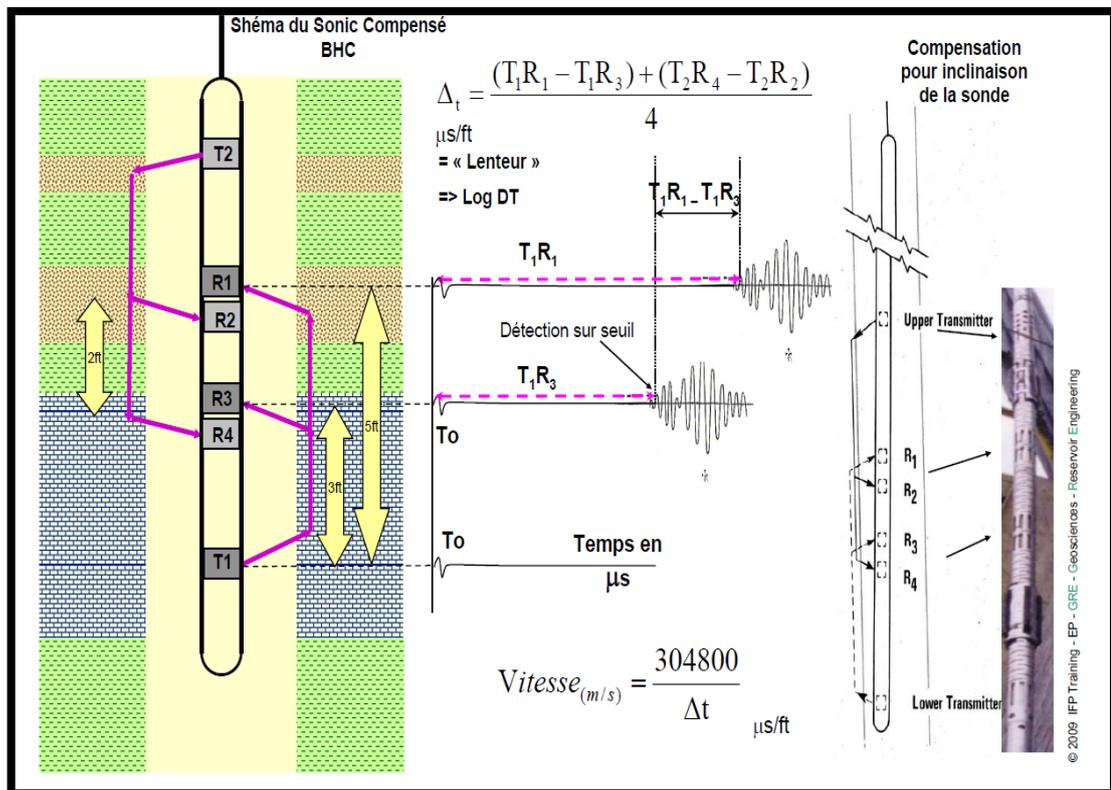


Figure II.10 : l’outil sonique avec compensation BHC(ref : O.SERRA Tome I ;1999).

Les différentes formules pour le calcul de la porosité

Formule de Wyllie
(Time Averaged)

$$\Delta t_p = (1 - \Phi_u) \cdot \Delta t_{ma} + \Phi_u \cdot \Delta t_f$$

$$\Phi_{u(S)} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \times \frac{1}{B_{cp}}$$

Formule de RHG
(Raymer, Hunt & Gartner)
(Field Observation)

$$\frac{1}{\Delta t} = \frac{(1 - \Phi_u)^2}{\Delta t_{ma}} + \frac{\Phi}{\Delta t_f}$$

Formule simplifiée de RHG

$$\Phi_{u(S_RH)} = K \times \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t}$$

$$K = 0,67$$

Applications:

- la mesure du temps de trajet du son est principalement exploitée pour :
- La détermination de la porosité sonique des réservoirs.
- Définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.
- Étude de la compaction des formations argileuses étant donné que le temps trajet est directement relié à la vitesse du son dans les roches.
- La combinaison avec la densité pour l'établissement du log d'impédance acoustique et le calcul du coefficient de réflexion R.
- Estimation de la porosité secondaire.

e- Profondeur d'investigation :

Elle varie entre 12cm et 1m. Elle est fonction de la vitesse de la formation, en tenant compte de la longueur d'onde λ . Des expériences de laboratoire ont prouvé qu'une épaisseur d'au moins 3λ était nécessaire pour permettre la propagation d'une onde de pression sur plusieurs pieds de longueur.

f- Résolution verticale :

Elle est sensiblement égale à la distance (écartement) séparant les deux récepteurs couplés, généralement 2 pieds mais parfois 1,3 ou 6 pieds.

II.3.4) Mesure du diamètre du trou (caliper) :

La mesure du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés à un curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance.

Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres.

Le log du caliper enregistré, est une échelle qui varie entre 6 et 16 in.

Il est enregistré pour tous les puits d'étude.

L'outil comprend :

- Quatre bras couplés par des paires ouvrant jusqu'à 30" et a besoin 40" par adjonction de rallonges et donnant deux plans perpendiculaires.
- Un intégrateur de volume de trou.
- Une cartouche d'inclinométrie permettant la mesure en continu de l'angle et de l'azimut de la déviation du trou et l'orientation du diamètre par rapport au nord magnétique.

La sonde est motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil pouvant être réalisées dans le trou. Les informations peuvent être enregistrées sur film ou bande magnétique. Enfin il est combinable avec un gamma-ray.

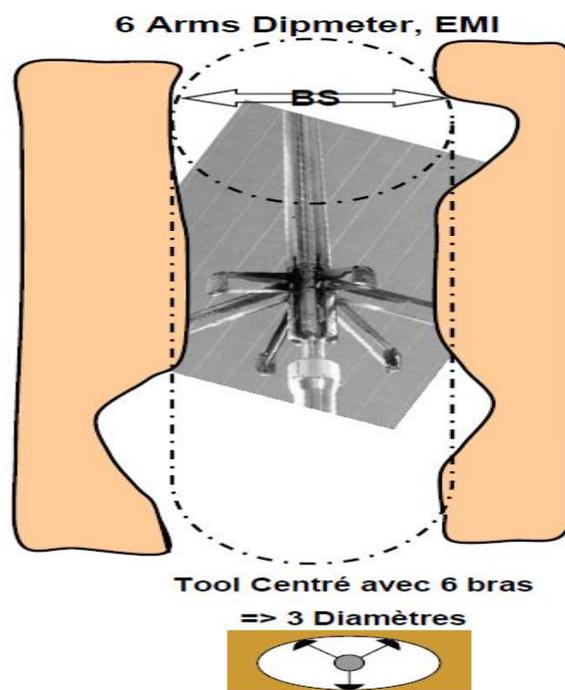
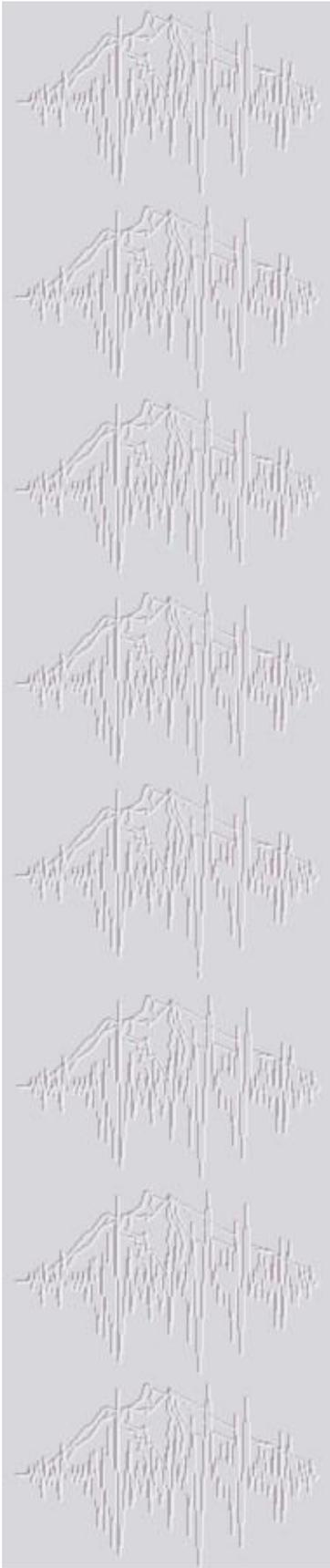


Figure II.11 : Mesure du diamètre du trou (caliper) (O.SERRA Tome I ;1999)

Applications

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume de ciment.
- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- La correction des mesures des différentes diagraphies pour effet de trou ou de mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- Une approche de la lithologie.



CHAPITRE III

LES FRACTURES ET LEURS METHODES D'EVALUATION

Introduction :

L'influence des fractures naturelles sur l'écoulement des fluides constitue l'un des aspects les plus complexes et les moins connus dans les gisements, jouant un rôle important sur le potentiel de production du réservoir.

La productivité dans le champ de Hassi Messaoud est principalement contrôlée par un réseau de fractures complexe et difficile à cerner, obligeant ainsi les compagnies pétrolières à investir dans ce domaine.

III.1) Généralités sur les Fractures :**III.1.1) Définition :**

Une fracture par définition est un terme général qui désigne toute cassure ou rupture d'une roche avec ou sans déplacement. Elle correspond à une surface le long de laquelle il y a eu perte de cohésion. Ces ruptures sont causées par des contraintes tectoniques (tension, compression, torsion), ou encore par des changements de température, par une dessiccation, ou par une dissolution le long du plan de stratification. Se sont généralement plus ou moins verticales par rapport aux plans de stratification.

Les fractures peuvent être cimentées (remplies des cristallisations), ou ouvertes. Il est évident que celles qui intéressent le plus les producteurs sont les fractures ouvertes parce qu'elles créent une importance perméabilité et un chemin préférentiel à l'écoulement des fluides.

Selon l'orientation, la distribution et la morphologie des fractures ; différents objets microtectoniques accompagnent les systèmes fracturés, tels que :

- Les diaclases.
- Les paraclases.
- Les stries.
- Les stylolithes.
- Les fentes de tensions.
- Les brèches.

III.1.2) Les types de fractures :

a. Les fractures naturelles : Elles existent réellement dans la formation, on distingue trois types :

Fractures naturelles ouvertes : elles représentent plus de 50% de vide entre les deux

Lèbres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.

Fractures naturelles colmatées : sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.

Fractures partiellement ouvertes : Ce sont des fractures qui ont colmatés partiellement.

b. Les fractures induites :

Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit de l'extraction de la carotte au cours de sa récupération. **c.**

Les fractures provoquées :

Elles sont provoquées volontairement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien au sein des formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible.

Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice.

III.1.3) Caractéristiques spécifiques des fractures :

III.1.3.1) Ouverture de la fracture et ses conséquences sur la perméabilité :

L'ouverture d'une fracture est variable, en particulier lorsqu'il y a eu déplacement relatif des parois, minéralisation ou colmatage partiel. Elle est alors difficilement mesurable.

La surface de la fracture effectivement ouverte à la libre circulation des fluides dans un réservoir reste apparemment un des aspects les plus imprécis du problème.

III.1.3.2) Dimensions de la fracture dans l'espace :

Les joints sédimentaires ou argileux limitent parfois la dimension ou l'extension verticale des fractures. Certaines d'entre elles coupent uniquement un banc, d'autres, plus grandes, traversent plusieurs bancs.

L'importance de l'extension des fractures est reconnue dans le transfert des fluides de la matrice passant par les fractures. **IV.1.3.3) Orientation des fractures :**

L'orientation des fractures est très importante pour la production d'un puits ou d'un réservoir, elle joue un grand rôle dans les prévisions des directions de communications latérales des fluides.

Le plan de la fracture est repéré par deux angles δ (azimut) et P (pendage).

III.1.3.4) Déplacement :

Les fractures associées à des failles comportent généralement de faible déplacement.

Ce mouvement peut améliorer ou réduire les propriétés pétrophysiques de la roche.

III.1.3.5) Influence des paramètres sédimentologiques sur la fracturation :

Plusieurs paramètres interviennent sur l'intensité de la fracturation naturelle des roches. Parmi ces paramètres nous retiendrons les plus importants, à savoir : la lithologie et l'épaisseur des bancs.

L'influence de la lithologie :

La nature lithologique des roches joue un rôle considérable sur les déformations produites et par conséquent sur la fracturation, sous l'effet de contraintes tectoniques (STEARNS, 1967 ; BLES et FEUGA, 1981).

Suivant leurs comportements rhéologiques on distingue :

- Les roches élastiques (quartzites) se déforment peu avant la rupture.
- Les roches élasto-plastiques (roches réservoirs classiques) se déforment d'avantage avant le seuil de la rupture.

III.2) Les réservoirs Fracturés :

L'architecture interne d'un réservoir fracturé est plus complexe que celle d'un réservoir normal, cette différence réside dans la présence d'un réseau de fractures dans le milieu poreux, qui résulte des contraintes tectoniques, qui ont remodelé la roche en la cassant. La circulation des eaux dans ces réseaux a facilité le dépôt de certains minéraux, d'où leurs dissolutions probables. Ainsi, trois discontinuités sont observables dans la matrice, avec une perméabilité qui varie en fonction du type de la roche, dure ou fragile, ces derniers sont difficiles à distinguer :

- Réseau de fracture.
- Channel ouvert dans ces fractures.
- Le réseau des stilolithes.

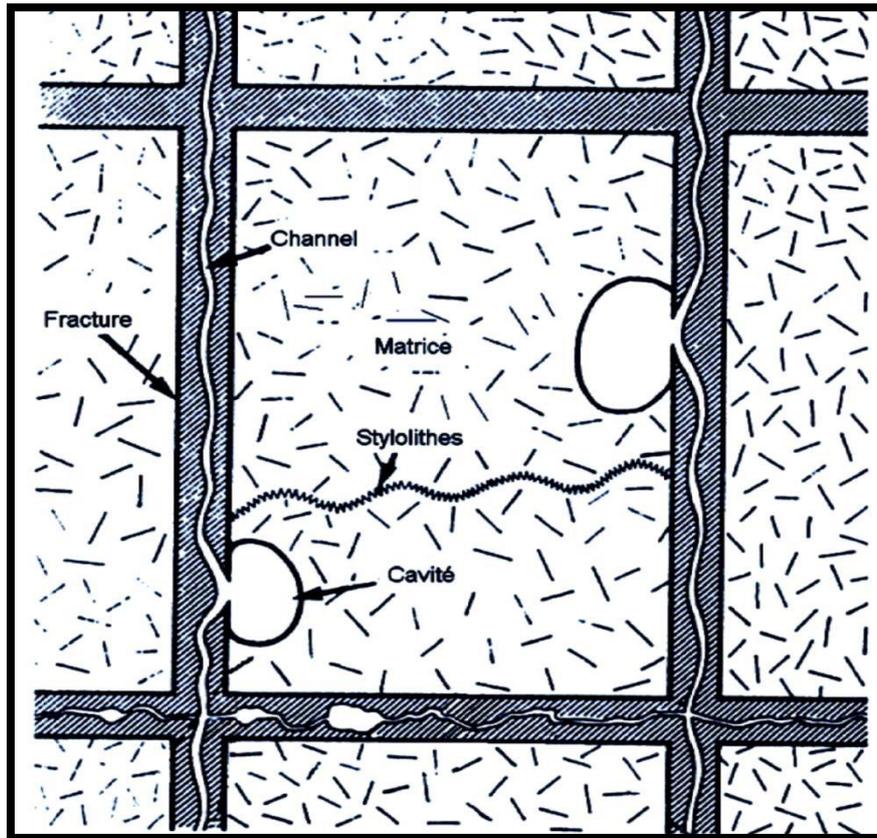


Figure III.1 : Types d'une matrice naturellement fracturée.(REF : COURS DE DIAGRAPHIE DE L'UNIVERSITE DE LAUSANNE ;2008)

III.2.1) Classification des fractures des réservoirs :

Une classification proposée par D. Tiab et Nelson sur les fractures naturelles dans les réservoirs en fonction de l'origine et du degré de fracturation ainsi que son apport relatif aux qualités pétrophysiques d'un réservoir (perméabilité et porosité matricielle), il résulte de cette classification, quatre types de fractures différents.

Type1 : La fracture fournit toute la capacité de stockage en plus de la perméabilité. **Type2**

: La matrice a une très bonne perméabilité. Les fractures s'ajoutent à la perméabilité du réservoir, et mène à un débit d'écoulement plus grand.

Type3 : La matrice a une perméabilité négligeable mais contient tous les fluides, les Fractures qui l'affectent fournissent la perméabilité essentielle du réservoir.

Type4 : Les fractures sont remplies de minéraux, ce type de fractures tend à créer des barrières de migration. Ce type de formation est anisotropique, et souvent non productif.

III.2.2) Influence de la fissuration sur la qualité du réservoir :

a). Influence positive : La fissuration présente en générale les apports positifs suivants :

Augmentation de la porosité effective grâce aux fissures ouvertes.

Amélioration de la perméabilité et de la circulation des fluides.

Connectivité entre les pores inter-granulaires.

Augmentation de la capacité de stockage.

La présence de fractures peut augmenter de façon très importante la surface de drainage.

b). Influence négative :

L'étanchéité des fractures est un paramètre qui détruit les qualités pétrophysiques,

La fissuration ouverte peut jouer un rôle négatif en permettant la circulation des Eaux interstitielles riches en éléments minéraux qui colmatent les pores et les fissures.

Une dis-migration des hydrocarbures vers d'autres formations. Pertes de boue au cours de forage.

3. Méthodes d'évaluation des fractures :

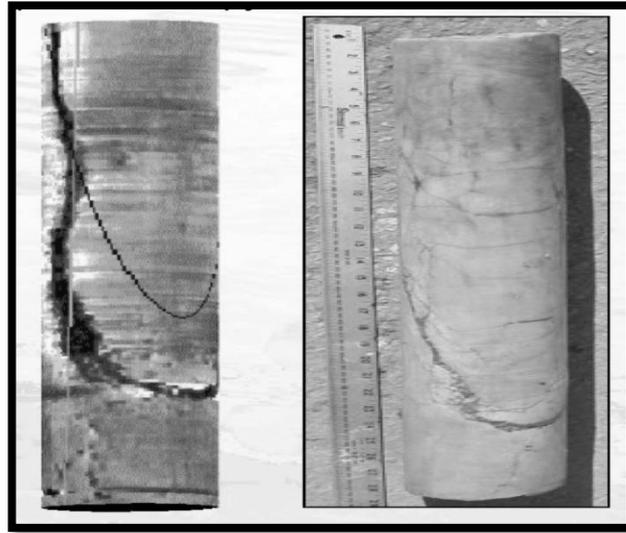
L'évaluation des fractures d'un réservoir reste très complexe malgré les progrès enregistrés avec les nouvelles technologies qui permettent de mieux estimer leurs origines et leurs dimensions. Pour pouvoir donner une bonne description des fractures concernant leur origines, leur propriétés pétrophysiques, et leur géométrie, et en fonction de l'échelle d'observation ; on dispose d'un certain nombre de techniques.

Toutes les formations de roches peuvent contenir des fractures se degré de fracturation peut être déterminé soit par des méthodes directes ou indirectes :

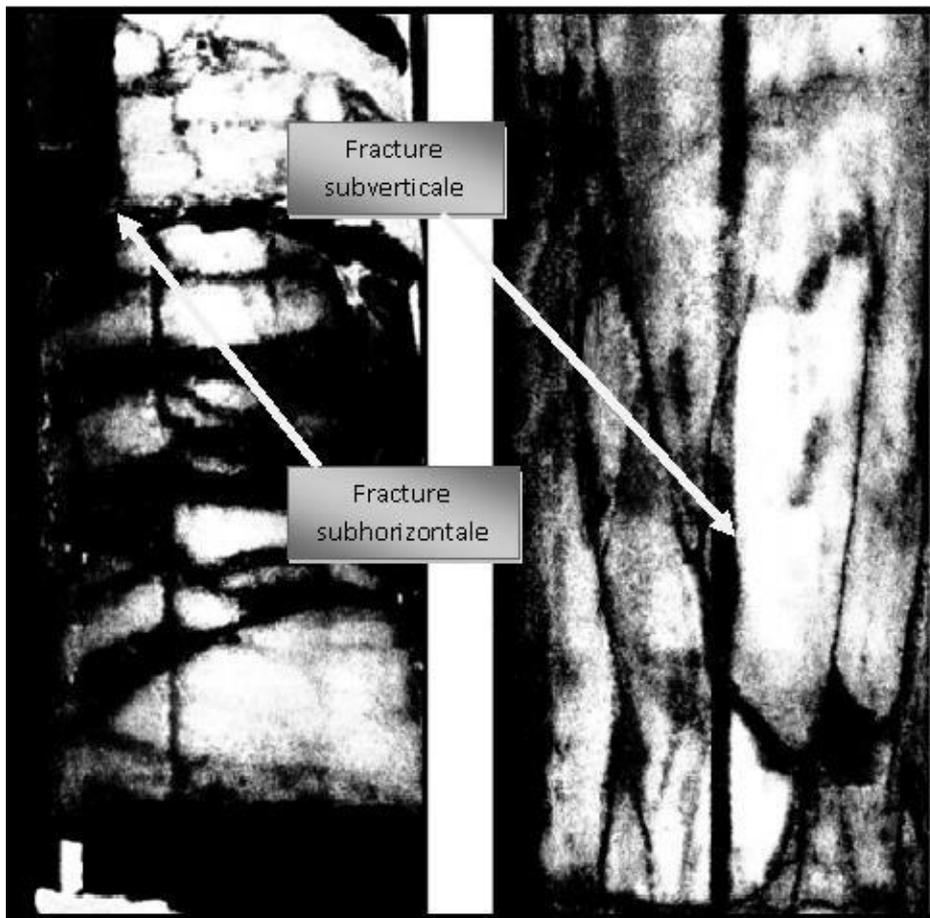
III.2.3) Détection directe des fractures : malgré leur exactitude ces méthodes restent très chères**III.2.3.1) Les carottes :**

C'est une étude macroscopique à l'œil nue des fracturations naturelles en mesurant l'intensité, et l'état d'ouverture des lèvres ou bien du colmatage de ces fractures. **(figure.6)**

Les carottes constituent un moyen plus précis pour voir les fractures telles qu'elles sont dans la formation et dans la zone d'intérêt, elles renseignent sur le pendage des fractures, si la carotte est orientée on peut connaître l'Azimut des fractures. Toutes ces informations facilitent l'analyse quantitative, la distribution et la génération des fractures. Mais la difficulté rencontrée lors de la récupération des carottes subsiste, le coût élevé de cette opération, et le fait que l'utilisation de cette méthode n'est pas toujours possible.



[A]



[B]

Figure III.2 : [A], [B] Fractures observées à partir des carottes.(Réf Document SONATRACH 2001)

III.2.3.2) Camera de puits :

Les cameras peuvent être utilisées pour prendre des photos des parois du puits, ceci donne une information directe sur la taille du trou, le plan de stratification, la fracturation et les failles. L'inconvénient de cet appareil est le dépôt de boue sur les parois du puits, cela empêche complètement l'utilisation de la camera. **(Figure.7)**

III.2.3.3) Packer gonflable :

L'impression des parois de puits peuvent être vu dans le caoutchouc du Packer, en cas de fractures, elle seront vu automatiquement, mais pour dire si ce sont des fractures induites ou naturelles nul ne peut le confirmer. **(Figure. 8)**

III.2.3.4) Lames minces :

C'est une méthode microscopique à l'aide du microscope polarisant on peut mieux apprécier la microfissuration. **(Figure.9)**

III.2.3.5) Analogie avec les affleurements :

L'observation des affleurements nous permet d'avoir une idée sur le modèle des failles et des fractures, leur espacement, leur longueur et leur hauteur, le réseau et le système de fracture. **(Figure.10)**

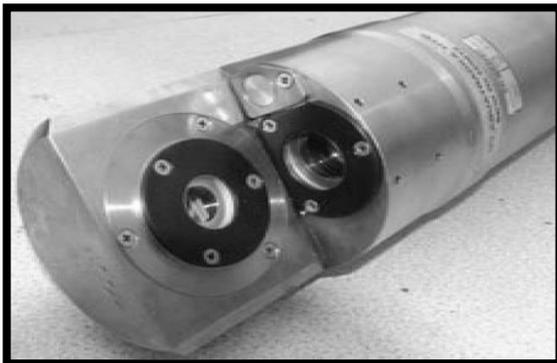


Figure III.3 : Camera de puits (BAKER Huges 1999)

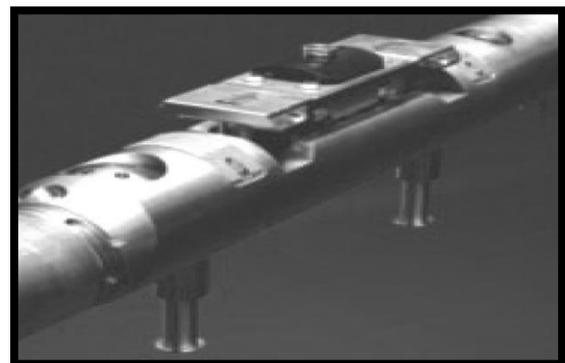
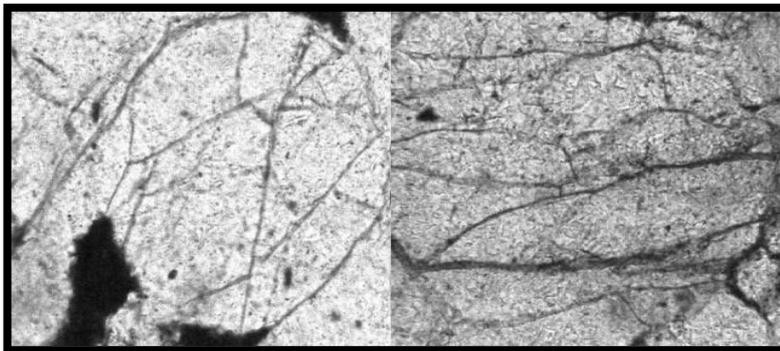


Figure III.4 : Packer gonflable avec deux bras (BAKER Huges 1999)



**Figure III.5 : Lames minces
Montrant des Fissuration**

**des grains de
quartz (SONATRACH
2002)**



Figure III.6 : fracture ouverte dans les affleurements.(Géologie d'Algerie 2001)

III.2.4) La détection indirecte : Les techniques indirectes incluent :

L'évaluation par les diagraphies conventionnelles.

L'évaluation par l'imagerie électrique et ultrasonique.

III.2.4.1) Evaluation par les diagraphies :

Les fractures ne peuvent être détectées, en tant que telles, ce n'est que par leur effets sur les outils de diagraphies qu'il est possible de détecter leur présence, **a- Radioactivité gamma naturelle (GR) :**

Dans la mesure où des circulations de fluides ayant favorisé, la précipitation d'uranium dans le réseau des fractures, l'outil (GR) standard ou l'outil de spectrométrie de rayonnement Gamma naturelle (NGS) mesurera une radioactivité, ou une teneur en Uranium plus élevée au droit des zones fracturées. **b- Diamètreur :**

Les zones fracturées apparaissent sur le Diamètreur soient :

Comme une réduction du diamètre du trou en face d'une zone compacte bien calibrée, due très probablement à un dépôt de boue, surtout si des produits colmatant ont été utilisés. Comme une augmentation du diamètre du trou causée par un effritement de la zone fracturée du au forage, et provoquant la chute de blocs de différents tailles, compris entre les systèmes de fractures se recoupant.

c- Thermométrie :

Le gradient de la température dans la boue est affecté par la présence de fractures ouvertes, par suite de l'invasion du réseau de fractures par la boue de forage, qui peut refroidir en général

les formations. Donc les formations les plus envahies par un fluide froid apparaissent comme des endroits plus froides sur le log de température, ce sera ainsi le cas des zones fracturées à faible perméabilité.

d- Densité de formation :

Avec l'outil de mesure de la densité type FDC deux mesures peuvent être considérées : D'une part la densité, et de l'autre la correction effectuée par l'outil sur la mesure précédente. Quand le patin de l'outil passe devant une fracture ouverte, on peut s'attendre à une baisse de densité due à un accroissement de porosité.

e- Litho Densité Tool :

Le LDT donne une section de mesure photo-électrique qui est à peu près indépendante de la porosité, de ce fait dans le cas de boue ordinaire, cet outil ne permet pas de détecter les fractures, par contre dans le cas où on utilise des boues barytées, la mesure très sensible à la baryte, détectera les fractures envahies par la boue, et donc de baryte. En effet, lorsque le patin passera devant une zone fracturée, il va monter de très hautes valeurs de la section de capture photo-électrique. Ceci est dû au numéro atomique élevé du baryum comparé aux autres éléments composant la majorité des roches sédimentaires.

f- Indice d'hydrogène-Neutron :

Dans la mesure où l'indice d'hydrogène mesuré par l'outil CNL est lié seulement au fluide de la formation, c'est la porosité totale que donne ce dispositif.

La porosité des fractures était sensiblement faible comparée à la porosité matricielle.

La connaissance des fractures par cet outil n'est jamais aisée.

g- Les résistivités :

Si on considère des fractures subparallèles à l'axe du trou et unidirectionnelles envahies par un fluide conducteur, le système électrique constitué par la formation, le trou de forage, et le réseau de fractures peut être représenté par la figure ci-dessous

En tenant compte de la distribution du courant pour chaque type de dispositif, on peut constater que dans le cas des fractures subparallèles à l'axe du trou : L'induction n'est pratiquement pas affectée par la présence des fractures, car ces dernières ne constituent qu'une partie négligeable du circuit, et elles sont en série par rapport aux chemins des courants de FOUCAULT.

Dans le cas de fractures sub-perpendiculaires à l'axe du trou : L'induction ne sera nettement plus en série mais en parallèle et sa conductivité sera très élevée en comparaison avec les formations environnantes, Les micros résistivités du fait que les patins ne voient que les fractures

face à eux et du fait qu'en général le trou s'effrite à proximité des fractures et s'ovalise, et les patins ont tendance à s'orienter selon la génératrice inférieure du grand axe. Ainsi les probabilités de suivre le réseau des fractures s'entrouvrent diminuées. Il faut ajouter à cela une profondeur d'investigation des micros dispositifs trop petites. **h- Le sonique :**

Le monopole et le dipôle fournissent d'autres nouvelles informations, incluant le temps de parcours, l'amplitude et le train d'onde complet digitalisé pour être enfin traité.

En pratique, les fractures larges et verticales ainsi que celles subhorizontales créent des sauts de cycles (cycle skipping) sur les courbes du temps de parcours des ondes de compression dans tous les logs soniques, qui compte sur l'énergie de la première arrivée, uniquement quand elle atteint un certain seuil, mais si la première arrivée est détectée uniquement dans le premier récepteur et pas dans le deuxième (ce qui est du à la faible amplitude), alors l'outil enregistre un temps de parcours très grand, et dans ce cas le train d'onde fait un saut (Jorden et al., 1986). Le skipping a lieu quand l'atténuation dans la formation est anormalement grande (ce qui est du à la compaction, une fracture, ou à la boue contenant du gaz), dans les formations dures l'effet du saut est un bon indicateur de fractures.

Cela est du à la réduction d'amplitude de la pulsation du son par réflexion, causées par la présence de fractures, et à des interférences destructives causée par d'autres modes de propagation générés par ces fractures. En addition, la réfraction causée par des fractures proches et verticales affecte l'énergie encore par une réduction d'amplitude.

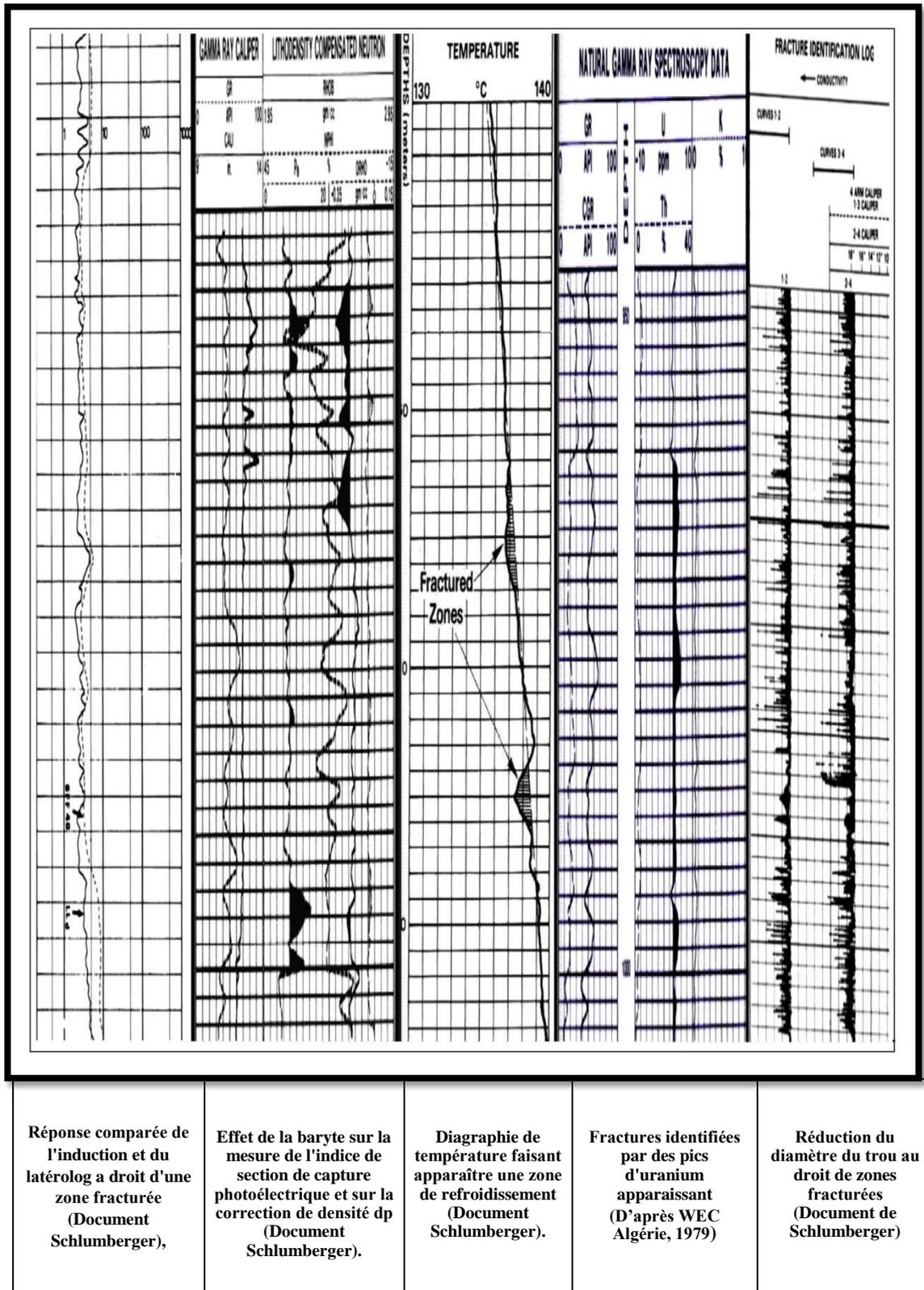


Figure III.7 : La réponse des outils des diagraphies conventionnels en face des fractures (ref : O. serra Tome2 ;2001)



CHAPITRE IV

LES DIAGRAPHIES D'IMAGERIE

Introduction :

L'imagerie acoustique et électrique a considérablement évolué dans la reconnaissance des formations de subsurface. Elle lève aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des milieux de dépôts. Son apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données de carottes (imagerie de surface).

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures (200 mesures de micro-résistivités avec l'outil FMI) dans le même endroit et en un temps réduit, ce qui lui permet d'obtenir une information détaillée de toute la paroi du puits (couverte des fois jusqu'à 100%). Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au top du trou dans un puits horizontal. Cette orientation est indispensable pour :

- La déduction du sens du paléo-courant et des azimuths de pendage des couches.
- La détection des contraintes tectoniques et leur changement au cours du temps.
- La détermination et l'orientation des fractures et des failles.
- La délimitation des séquences sédimentaires...

III.1) Les outils utilisés et leur principe de fonctionnement :

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique : a- Propagation des ondes acoustique dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde reçue.

b- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

IV.1.1) Les outils d'imagerie :**IV.1.1.1) L'UBI (ULTRASONIQUE BOREHOLE IMAGER) :**

L'UBI de la compagnie internationale Schlumberger, est l'un des outils les plus performants issus de la dernière génération d'imagerie sonore utilisée dans l'industrie pétrolière.

(Figure IV.1)

Il envoie un grand nombre d'impulsions pour produire une image acoustique en trou ouvert «openhole» où l'environnement (boue de forage) est isolant électriquement, comme avec les boues à huile.

L'UBI dispose d'un transducteur rotatif à grande résolution, faisant à la fois la fonction de transmetteur et de récepteur ; il existe en plusieurs dimensions, selon le diamètre du trou, permettant ainsi de minimiser la trajectoire de l'onde dans le fluide de forage réduisant ainsi l'atténuation de l'amplitude de l'onde dans les fluides lourds et maintenant un bon rapport signal/bruit. Ce transducteur émet 156 impulsions par rotation et fait sept tours par seconde dans le sens des aiguilles d'une montre, ce qui assure une couverture de 100% de la paroi du trou, présentant ainsi une image d'amplitude et une autre de rayon d'onde reçue qui reflète la présence des éléments structuraux, sédimentaire et stratigraphiques. La couleur sombre indique les faibles amplitudes et les larges rayons.

L'enregistrement de l'outil UBI se fait de bas en haut, il est muni d'un système d'orientation magnétique assuré par le GPIT (General Purpose Inclination Tool), situé juste au-dessus qui lui permet d'orienter les images acquises ainsi que la déviation des puits.

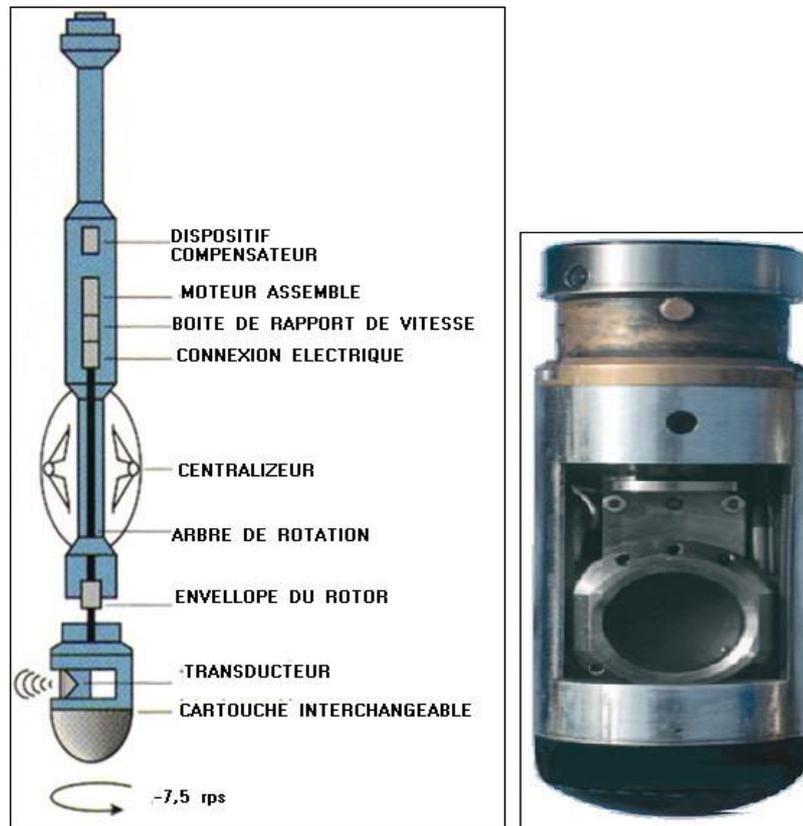


Figure IV.1 : image descriptif de l'outil UBI et une photo d'un (Document Schlumberger) transducteur rotatif.

(Document Schlumberger)

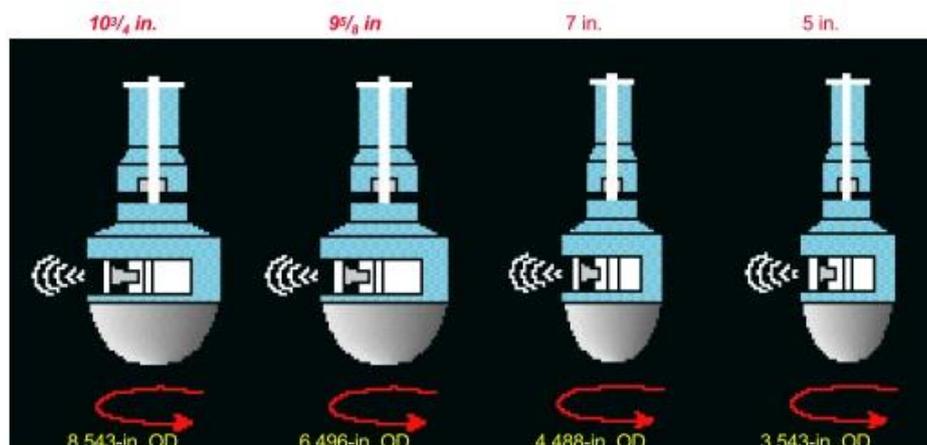


Figure IV.2 : Les différents types des transducteurs rotatifs.

(Document Schlumberger)

IV.1.1.2) Le FMI (Fullbore Micro Imager)

Le FMI (Fullbore Micro Imager) est un outil électrique permettant la mesure de la micro-résistivité de la formation. Le FMI est une version améliorée du FMS (Fullbore Micro Scanner) et possède 4 bras supportant chacun un patin appelé Pad et un sous-patin appelé flap.

Chacun d'entre eux supporte 24 électrodes sur le pad et 24 électrodes sur le flap disposées de manière à ce qu'elles ne mesurent jamais les mêmes valeurs aux mêmes temps.

Le résultat de la mesure est un ensemble de courbes décalées les unes par rapports aux autres. C'est ce décalage qui sera utilisé pour définir les limites des bancs.

Le traitement des données se fait de la même manière que pour les autres outils et l'interprétation est identique.

Notons que le FMI est utilisé spécialement dans les boues conductrices, il est très précis dans les limites des couches. Quant à l'UBI ou CBIL leur résolution leur permet de déceler les fractures.

Sur le FMI, la JPIT a pour rôle principal de localiser à chaque instant la position du pad1 par rapport au nord magnétique.

Du fait que les données du FMS et FMI sont orientées, leur représentation est possible sur une piste standard, possible sur une piste déroulée et recommandée sur une piste cylindrique.

Les données de ces outils sont stockées dans un répertoire qui contient les fichiers suivants :

P1pad 1 (FMI, FMS4, FMS2)

P2pad 2 (FMI, FMS4)

P3pad 3 (FMI, FMS4, FMS2)

P4pad 4 (FMI, FMS4)

F1flap du pad 1 (FMI)

F2flap du pad 2 (FMI)

F3flap du pad 3 (FMI)

F4flap du pad 4 (FMI)

Inclino azimuth du pad 1, calipers géométrie du trou Histohistogramme
du FMI, FMS

abp1, abp2, abp3, abp4, abf1, abf2, abf3, abf4 sont des données réservées qui sont utilisées pour la normalisation dynamique.

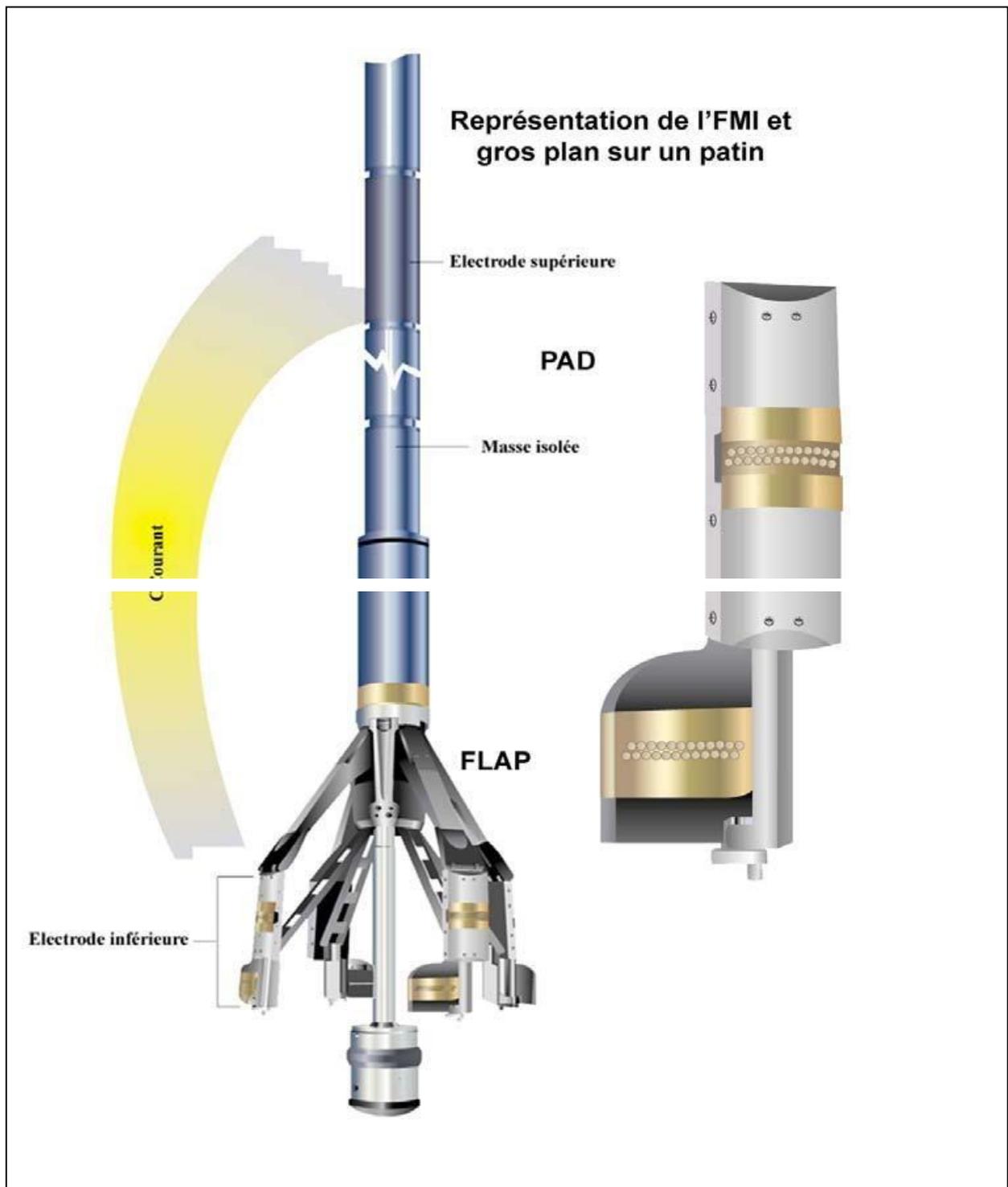


Figure IV.3 : représentation de l'outil FMI (document Schlumberger 2002)

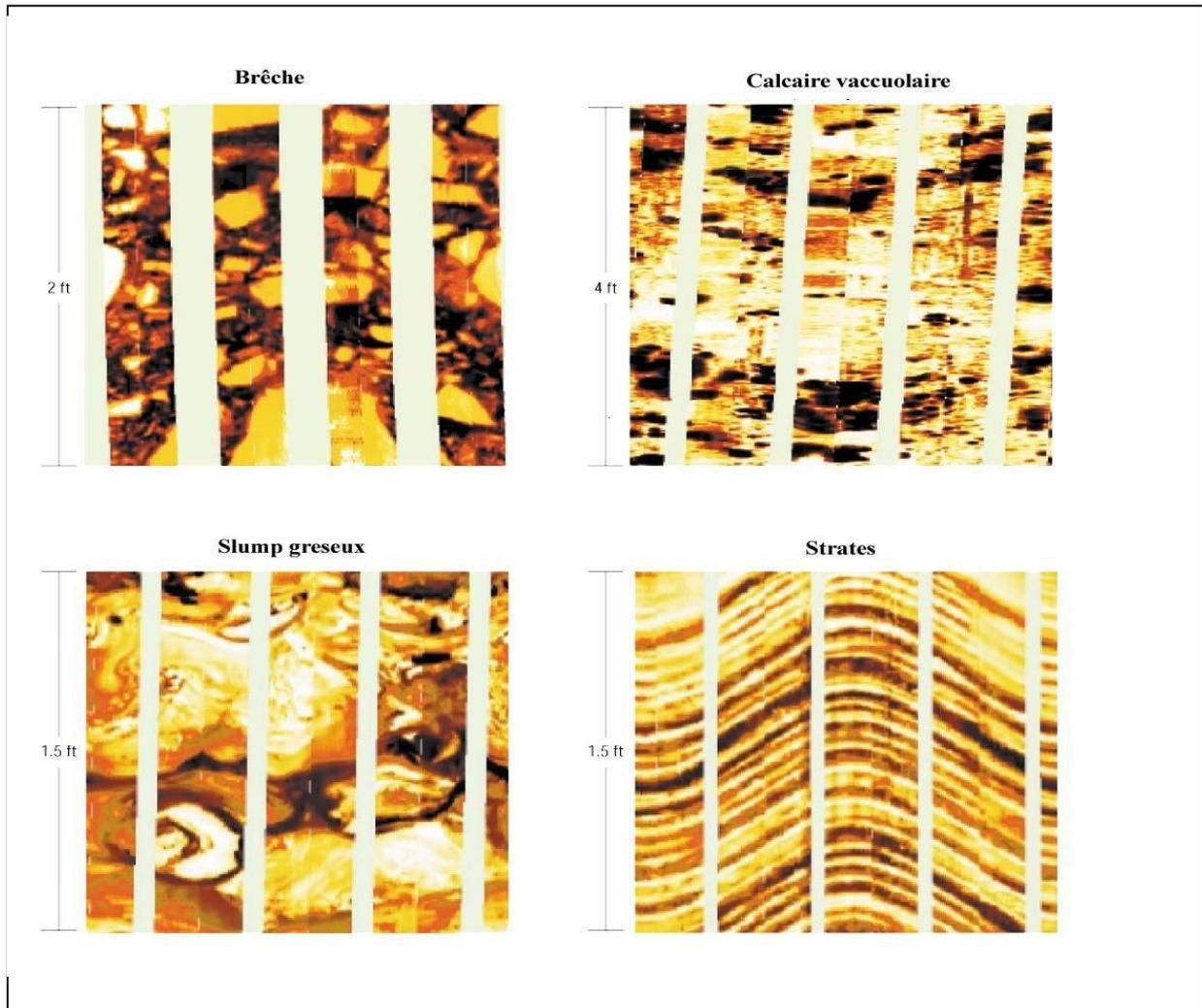


Figure IV.4 : sédimentaires visibles sur les images de trou (document Schlumberger 2002)

a- Principe de la lecture des réponses :

Le principe de mesure consiste à mesurer l'amplitude et le temps de transit de l'onde ultrasonique en utilisant deux différentes fréquences .La fréquence de 500 KHz donne une bonne résolution de l'image du signal, la fréquence de 250 KHz donne de meilleures mesures dans le cas des boues dispersives. Le mode de résolution est sélectionné en fonction de l'environnement du sondage (type et densité de la boue).

Les événements géologiques rencontrés dans un puits influent différemment sur les caractéristiques de l'onde acoustique émise par l'outil d'imagerie. De ce fait, on peut, à partir d'une image enregistrée au fond d'un puits, tirer plusieurs informations, d'ordre lithologique et structural, afin de mieux connaître l'environnement rencontré par le forage.

L'amplitude et la vitesse de l'onde ultra sonique sont fonction de la lithologie, de la forme et de la taille de l'empreinte géologique rencontrée.

Certains événements sont faciles à déceler, d'autres moins ; leur détection demande une expérience dans l'interprétation de l'image, et une connaissance approfondie de la géologie de la région.

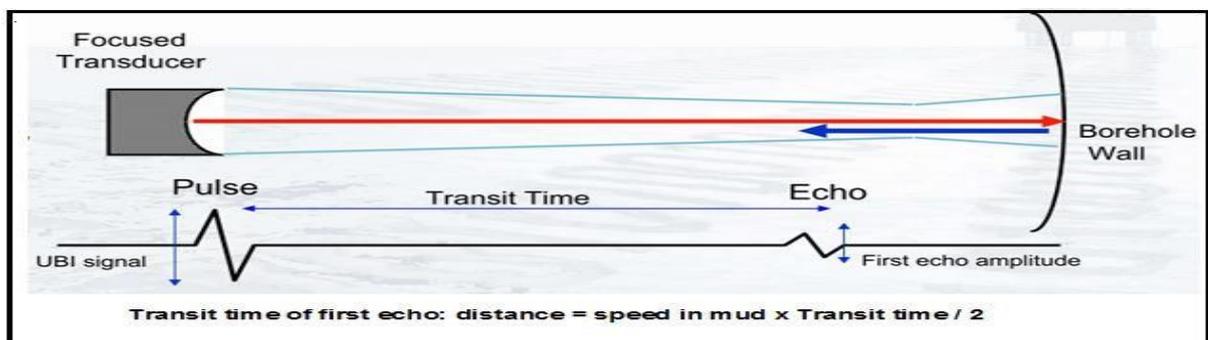


Figure IV.5 : le principe de fonctionnement de l'imagerie sonore.(O.SERRA Tome I ;1999)

b- La présentation des images acoustiques :

La présentation normale des images acoustiques consiste en des images d'amplitude à gauche et des images de temps de transit à droite, La normalisation statique souvent au-delà de 1m d'intervalle est appliquée aux deux images (temps de transit, amplitude) pour mettre en évidence les caractéristiques du trou de forage.

La couleur sombre représente les petites amplitudes et les temps de transit élevés indiquant la rugosité du trou de forage et la présence d'une formation attentive de l'amplitude de l'onde ultrasonique.

Deux échelles, tout à fait à gauche pour les amplitudes et tout à fait à droite pour les temps de transit, présentent la relation entre l'échelle de couleur et la valeur absolue de la mesure.

Les images peuvent être orientées en respectant le Nord ou la ligne de la plus grande pente du puits lorsqu'il s'agit d'un puits dévié. Si elles sont orientées suivant la ligne de la plus grande

penne, tout dommage du puits causé par la friction de l'outil de forage apparait au centre de l'image et est facilement identifiée.

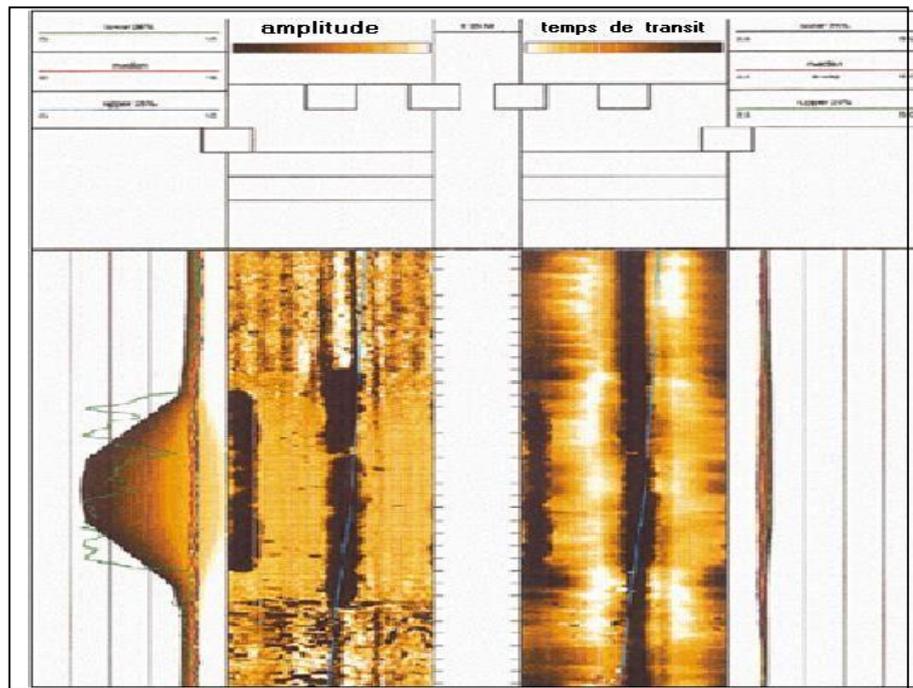


Figure IV.6 : une image montre la présentation des images acoustiques .L'amplitude à gauche, le temps de transit à droite. La couleur sombre indique les faibles amplitudes et les temps de transit élevés.

(Document Schlumberger 2002)

IV.1.1.3 L'OBMI (Oil Base Micro-Imager):

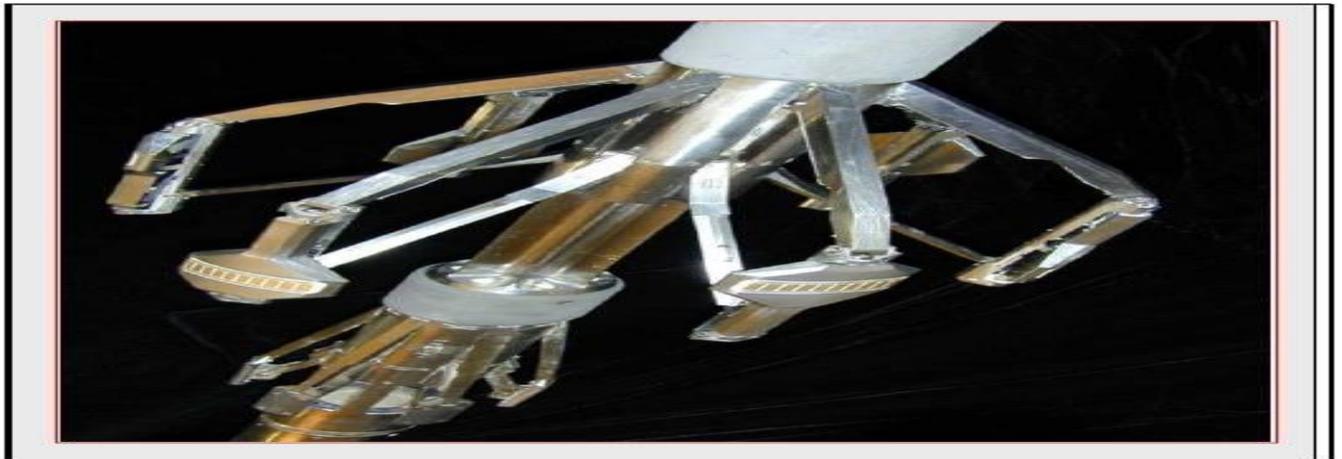
C'est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagnie internationale Schlumberger, fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice.

Cet outil donne des images de micro résistivité assurant une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi que d'assurer une large couverture de la paroi du puits à plus de 42% dans un trou de diamètre de 6 pouces, il est constitué de quatre bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes.

IV.1.2) L'EARTH IMAGER :

L'Earth imager est un outil d'imagerie électrique de la compagnie internationale Baker Atlas conçu spécialement pour les enregistrements dans la boue non conductrice (boue à huile). Cet outil est constitué de six bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes.

Le taux d'échantillonnage vertical est généralement de 60 à 120 échantillons/pied, la largeur du patin est environ 2,45 pouces, qui se traduisent par une couverture de 78% d'un trou de 6 pouces ou 56% d'un trou de 8,5 pouces.



**Figure IV.7 : Une photo de l'EARTHI-MAGER.
(Document Baker ;1999)**

IV.1.2.1) Le principe de mesure :

Le corps inférieur de l'outil émet un courant appelé EMEX (pour Emettre-Exciter), dans la formation. Une très faible partie de ce courant passe par les électrodes et donne les courbes enregistrées, représentant les contrastes de micro-résistivité aux limites des couches ou aux fractures traversant le sondage. Le reste du courant sert à focaliser le courant d'électrodes pour donner une résolution verticale très fine.

Il est nécessaire d'échantillonner les données chaque 0.1 pouce pour maintenir une résolution de 0.2 pouce. Chaque patin est muni de 2 rangées d'électrodes. La rangée inférieure est déplacée horizontalement par la moitié par rapport à la rangée supérieure.

En plus, le circuit électronique prend les échantillons de data de chaque électrode à une fréquence de 62.5 Hz. Avec une vitesse d'enregistrement maximum de 1800pied/h, un échantillon au minimum est acquis chaque 0.1 pouce.

IV.1.3) L'imagerie électrique ou acoustique :

Ayant à sa disposition deux procédés d'imageries on peut en effet se poser la question : que convient-il d'enregistrer ?

L'acquisition d'imagerie électrique requiert une boue conductrice, il est préférable donc d'enregistrer des images électriques dans des puits forés avec une boue à eau.

Cette limitation n'existe pas pour les sondes d'imagerie acoustique. Il faut toutefois savoir qu'une boue émulsionnée à basse de pétrole peut après un certain temps de repos (absence de circulation de la boue) se séparer par gravité en pétrole et en eau, le pétrole plus léger s'accumulant en haut du puits, l'eau lourde en bas, rétablissant dans cette zone la circulation du courant.

En effet, les images acoustiques reflètent essentiellement les irrégularités et microrugosités de la paroi du trou. Ces dernières peuvent être parfaitement liées à des paramètres géologiques (variations de la lithologie, de perméabilité, de porosité...) influençant le coefficient de réflexion des ondes ultrasoniques et leur amplitudes. N'oublions pas également qu'au droit des réservoirs, il existe souvent un mud-cake parfois épais sur lequel les ondes peuvent se réfléchir, masquant ainsi la structure interne de la roche, alors que le courant analyse la formation à travers le mudcake.

Dans le cas de boues lourdes ou riches en déblais, ou encore très bullées, on a des images bruitées souvent très difficile à interpréter. C'est également le cas dans des trous ovalisés, le retour de l'onde ne se faisant plus directement vers le récepteur, mais après plusieurs réflexion sur la paroi du trou, ce qui allonge le trajet et crée de surcroit une perte d'amplitude.

Les images électriques perdent de leur qualité dans des trous forés avec une boue en sel. La résolution des sondes électriques est généralement meilleur, la plage de variation pouvant atteindre 10.000ohm-m. Cette sensibilité fait que la sonde détecte des fissures très fines que ne vas pas détecter la sonde acoustique si elles ne se traduisent par un effritement de la paroi du trou.

IV.2) La combinaison des deux types d'imagerie :

La combinaison de l'imagerie ultrasonique et électrique a permis une meilleure caractérisation du réseau de fractures et de failles : plusieurs fractures, non visibles sur les images

ultrasoniques, possiblement en raison d'accumulation de la boue ont été aisément observées sur les images électriques et vice versa.

En outre, plusieurs zones de failles/microfailles ont été interprétées à partir de l'analyse combinée des deux imageries. Cependant, comme il n'était pas possible de différencier les fractures ouvertes des fractures fermées directement à partir des images électriques, du fait qu'elles apparaissent toutes résistives, les images d'amplitude et de temps de transit ont été utilisées pour caractériser ces types de fractures en se basant sur leur apparence et en tenant compte de leur orientations par rapport aux contraintes tectoniques actuelles, ainsi, la complémentarité des informations fournies par les images électriques et ultrasoniques a contribué à améliorer l'évaluation des fractures.

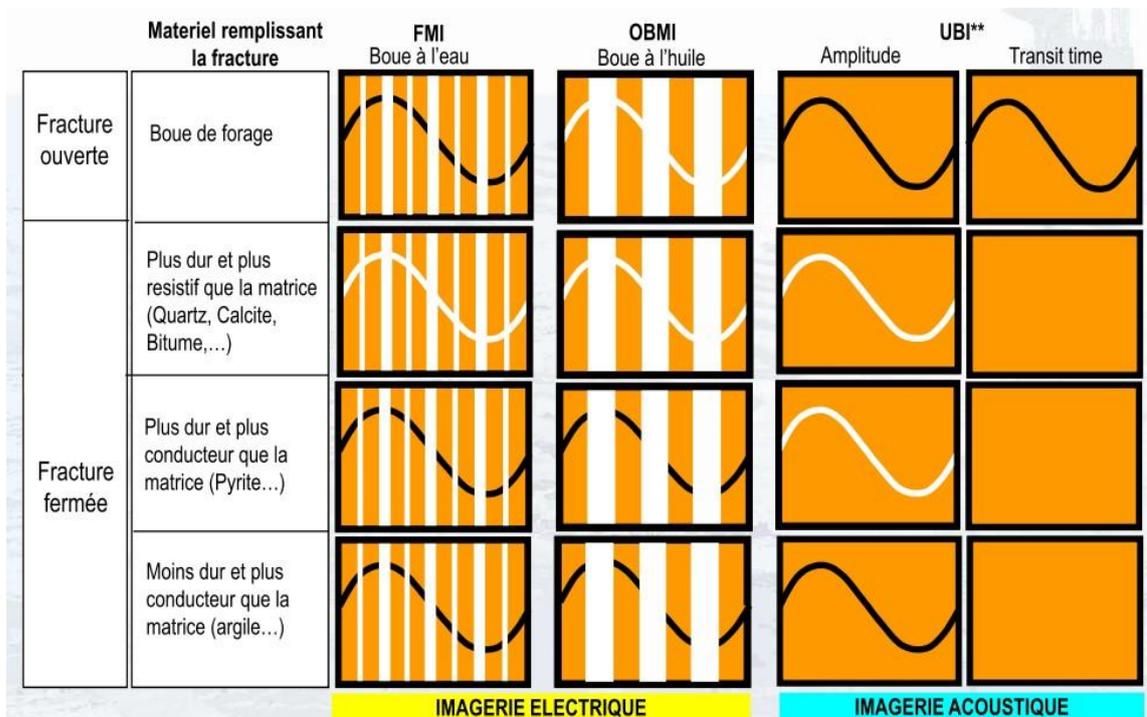


Figure IV.8 : l'identification des fractures par la combinaison des deux types D'imagerie.(document Schlumberger 2002)

IV.3) Les applications de l'imagerie :

Comme on peut se l'imaginer, elles sont multiples :

IV.3.1) Analyse structurale :

Confirmation visuelle des pendages structuraux et les types de faille.

Détection des failles sans déplacement.

Détermination de l'orientation des champs de contraintes dans le forage.

IV.3.2) Analyse sédimentaire :

Description des facies, des séquences et des milieux de dépôt.

Détermination de la direction des courants à partir des stratifications entrecroisées.

La reconnaissance des surfaces de stratification non plane tel que l'érosion. Les limites de banc sont immédiatement identifiables.

IV.3.3) Analyse diagénétique :

Certains phénomènes diagénétiques sont facilement détectés à l'aide des images de la paroi du trou. C'est ainsi que l'on détecte les niveaux ou les nodules cimentés, les vacuoles de dissolution et les stylolithes dues aux phénomènes pression-dissolution.

La connaissance de ces phénomènes permet de mieux reconstituer l'histoire géologique du dépôt depuis sa formation.

IV.3.4) Analyse et détection des fractures :

Distinction entre les fractures ouvertes, fermées et induites.

Détermination de la direction, pendage et la distribution azimutale.

Estimation de la productivité et la porosité des fractures.

IV.3.5) L'évaluation des réservoirs :

Il est évident que les examens détaillés des images au droit des réservoirs apporte de précieux renseignements relative à leur comportement dynamique. On peut ainsi bien mieux apprécier les caractéristiques pétrophysiques de chaque unité d'écoulement et déterminer avec précision leurs épaisseurs réelles. On connaît les anisotropies de perméabilité. (**Figure III.9**) ainsi que les barrières de perméabilité (niveau argileux, fractures cimentées, stylolithes) ou les chemins préférentiels de perméabilité (fractures ouvertes) qui peuvent les affecter.

Les images permettent également de mieux évaluer la hauteur utile des réservoirs à bancs minces alternant avec des niveaux argileux ou des niveaux cimentés.

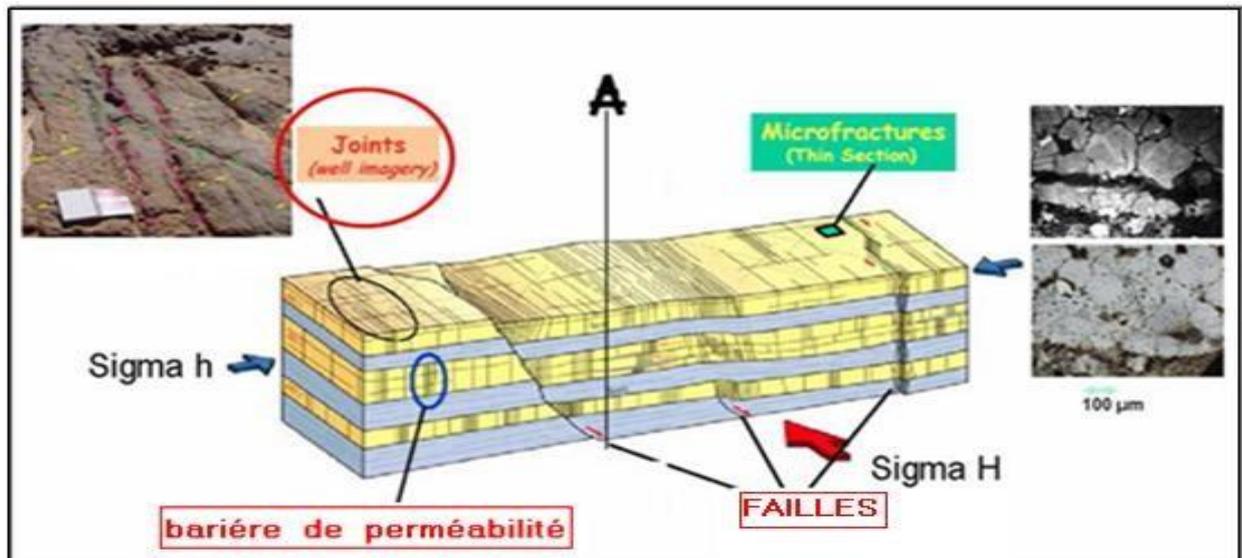


Figure IV.9 : l'apport de l'imagerie pour l'évaluation des réservoirs. (diagraphie de pétrole IFP training 2007)

IV.4) Traitement des données :

IV.4.1) Normalisation et égalisation des images :

Les images sont d'abord normalisées avant toute interprétation ; l'égalisation compense pour les petites différences qui pourraient apparaître dans la réponse des senseurs dues à une pression inégale du patin ou une stand-off image. (Figure III.10)

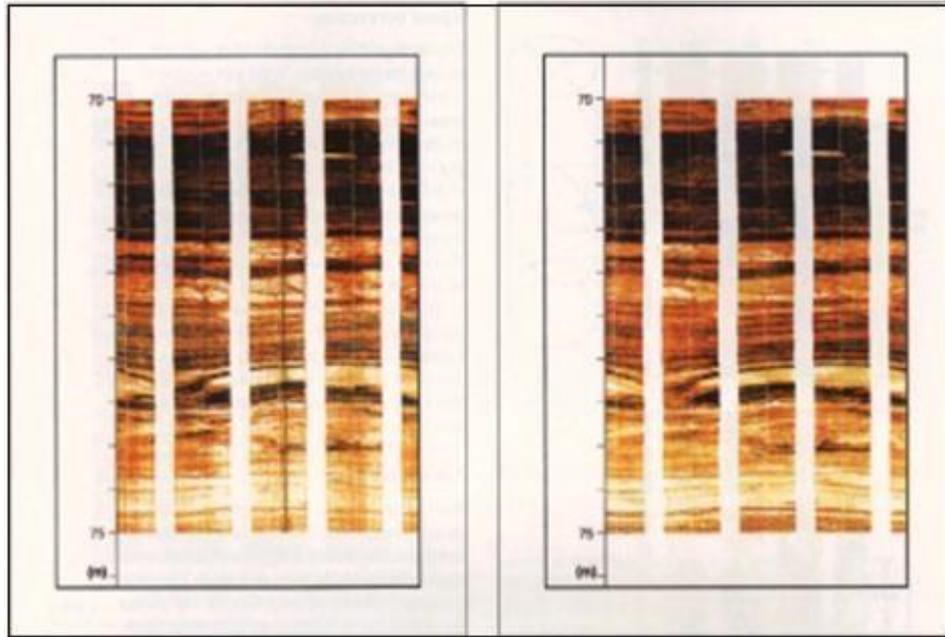


Figure IV.10 : Image avant égalisation.

Image après égalisation et correction du point mort. (Document Schlumberger ;2002)

IV.4.2) Correction des vitesses :

Pour un calcul précis des pendages, il est nécessaire de corriger les irrégularités du mouvement de l'outil pendant l'enregistrement. Celles-ci sont provoquées par l'élasticité du câble lorsque les frottements, dues aux conditions de trou varient. Le programme utilise les électrodes de vitesse pour effectuer cette correction.

Celle-ci se fait en deux étapes. Tout d'abord la lecture de l'accéléromètre est utilisée pour corriger les courbes de micro-résistivités des différentes électrodes y compris les électrodes de vitesse. Les courbes des électrodes de vitesse sont ensuite utilisées pour annuler toute variation résiduelle. La correction de vitesse pour l'accéléromètre est calculée en fonction des variations d'accélération au point considéré. Une simple intégration de la courbe d'accélération donne la vitesse instantanée de la sonde, une double intégration donne la distance parcourue. Les courbes d'origine peuvent être alors remises à leur profondeur exacte.

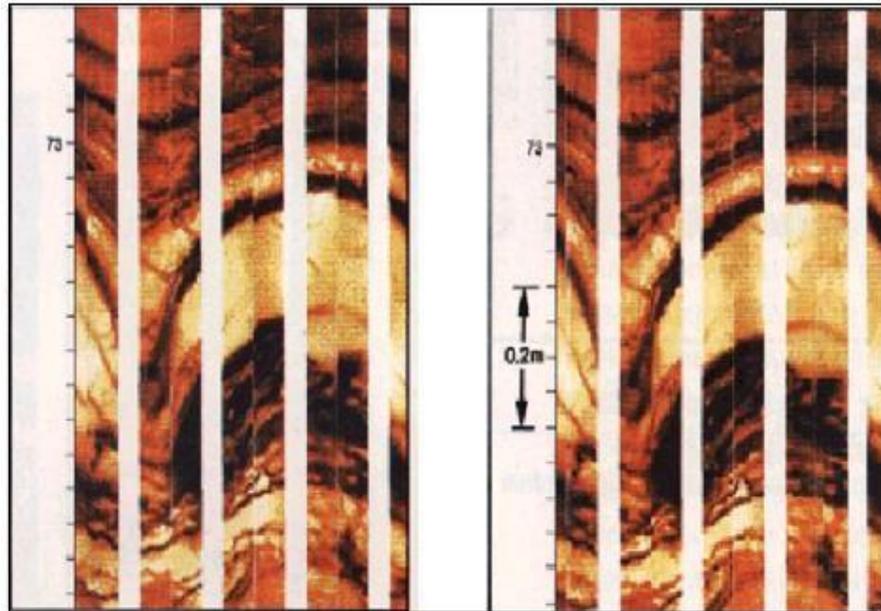


Figure III.11 : Avant correction. Apres correction.

(Document Schlumberger 2002)

IV.4.3) Contrôle de qualité :

Le contrôle de qualité commence avec des contrôles périodiques pour s'assurer que chaque type d'enregistrement est dans les normes requises. Des contrôles et des calibrations faites avant chaque opération d'enregistrement.

IV.5) Développement de l'image :

Au fond d'un puits, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace ; ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions. Ce développement se fait selon le schéma ci-dessous. **(Figure III.12)**

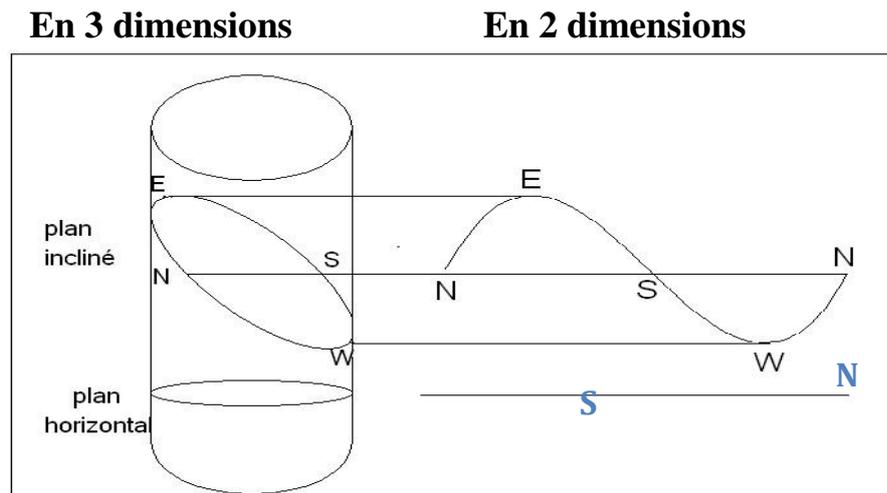


Figure IV.12 : Développement des plans de trois dimensions en deux dimensions. (bases des méthodes sismiques 2001)

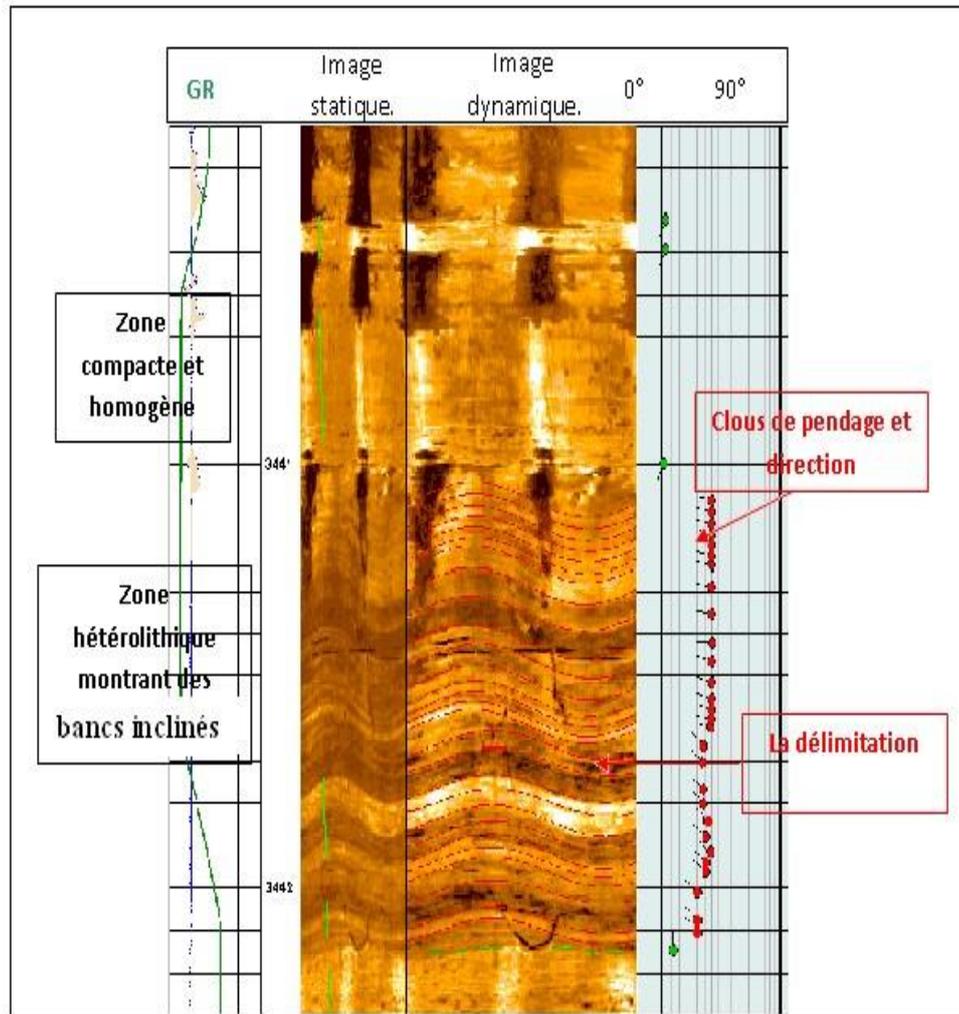
Un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite.

IV.6) Mode d'interprétation des images :

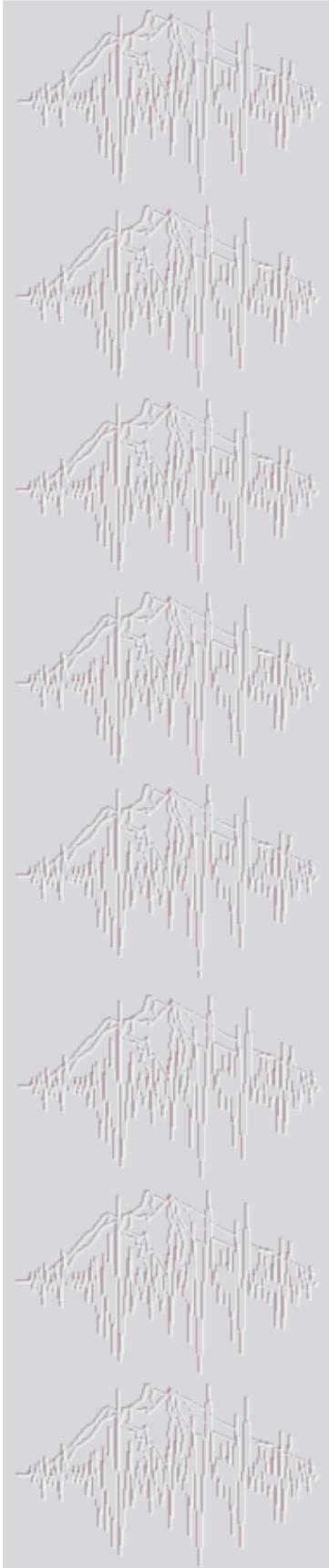
IV.6.1) Les limites des bancs : (Figure IV.13)

La réponse de l'onde émise montre un contraste de couleurs au passage des bancs de lithologie et minéralogie différentes.

Dans les dépôts silico-clastiques, la couleur varie en fonction de la taille des grains, les grès sont reconnus par une couleur claire, par contre les argiles se reconnaissent par une couleur plus sombre. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et sa réponse sera une ligne droite ou un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et à forte amplitude dans un puits horizontal. (**Figure III.12**).



**Figure IV.13 : Image montrant les limites de bancs d'un forage vertical.
(Document SONATRACH 2003)**



CHAPITRE V

Résultats d'interprétation des données d'imagerie et de diagraphie

V.1) Étude diagraphique des sondages :

V.1.1) Notions Générale :

La roche est composée de trois éléments principaux qui sont :

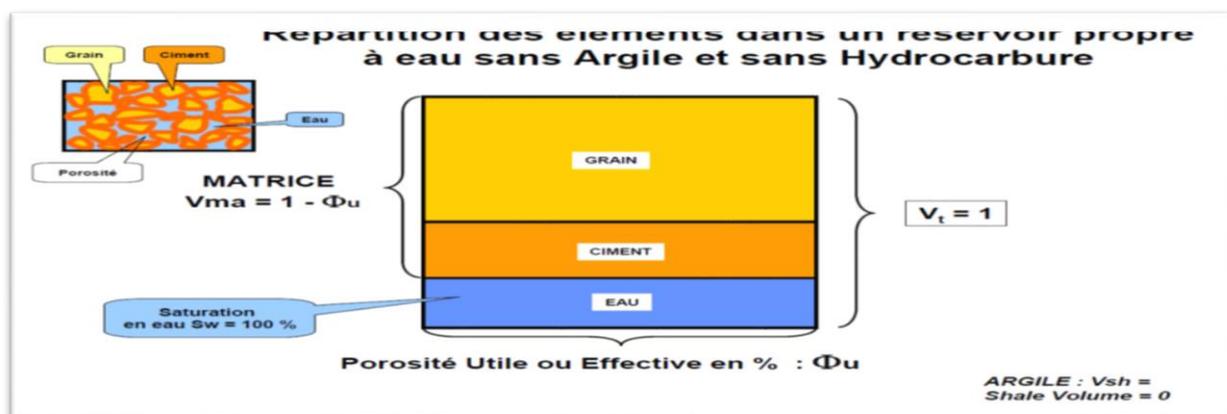
V.1.1.1) Matrice :

La matrice est l'ensemble des éléments solides (grains et liants) qui constituent la roche réservoir à l'exclusion des argiles. Elle est dite simple quand ces éléments et le ciment les reliant sont constitués du même minéral (grés, calcite, quartz...etc.)(voir figure V.1)

Cependant elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou quand le ciment est de nature différente (grés à ciment calcaire). Elle est dite propre si elle ne renferme pas d'argile, le terme propre confirme une meilleure qualité au réservoir. (voir figure V.2)

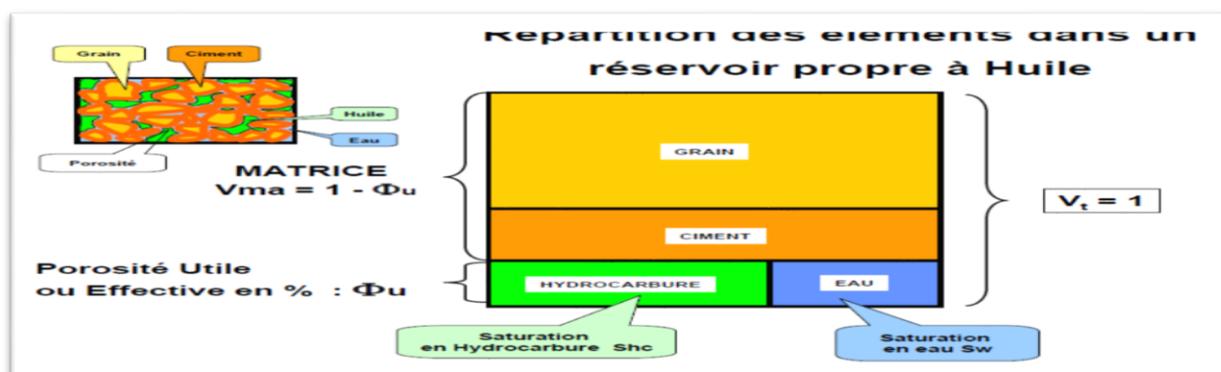
Nous avons trois types de matrices :

- **Matrice simple** : Elle est constituée d'un seul minéral, le ciment doit être de la même matière(voir figure V.1)



- Fig.V.1. matrice simple.

- **Matrice propre**



- Fig.V.2. matrice propre(Réf: Document Schulmberger 2001)

- **Matrice complexe** :

Elle est composée de plusieurs minéraux ou de ciment de nature différente. (voir figure V.3)

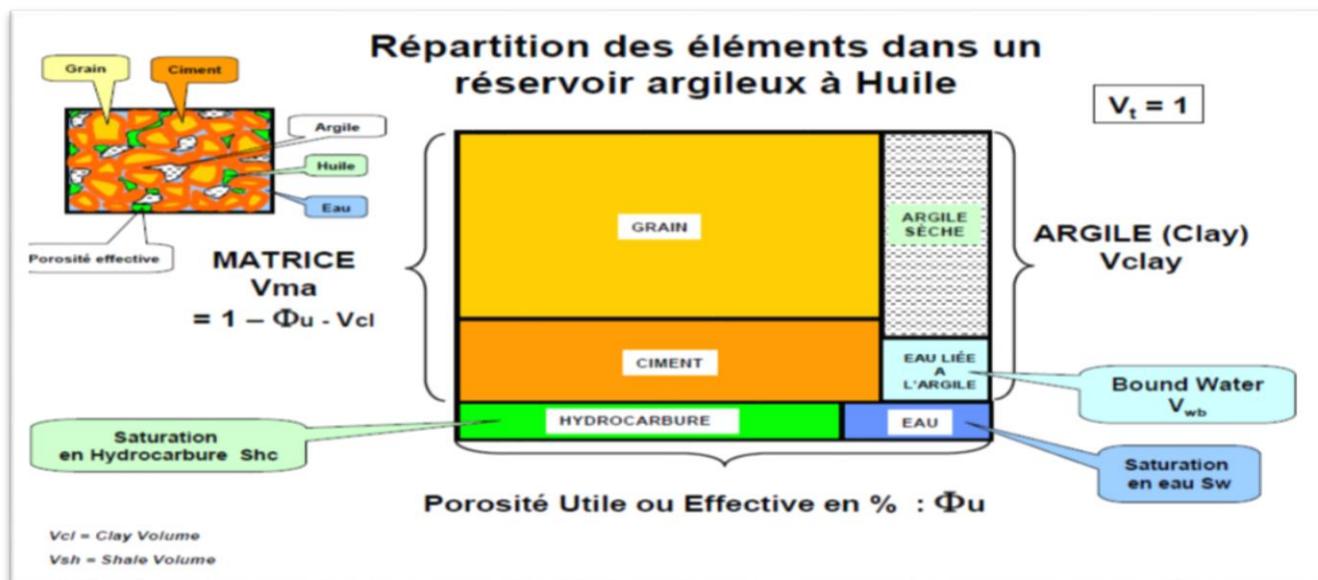


Fig.V.3. matrice complexe(Réf document Schulmberger 2001)

V.1.1.2) Argile :

Ce sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux aluminosilicates, hydratés.

Il est impératif d'en tenir compte lors de l'évaluation des paramètres pétrophysiques.

On distingue trois types d'argiles suivant leur mode de distribution dans la roche :

- **Argiles laminées :**

Déposé en fins lits entre deux couches de réservoirs, sous forme de lamelles, elles n'affectent en rien les paramètres pétrophysiques.

- **Argiles dispersées :**

Elles occupent partiellement les pores et, soit elles adhèrent aux grains, soit elles les enduisent.

- **Argiles structurales :**

Elles sont déposées sous forme de grains jouant le même rôle que les grains de la matrice.

V.1.1.3) Les fluides :

Le pourcentage de fluides dans les roches occupant les pores qui peuvent être de nature différente (gaz, huile, eau) dépend du pourcentage de ces espaces vides et donc de la porosité.

V.1.1.4) Lithologie :

C'est la nature de la roche d'une formation (les principaux composants).

V.1.2) Paramètres pétrophysiques :

Une roche sédimentaire est constituée de grains, d'une matrice et de pores qui contiennent les fluides. La matrice lie les grains entre eux. En absence de la matrice, la roche est meuble. En diagraphie, le terme matrice est utilisé pour désigner la partie solide de la roche.

Le volume poreux d'une roche est généralement très hétérogène. Les pores présentent des formes irrégulières et sont plus ou moins reliés entre eux par des canicules étroites et tortueuses.

V.2.1) La porosité \emptyset :

La porosité est définie par le Volume de vide (" pore ") existant dans la roche sur le volume total de la roche (voir Figure V.4) , exprimé en %. L'ensemble des pores reliés entre eux est la porosité utile. La porosité restante est la porosité résiduelle.

Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10% et 35 %.

$$\emptyset = \frac{V_{Pore}}{V_{Total}} = \frac{V_{Pore} - V_{Solide}}{V_{Total}}$$

$\emptyset < 5\%$
 $10\% < \emptyset < 20\%$
 $20\% < \emptyset$

faible
 moyenne
 bonne

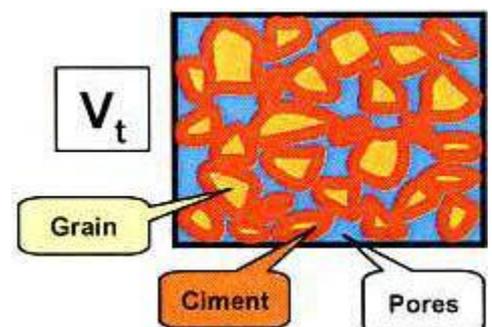


Figure V.4. Présentation des pores

En distingue deux types de porosité :

- **Porosité Primaire ϕ_1 :**

Elle est héritée du dépôt du sédiment à l'origine.

- **Porosité Secondaire ϕ_2 :**

Elle est due aux modifications diagenétiques du sédiment au cours de son enfouissement ou bien à l'existence de fractures dans la roche.

- **Porosité effective (ϕ_{eff}) :**

Appelé aussi la Porosité connectée ou potentiel, c'est le rapport entre le volume des pores reliés entre eux et le volume total de la roche, elle est accessible aux fluides libres.

Elle varie entre 1% et 40%, elle est évaluée par combinaison des porosités neutron sonique et densité.

V.2.2) La perméabilité K :

Un milieu poreux permet l'écoulement des fluides si les pores sont reliés entre eux et si les pertes de charge ne sont pas trop élevées. La perméabilité représente la facilité avec laquelle un fluide de viscosité donnée traverse une formation ; elle est définie par la loi de Darcy qui est une loi de pertes de charge :

$$Q = K \frac{S \Delta P}{\mu \Delta l} \dots \dots \dots (03)$$

Q : débit du fluide traversant la roche en cm³/s,

S : surface de passage du fluide en cm²,

μ : viscosité du fluide en centipoises (viscosité dynamique),

$\frac{\Delta P}{\Delta l}$: gradient de pression en bar/cm,

k : perméabilité de l'échantillon exprimée en millidarcy (d).

V.2.3) Les facteurs lithologiques influent sur la porosité et la perméabilité :

Deux types des facteurs peuvent influencer ces caractéristiques :

- Les facteurs granulométriques : Taille, forme, arrangement ...
- Les facteurs minéralogiques : Argiles, ciments ...

a) La taille et l'arrangement :

On aura la porosité maximale dans un arrangement cubique de grains sphériques (47,6%) quelque soit leur taille.(voir figure V.5)

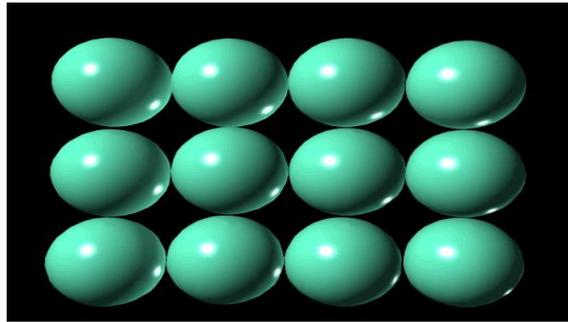
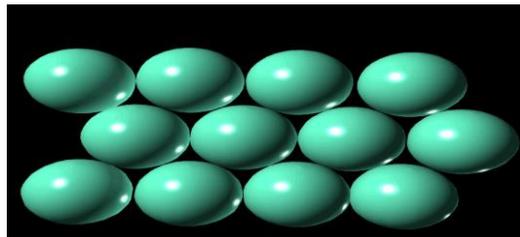


Figure V.5. Arrangement cubique des grains(Réf BAKER Huges 1999)

Alors que sous l'effet de la compaction, par un glissement des grains on obtient un arrangement rhomboédrique, la porosité chute aux environs de 26 % sans que la taille varie. Dans les conditions réelles, on constate que plus les grains sont fins plus la porosité augmente. Ceci est dû au fait que les petits grains résistent mieux aux forces de tassement. La perméabilité par contre augmente avec la taille des grains.(voir FigV.6)



FigureV.6. arrangement rhomboédrique(Réf BAKER Huges 1999)

b) Le classement des grains :

Plus le classement est bon, plus la porosité est grande. La perméabilité est en général plus grande lorsque le classement est bon, mais elle dépend aussi de la dimension des pores.

c) Relation entre la porosité et la perméabilité :

Il n'y a pas de relation quantitative directe entre la porosité et la perméabilité. On peut en effet avoir une forte porosité sans pour autant avoir de perméabilité. Le facteur important n'est donc pas la quantité de pores mais leurs tailles.

Pour les roches carbonatées dont l'aspect, la texture et la composition sont variables en fonction de leur formation, les caractéristiques pétrophysiques sont souvent secondaires résultant de la dissolution, la dolomitisation ou la fissuration.

Pour les roches détritiques comme pour les roches carbonatées, la présence d'argile diminue les caractéristiques de porosité utile et de perméabilité, d'où l'importance d'estimer le pourcentage d'argile dont le symbole couramment utilisé est « Vsh ».

En ce qui concerne les ciments (siliceux, carbonatés, argileux ...) d'une façon générale, leur présence diminue la porosité et la perméabilité.

V.2.4) Densité (ρ) :

C'est le rapport entre la masse totale d'un échantillon et le volume total occupé par ce dernier. Elle est donnée en g/m³ ou nombre d'échantillons/cm³.

On distingue entre autres :

- ρ ma : densité de la matrice.
- ρ sh : densité de l'argile.
- ρ b : densité globale de la formation.
- ρ f : densité du fluide.

V.2.5) Résistivité (R) :

C'est la manière dont s'oppose une substance au passage d'un courant électrique. La résistivité est exprimée en « ohm.mètre ».

On distingue plusieurs types de résistivités :

- R_w : Résistivité de l'eau de formation.
- R_m : Résistivité de la boue.
- R_{mc} : Résistivité du mud-cake.
- R_{mf} : Résistivité du filtrat de boue.
- R_{xo} : Résistivité de la formation de la zone lavée.

- R_t : Résistivité de la formation de la zone vierge.
- R_i : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire.
- R_{sh} : Résistivité des argiles.

V.2.6) Saturation (S) :

C'est le rapport entre le volume occupé par le fluide et le volume total des pores, elle est notée « S » et s'exprime en pourcentage.

Il existe plusieurs types de saturation qui peuvent intervenir :

- $S_W = V_W / V_P$: saturation en eau de la zone vierge.
- $S_H = V_H / V_P$: Saturation en huile.
- $S_G = V_G / V_P$: Saturation en gaz.

Avec $V_W + V_H + V_G = V_P$ et $S_W + S_H + S_G = 100\%$.

V.2.7) Facteur de formation (F) :

Le facteur de formation est défini comme étant la valeur du rapport de résistivité de la roche poreuse à la résistivité de l'eau qui l'imprègne, il dépend de la texture de la roche.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots \dots \dots (04)$$

En général, la constante a est proche de 1 et le facteur de cimentation m est proche de 2.

- Pour les grès en général : $F = \frac{0.81}{\phi^2}$ OU $F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \dots \dots \dots (05)$

- Pour les Carbonates, en général, $a = 1$ et $m = 2$, mais m est

variable : $1.3 < m < 2.5$

V.3) Interprétation des résultats :

Nous allons étudier dans cette section la détermination de la composition de la formation à partir des diagraphies en trous couverts, c'est-à-dire la détermination des proportions relatives de ses principaux composants solides et fluides, ainsi que celles de certains paramètres qui caractérisent ces composants.

On exprime habituellement la composition de la roche à l'aide des paramètres suivants :

- Porosité (Φ).
- Saturation en eau (S_w).
- Pourcentage d'argile (V_{SH}).
- Les paramètres qui caractérisent les composants de la formation sont :
Analyse des formations afin de déterminer le type d'hydrocarbures présents dans un réservoir (eau, huile, gaz).
- Densité de la matrice (ρ_{ma}).
- Temps de parcours de la matrice (ΔT_{ma}).
- Résistivité de l'eau de formation (R_w).
- Paramètre de l'argile (densité ρ_{SH} , réponse de la diagraphie neutron Φ_{NSH} , temps de parcours ΔT_{SH} , réponse du Gamma Ray GR_{SH} , résistivité R_{SH}).

Certains de ces paramètres n'ont pas une grande importance pratique (les paramètres de l'argile par exemple) mais il faut tous les déterminer car les réponses de diagraphies en dépendent.

Pour bien faire, il faudrait déterminer tous ces paramètres simultanément niveau par niveau, et pour cela nous avons suivi les étapes suivantes :

V.3.1) Détermination des zones réservoirs :

Il nous faut pour cela déterminer les formations poreuses et perméables, cette méthode consiste à établir une ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses à partir d'une valeur limite du GR cut-off suivant un V_{SH} cut-off fixé à 40% obtenu par la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{SH\ cut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min} \dots \dots \dots (06)$$

GR_{min} : Radioactivité du niveau supposé propre.

GR_{max} : Radioactivité du niveau supposé argileux.

Au-dessus de cette limite fixée par cette ligne, la formation sera considérée comme argileuse, imperméable donc non réservoir.

V.3.2) Estimation du volume et des paramètres d'argile :

Définition du volume d'argile V_{SH} :

Une formation est dite argileuse si elle contient un certain pourcentage d'argile noté V_{SH} , ce volume d'argile peut être exprimé à partir des diagraphies nucléaires en particulier le *Gamma-Ray*.

Le volume d'argile est donné par la relation suivante :

$$V_{SH} (\%) = 100 \cdot [(GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})]$$

GR_{lu} : La valeur du Gamma-Ray lu devant un niveau réservoir considéré.

V3.3)Étude lithologique

Elle est basée sur les différentes réponses des outils de porosité (densité –neutron-sonic). Le développement de ces outils a permis une meilleure approche de l'étude.

Par cela on s'est servi du *cross-plot* (CP-1C) de *Schlumberger* qui est un report graphique ($\rho_b - \Phi_N$) définit pour une boue à huile ($\rho_f = 1,0 \text{ g/cm}^3$).

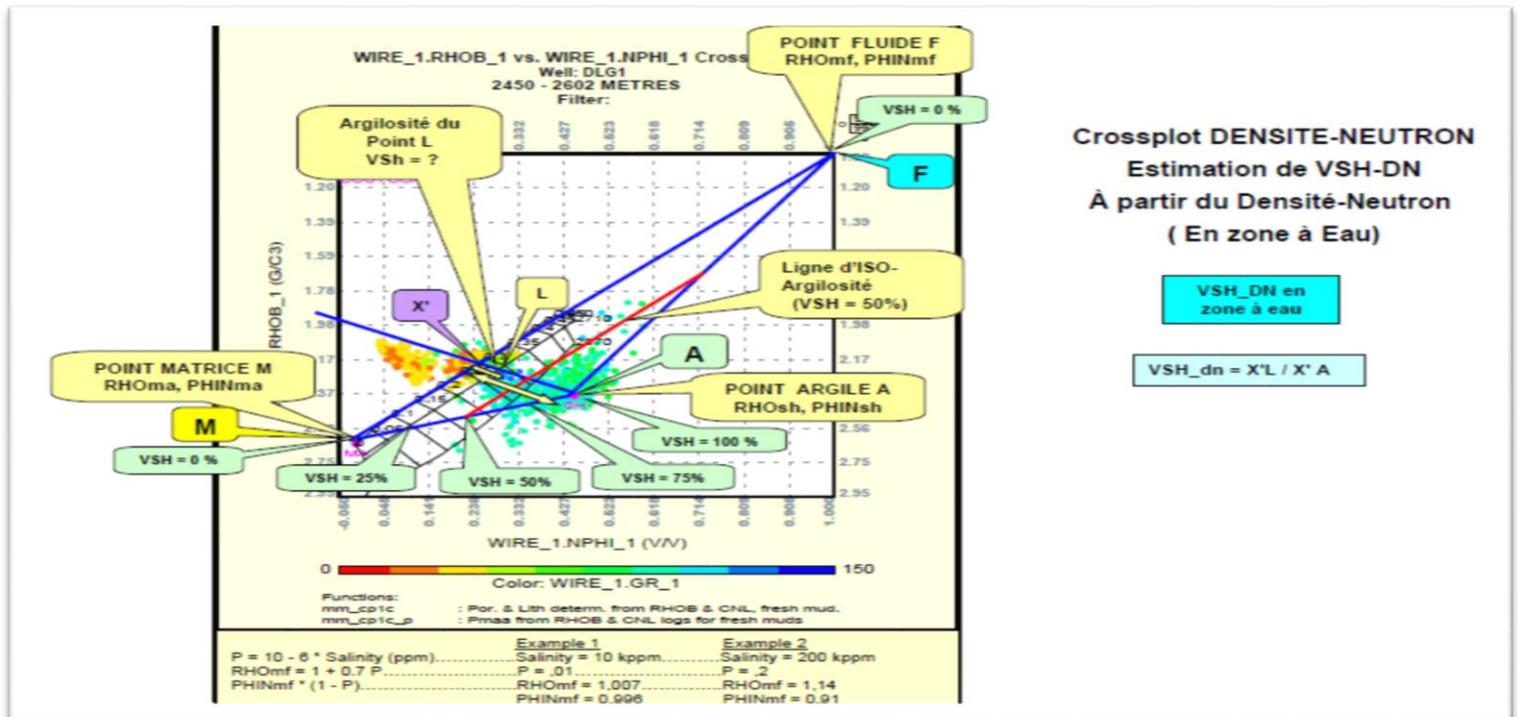


Fig.V.7.Crossplot densité-neutron estimation de VSH-DN apartir du densité – neutron(en zone a eau)

V.3.4) Identification minéralogique :

L'identification minéralogique est faite à l'aide l'abaque de Schlumberger qui est (CP-8) qu'on appelle *M-N Plot*.

Le *M-N Plot* est le rapport graphique réalisé par les équations suivantes :

$$M = 0,01 \cdot (\Delta T_f - \Delta T) / (\rho_b - \rho_f)$$

$$N = (\Phi_{Nf} - \Phi_N) / (\rho_b - \rho_f)$$

ΔT_f : Temps de transit dans le fluide (égal à 189 μ s/ft).

ρ_f : Densité du filtrat de boue (elle est égale à 1,1 g/cm³).

Φ_{Nf} : Elle est égale à 100%.

V.3.5) Détermination de la résistivité de la zone vierge (R_t) :

Elle représente la résistivité de la zone non envahie par le filtrat de boue, ce paramètre est considéré comme une donnée de base pour l'évaluation de la saturation

en eau S_w à chaque niveau réservoir. On peut lire directement la valeur de R_t sur le film d'enregistrement d'une résistivité profonde M2R9.

V.3.6) Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w) :

R_w est un paramètre important pour l'interprétation de la diagraphie, elle est indispensable pour la détermination de la saturation en eau de formation S_w , et par la suite celle des hydrocarbures, plusieurs méthodes sont utilisées à cet effet ; parmi lesquelles nous citons :

- La méthode utilisant les analyses sur échantillons.
- La méthode basée sur les diagraphies où sera développée celle du « cross-plot » ($R_{XO}V_S\Phi$)

Cette dernière est une solution graphique de l'équation de saturation d'*Archie*. Pour notre étude, nous avons considéré la valeur de $R_w = 0,035 \Omega.m$ qui est constante dans toute la région de TNIHERT, et 0.034 ohm.m pour le réservoir ordovicien dans la région de DMS.

V.3.7) Détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} , ΔT_{ma} :

Les paramètres matriciels sont déterminés à partir des reports graphiques et leur connaissance est indispensable pour l'estimation de la porosité.

La détermination de la densité de la matrice « ρ_{ma} » qui est l'un des paramètres caractérisant les composants de la formation.

La densité matricielle « ρ_{ma} » est déterminée à partir du report graphique [$R_T V_D \rho_b$] de l'abaque « Sw-16 », l'intersection de la droite qui définit la zone aquifère avec l'axe des abscisses donne la valeur de ρ_{ma} qui est égale à « 2.65 g/cc »

De même pour la détermination du temps de parcours de la matrice « ΔT_{ma} », en utilisant cette fois-ci le pointé à partir du report graphique [$R_T V_D \Delta T$].

L'intersection de la droite qui définit la zone aquifère avec l'axe des abscisses donne la valeur de ΔT_{ma} qui est égale à « $53,5 \mu\text{s/ft}$ »

V.3.8 Détermination des porosités :

V.3.8.1 Porosité neutron (Φ_N) :

Plusieurs valeurs de la porosité neutron à chaque niveau réservoir sont lues sur un film représentant des enregistrements de l'outil neutron CNL calibré calcaire. Comme notre matrice est gréseuse, toutes les valeurs de Φ_N doivent être augmentées de 4% pour qu'elles soient dans l'échelle compatible en grés.

$$\text{Cette correction est de la forme : } \Phi_{N\text{grés}} (\%) = \Phi_{N\text{calcaire}} (\%) + 4\%$$

Cette relation est valable uniquement si la formation est propre, dans le cas contraire on doit la corriger des effets des argiles en appliquant la formule suivante :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - (V_{sh} \cdot \Phi_{Nsh})$$

Φ_{NC} : porosité neutron calibrée en grés et corrigée des effets des argiles.

Φ_{Nsh} : porosité neutron des argiles calibrée en gros.

V.3.8.2 Porosité densité (Φ_D) :

La porosité densité est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_D (\%) = [(\rho_{b \text{ lue}} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})] \cdot 100$$

ρ_b : densité globale lue devant chaque banc réservoir.

ρ_f : densité du filtrat de boue.

ρ_{ma} : densité matricielle.

Cette relation est valable uniquement si la formation est propre, dans le cas contraire on doit la corriger en appliquant la formule suivante :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} \cdot \Phi_{Dsh}$$

$$\text{Avec } \Phi_{Dsh} (\%) = [(\rho_{bsh} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})] \cdot 100$$

Φ_{DC} : porosité densité corrigée de l'effet des argiles.

Φ_{Dsh} : porosité densité des argiles.

ρ_{bsh} : densité des argiles.

V.3.8.3) Porosité sonique (Φ_s) :

La porosité sonique est donnée dans le cas d'une formation propre par la relation suivante :

$$\Phi_s (\%) = [(\Delta T_{lue} - \Delta T_{ma}) / (\Delta T_f - \Delta T_{ma})] \cdot 100 \dots \dots \dots (07)$$

ΔT_{lue} : temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau réservoir considéré.

ΔT_{ma} : temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

ΔT_f : temps de parcours de l'onde sonique dans le fluide.

Dans le cas d'une formation argileuse, une correction s'impose. Elle est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_{SC} = \Phi_s - V_{sh} \cdot \Phi_{Ssh}$$

$$\text{avec : } \Phi_{Ssh} (\%) = [(\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma}) / (\Delta T_f - \Delta T_{ma})] \cdot 100 \dots \dots \dots (08)$$

Φ_{SC} : porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.

ΔT_{sh} : temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau argileux.

V.3.8.4) Détermination de la porosité effective :

La porosité effective concerne le volume des pores interconnectés pouvant contenir des fluides, elle est déduite par la combinaison « neutron - densité - sonique », si les valeurs de celles-ci se rapprochent, autrement on prendra en considération uniquement la combinaison des porosités « neutron-densité » qu'on a corrigé de l'influence des argiles.

- Pour ($|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| \leq 5\%$) :

$$\Phi_{NDeff} = \frac{\Phi_{DC} + \Phi_{NC}}{2} \dots \dots \dots (09)$$

- Pour ($|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| > 5\%$) :

$$\Phi_{NDeff} = \frac{7\Phi_{DC} + 2\Phi_{NC}}{9} \dots \dots \dots (10)$$

V.3.9) Détermination du facteur de cimentation « m » et du coefficient lithologique

« a » :

Pour notre étude, nous avons considéré les valeurs suivantes :

$$\text{Tinhert } a=0,76, m=2,1 \text{ et } n=2$$

$$\text{DMS } a = 1 \text{ et } m = 2 \text{ n}=2 \text{ avec}$$

Ces coefficients nous ont été donnés par la société de service présente sur le champs .

V.3.10) Détermination de la saturation en eau de formation :

Le calcul des saturations a été fait en utilisant la formule de *Simandoux*.

Elle est développée pour les argiles totales :

$$\frac{1}{RT} = \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) S_w + \left[\frac{S_w^2}{F \cdot R_w \cdot (1 - V_{sh})} \right] \dots \dots \dots (11)$$

Après sa résolution on obtient :

$$S_w = \frac{\left(\frac{-V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4\Phi_{eff}^2}{(1 - V_{sh}) \cdot R_w \cdot RT}}}{\frac{2\Phi_{eff}^2}{(1 - V_{sh}) \cdot R_w}} \dots \dots \dots (12)$$

La formule de *Simandoux* est développée pour le cas général ; dans le cas d'une formation propre, cette formule se réduit à :

$$V_{sh} \lll \Rightarrow 1 - V_{sh} = 1$$

On obtient aussi :

$$\frac{1}{Rt} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w} \quad (\text{Formule d'Archie})$$

$$\Rightarrow S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\Phi_{eff}^2 \cdot Rt}}$$

V.4) Résultats d'interprétation des puits objets de cette étude :

Nous allons procéder à une analyse globale des informations recueillies par les diagrapies.

Cette unité présente un ensemble argilo-gréseux, formé par des grès fins, gris clair à ciment siliceux, alternant avec des argiles noires micacées. ,
 Les bancs graiseux de séparé par le banc argileux présente de faibles caractéristiques petrophysique

V.4.1) Interprétaion des résultats du puits DMS-1

V.4.1.1) Interprétation des données de diagrapies différées (puits DMS1)

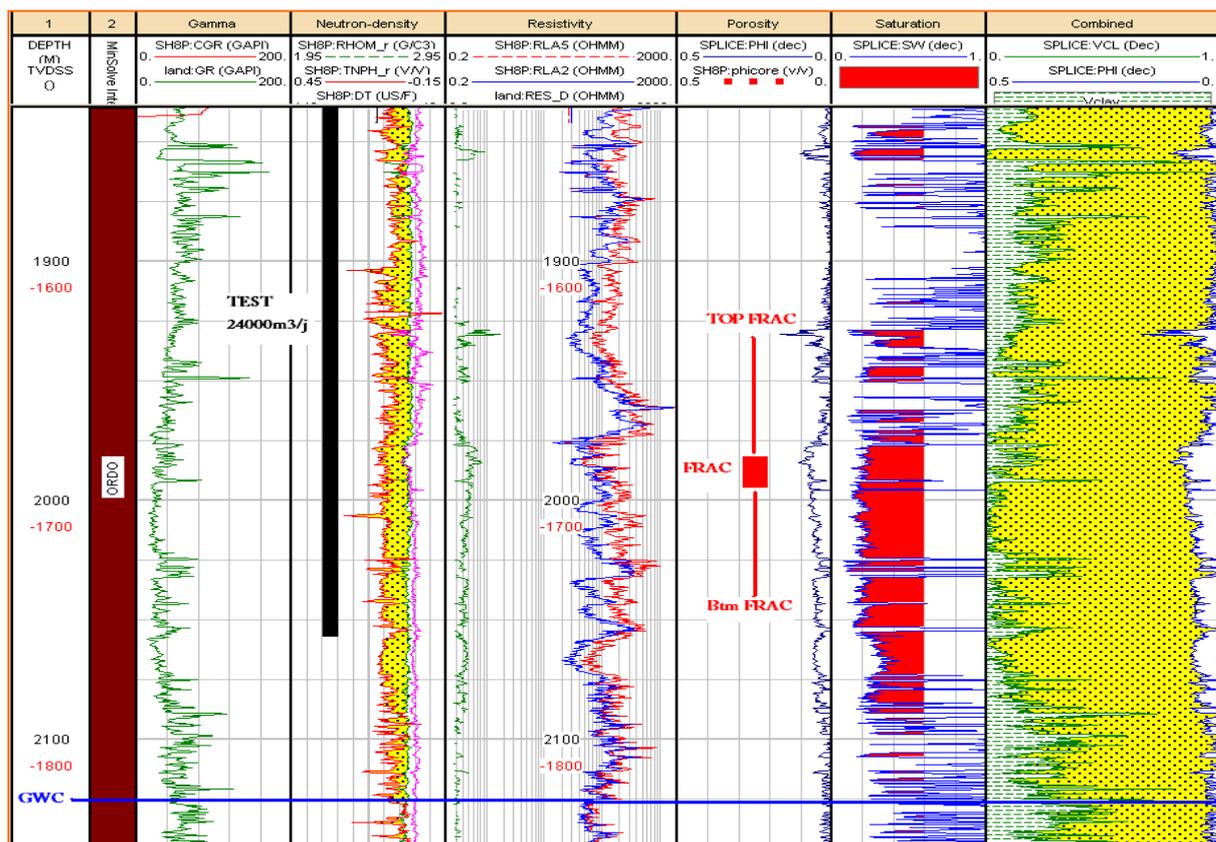


Fig.V.8.Diagrapies différées du puitsDMS-1 (ref : image prise du logiciel

INETRACTIVE PETROPHYSICS)

Le réservoir ordovicien est compact et est saturé en gaz sur une colonne de 275m.

Les paramètres petrophysiques matricielles Médiocres à mauvaises la porosité effectives ne dépassant pas 5%. Le volume d'argile est inférieur à 20% en moyenne, et les saturations en eau de formation sont inférieures à 20% en moyenne.

Le contact gaz /eau a été localisé à -1800 d'après les diagraphies et la connaissance du contact de la région.

V.4.1.2 Interprétation des données d'imagerie du puits DMS-1

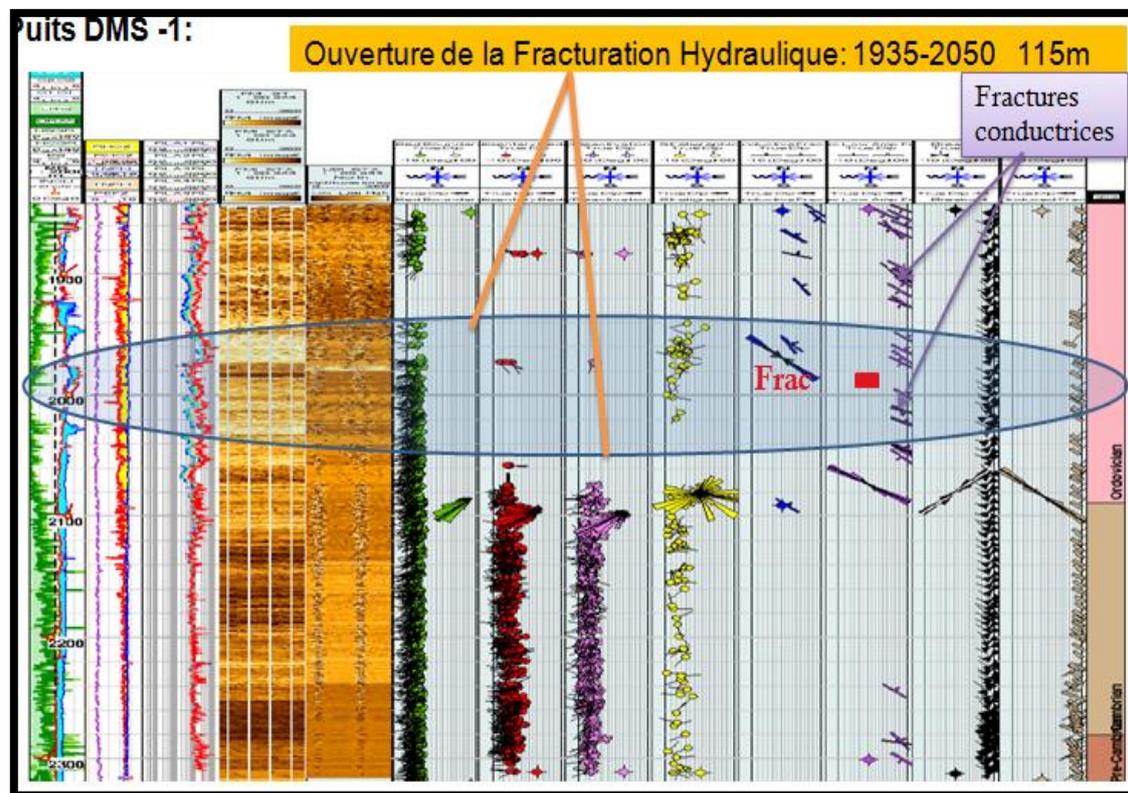


Fig.V.9.Imagerie du puits DMS-1(ref : image prise du logiciel INETERACTICE PETROPHYSICS)

Dans le puits DMS-1 l'interprétation de l'imagerie a montré l'existence de 42 fractures naturelles concentrées en dessus du GWC avec une direction principale NW-SE. Elles sont parallèles à la direction de la contrainte maximale.

Il est très important de signaler l'absence des fractures naturelles dans les formations en dessous du GWC.

Le réservoir ordovicien peut être subdivisé en trois parties :

- L'intervalle 1853-1925 : compact et très fracturé,
- L'intervalle 1925-2050 : poreux et très fracturé
- L'intervalle 2050-2300 est compact et non fracturé

Une opération de fracturation hydraulique a été réalisée à l'intervalle : 1980-1986,.

L'ouverture de cette dernière était de 115m.

Le débit du gaz produits après fracturation été de 269000 m3/j gaz avec un faible débit d'eau.

V.4.2) Interprétation des résultats du puits DMS-3

V.4.2.1) Interprétation des données de diagrapies différées du puits DMS 3

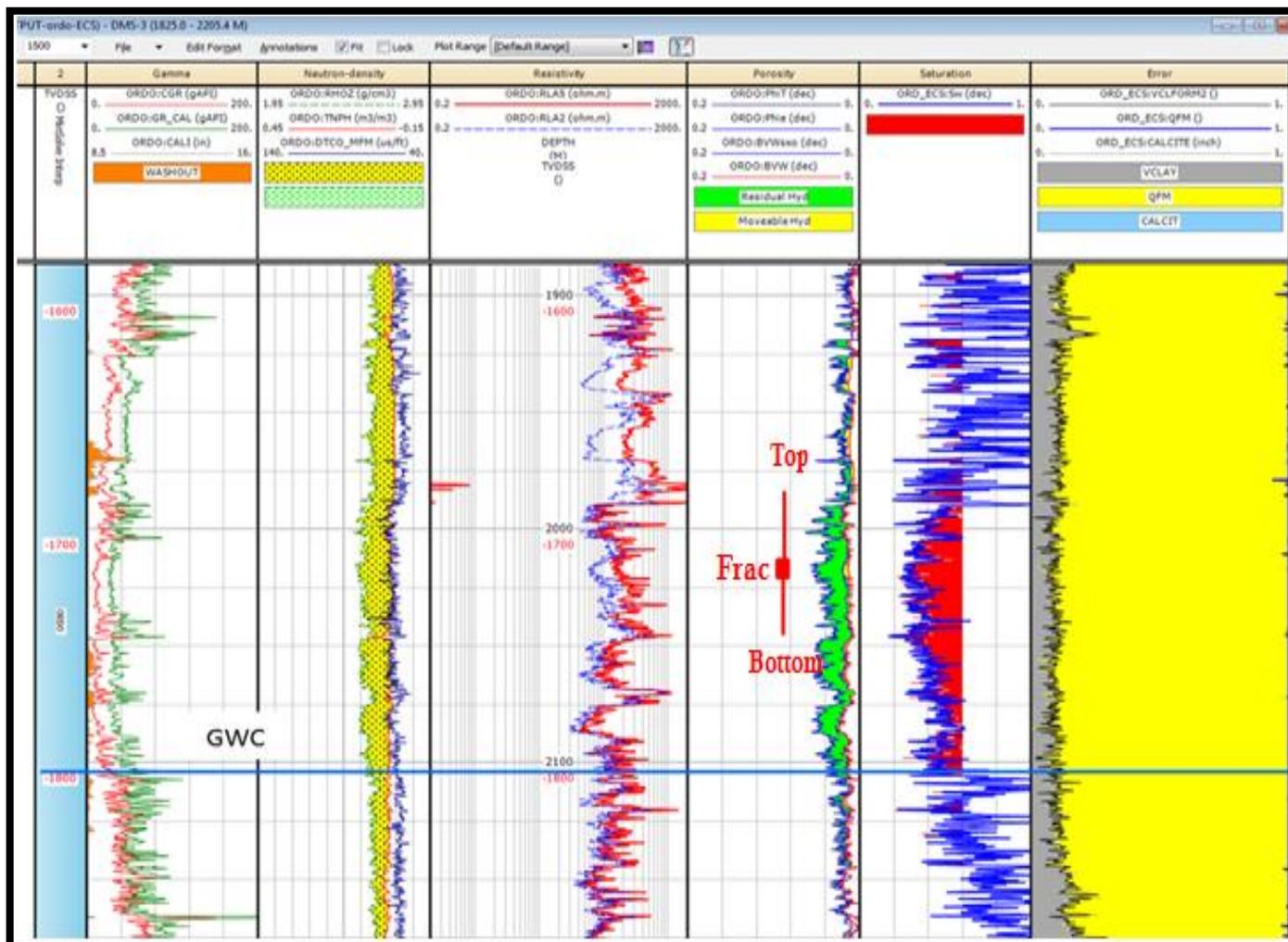
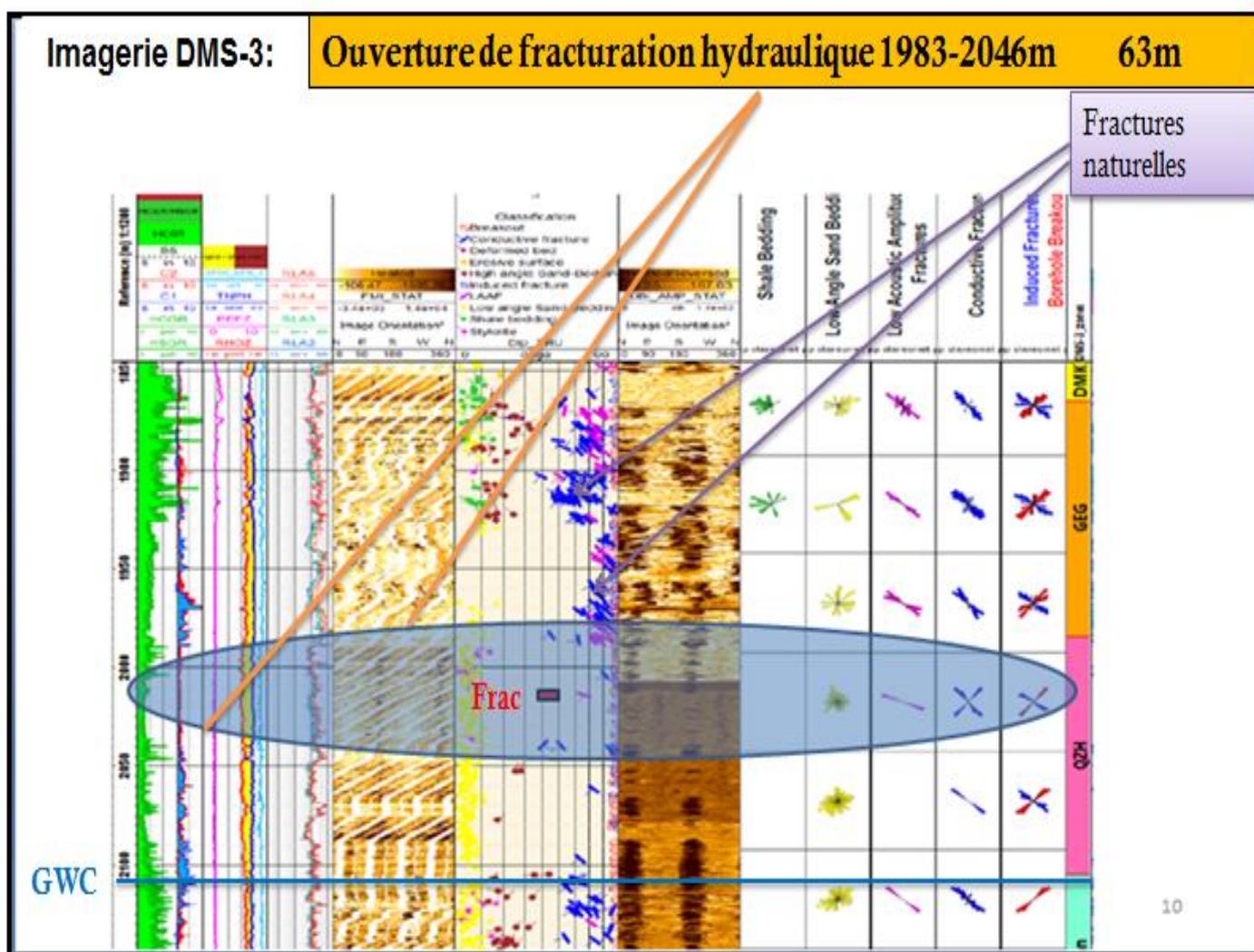


Fig.V.10.Diagrapies différées du puits DMS-3(ref : image prise du logiciel

INTERACTIVE PETROPHYSICS)

Le réservoir ordovicien est compact et est saturé en gaz sur une colonne de 250m. Les paramètres petrophysiques matricielles Médiocres à mauvaises la porosité effectives ne dépassant pas 6 %. Le volume d'argile est inférieur à 30% en moyenne, et les saturations en eau de formation sont inférieures à 25% en moyenne. Le contact gaz /eau a été localisé à -1800 (2095.5m) d'après les diagrapies et la connaissance du contact de la région.(voir figure V.10)

V.4.2.2) Interprétation d'imagerie du puits DMS-3



✓ Fig.V.11. Imagerie du puits DMS-3 (ref :image prise du logiciel INTERACTIVE PETROPHYSICS)

✓

L'imagerie du puits DMS-3 montre une forte densité de fracture dans la formation Grés d'El Goléa (GEG). Ce sont des fractures conductrices et des fractures à faible amplitude acoustique avec une direction NW-SE. Elles sont parallèles à la direction de la contrainte maximale, ces fractures peuvent être ouvertes.

Le réservoir ordovicien peut être subdivisé en trois parties :

L'intervalle 1890-1980 est très compact et fracturé

L'intervalle 1980-2100 est poreux et non fracturé

L'intervalle 2100-2300 (en dessous du GWC) est compact et très fracturé.

La fracturation hydraulique a été réalisée à l'intervalle 2015-2020

Débit après fracturation : 57300 m³/j Gaz + 4m³/j Eau avec une salinité de 60 g/l

V.4.3.2) Interprétation d'imagerie du puits HNIA-11

L'objectif de ce logging est d'évaluer l'état du puits, détecter les zones fracturées ainsi que la direction de la contrainte maximale.

L'opération de logging de l'imagerie acoustique UBI et l'imagerie électrique OBMI a été effectuée par SLB le 22/04/2014 sur l'intervalle 2805 – 3120 m pour l'OBMI et 2805-3128m pour l'UBI soit 323. Voir la figure suivante :

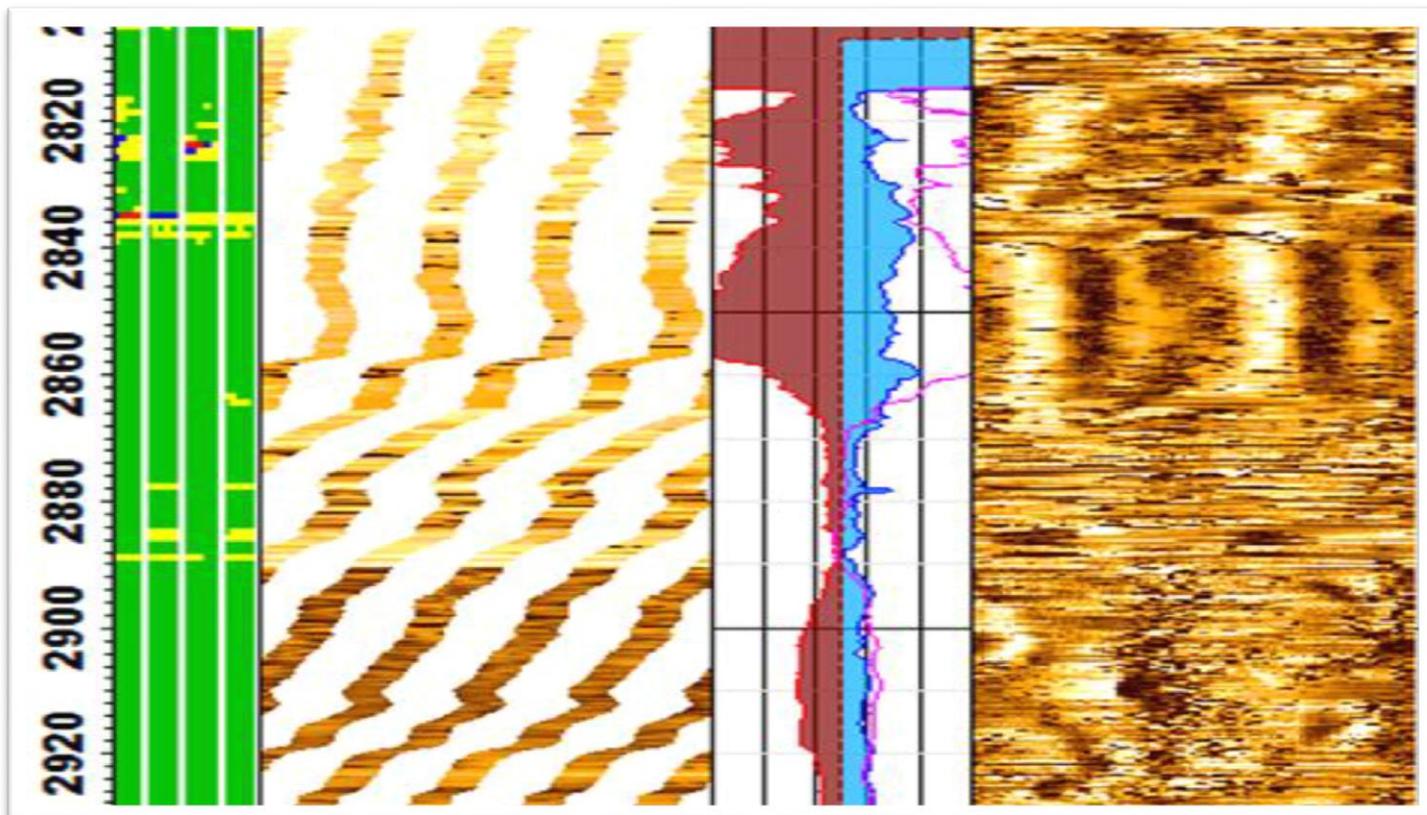


Fig.V.13.Imagerie(UBI et OBMI) du puits HNIA-11 (Réf IFP Training 2007)

La qualité de l'image UBI et OBMI est moyenne à bonne. Un navigateur package (GPIT) a été utilisé pour les mesures directionnelle de l'image.

L'image acoustique de l'outil UBI montre la présence de breackouts et de fractures induites par le forage sur presque la totalité de la section traversée.

V.5) les contraintes

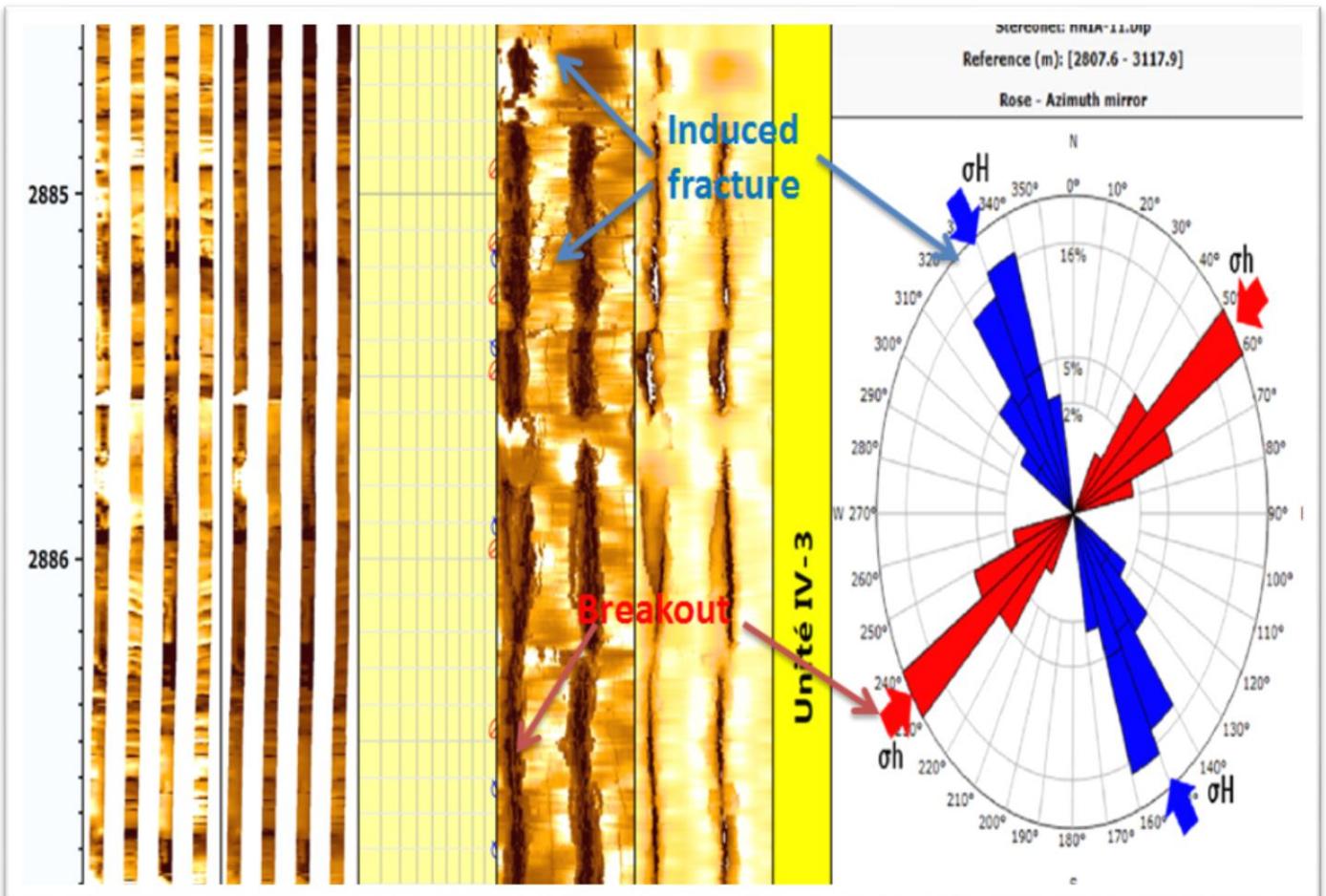


Fig.V.14.Direction de la contrainte (ref : IFP Training 2007)

La direction de la contrainte minimale correspond à la direction des breakouts. Elle est NE-SW par conséquent la direction de la contrainte maximale est NW-SE, cette dernière est confirmée par la direction de fractures induites par le forage.

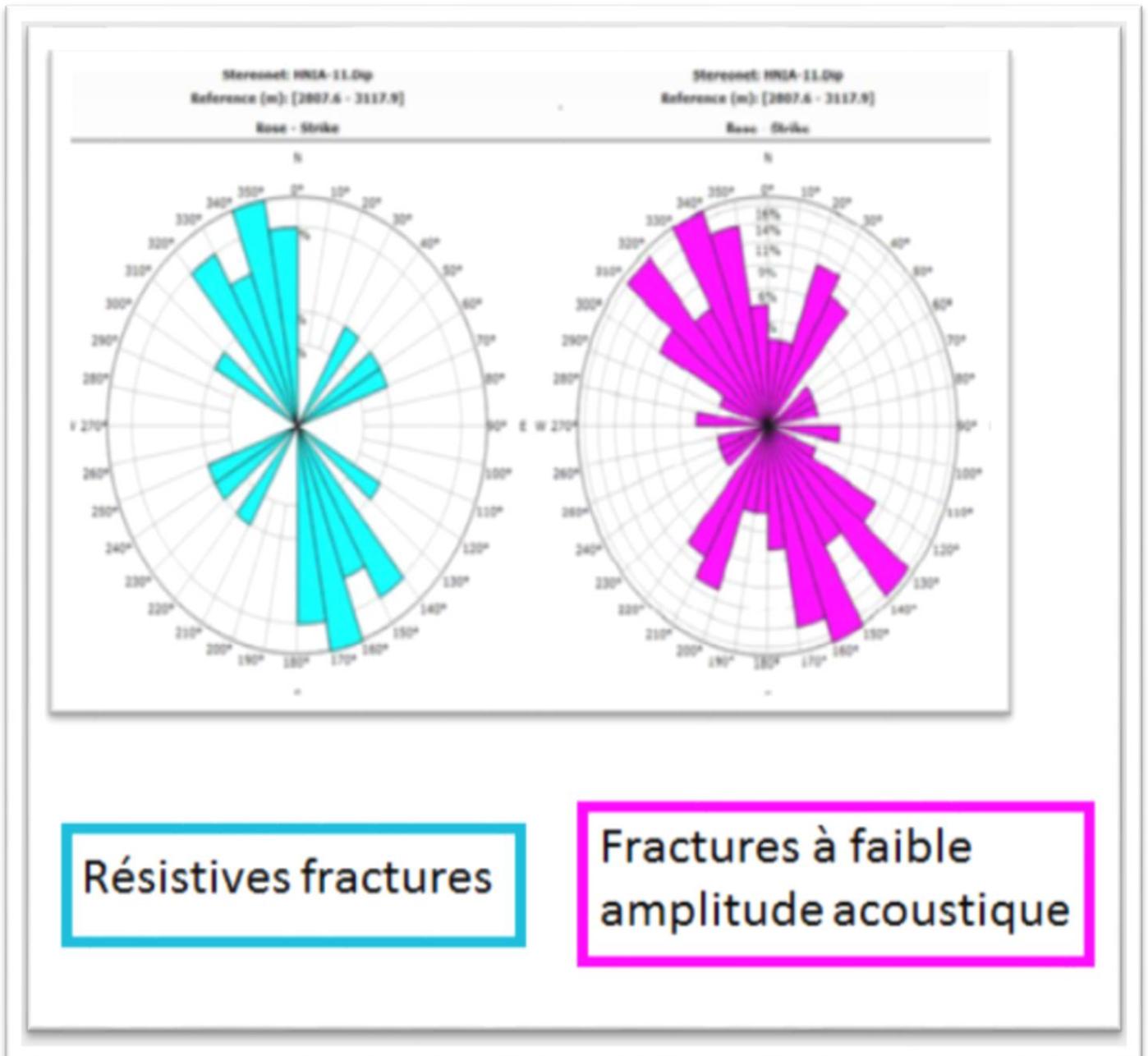
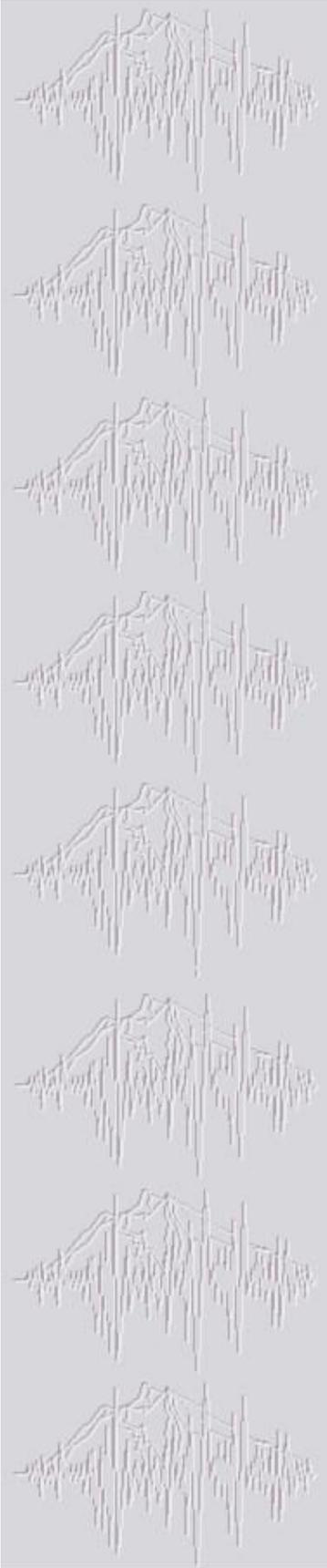


Fig.V.15. Les fractures résistives et à faible amplitude acoustique (ref : enregistrement de l'outil).

Sur l'image acoustique de l'outil UBI 77 fracture à faible amplitude acoustique ont été interprétées avec une direction principale NW-SE.

Sur l'image électrique de l'outil OBMI seulement 16 fractures résistives ont été interprétées avec une direction principale NNW-SSE associée à une direction secondaire NE SW.

La direction principale de fractures est NW-SE elle est parallèle à la direction de la contrainte maximale donc elles peuvent contribuer à l'amélioration de la perméabilité.



CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

I. Conclusions :

L'interprétation d'imagerie au niveau des puits DMS-1, DMS-3 et HNIA-11 nous a permis de voir que les réservoirs ayant fait l'objet de notre étude ; à savoir :

Le Puits HNIA-11 au niveau de ce réservoir nous a donné un débit de 107000 m³/j comparé à celui obtenu dans ce réservoir.

Dans ce cas on a effectué un log d'imagerie pour essayer d'expliquer cette venue de gaz durant le test et effectivement la densité de fractures naturelles ouvertes dans cette zone nous a permis d'expliquer l'écoulement de fluide à travers ces fractures.

Le puits DMS-1 présente le même phénomène que le puits HNIA-11 mais le débit est moindre 24000 m³/j c'est alors que la fracturation hydraulique est nécessaire pour l'amélioration du débit.

La « *fracturation hydraulique* » est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et micro-fissurer la roche. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur, et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

Le principal usage de ces techniques est la « *stimulation* » de la vitesse et de l'ampleur du *drainage* de gaz ou de pétrole par un puits, dans des « *réservoirs* » rocheux faiblement perméables qui, sans cette technique ne produiraient presque rien sauf si les fractures naturelles sont ouvertes et drainent le fluide de lui-même.

Ainsi le débit de gaz dans DMS-1 est passé de 24000 m³/j à 269000 m³/j gaz avec un faible débit d'eau à une faible salinité.

Pour le puits DMS-3 le réservoir est très compact et donné un très faible débit de gaz et un débit d'eau à une salinité élevée sachant que le contact est beaucoup plus bas. Ceci est probablement dû à la densité de fractures dans ce puits et la connexion entre eux qui a permis à l'eau d'arriver.

II. Recommandations

Cette étude nous a permis de faire une synthèse d'imagerie sur les puits HNIA-11, DMS-1 et DMS-3 et de constater que La qualité d'une roche réservoir est caractérisée par sa porosité et sa perméabilité.

La différence entre ce que l'on appelait autrefois des réservoirs classiques et les nouveaux réservoirs non conventionnels est surtout une question de la capacité du réservoir en question à permettre l'infiltration des hydrocarbures.

Les réservoirs de pétrole et de gaz classiques sont habituellement caractérisés par la présence de voies de cheminement interconnectés dans la matrice de la roche qui permettent aux hydrocarbures de rejoindre le puits de forage, parfois même sans avoir recours à des mesures de stimulation. Par contre, les grains minéraux de la matrice rocheuse des réservoirs non conventionnels sont souvent beaucoup plus petits les connections entre les pores (les espaces entre les grains minéraux) sont réduites

Dans ce genre de réservoir, bien que d'importantes quantités d'hydrocarbures puissent être piégées dans la matrice, la pénurie de voies de cheminement interconnectées empêche leur écoulement.

Dans ce cas de réservoir dits compacts ou Tights la fracturation Naturelle est d'un apport considérable pour la production.

Le procédé de fracturation hydraulique sert à engendrer des fractures ou à établir des connections avec des fractures existantes au sein du réservoir, créant ainsi des voies de cheminement susceptibles de permettre aux hydrocarbures de rejoindre le puits de forage.

La fracturation hydraulique nécessite d'injecter dans le puits, à très haute pression et via un tubage adapté, un mélange d'eau, de sable et d'additifs :

- l'eau sous pression ouvre des fissures par lesquelles le gaz pourra s'écouler,
- le sable, en s'infiltrant dans ces fissures, empêche qu'elles ne se referment ultérieurement,

Conclusion et recommandations

C'est le cas des puits objets de cette étude donc d'après cette étude nous recommandons pour l'optimisation de la production et amélioration de de la qualité réservoirs :

- La maîtrise des outils d'imagerie qui nous ont permis de comprendre ce type de réservoir.
- Une Optimisation quant aux choix de la zone à perforer (zone la plus fracturé).
- Maîtrise et optimisation de la fracturation hydraulique.

BIBLIOGRAPHIE

- O.SERRA (1979) Diagraphies différées (base d'interprétation-tome 1).
- Schlumberger (1989) log interpretation principales Application.
- Schlumberger Formation Testing in development wells Ahnet and Nezla(2010).
- Schlumberger (1996) wireline formation testing and sampling.
- Schlumberger (1999) introduction to open hole logging.
- Schlumberger (2000) petrophysical formation evaluation.
- Schlumberger (2001) log interpretation chart (document Sonatrach).
- Site web: <http://www.slb.com>.
- Site web: <http://www.centef.ch/geophys/c-diag.htm>.