

N° Ordre...../FHC/UMBB/2021.

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Géophysique, Génie Parasismique et Phénomènes Aléatoires

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

SI ABDALLAH Abdeldjalil

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique Pétrolière.

Thème

**L'étude de la corrosion du tubage et l'état de cimentation
d'un puit du bassin d'Illizi**

Sous la direction du **HACINI Rachid**

Soutenu le : **30 / 06 / 2024**

Devant le jury :

DJEDDI Mabrouk	Professeur	UMBB	Président
ELADJ Said	Professeur	UMBB	Examineur
HACINI Rachid	Ens-associé	UMBB	Encadrant

Encadré au niveau de l'entreprise **Sonatrach** par : **MEZIOUD Sid Ahmed**
SELIMANI Abdoun

Année Universitaire : 2023/2024

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail

À MES CHERS PARENTS

Aucune dédicace ne peut exprimer mon respect, mon amour éternel et ma reconnaissance pour les sacrifices que vous avez fait, pour mon éducation et mon épanouissement personnel.

À celui qui m'a donné la vie, le courage et l'inspiration, qui a sacrifié sa jeunesse pour m'apprendre et faire de moi l'homme que je suis aujourd'hui, à toi mon cher père.

À celle qui m'a donné la vie, qui m'a soutenu et qui est restée à mes côtés tout le long de mon parcours, à la source de mon bonheur et de ma joie, à ma chère Mère.

Aux les personnes qui m'ont le plus soutenue et épaulé, mon cher oncle Aissam et mes frères Hatem et Yazid .

À la créature la plus mignonne du monde, au vilain garçon qui remplit la maison de joie, à Mohammed.

À tous mes amis d'enfance, Chafik , Bilal wail eu l'cobra merci pour les doux souvenirs.

À tous mes amis de Boualam bouhri, surtout Amar,Dhia,Aymen et Amine qui ont partagé avec moi les jours les plus durs et les plus heureux de ma vie.

À mes camarades de la promo 2019 et 2018 et à tous ceux qui me connaissent car je ne peux citer tout

le monde, mais si vous lisez ceci, cela signifie que vous faites partie de ma vie, et ce travail vous est dédié.

Remerciements

À la fin de ce modeste travail, je tiens à exprimer ma gratitude au dieu tout puissant pour m'avoir donné la force, le courage et la patience de développer ce projet.

Cette thèse est le résultat de plusieurs mois de recherche. En préambule, je tiens à remercier toutes les personnes avec lesquelles j'ai pu échanger des idées et qui m'ont aidé à rédiger cette thèse et à réaliser mon projet de fin d'études.

Je veux aussi remercier Monsieur **HACINI Rachid**, enseignant à l'IAP et l'UMBB, pour ses conseils, ses remarques et son aide inconditionnelle.

Je tiens également à exprimer ma gratitude à Madame **BEROUR Hassina**, enseignante doctorante à la FHC , pour son soutien lors de l'accomplissement de ce travail, pour son temps, ses recommandations et ses remarques qui ont été très enrichissantes.

Je tiens à remercier Monsieur **SELIMANI Abdoun**, Monsieur **MEZIOUD Sid Ahmed** et Monsieur **ZITOUNI youcef**, pour avoir suivi de près l'avancement de ce projet, ainsi que pour leur disponibilité, leur aide et surtout pour avoir partagé leur savoir.

Enfin, je tiens à exprimer ma gratitude à tous les enseignants du département de géophysique de la Faculté des Hydrocarbures et de Chimie, pour avoir contribué à ma formation durant mes années d'études.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	IX
<i>Chapitre 01</i>	<i>1</i>
GEOLOGIE DE LA REGION.....	1
1.1. Historique d'exploration de bassin d'Illizi :	1
1.2. Situation géographique du bassin d'Illizi :	2
1.3. Situation géologique du bassin d'Illizi :	3
1.4. Lithostratigraphie du bassin d'Illizi	4
1.5. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi	6
1.6. Aspect pétrolier:	6
1.6.1. Roche mère.....	6
1.6.2. Roche réservoir :	6
1.6.3. Roche couverture :	7
1.6.4. Les pièges hydrocarbures :	7
1.7. Présentation de la région de STAH :	7
1.7.1. Introduction	7
1.7.2. Site et situation géographique.....	7
1.7.3. Géologie de la région de STAH :	8
<i>Chapitre 02</i>	<i>15</i>
LES NOTIONS PETROPHYSIQUESE.....	15
2.1. Les notions pétrophysiques :	15
2.2. LA POROSITE :	15
2.3. LA PERMEABILITE :	16
2.3.1. Les types de la perméabilité :	16
2.4. LA SATURATION	16
2.4.1. la détermination de la saturation	17
<i>Chapitre 03</i>	<i>18</i>
APERÇU SUR LES DIAGRAPHIES.....	18
3.1. Introduction.....	18
3.2. Objectifs de la diagrapie :	18

3.3. Types des diagraphies différées :	19
3.3.1. Calliper :	19
3.3.2. Logs résistivités.....	20
3.4. Diagraphies nucléaires :	23
3.4.1. Gama ray naturelle:	23
3.4.2. Logs nucléaires induits:	25
3.5. Log Multyfinger caliper :	30
3.6. Log USIT :	32
 <i>Chapitre 04.....</i>	 <i>34</i>
APPLICATION SUR DES DONNÉES RÉELLES.....	34
4.1. Introduction :	34
4.2. Définition de la corrosion :	34
4.2.1. L'effet néfaste de la corrosion sur la durée de vie du puits :	35
4.2.2. Les conséquences économiques de la corrosion	35
4.2.3. Les différents types de la corrosion :	35
4.3. Des informations sur le puit :	37
4.4. Log USIT :	38
4.5. Type de la matrice :	40
4.6. la mouillabilité :	42
4.6.1. Lien entre corrosion et mouillabilité	43
4.6.2. Angle de contact	43
4.7. Définition de work over :	44
4.8. Acquisition MFC :	45
4.8.1. Calibration de la surface des bras.....	45
4.8.2. Centralisation.....	46
4.8.3. Recalibration	48
4.8.4. Identification des Joints	50
4.8.5. Log MFC :	50
4.9. Présentation des logs :	53
4.10. Analyse pétrophysique:	56
4.10.1. Type de la matrice :	56
4.11. Conclusion :	57
CONCLUSIONS GENERALES.....	58

Liste des figures

Figure 1-1 Situation géographique du bassin d'Illizi à l'échelle régional.(WEC,2007)	3
Figure 1-2 Situation géologique du bassin d'Illizi (wec,2007)	3
Figure 1-3 COUPE GEOLOGIQUE TYPENORD-EST BASSIN D'ILLIZI (realise par Ing M.Hadj Kouider).5	
Figure 1-4 Situation géographique du Stah	8
Figure 2-1 Milieu poreux (R. Cossé 1988).....	15
Figure 2-2 Roche saturée en hydrocarbure et de l'eau (O. Serra 1984).....	17
Figure 3-1 schéma montrant le principe du calliper	19
Figure 3-2 L'outil Ait (weatherford 2019).....	21
Figure 3-3 Schéma de l'Outil HNGS (document.....	24
Figure 3-4 principe de l'outil Neutron (document PEI, 2014)	26
Figure 3-5 Outil APS (document Schlumberger).....	27
Figure 3-6 Schéma de l'Outil litho-densité (Document IFP,2014)	29
Figure 3-7 calliper du 60 bras (kappa engineering,2020).....	31
Figure 3-8 Maximum ID (2* $RADMAX$) et Pénétration (kappa engineering,2020).....	32
Figure 3-9 L'outil d'imagerie USIT (Document Schlumberger)	33
Figure 4-1 Corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal (cour, MCE-200).....	36
Figure 4-2 Schéma du puit (Réalise par Si Abdallah. A)	37
Figure 4-3 Résultat de l'imagerie USIT	39
Figure 4-4 Le diagramme $RHO_B - TNPH, GR$ pour identifier le type de la matrice.....	40
Figure 4-5 Le diagramme 02 $RHO_B - TNPH, GR$ pour identifier le type de matrice.	41
Figure 4-6 Le diagramme 03 $RHO_B - TNPH, GR$ pour identifier le type de la matrice.	41
Figure 4-7 Cross plot densité vs porosité pour la détermination du type d'argile dans le puits X.....	42
Figure 4-8 Angle de contact	44
Figure 4-9 Calibration de la surface des bras (kappa engineering,2020).....	46
Figure 4-10 MFC toolstring schématique (kappa engineering,2020)	47
Figure 4-11 MFC toolstring schématique (kappa engineering,2020)	47
Figure 4-12 Évaluation de la nécessité d'un recalibration (kappa engineering,2020)	49
Figure 4-13 Différents types de raccordement (kappa engineering,2020)	50
Figure 4-14 Le log MFC 40 montre une pénétration maximale de 54,8 % à 2664,9	51
Figure 4-15 Vue 3D du Liner de 4"1/2 (Document HESP)	52
Figure 4-16 log composite (Document Sonatrach)	54

Figure 4-17 Cross Over (Document Sonatrach)	55
Figure 4-18 Le diagramme RHOB – TNPH, GR pour identifier le type de minéral de la	56

Liste des tableaux

Tableau 1.1 les coordonnées UTM de la région.....	8
Tableau 2 : Les types d'outils plus connu.....	31
Tableau 3 : Tableaux d'évaluation de la pénétration des bras de 4,5 pouces du MFC.....	52
Tableau 4 : Types des Logs.....	53
Tableau 5 : Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :.....	57

Listes des Équations

Équation 1 :La porosité.....	15
Équation 2 :La perméabilité.....	15
Équation 3 : La résistivité des roches dans la zone lavée	22
Équation 4 : La résistivité des roches dans la zone vierge.....	22

INTRODUCTION GENERALE

Le domaine de l'énergie connaît une période des plus complexes, car même si l'intérêt que suscite la protection de l'environnement et le passage à l'énergie propre est grandissant, on observe toutefois une hausse considérable de la demande en hydrocarbures. Cette demande croissante pousse les compagnies pétrolières à explorer de nouveaux champs et à développer de nouvelles technologies pour l'exploration, le développement et la production. Afin de maintenir une bonne production et d'assurer la durée de vie la plus longue possible des puits, les compagnies pétrolières sont confrontées à un défi de taille : maintenir l'intégrité du puits, préserver la vie des travailleurs et éviter les pertes financières majeures. Elles ont donc développé des outils de diagraphies pour contrôler la cimentation et le tubage afin d'éviter les risques et les catastrophes soudaines. C'est pour ces raisons que dans cette étude on utilise l'outil d'imagerie USIT pour étudier la qualité de cimentation, l'outil MFC (multifinger caliper) pour étudier l'état du tubage et les diagraphies de base afin de préciser la source de fluides corrosifs . Pour accomplir les objectifs fixés, quatre chapitres ont été créés :

- Le premier chapitre a été consacré à la géologie de la région.
- Le deuxième chapitre a été consacré aux différentes notions pétrophysiques
- Le troisième chapitre traite des différents outils de diagraphie et leurs applications.
- Le dernier chapitre traite d'une étude réelle d'un puits

Chapitre 01

GEOLOGIE DE LA REGION

1.1. Historique d'exploration de bassin d'Illizi :

Les premières esquisses géologiques réalisées dans les bassins de la plateforme saharienne ont été faites grâce aux efforts louables des géologues universitaires suivants : C .KILIAN (1922, 1923, 1931) d'abord et J.FOLLOT (1952), LELUBRE (1952). C.KILLIAN est le premier géologue qui a décrit les formations paléozoïques au Sud du bassin d'Illizi dans le massif du Hoggar. Ce sont les italiens DESIO (1936), ROSSI (1939) et le français C.KILLIAN (1925) qui ont établi les bases de données sur le bassin d'Illizi et de Berkiné. Les géologues de la SNREPAL effectuèrent les premiers travaux géologiques des bassins sédimentaires, en réalisant les premiers levés de terrain en novembre 1946. Par la suite une vaste campagne de gravimétrie débuta à la fin de 1948 dans la partie septentrionale du Sahara. Les premières demandes de permis de recherche pétrolière furent déposées en 1950 par la société SNREPAL et la compagnie CFPA. Il est à noter que les premiers essais d'investigation par sismique réflexion eurent lieu en 1951. Après l'échec des premiers essais de la sismique réflexion en 1951, la SNREPAL confia une large campagne de sismique réfraction en 1951 à la CGG, les résultats furent positifs et servirent de base à l'implantation des premiers sondages stratigraphiques. A cette période on assiste à la découverte des champs géants d'huile de Hassi Messaoud en 1956 et de gaz d'Hassi Rmel en 1956 situés respectivement sur le môle d'Amguid et le bassin d'Oued Mya. La période entre 1956 et 1962 a été marquée par les découvertes des principaux gisements dans le bassin d'Illizi par des méthodes géophysiques (gravimétrie, magnétométrie, sismique réfraction) et géologiques de terrain. L'effort s'est traduit par la découverte de 40 gisements dont les plus importants sont : Edjeleh, Zarzaitine (huile), Ohanet (huile), In Amenas (huile) etc Cette période a connu une grande activité de forages, près de 598 puits ont été forés, dont 152 puits d'exploration, 284 puits de développement et 162 puits d'extension. L'estimation des réserves initiales en place dans le bassin d'Illizi s'élèvent à environ:

- 735 .106 tonnes d'Huile.
- 479.109 m³ de Gaz.
- 78.106 tonnes de condensât.

Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, de nouvelles techniques d'exploration ont été utilisées afin d'augmenter les chances de succès. De ce fait des compagnies mixtes ont été créées dans le cadre d'un accord Algéro-Français. En 1965, la SONATRACH et la SOPEFAL ont créé une nouvelle association dénommée ASCOOP chargée d'effectuer des opérations de recherche pétrolière en Algérie. La période 1963 à 1970 est caractérisée par une forte activité d'acquisition sismique réflexion et une baisse dans le nombre de forages. Les principales découvertes réalisées durant cette période sont les suivantes: Tin Fouye (huile+gaz), Tabankort (huile) ; Amassak, Stah (huile) et Tamanjelt. Les réserves initiales estimées pour ces découvertes sont:

- 478.106 tonnes d'Huile.
- 344.109 m³ de Gaz.
- 54.106 tonnes de condensât.

Après les nationalisations en 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur qui mettra en évidence la découverte de nombreux petits gisements. La période entre 1970 à 1980 a été marquée par une intense activité sismique (2D) avec l'acquisition d'environ 47000 Km. Des études aéromagnétiques et gravimétriques ont été réalisées par la SONATRACH (1977-1978). Durant cette période 325 puits ont été forés, 51 puits d'exploration, 243 puits de développements et 31 puits d'extensions. Le résultat de ces travaux s'est concrétisé par la découverte de deux gisements (Mereksen et Dimeta sont les plus importants). Les réserves initiales sont estimées à :

- 108.106 tonnes d'Huile.
- 84.109 m³ de Gaz.
- 16.106 tonnes de condensât.

1.2. Situation géographique du bassin d'Illizi :

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien. Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie, se situe entre les longitudes 6°E et 10°E, et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N. Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, couvrant ainsi une superficie de 100.000 Km² jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud (Figure 1.1)

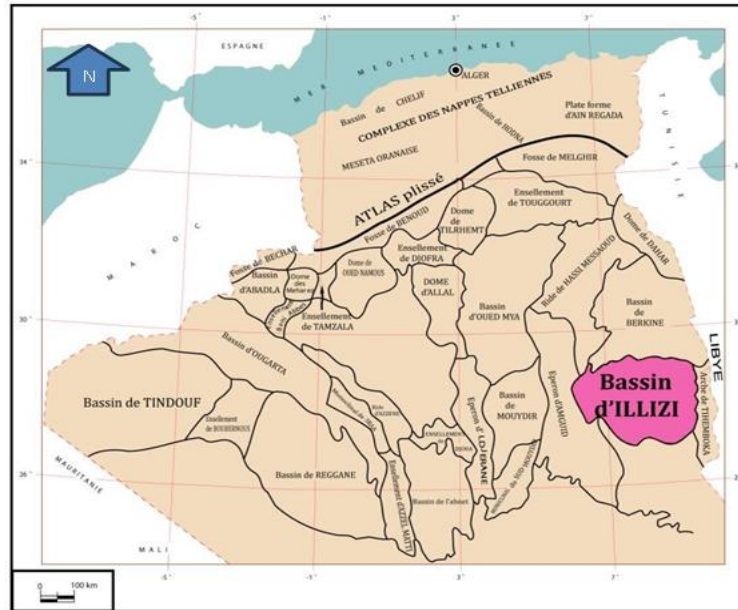


Figure 1-1 Situation géographique du bassin d’Illizi à l’échelle régional.(WEC,2007)

1.3. Situation géologique du bassin d’Illizi :

Le bassin d’Illizi fait partie de la synéclyse Est Algérienne. Il est limité par les môles d’Aghara au Nord qui le sépare du bassin de Berkine, Tihemboka à l’Est, Amguid El Biod à l’Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud (Figure 1.2).

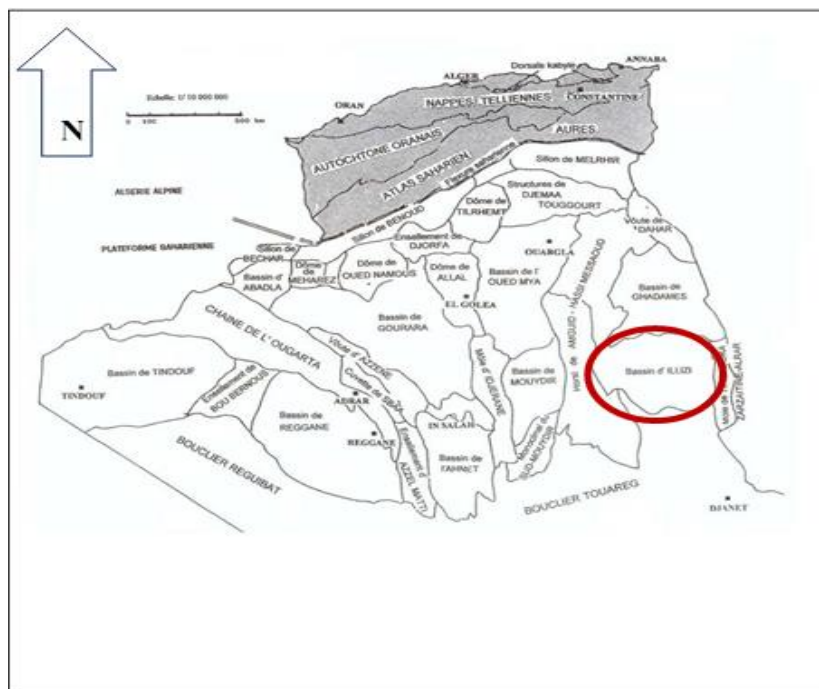


Figure 1-2 Situation géologique du bassin d’Illizi (wec,2007)

1.4. Lithostratigraphie du bassin d'Illizi

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infratassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi (figure 1.3) est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques Tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et al, (1963) et Biju –Duval et Al, (1963 ,1971).

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

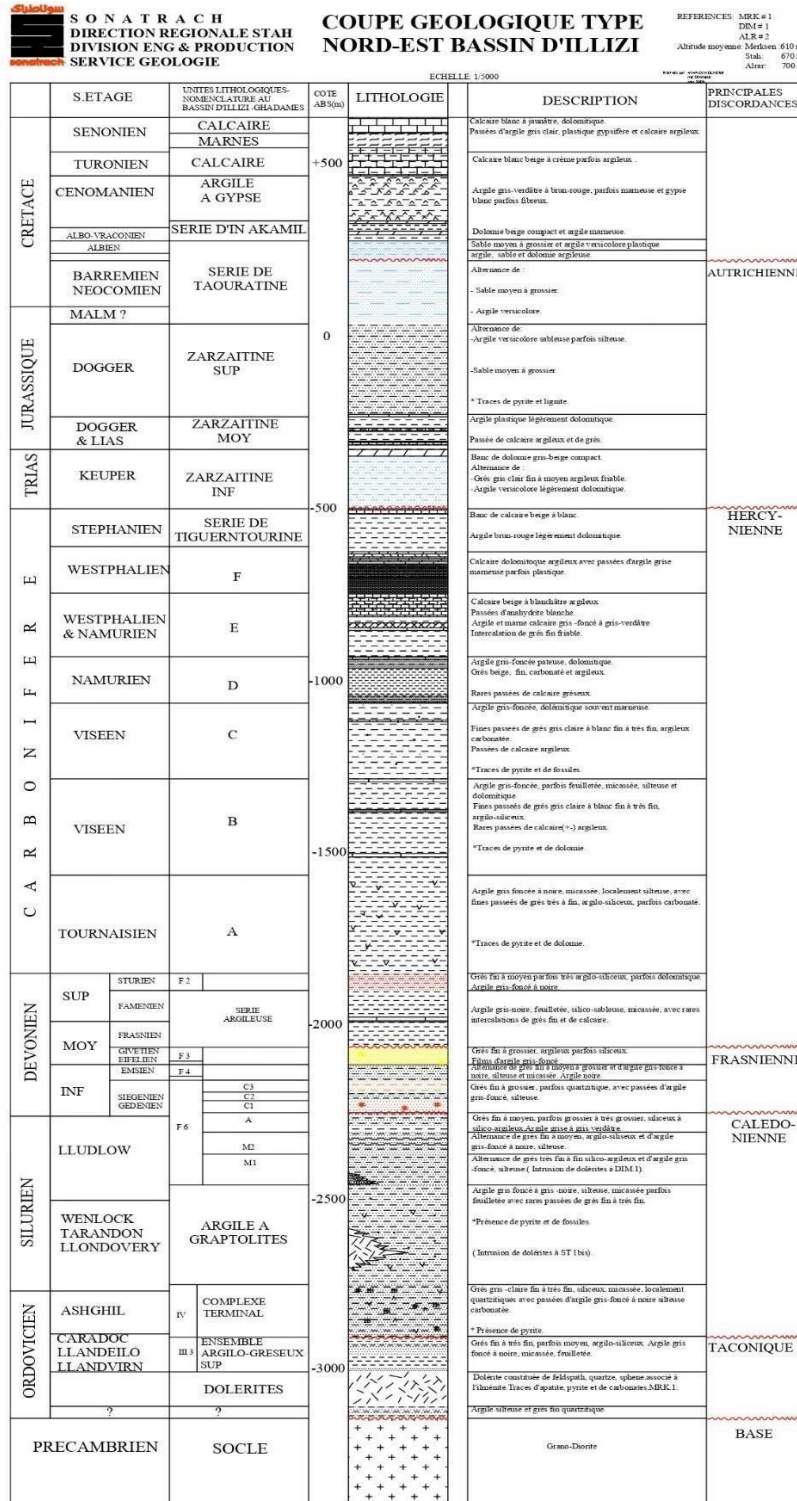


Figure 1-3 COUPE GEOLOGIQUE TYPENORD-EST BASSIN D'ILLIZI (realise par Ing M.Hadj Kouider)

1.5. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest vers l'Est .

L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.

- L'axe de Tan Elak.
- L'axe d'Essaoui Méllene.
- L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- L'axe de Fadnoun.

1.6. Aspect pétrolier:

Un système pétrolier est défini par la roche mère, le réservoir et la roche couverture sans oublier le facteur temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation par rapport à celui de la formation du piège.

1.6.1. Roche mère

Correspond à une roche argileuse contenant de la matière organique qui est à l'origine de la formation des hydrocarbures. Les principales roches mères dans le bassin d'Illizi sont les argiles du Silurien et du Frasnien, celles de l'Ordovicien (argiles d'Azzel d'el Gassi) sont considérées ainsi comme roche mère mais à potentiel très faible.

1.6.2. Roche réservoir :

Dans le bassin d'Illizi les réservoirs sont :

- Les grès du Cambrien.
- Les grès et grès quartzitique de l'Ordovicien.
- Les grès du réservoir F6 (Dévonien inférieur - Silurien supérieur), ce niveau couvre l'essentiel de la plateforme saharienne.
- Les grès argileux des réservoirs F5, F4(Emsien).
- Les grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen).

- Les grès du réservoir F2 (Strunien).

La série Mésozoïque ne présente pas de roches couvertures de bonne qualité ce qui donne un faible intérêt pétrolier aux nombreux niveaux de sable et de grès quelle renferme.

1.6.3. Roche couverture :

Dans la plateforme saharienne les roches couvertures varient en âge et faciès, les plus anciennes sont de l'Ordovicien, Celle du Trias et Lias à série argilo-évaporitiques présentent des qualités remarquables. Les roches couverture du bassin d'Illizi sont toutes représentées par des argiles, on a plusieurs niveaux ; l'Ordovicien, le Silurien, le Carbonifère et dans le Dévonien (le Praguien argileux constitue la couverture du Dévonien inférieur des bassins sud-est saharien tel que le bassin d'Illizi).

1.6.4. Les pièges hydrocarbures :

Ce sont des emplacements naturels favorisant l'accumulation des hydrocarbures, et empêchent leur migration à nouveau. Dans les pièges la température et la pression sont plus basses que celle de la roche mère. On distingue six types de piège : structural, stratigraphique, mixte, hydrodynamique, barrière de perméabilité et de diapirisme.

1.7. Présentation de la région de STAH :

1.7.1. Introduction

La direction régionale de STAH, est une unité opérationnelle de la société nationale SONATRACH, activité amont, division production créée en 1976 dans le cadre de réorganisation de l'ancien secteur de IN AMENAS. Elle est constituée des champs pétroliers de Stah et Mereksen et du gisement de gaz d'Alrar

1.7.2. Site et situation géographique.

La région de STAH se situe dans la partie orientale du Sahara algérien à 1500 Km au Sud- Est d'Alger. Elle se trouve à 110Km Nord de la région d'IN AMENAS et à l'Est de la région d'OHANET dans le permis d'Hassi- Imoulaye (figure 1.4).

La région se trouve sur une altitude de 670 m et elle est limitée par les coordonnées UTM:

	1	2
X	540000 m	585000 m
Y	3120000 m	3240000 m

Tableau 1.1 les coordonnées UTM de la région

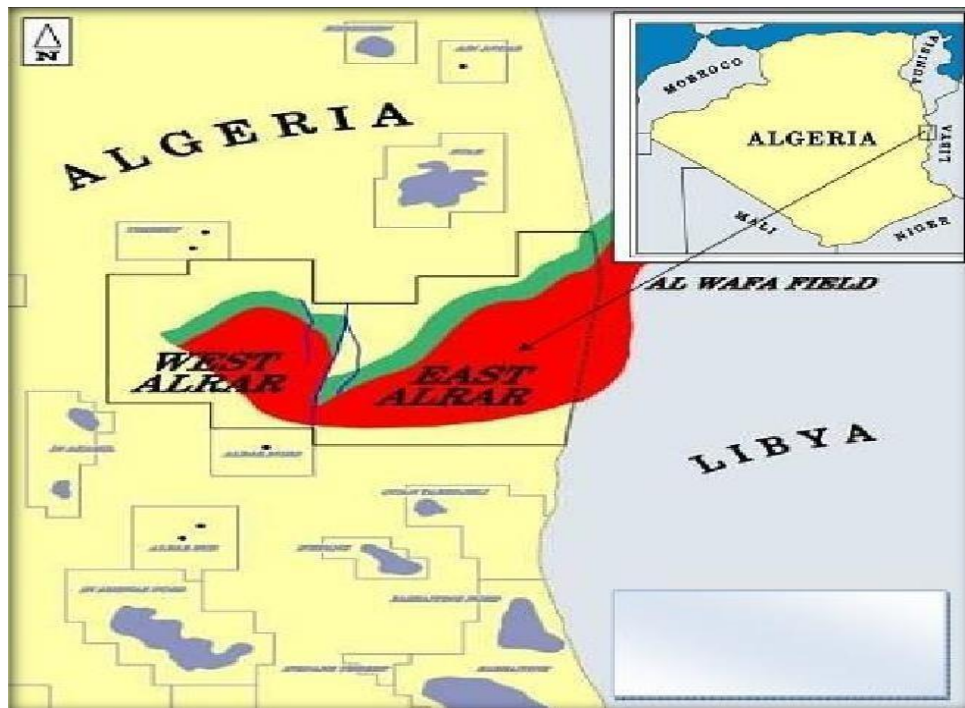


Figure 1-4 Situation géographique du Stah

1.7.3. Géologie de la région de STAH :

1.7.3.1. Description lithostratigraphique

La coupe stratigraphique Type du champ de STAH se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-Ordovicien gréseux au Sénonien calcaire. L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ. On remarque néanmoins dans certaines zones que le Paléozoïque est profondément entamé par la discordance hercynienne.

➤ **Mésozoïque :**

A/ Crétacé.

Formation d'Oued Tifsit (Sénonien).

Il est représenté par un calcaire dolomitique blanc-crème à jaunâtre, parfois blanc laiteux microcristallin et dur.

Turonien :

Il est subdivisé en deux ensembles lithologiques : le premier est représenté par un calcaire blanc à beige, microcristallin, dur légèrement dolomitique, le second ; par de marne grise tendre à pâteuse.

Cénomaniens :

Il est représenté par une argile verte au sommet et brunâtre à rouge brique vers le bas, tendre à pâteuse, localement carbonatée, au sein de cet ensemble argileux, on note une intercalation de passées de gypse blanc, translucide, fibreux et de calcaire blanc, microcristallin légèrement dolomitique.

In Akamil :

Elle est représentée par une Argile brune rouge, verâtre, tendre à pâteuse, grès blanc à gris blanc, fin à moyen, à ciment silico-argileux, friable.

Taouratine :

Sable blanc vitreux, transparent à translucide, parfois rosâtre, moyen à grossier, subanguleux à subarrondi, arrondi par endroits, avec passées de :

- Grès blanc à blanc beige, brun, parfois gris fin à moyen, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé, et d'argile brun rouge, grise, silteuses tendre à indurée.
- Dolomie beige, argileuse, indur

B/Jurassique/Trias

La série Zarzaitine.

Cette série est représentée par : Argile brun rouge, verdâtre, silteuses, tendre à indurée, parfois sableuse. Grès gris, gris blanc, parfois blanc, fin silico-argileux, parfois argileux, friable à moyennement consolidé. Sable blanc vitreux, rosâtre, moyen à grossier, subanguleux à arrondi.

➤ **Paléozoïque**

A/Carbonifère :

Tiguentourine :

Argile brune rouge, gris verdâtre, vert clair, silteuses, tendre à indurée, localement sableuse, légèrement carbonatée par endroits. Grès blanc à gris blanc, finsiliceux, localement argileux.

Westphalien "F" :

Calcaire blanc, blanc beige, beige, parfois gris blanc, microcristallin, tendre à moyennement dur. Marne brun chocolat à marron, parfois grise à gris sombre, tendre à indurée. Argile brun rouge, silteuses tendre à indurée.

Westphalien & Namurien "E" :

Marne grise, gris clair, brun chocolat, marron, tendre à indurée. Calcaire blanc, parfois beige à jaunâtre, microcristallin, tendre à moyennement dur. Argile brun rouge, silteuses, parfois carbonatée.

Namurien "D" :

Argile gris sombre à noir, silteuses, feuilletée, légèrement micacée, tendre à indurée. Grés beige à blanc parfois gris clair, fin à très fin, argilo-carbonaté à carbonaté, friable à moyennement consolidé.

Viséen "C" :

Argile grise, gris foncé à noire, silteuse, feuilletée, parfois micacée, légèrement carbonatée, tendre à indurée, avec traces de :

- Calcaire gris blanc à gris brun, argileux, tendre, parfois gréseux, dur.
- Grés blanc à gris blanc, gris beige, parfois gris, fin à très fin, argilo-carbonaté, friable à moyennement consolidé.

Viséen "B" :

Grés gris clair, gris blanc, parfois gris beige, fin à très fin, parfois moyen, argileux à silico- argileux, légèrement carbonaté, moyennement consolidé. Argile gris foncé, gris noir, noire, silteuse, micacée, localement feuilletée, tendre à indurée.

Tournaisien "A" :

Argile grise, gris foncé à noire, silteuse, feuilletée, micacée, tendre à indurée. Grés gris clair à gris brun, fin à très fin, silico-argileux, friable, parfois blanc, fin siliceux, Consolidé.

B/Dévonien :**Dévonien Supérieur "F2" :**

Grés gris à gris blanc, fin à très fin, moyennement dur à dur, parfois beige, fin à très fin, légèrement carbonaté, tendre. Argile noire, micacée, silteuse, tendre à indurée.

Dévonien Moyen (série argileuse) :

Argile gris noire, silteuse, micacée, tendre à indurée. Grés gris brun, fin à moyen, silico- argileux, moyennement consolidé. Calcaire gris brun, argileux, tendre.

Dévonien Moyen "F3" :

Grés gris à brun sombre moyen à grossier, arrondi à subarrondi, compact, moyennement dur, mal cimenté, à pigmentations noires. Présence de grains de quartz bleuâtre et blanc laiteux, de veinules de calcite, vacuoles de dissolution et joints stylolitiques.

Dévonien intra "F3 –F4" :

Argile gris foncé à noire, légèrement carbonatée, silteuse, indurée.

Dévonien Moyen "F4" :

Grés gris à gris clair, parfois gris beige, fin à très fin, friable à moyennement consolidé, à ciment silico-argileux. Argile grise à gris clair, silteuse, tendre à indurée, parfois légèrement carbonatée.

Dévonien inférieur "F6 unité C3" :

C'est une superposition de deux barres de grés blanc à gris clair, fin à moyen, siliceux à quartzitique, séparées par des passages d'argile grise à gris noire, tendre, silteuse, feuilletée.

Dévonien inférieur "F6 unité C2" :

Cette unité est caractérisée par une intense salification et la présence de spherodérite .A sa base, cette unité passe progressivement aux grés grossier du C1, constituant ainsi une séquence positive.

Dévonien inférieur "F6 unité C1" :

Il s'agit de meilleurs réservoirs F6. Elle repose en discordance sur l'unité A, Elle est constitué de grés moyen à grossier, localement conglomératique à granulométrie tel classement variable, à stratification oblique, peu ou pas argileux.

C/Silurien :**Silurien "F6 unité A" :**

Cette unité est représentée essentiellement par une succession rythmique de niveaux métriques de grés brun, moyen à grossier, subanguleux, moyennement dur à friable, riche en dragées de quartz, séparées par des passés d'argile grise à noire, indurée, feuilletée.

Discordance Calédonienne. Silurien "F6 unité M2" :

Elle est subdivisée en deux ensembles bien distincts, soient :

- L'ensemble supérieur : est représenté par des grés blanc à gris, fin à moyen, parfois grossiers, moyennement dur, siliceux à silico-argileux.
- L'ensemble inférieur : est représenté par une argile grise à noir, indurée, silteuse, où s'intercalent des passées de grés gris-clair, fin à moyen, argileux.

Silurien "F6 unité M1" :

Elle est représentée par des barres sableuses développant dans les argiles grises de plateforme. Elles sont constituées par des grés fins bien classés, des galets mous d'argile et des grés ferrugineux, légèrement prédominant, à oolithes de chlorite vert à brun.

D/ Le Cambro-ordovicien :

Le Cambro–Ordovicien est représenté par trois unités ; (Unité II, unité III et unité IV).

L’Unité IV : cette unité est composée de quatre sous –unités :

L’Unité IV-2 : Représentée par des argiles à graviers de quartz, des silts et des grès fins.

L’Unité IV-1 : Représentée par des grès moyens à grossiers parfois fins.

L’Unité III : cette unité est composée de deux sous –unités.

L’Unité III-3 : Représentée par des grès fins à très fins, des tigillites et argiles noires.

L’Unité III-2 : Grès siliceux durs et nodules d’argiles

L’Unité III-1 : Représentée par de fines alternances des argiles noires et des grès très fins.

E/ Socle : il est constitué par des roches granitiques et d’irritiques.

Aspect structural :

La structure générale du gisement de STAII, se présente sous la forme d’un anticlinal. Il s’agit d’une structure légèrement ellipsoïde dont le grand axe est orienté Nord-Est. La fermeture structurale est d’une centaine de mètres.

La structure s’est individualisée au cours des mouvements Fransiens, les phases tectoniques postérieures n’ont fait qu’accentuer faiblement cette structuration précoce. Les dimensions du gisement sont de 13 Kmsur 7,5 Km, soit une surface de 97.5 Km².

Les pendages varient suivant la situation :

- Faible au sommet (0,5 à 2°).
- Faible au Sud (1 à 2,5°).
- Moyens au Nord-Est 2,5°.
- Fort au Nord/Nord Est 3,5.

La mise en place de la structure de Stah est particulièrement précoce et ceci a pu entraîner une accumulation d’hydrocarbure dès l’époque Hercynienne et leur piégeage définitif.

Par contre, l'intrusion doléritique dans les argiles Gothlandiennes au Cénomaniens ne semble pas provoquer une déformation sensible de la structure ; la relation structuration et intrusion n'est pas évidente.

Chapitre 02

LES NOTIONS PÉTROPHYSIQUES

2.1. Les notions pétrophysiques :

Quelques-unes des principales propriétés étudiées dans la pétrophysique sont : la porosité, la saturation en eau et la perméabilité. Cette discipline a pour but la mesure et l'évaluation de ces propriétés de la roche en acquérant ainsi log mesures dans lequel une chaîne d'outils sont insérés dans le trou de forage et des échantillons de roches sont extraits en subsurface. Ces études sont ensuite combinées à des études géologiques et géophysiques et l'ingénierie de réservoir pour donner une image complète du réservoir.

2.2. LA POROSITE :

La porosité est définie comme le rapport entre le volume des vides et le volume total d'un milieu poreux exprimée en % (Équation 1) :

Équation 1 La porosité

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{ma}}{V_t}$$

V_p = volume de vide.

V_t = volume totale.

On distingue ainsi la porosité de pores (ou « porosité primaire ») et la porosité secondaire et Porosité utile et porosité résiduelle (figure 2.1)

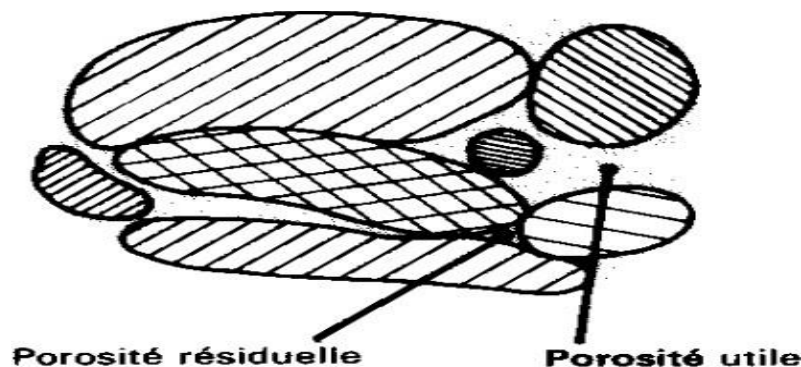


Figure 2-1 Milieu poreux (R. Cossé 1988).

2.3. LA PERMEABILITE :

Est défini comme la capacité qu'ont les fluides à circuler dans les pores des roches avec plus ou moins de facilité, suivant les caractéristiques du milieu poreux .

La loi de Darcy :

Équation 2 La perméabilité

$$K = Q * L \frac{\mu}{F * \Delta p}$$

Q : débit volumique en **m³/s**.

L : distance entre la surface d'échange en **cm**.

F : surface d'échange en **cm²**.

μ : viscosité du fluide en **CP**.

Δp : différentiel de pression en **mbar**.

2.3.1. Les types de la perméabilité :

La perméabilité absolue est la valeur de perméabilité d'un fluide homogène et n'a aucun effet sur le milieu qu'il contient.

La perméabilité effective K_e : C'est la capacité d'une roche à faire passer un fluide à travers elle, avec un autre fluide qui ne se mélange pas entre eux.

2.4. LA SATURATION

Dans le volume de pores V_p se trouvent un volume V_w d'eau, un volume V_o d'huile et un volume V_g de gaz ($V_w + V_o + V_g = V_p$) Avec $S_w + S_o + S_g = 100\%$.

Les saturations en huile, eau et gaz sont : exprimée en %

S_w =saturation en eau

S_o =saturation en huile

S_g =saturation en gaz

V_p =volume de pores

V_w =volume d'eau

V_o =volume d'huile

V_g =volume de gaz.

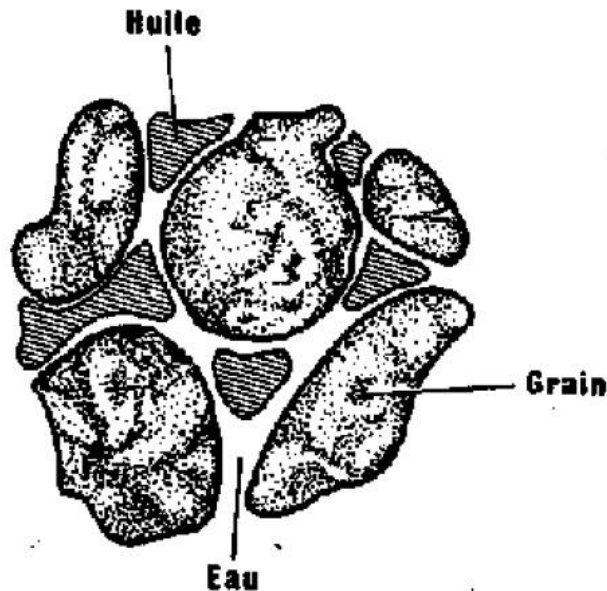


Figure 2-2 Roche saturée en hydrocarbure et de l'eau (O. Serra 1984)

La connaissance des volumes d'huiles et de gaz en place dans un gisement nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou au moins une approche satisfaisante.

2.4.1. la détermination de la saturation

- Méthode directe (analyse des carottes).
- Méthode indirecte (à partir des phénomènes capillaires).
- À partir des diagraphies.

Chapitre 03

APERÇU SUR LES DIAGRAPHIES

3.1. Introduction

De nos jours, la diagraphie est l'une des premières nécessités dans l'exploration et la production d'hydrocarbures. Elle a été continuellement développée et améliorée avec de nouveaux services technologiques pour répondre aux exigences de l'exploitation pétrolière et gazière actuel.

Un log est tout enregistrement continu, en fonction de la profondeur, d'un paramètre physique des formations géologiques traversées par le forage. La mesure enregistrée se fait sous la forme d'une courbe. Cependant, la mesure physique obtenue peut être spontanée ou obtenue par excitation.

Dans ce chapitre, on va présenter les différents outils de diagraphie différées, leurs principes de mesure, leurs applications et les facteurs qui les affectent.

3.2. Objectifs de la diagraphie :

De nombreuses données et informations considérées comme importantes peuvent être obtenues par les services de diagraphie, certaines d'entre elles parmi d'autres peuvent être énumérées comme suit :

- Identification des couvertures, des réservoirs, des contacts de fluide et des types de fluides.
- Conversion temps-profondeur pour la sismique.
- Corrélation entre les puits et les sections sismiques.
- Estimation des paramètres clés du réservoir :
 - Volume d'argile.
 - Porosité (et perméabilité).
 - Saturation en eau et/ou en hydrocarbures
- Contrôle de l'avancement du forage.
- Contrôler l'intégrité d'un puit.

3.3. Types des diagraphies différées :

3.3.1. Calliper :

Définition :

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 (figure 3.1).

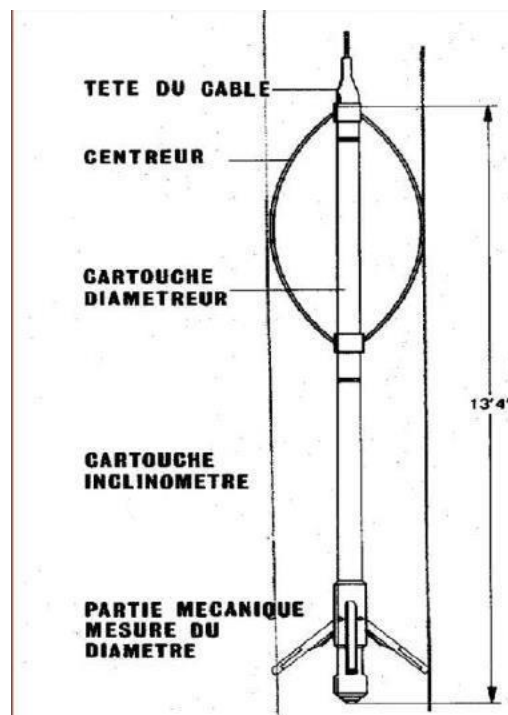


Figure 3-1 schéma montrer le principe du calliper

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 couples par des pairs ouvrant jusqu'à 30" et a besoin 40" par adjonction derallonges et donnant deux plans perpendiculaires.
- Un intégrateur de volume de trou.
- Une cartouche d'inclinomètre permettant la mesure en continu de l'angle et de l'azimut dela 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.

Application :

- 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.

3.3.2. Logs résistivités

Ce sont les premiers outils de diagraphie à avoir été utilisés. A l'origine, ils servaient surtout à faire des corrélations de puits à puits.

Un courant électrique est envoyé dans la formation et l'on mesure la résistivité globale de la formation. Les matrices, à l'exception des argiles, sont très résistantes. Dans le cas des fluides, seule l'eau salée est conductrice du courant.

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et la nature des fluides contenus. Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre 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.

Plusieurs combinaisons de résistivité (macro-résistivité et micro-résistivité) sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités **Rt** et **Rxo**.

De nouveaux outils ont été introduits, il s'agit de l' **HRAI**, **AIT** (**figure 3.2**) (array induction tool) et **HRI** qui enregistrent plusieurs courbes de résistivités.

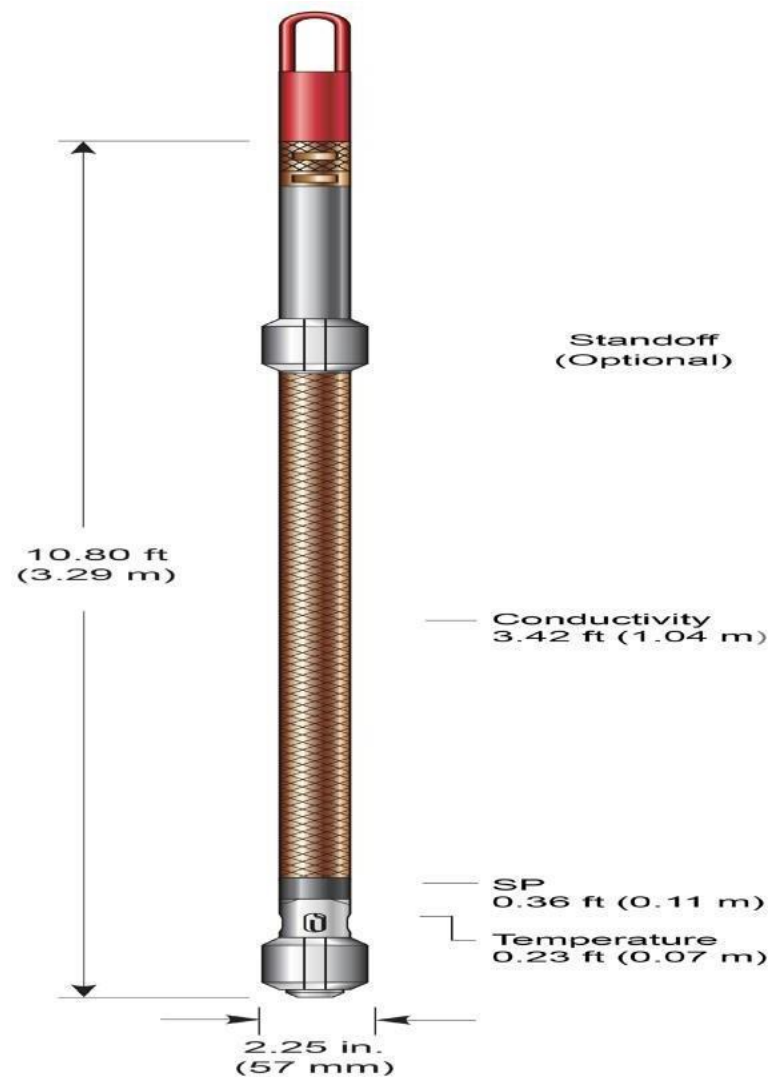


Figure 3-2 L'outil Ait (weatherford 2019)

Principe d'enregistrement :

Une source émettrice (électrode) envoie un signal (courant électrique). Un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source enregistre les réactions du terrain à ce signal. En fait, ça consiste en l'envoi de courant à l'aide de 2 électrodes A et B, et l'enregistrement d'un potentiel entre 2 autres électrodes M et N. La mesure du potentiel permettra de déduire la résistivité.

Application :

- La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- Fournit une image de la distribution radiale du fluide autour du trou de forage ce qui aide à l'évaluation qualitative de la perméabilité du réservoir.

- Estimation du diamètre d'invasion.

On peut dire que la résistivité électrique d'une roche dépend essentiellement :

- **De la qualité de l'électrolyte**, c'est à dire de la résistivité du fluide d'imbibition **R_w** et, par conséquent, de la quantité de sels dissous,
- **De la quantité d'électrolyte** contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est-à-dire de la porosité ϕ

La résistivité des roches dans la zone lavée :

Équation 2 : La résistivité des roches dans la zone lavée

$$\mathbf{R_{xo} = F * R_{mf}}$$

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

R_{mf} = résistivité du filtrat qui remplit les pores de la roche.

F = Facteur de formation.

La résistivité des roches dans la zone vierge :

Dans la zone vierge la loi d'Archie s'écrit :

Équation 3 : La résistivité des roches dans la zone vierge

$$\mathbf{R_t = F * R_w}$$

R_t = résistivité des roches dans la zone vierge.

R_w = résistivité de l'eau d'imbibition.

F = Facteur de formation.

En général on utilise pour l'exécution des forages de l'eau prélevée dans les rivières voisines, cette eau est très généralement **plus résistante** que l'eau de formation qui imbibe les roches forées.

On peut alors écrire :

R_{mf} > R_w ce qui entraîne R_{xo} > R_t.

3.4. Diagraphies nucléaires :

3.4.1. Gama ray naturelle:

La diagraphie gamma ray fait un usage intensif de la mesure de la radioactivité lors des opérations de forage. Cette diagraphie, qu'elle soit effectuée dans des trous ouverts (Open hole) ou tubés (cased hole), permet de mesurer le rayonnement gamma émis par les formations géologiques traversées par le puits. Le rayonnement gamma émis est principalement dû à la présence d'éléments radioactifs naturels tels que l'uranium, le thorium et le potassium dans les roches. Pour effectuer une diagraphie gamma ray, on utilise généralement un outil de diagraphie gamma ray qui est descendu dans le puits de forage. Cet outil est monté sur un câble ou une sonde et est introduit dans le puits. L'outil est conçu pour mesurer l'intensité du rayonnement gamma émis par les formations géologiques à différentes profondeurs du puits.

Outil (HNGS) : La Sonde à Rayons gamma naturels hostile (HNGS) (figure 3.3) mesure le spectre total des rayons gamma de la formation et le résout en trois composants les plus courants du rayonnement naturel : potassium, thorium et uranium (K, Th et U, respectivement). L'efficacité de détection accrue du détecteur installé dans le HNGS ainsi que le traitement spectral avancé améliorent la réponse statistique de l'outil au rayons gamma de la formation pour produire une analyse spectrale plus précise.

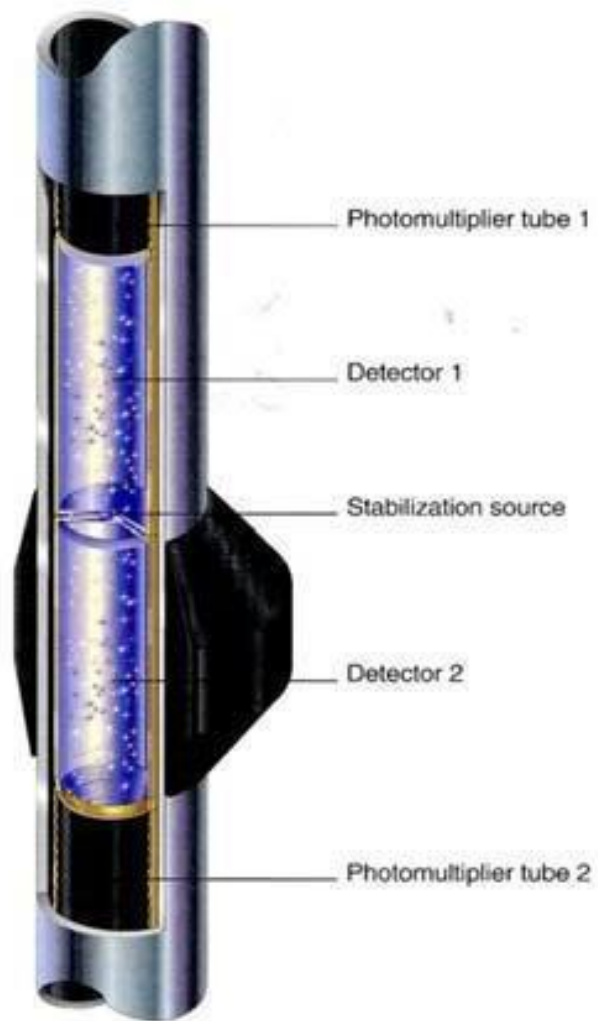


Figure 3-3 Schéma de l'outil HNGS (document Schlumberger)

L'amélioration de la mesure HNGS est également liée à l'utilisation de deux détecteurs au lieu d'un, pour réduire le bruit de fond provient de la source de stabilisation. Ces améliorations permettent au HNGS de s'enregistrer à des vitesses plus rapides que les outils de rayons gamma naturels précédents.

Facteurs affectant les logs de rayons gamma naturels :

Vitesse d'enregistrement.

Conditions du trou :

- Influence de la boue.
- Influence du casing.
- Influence du ciment.

Épaisseur des formations.

Applications:

- Détermination de la lithologie (argile, sels, évaporite, minéraux lourds radioactifs...).
- Étude minéralogique de l'argile.
- Évaluation de volume d'argile Vsh dans les formations gréseuses.
- Corrélations entre les puits et la détection des non-conformités.

3.4.2. Logs nucléaires induits:

3.4.2.1. Log de porosité neutron:

C'est l'une des diagraphies nucléaires induites. Dans ce cas, la formation est bombardée par des neutrons rapides avec une très haute énergie continuellement émise par la source de neutrons et se déplace dans toutes les directions dans la formation (Figure 3.4).

Au fur et à mesure qu'ils progressent, ils sont ralentis ou modérés par des collisions avec des noyaux sur leur chemin. Lorsqu'ils atteignent des énergies très faibles ou thermiques (0,025 eV), ils zigzaguent ou diffusent sans but jusqu'à ce qu'ils soient absorbés ou capturés par les noyaux présents dans la formation.

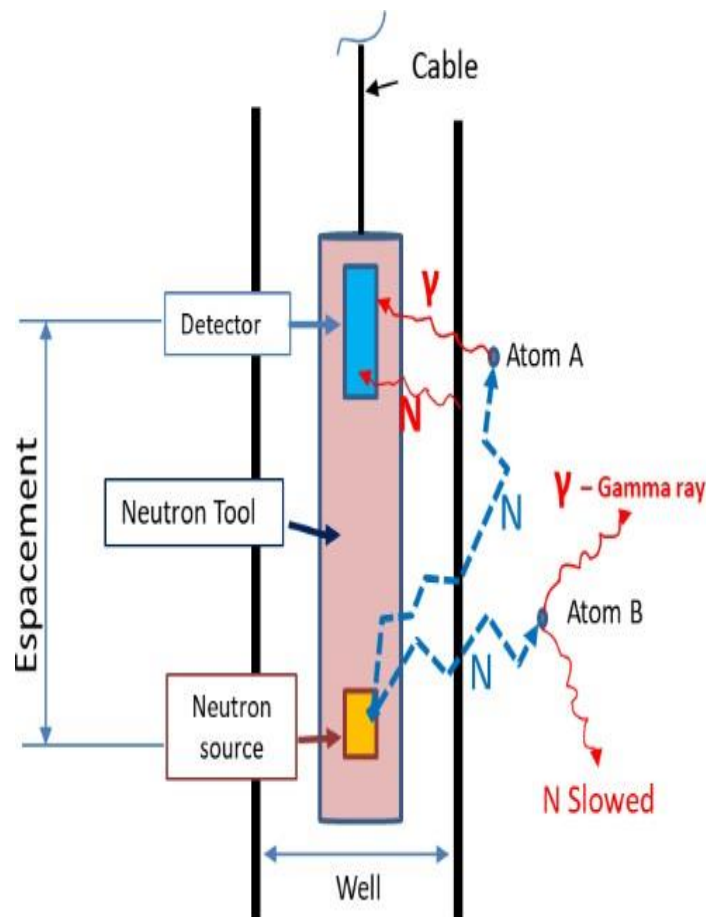


Figure 3-4 principe de l'outil Neutron (document PEI, 2014)

L'élément le plus efficace pour ralentir les neutrons est l'hydrogène car un neutron et un noyau d'hydrogène ont la même masse. En cas de collision directe, le neutron transfère tout son énergie au noyau d'hydrogène et s'arrête mort. D'autre part, d'autres noyaux communs aux éléments des formations sédimentaires sont beaucoup plus massifs que les neutrons, leur effet sur le processus de ralentissement des neutrons est beaucoup plus faible que celui de l'hydrogène, bien que non négligeable.

Outil APS : la sonde de porosité de l'accélérateur APS (Figure 3.5) fournit des mesures de neutrons épithermiques et thermiques en utilisant un générateur électronique de neutrons pulsés (PNG) au lieu d'une source chimique radioactive conventionnelle.

La combinaison du grand rendement neutronique du PNG et du blindage du détecteur incorporé dans l'outil permet d'obtenir des mesures relativement insensibles à l'environnement du forage et aux caractéristiques de formation, telles que la lithologie et la salinité.

Cinq détecteurs fournissent des informations précises pour l'évaluation pétrophysique avec une plus grande résolution verticale et la correction des trous de forage. Les mesures APS peuvent être effectuées dans des trous ouverts et tubés.

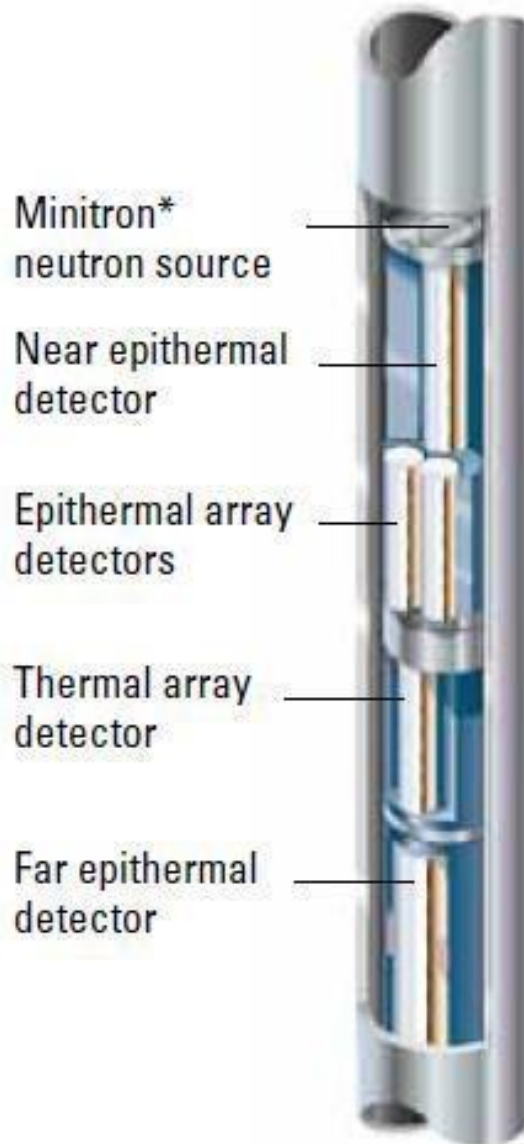


Figure 3-5 Outil APS (document Schlumberger)

Facteurs affectant les logs de porosité neutron :

- Conditions de puit : diamètre, rugosité, casing, présence de Mudcake.
- Position de l'outil à l'intérieur du trou.
- Type et caractéristiques de la boue (salinité et densité).
- Composition des roches (minéraux de la matrice et type de fluides).

➤ Pression et température.

Application

➤ Calcul de la porosité Neutron Φ_N .

➤ Détermination de la lithologie.

➤ Détermination de la zone de gaz (en combinaison avec les logs de densité).

➤ Détermination de la porosité utile en conjonction avec les logs de densité.

3.4.2.2. Logs de densité

L'outil Densité détecte la densité de formation en mesurant l'atténuation des rayons gamma entre une source et un détecteur

La figure (3.6) montre la disposition de l'outil Densité compensée. Une source et deux détecteurs sont situés sur l'outil d'environ 3 pieds de long qui est forcé contre les parois du puit avec un patin. Les rayons gamma émis en continu par la source (généralement 0,66 mev d'énergie, à partir de CS137) sont envoyés dans la formation.

Là, ils subissent de multiples collisions avec des électrons qui leur font perdre de l'énergie et se disperser dans toutes les directions - un mécanisme appelé effet Compton.

Lorsque leurs énergies tombent en dessous d'environ 0,1 mev, les rayons gamma meurent par un processus appelé absorption photoélectrique. L'effet Compton ne dépend que de la densité électronique de la formation (le nombre d'électrons par cc), qui est étroitement liée à la densité apparente.

D'autre part, l'absorption photoélectrique dépend à la fois de la densité électronique et du nombre atomique moyen du matériau constituant la formation.

Ce mécanisme est utilisé par **l'outil Litho-Density** pour indiquer le type de roche.

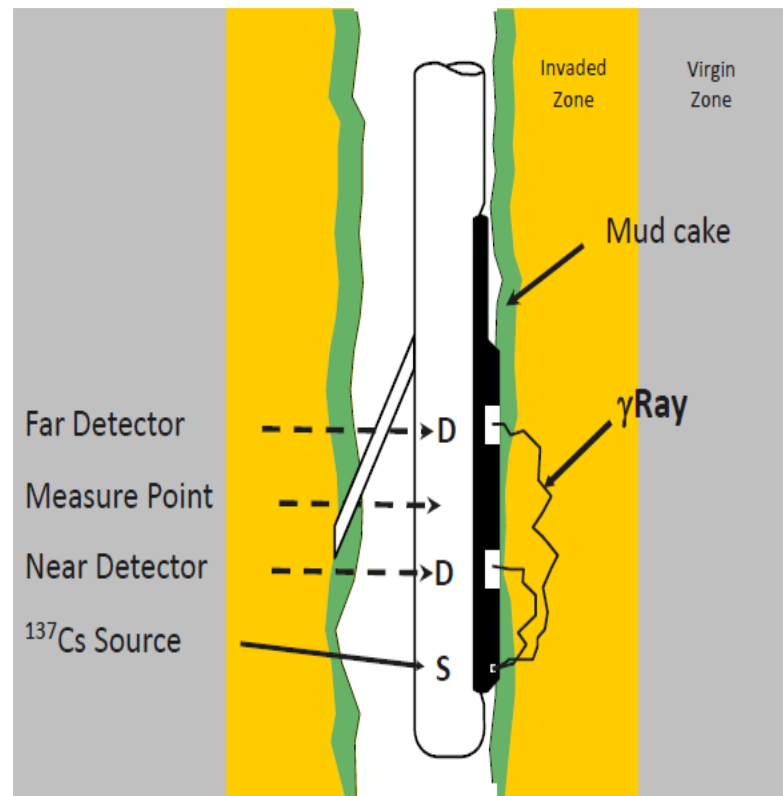


Figure 3-6 Schema de l'Outil litho-densité (Document IFP,2014)

Facteurs affectant les logs de densité

- L'argile : la densité des argiles secs est assez proche de celle du quartz, il joue donc presque le même rôle que la matrice.
- Boue : le fluide dans la zone d'investigation de l'outil de densité est essentiellement le filtrat de boue. La densité de ce dernier varie en fonction de la salinité, de la température et de la pression.
- Hydrocarbures : leur densité est inférieure à celle de l'eau, en particulier la densité du gaz, ce qui signifie que la même formation remplie de gaz apparaît beaucoup plus légère et donc plus poreuse que celle saturée d'eau.
- Diamètre du trou (effet très important).
- La nature du trou : si les murs ne sont pas lisses, les zones de boue entre les murs et l'outil affecteront les mesures.
- Température et pression.

Application

- Calcul de la porosité de densité Φ_D .
- Détermination de la lithologie.
- Détermination de la zone de gaz (en combinaison avec les logs de porosité neutrons).
- Détection des minéraux lourds.
- Détermination de la porosité utile en conjonction avec les logs de porosité neutron.

3.5. Log Multyfinger caliper :

Les pieds à coulisse multi-doigts ont été introduits dans les années 1950 et restent toujours l'une des mesures les plus populaires pour la surveillance des boîtiers et des tubes. Même si de nombreux progrès ont été réalisés dans les domaines de l'électronique, des matériaux et de la conception mécanique, le principe de fonctionnement est le même. Les pieds à coulisse multi- doigts sont des outils d'inspection de fond de trou, dans lesquels un certain nombre de doigts enregistrent la surface interne du tuyau. Un enregistrement continu du diamètre interne du tuyau peut nous permettre de quantifier la perte de métal due à la corrosion ou à l'érosion, causée par la nature des environnements de fond. À mesure que le tuyau perd du métal et que l'épaisseur de la paroi diminue, les propriétés mécaniques nécessaires pour résister aux pressions et contraintes internes et externes peuvent être compromises. D'un autre côté, les dépôts de sels, de carbonates, d'hydrates, etc. peuvent réduire le diamètre du tuyau, ce qui a un impact sur la productivité du puits en raison de l'augmentation des pertes de charge. Dans les cas extrêmes de dépôt, il se peut qu'il ne soit pas possible de contourner la restriction, ce qui empêchera de futures activités d'intervention sur les puits. Lorsque les contraintes terrestres sont suffisantes pour modifier la trajectoire du tuyau, une déformation se produit, ce qui peut également compliquer les activités d'entrée dans le puits et représente également un risque pour l'intégrité.

L'outils :

Les outils Multifinger Caliper (MFC) contiennent un ensemble de bras, qui mesurent indépendamment le rayon depuis le centre de l'outil jusqu'à la paroi du tubage (figure 3.7). Après traitement, ces lectures de rayons fourniront une carte de l'état interne du tubage, permettant d'identifier différentes caractéristiques telles que la pénétration, le dépôt, la déformation, etc.

ID : le diamètre interne du puit ; OD : le diamètre externe du puit

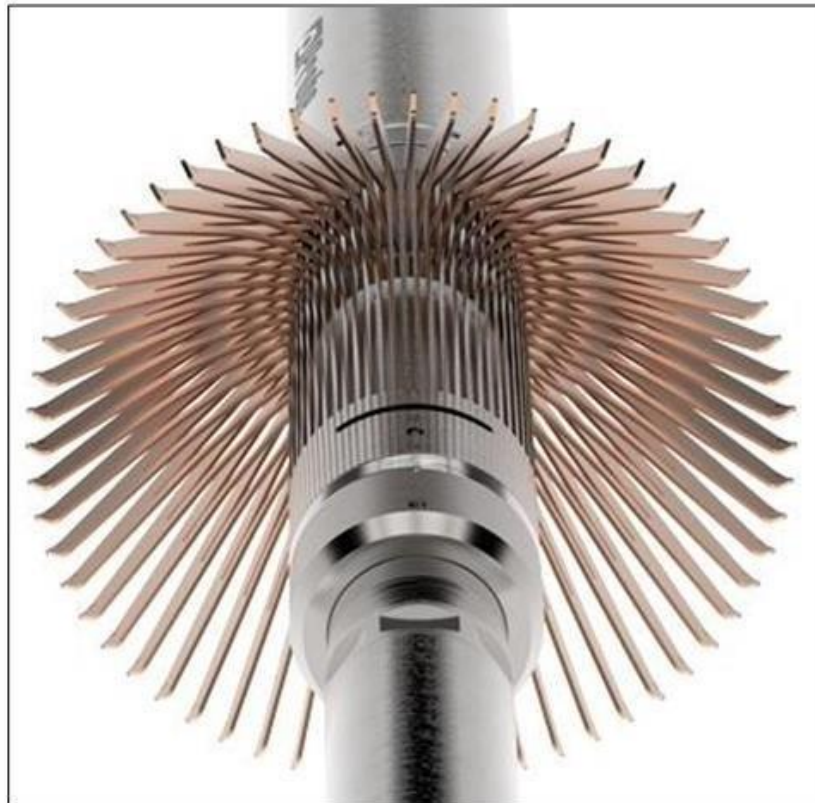


Figure 3-7 calliper du 60 bras (kappa engineering,2020)

Tableau 2 : Les types d'outils plus connu

Fingers	Outil OD (IN)	ID de puit maximal mesurable (IN)
24	1 11/16	4.5 (7'' bras etendus)
40	2 3/4	7 (10'' bras etendus)
60	3.9 – 4	10 (13 – 14'' bras etendus)

Résultats du MFC:

Une fois les données MFC traitées, un certain nombre de statistiques seront calculées pour chaque profondeur du journal. Ceux-ci seront présentés en fonction de la profondeur sous forme de journaux et tabulés pour chaque articulation identifiée. Comme le MFC mesure les valeurs de rayon pour chaque doigt, les statistiques principales à n'importe quelle profondeur seront le rayon maximum et minimum (RADMAX et RADMIN).

Il est également pratique d'exprimer les résultats sous forme de diamètres. Les rayons des doigts opposés sont additionnés pour calculer $n/2$ diamètres (où n est le nombre de doigts). Les mêmes statistiques que celles expliquées ci-dessus pour les valeurs de rayons sont calculées. Nous verrons

ci-dessous que les ID maximum et minimum calculés comme la somme des bras opposés (IDMAX et IDMIN) peuvent ne pas être appropriés pour représenter l'état réel de la canalisation :

- **Pénétration et ID maximale :**

A chaque profondeur, le rayon maximum est établi. La pénétration représente la perte de métal interne du tuyau par rapport à l'épaisseur du tubage (figure 3.8), comme :

$$\text{Pénétration} = (2 * \text{RADMAX} - \text{IDNOM}) / (\text{ODNOM} - \text{IDNOM})$$

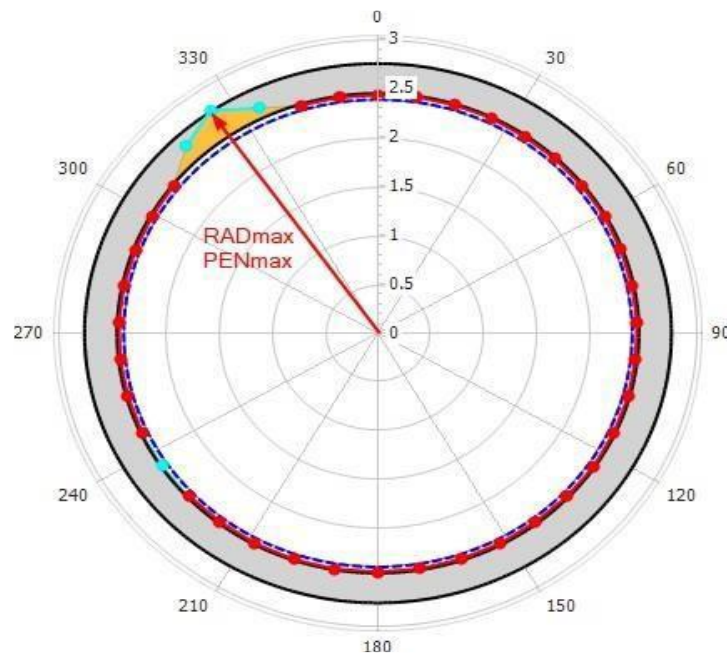


Figure 3-8 Maximum ID (2*RADMAX) et Pénétration (kappa engineering,2020)

3.6. Log USIT :

L'outil USI* UltraSonic Imager (USIT) utilise un seul transducteur monté sur un sous-système rotatif Ultrasonic Rotating Sub (USRS) sur le fond de l'outil. Le transmetteur émet des impulsions ultrasoniques entre 200 et 700 kHz et mesure les formés d'ondes ultrasoniques reçues, réfléchies par les interfaces internes et externes de l'enveloppe (figure 3.9). Le taux de décroissance des formes d'ondes reçues indique la qualité de la liaison cimentaire à l'interface ciment/casier, et la fréquence de résonance de l'enveloppe fournit l'épaisseur de la paroi de l'enveloppe requise pour l'inspection de la conduite. Le transducteur étant monté sur le sous-marin rotatif, toute la circonférence de l'enveloppe est balayée. Cette couverture de données à 360° permet d'évaluer la qualité de la liaison ciment ainsi que la détermination de l'état interne et externe du tubage. Les résolutions angulaires et verticales très élevées peuvent détecter des canaux aussi étroits que 1.2 in. [3,05 cm]. L'adhérence

du ciment, l'épaisseur, les rayons interne et externe, et des cartes explicites sont générées en temps réel dans le puits.

Applications :

- Évaluation du ciment
- Inspection des cuvelages
- Détection et surveillance de corrosion
- Détection de dommages ou de déformations internes et externe



Figure 3-9 L'outil d'imagerie USIT (Document Schlumberger)

Chapitre 04

APPLICATION SUR DES DONNÉES RÉELLES

4.1. Introduction :

L'un des puits du bassin d' ILLIZI a été sélectionné pour cette étude. L'analyse des diagraphies et l'évaluation pétrophysique couvriront le réservoir ordovicien, afin de mettre en évidence les principales caractéristiques du réservoir en termes de minéralogie, de porosité et de nature des fluides présents dans l'intervalle étudié ainsi que l'étude de l'intégrité de ce puit ; c'est- à-dire l'état du « tubage et cimentation ». Les résultats de cette étude sont non seulement une étape importante dans la définition du potentiel du puits, mais fourniront également des informations pour une meilleure prise de décision concernant la planification de la complétion et du développement. L'intérêt pétrolier du puit : c'est un puit qui produise l'huile , avec porosité effective moyenne = 10 % et volume d'argile type dispersée inférieure ou égale 10 % ce qui notre réservoir est de bonne qualité ceci justifier on doit de faire un WORK OVER. L'un des avantages de ce puits est que le programme d'exploitation des diagraphies comprenait des technologies avancées, c'est-à-dire des acquisitions AIT, EMS, APS et GR en "open hole" et des diagraphies en cours de production tel que le MTD MFC et USIT. Afin d'étudier l'état de tubage et la qualité de cimentation, deux évaluations ont été menées : Une première en utilisant uniquement les logs MTD, MFC et USIT pour détecter la zone corrodée et un second en utilisant des logs conventionnels (comprenant le gamma ray, la résistivité, la densité globale et la porosité neutron pour déterminer la cause de corrosion dans cette zone.

4.2. Définition de la corrosion :

La corrosion est la dégradation du matériau par réaction chimique ou électrochimique avec l'environnement. Il subit en effet une perte de matière progressive aux points de contact avec le milieu environnant. Cette définition admet que la corrosion est un phénomène nuisible : elle détruit le matériau et réduit ses propriétés, ce qui le rend inutilisable pour une application prévue.

4.2.1. L'effet néfaste de la corrosion sur la durée de vie du puits :

La corrosion affecte négativement la durée de vie des puits de production en dégradant les matériaux, ce qui affaiblit les tubages et les équipements, entraînant une perte d'intégrité structurelle et augmentant le risque de défaillance mécanique. Elle cause des fuites de fluides en perforant les tubages, ce qui réduit la productivité et nécessite des interruptions fréquentes pour réparations. Les conditions dangereuses créées par la corrosion augmentent les risques d'incendies et d'explosions. Les coûts de maintenance sont élevés en raison des inspections, des remplacements et des revêtements protecteurs nécessaires. La corrosion accélère le vieillissement des puits, entraînant leur abandon prématuré, et cause des déversements de pétrole et de gaz, ayant un impact environnemental négatif. Des mesures préventives telles que la sélection de matériaux résistants, l'application de revêtements protecteurs et l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion sont utilisées pour minimiser ces effets, mais la gestion proactive de la corrosion reste essentielle.

4.2.2. Les conséquences économiques de la corrosion

Les effets directs ou indirects de la corrosion sont résumés ci-après :

- coût des pièces à remplacer, des réparations à effectuer,
- coût de l'entretien et du contrôle (mise en peinture, protection cathodique),
- coût dû à l'utilisation de matériaux plus nobles,
- augmentation des coefficients de sécurité,
- contamination du produit par les produits de corrosion, - arrêt de production.

4.2.3. Les différents types de la corrosion :

Corrosion généralisé (corrosion uniforme) :

Elle est due à une réaction chimique ou électrochimique qui se produit uniformément sur toute la surface considérée. Sa vitesse est généralement facile à prévoir avec une précision suffisante pour déterminer la durée de vie probable d'un appareil (figure 4.1).

Corrosion localisée :

La corrosion localisée est définie comme étant une attaque qui se déroule en un milieu spécifiquement anodique d'une surface d'un matériau. Dans ce cas de réaction, on distingue clairement les zones anodiques et cathodiques.

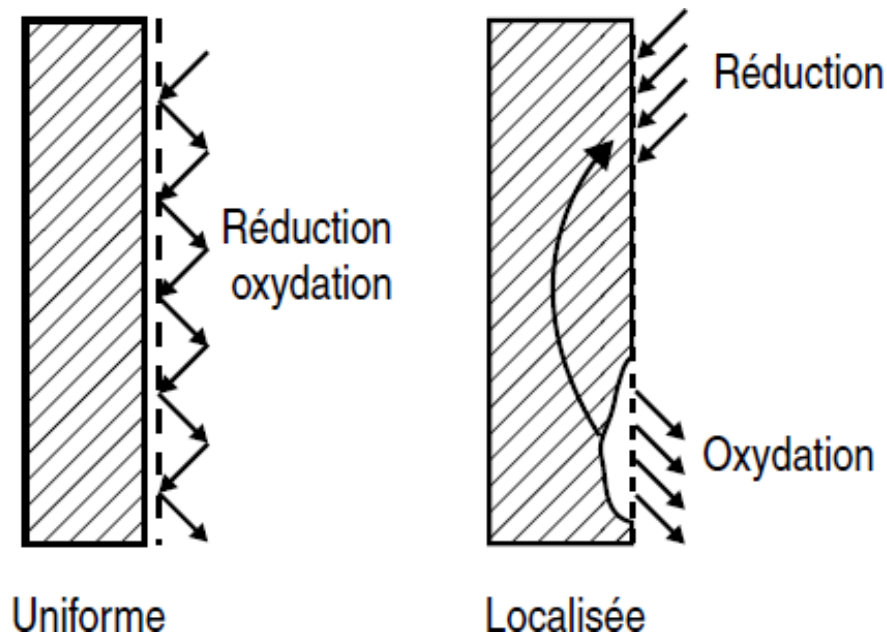


Figure 4-1 Corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal (cour, MCE-200)

Les risques de la corrosion :

- Intégrité structurale compromise ;
- Fuites et pertes de fluides ;
- Contamination des produits ;
- Coûts de maintenance et de réparation ;
- Risques pour la sécurité ;

Une cimentation défectueuse :

Beaucoup de facteurs peuvent engendrer une mauvaise cimentation ; dans ce cas les conséquences seront dramatiques et la remédiation est très coûteuse, ces conséquences sont liées des fois aux principes de formulation des laitiers de ciment au laboratoire ou même aux défauts opérationnels ; parmi ces, on cite :

- Pertes totale ou partielle lors de la mise en place du laitier : En traversant les différentes phases de forage, on risque de fracturer les formations fragiles, cela est poursuivi par une perte de laitier.
- Micro annulaire : (mauvaise étanchéité ciment / formations ou bien ciment / tubage).
- Migration des fluides en surface à travers les zones mal cimentées
- La non prise de du laitier de ciment : Cela est dû peut-être à la contamination du laitier de ciment par la boue (défaut opérationnel).

4.3. Des informations sur le puit :

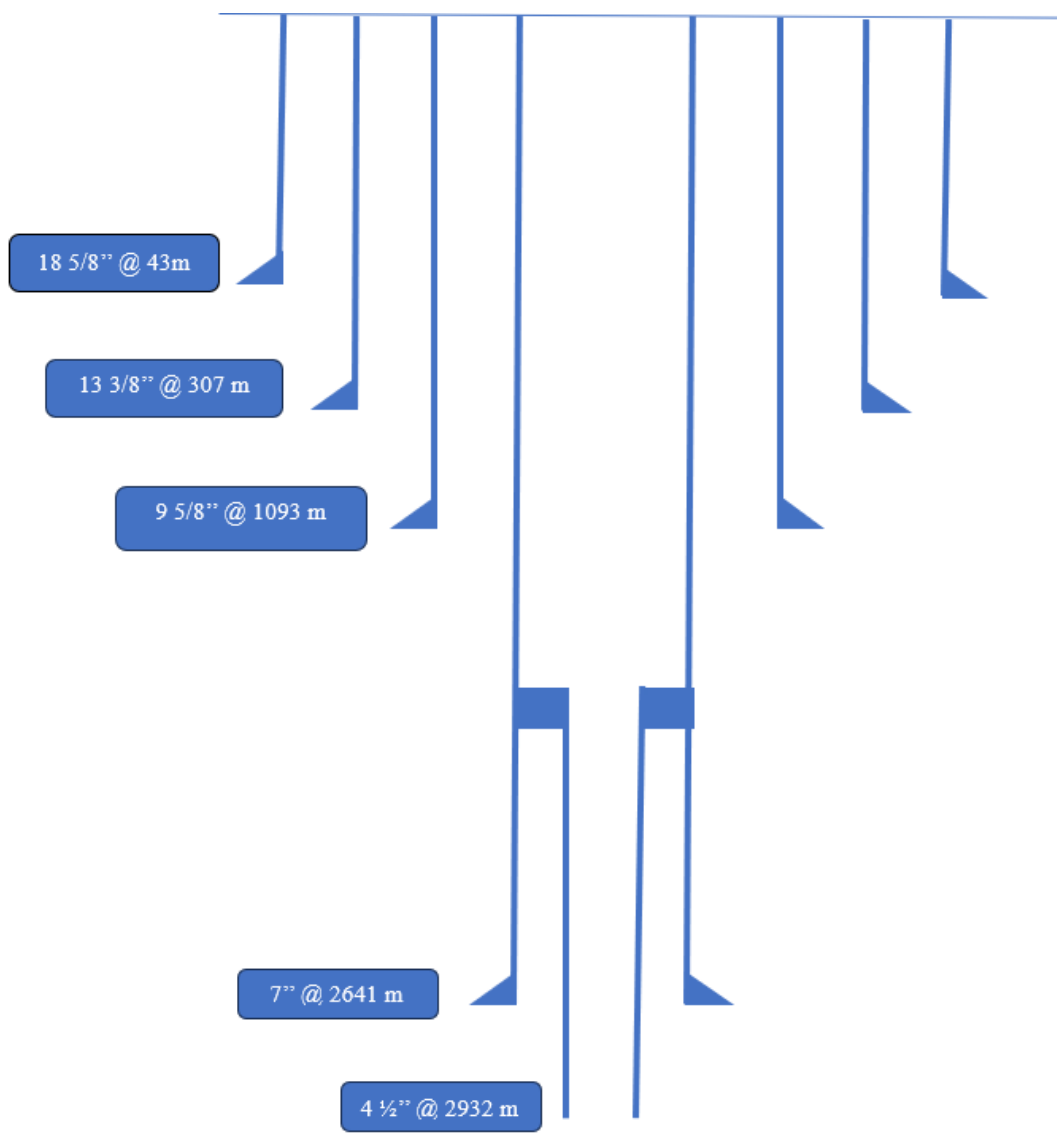


Figure 4-2 Schéma du puit (Réalisée par Si Abdallah. A)

Le Diamètre interne du Liner 4 ½' : 3,92 pouce

Le Diamètre externe du Liner 4 1/2'' : 4.5 pouce

4.4. Log USIT :

Le puit a été testé systématiquement depuis le démarrage de la production pour vérifier l'état de la cimentation et du tubage, on a utilisé le log USIT et MFC dans le puit X et on a obtenu de ces résultats :

Apartir de l'image USIT on observe que la cimentation elle a été endommagée au niveau de l'intervalle [2664.9 m – 2689 m].

Ce problème de cimentation présente un danger pour le tubage et peut donc être un problème majeur pour le puits et engendrer une perte de débit.

Cette information nous oblige à appliquer le WORK OVER sur le puits en plus des opérations de contrôle pour examiner la qualité du tubage.

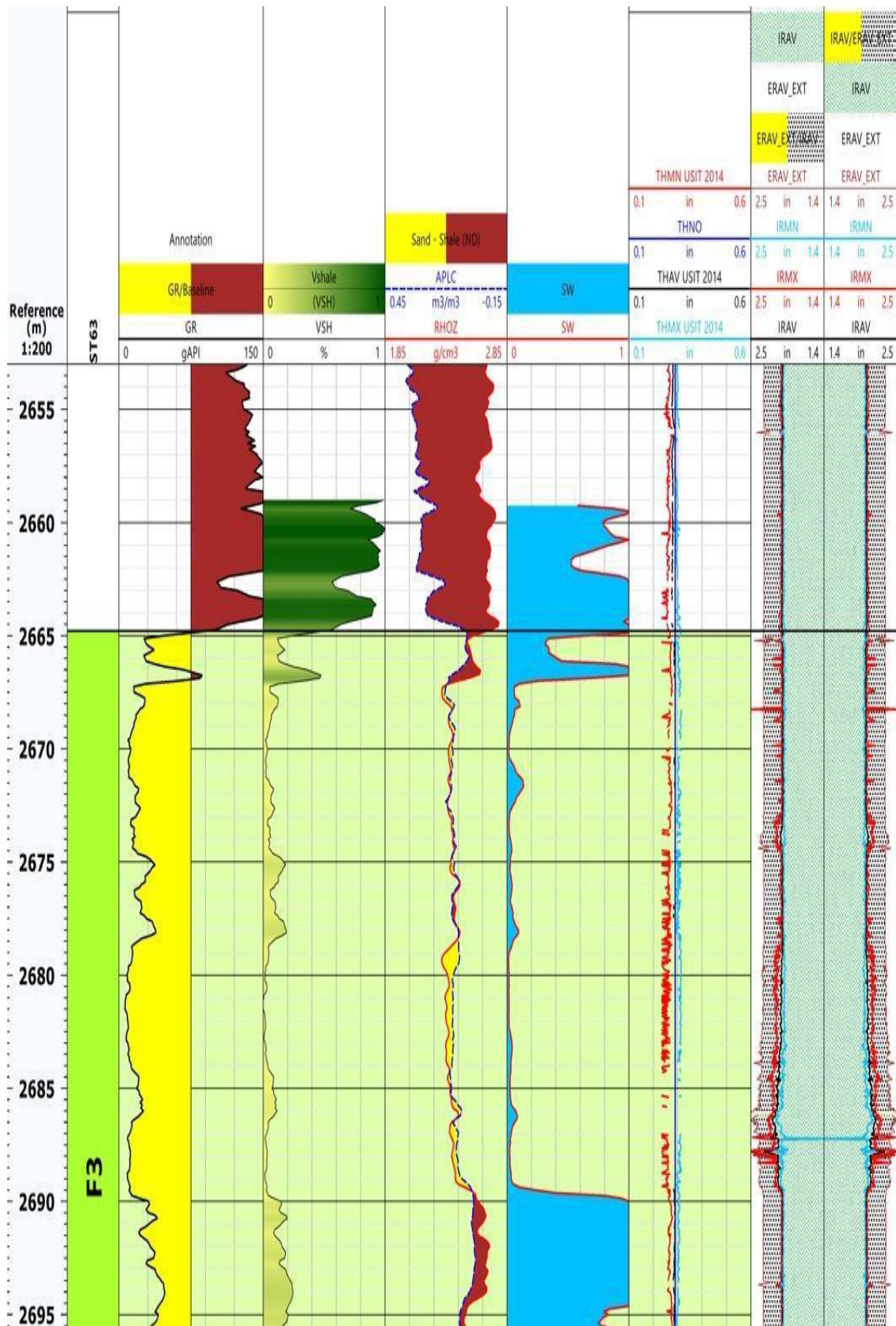


Figure 4-3 Résultat du l'imager USIT

4.5. Type de la matrice :

Pour identifier le type de matrice dans l'intervalle corrodé , un rapport graphique de RHOB contre Φ_N a été utilisée (2664.9—2689)

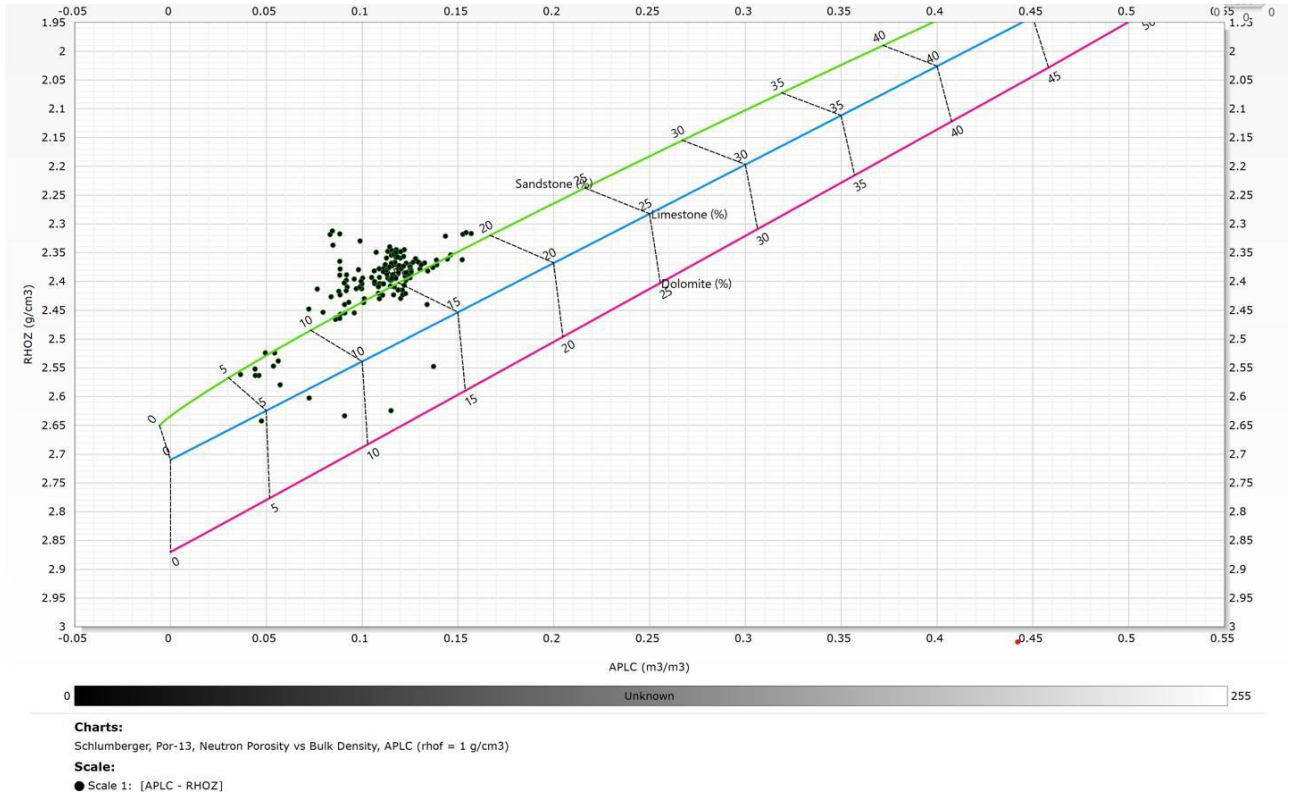


Figure 4-4 Le diagramme RHOB – TNPH, GR pour identifier le type de la matrice

A partir du cross plot de (RHOZ - APLC), il est clair que le nuage de points des niveaux de la zone corrodée (avec un GR faible) est concentré sur la ligne des grès avec une porosité de 15 %, ce qui permet de déduire que la matrice est principalement gréseuse .

Cross plot 02 :

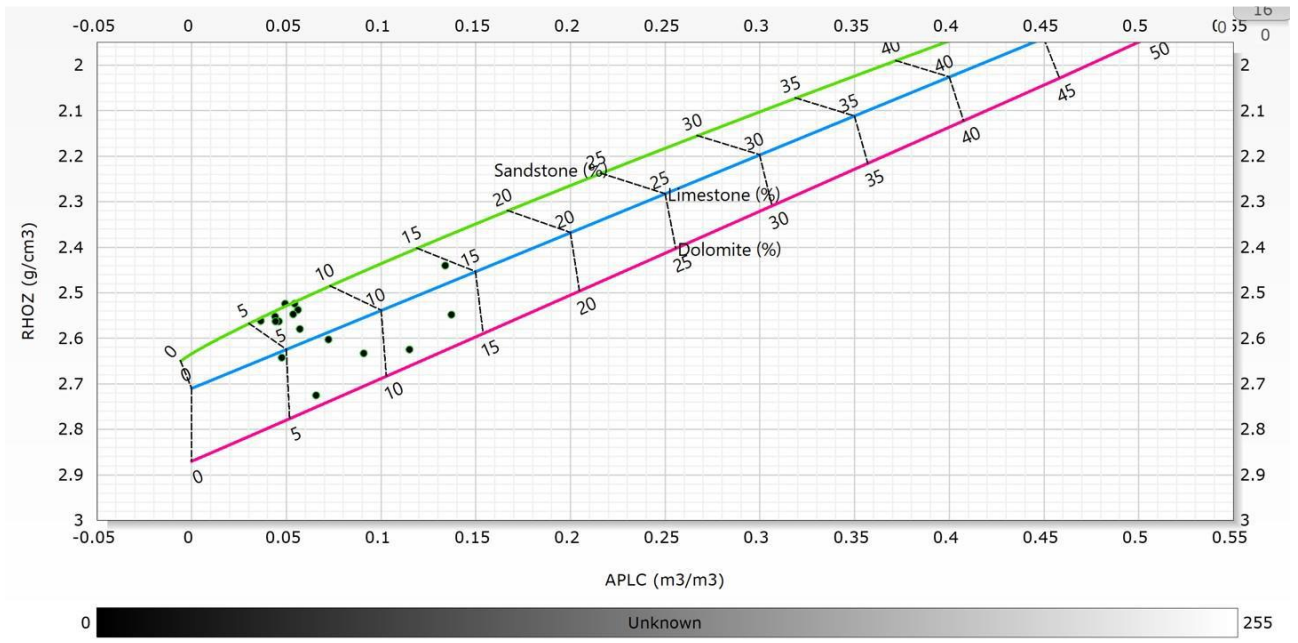


Figure 4-5 Le diagramme 02 RHOZ – TNPH, GR pour identifier le type de matrice.

A partir du cross plot de (RHOZ - APLC), il est clair que le nuage des points de niveau du zone de l'intervalle (2664.9—2667m) avec un GR faible est concentré à la ligne des grès, ce qui permet de déduire que la matrice est principalement en grès et un peu de calcaire et dolomite.

Cross plot 03 :

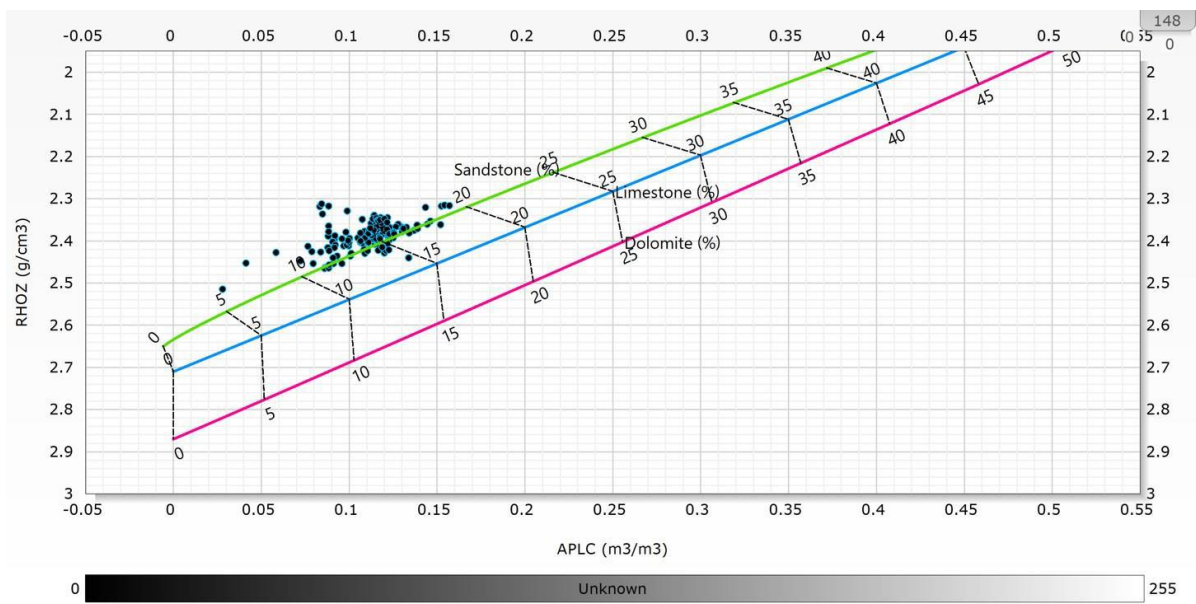


Figure 4-6 Le diagramme 03 RHOZ – TNPH, GR pour identifier le type de la matrice.

A partir du cross plot de (RHOZ - APLC), il est clair que le nuage des points de niveau du zone de l'intervalle (2667—2690m) avec un GR faible est concentré a la ligne des grès ,ce qui permet de déduire que la matrice est principalement en grès .

Type d'argile :

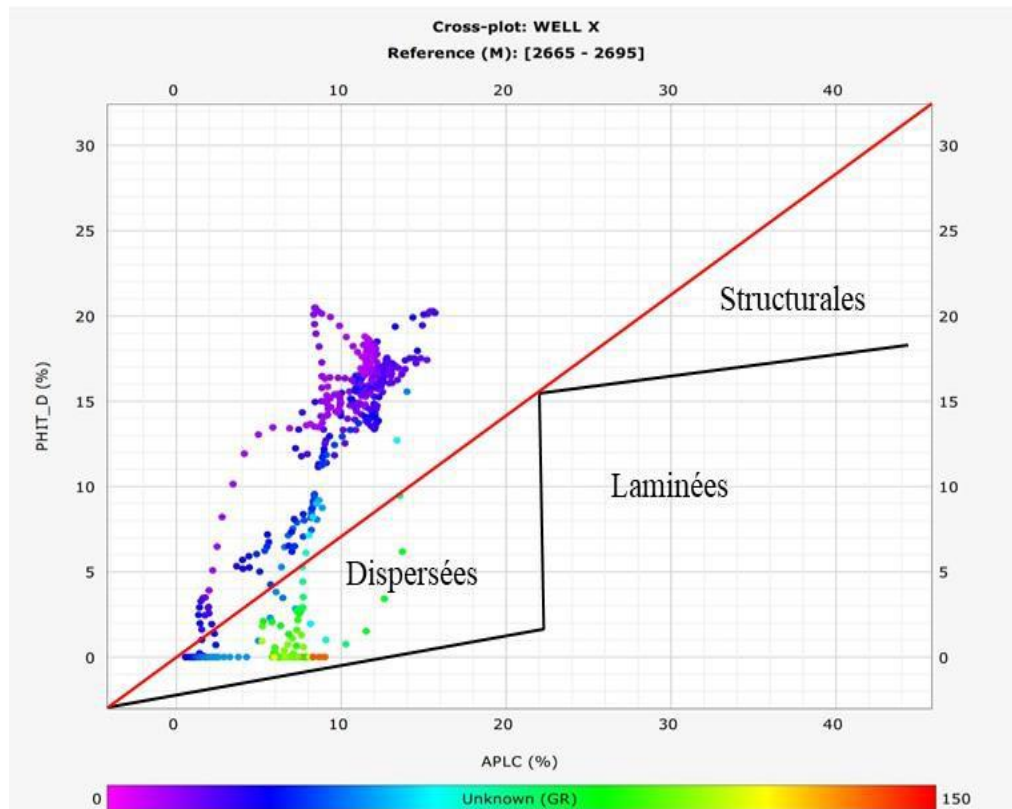


Figure 4-7 Cross plot densité vs porosité pour la détermination du type d'argile dans le puits X

En utilisant un rapport graphique de densité contre porosité (PHIT-D _ APLC) coloré en gamma ray, nous avons pu identifier le type d'argile dans l'intervalle étudié, le nuage de points à rayons gamma élevé est principalement argile Dispersées.

4.6. la mouillabilité :

C'est la capacité de la roche d'attirer un fluide et d'expulser un autre, cette propriété diffère d'une roche à une autre et selon le fluide. Généralement les roches sont mouillable à l'eau, cad que l'eau occupe les parties angulaires des pores et couvre les éléments solides. L'huile est pratiquement très rare est en contact avec les roches.

L'invention concerne des procédés de caractérisation de la mouillabilité à partir de mesures de résonance magnétique nucléaire (RMN), sensibles aux conditions de mouillage de surface de l'huile et de l'eau à l'échelle des pores. Les procédés décrits utilisent les effets de relaxation de surface sur

la relaxation RMN (T_2). Des flux de travaux permettant d'obtenir des profils de mouillabilité d'un milieu poreux tel qu'une roche à l'état natif ou transformée en laboratoire. Un modèle sous-jacent avancé décrit également le spectre mélangé de pores saturés de manière fractionnelle et humide. Les résultats de la présente invention incluent des profils de saturation et de mouillabilité continues comme fonction de la taille de pores dans le milieu poreux, ainsi une valeur moyenne de saturation et de mouillabilité du spectre global des pores.

4.6.1. Lien entre corrosion et mouillabilité

Humidité : Une surface qui est facilement mouillable par l'eau (faible angle de contact) va retenir plus d'humidité. Cela peut créer des conditions favorables à la corrosion, surtout si le matériau est exposé à l'air et à des ions corrosifs comme les chlorures.

Films protecteurs : Dans certaines applications, des films protecteurs hydrophobes (qui repoussent l'eau) peuvent être appliqués sur les métaux pour réduire leur mouillabilité et ainsi diminuer la probabilité de corrosion.

Propriétés de surface : Les traitements de surface qui modifient la mouillabilité (par exemple, par l'application de revêtements) peuvent également affecter la résistance à la corrosion. Un revêtement hydrophobe peut protéger contre la corrosion en empêchant l'eau de rester en contact avec la surface du métal.

En résumé, la mouillabilité d'une surface influence la quantité d'eau qui peut y adhérer, ce qui affecte directement le potentiel de corrosion. Des surfaces hydrophiles (bonne mouillabilité) sont plus susceptibles de corroder que des surfaces hydrophobes (mauvaise mouillabilité).

4.6.2. Angle de contact

Trois gouttelettes sont observées d'un côté comme illustré sur la figure. Il est à noter que le mercure conserve une forme sphérique, la gouttelette d'huile développe une forme approximativement hémisphérique, mais l'eau a tendance à s'étaler sur la surface. L'angle mesuré du liquide au solide, est appelé angle de contact θ . plus l'angle de contact augmente plus le fluide est non mouillable. Lorsque l'interface est en contact avec les parois d'un récipient exemple un tube capillaire, l'interface coupe la surface reliée à un angle (α), l'angle est en fonction des tensions adhésive relative des liquides et des solides .

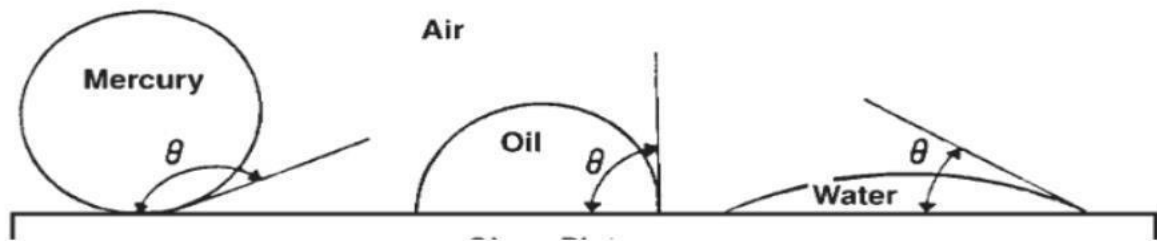


Figure 4-8 Angle de contact

La tension superficielle:

Lorsque deux fluides non miscibles sont en contact et ces deux fluides sont un liquide et un gaz, le terme tension superficielle est utilisé pour décrire les forces agissant sur l'interface. La tension superficielle est la force de traction agissant sur un élément de surface situé dans un plan tangent à la surface et qui s'oppose à la dilatation de celle-ci, ce coefficient est homogène au quotient d'une force par une longueur. La tension superficielle a souvent été exprimée en ($\text{dyn} \cdot \text{cm}^{-1}$)

($1 \text{ dyn} \cdot \text{cm}^{-1} = 1 \text{ mN} \cdot \text{m}^{-1}$). La tension superficielle exprime la force par unité de surface avec laquelle les molécules sont attirées vers l'intérieur du liquide.

4.7. Définition de work over :

Le work over (reconditionnement d'un puits) regroupe tous les travaux, d'entretien, de réparation, ou de rééquipements effectués au cours de la vie d'un puits. Donc l'objet de l'opération est de reconditionner et de maintenir le puits dont les conditions intérieures ont été dégradées, ou de modifier l'équipement, afin d'adapter celui-ci aux nouvelles conditions de production. Ces opérations nécessitent la mise en cuivre d'un appareil de forage, appelé classiquement appareil de work over.

But du work over :

- La reprise d'un puits a pour but :
- Déséquiper totalement le puits ;
- Tester les équipements en place (casing) ;
- Optimisation des équipements ;

Principales phases des opératoires et leurs chronologiques :

Les phases opératoires et leurs chronologies varient, bien entendu, d'une intervention à une autre. Elles dépendent en particulier de l'équipement placé dans le puits et de son état, de ce qu'il y à faire, dont l'intervention va se dérouler en pratique. Cependant on retrouve généralement les phases ci-après :

- Préparation du puits
- Mise en sécurité provisoire du puits
- Mise en place de l'unité d'intervention
- Neutralisation du puits
- Remplacement de l'arbre de Noël par les obturateurs
- Déséquiper le puits
- Opérations en fond du puits, rééquipement du puits, remplacement des obturateurs

4.8. Acquisition MFC :

4.8.1. Calibration de la surface des bras

La relation entre le signal électrique du transducteur et les mesures du rayon est obtenue par un processus de calibration de la surface. Comme expliqué ci-dessus, la position de l'actionneur est fonction du mouvement angulaire du bras. Mais la température joue également un rôle important, car les matériaux subissent une dilatation, la réponse électrique change, etc. Les fabricants d'outils et les sociétés de services suivent des directives différentes quant à la meilleure façon d'effectuer ces calibrations.

Le premier type de calibration s'effectue à température ambiante et consiste à faire passer l'outil MFC par un certain nombre d'anneaux calibrés. La réponse électrique du capteur est mesurée et représentée en fonction de la taille de l'anneau. En général, il convient d'effectuer un calibrage avant et après le travail, et d'y inclure les tailles de tubes à enregistrer pendant le travail.



Figure 4-9 Calibration de la surface des bras (kappa engineering,2020)

4.8.2. Centralisation

Le schéma d'un outil MFC déjà montrée, qui est parfaitement concentrique avec le tubage. Même si l'outil est équipé de centralisateurs et que des joints à rotule sont normalement utilisés, l'outil sera excentré. Les MFC sont en général plus lourds que les capteurs de diagraphie de production, et ils sont parfois utilisés en tandem avec d'autres modules lourds, comme les outils de cimenterie. Même pour de faibles écarts (c'est-à-dire 5 degrés), le train d'outils se déplacera par rapport au centre.

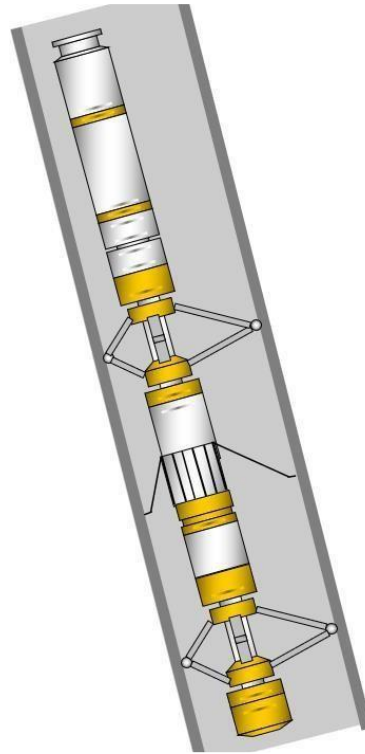


Figure 4-10 MFC toolstring schématique (kappa engineering,2020)

Une cross-sectional image du cas centralisé idéal et du MFC excentrique (est présentée dans l'image ci-dessous. Pour un MFC à 16 bras, le doigt 1 pointe vers le haut (0°) et le bras 9 pointe vers le bas (180°). Les rayons mesurés pour chaque bras sont représentés en bleu (parfaitement centralisé) et en noir (excentré).

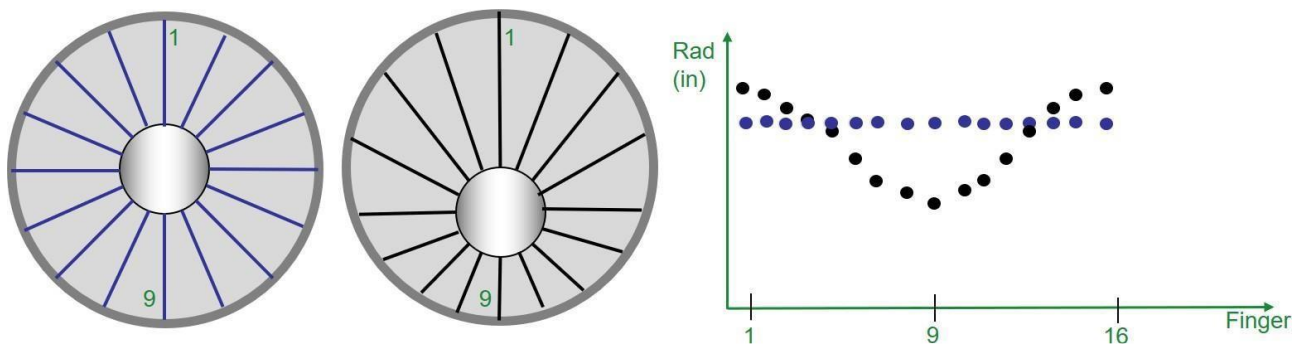


Figure 4-11 MFC toolstring schématique (kappa engineering,2020)

Dans le cas d'un CFM parfaitement centralisé, les rayons mesurés peuvent être utilisés directement pour obtenir les diamètres et les statistiques (pénétration, réduction, etc.). Pour une conduite en parfait état, les rayons mesurés par chaque doigt doivent être identiques.

Dans le cas d'une conduite excentrée, la gravité pousse le centre du MFC vers le bas. Le doigt 1 est maintenant plus ouvert que le doigt 9, et la distribution des rayons ressemble à celle d'une sinusoïde. Il est clair que ces lectures de rayons ne peuvent pas être utilisées directement pour calculer les statistiques.

Différentes pistes automatiques générées par Emeraude peuvent être utilisées pour identifier l'excentricité et évaluer le besoin de centralisation. L'image ci-dessous montre une conduite de 10000 pieds de long, avec une déviation allant de 0 à 75 degrés.

4.8.3. Recalibration

Pour le traitement du MFC, le terme "Calibration" était auparavant utilisé pour l'opération consistant à transformer la réponse électrique des doigts en une valeur de rayon. Cela est réalisé par un certain nombre de calibrations de surface, à la fois isothermes et en utilisant plusieurs étapes de température.

La "Recalibration" est appliquée si les valeurs de rayon calculées en utilisant les calibrations de surface ne sont plus représentatives du rayon interne du tuyau. Cela peut se produire pour plusieurs raisons :

Usure des pointes des doigts : Les dimensions des doigts peuvent avoir changé par rapport à la calibration de surface, car la pointe des doigts raye la surface interne du tubage.

Propriétés électriques du circuit : Les propriétés électriques du circuit (en particulier l'inductance) peuvent ne plus être les mêmes qu'à l'origine. Cela peut provoquer une dérive des mesures.

Calibration non valide : Le fichier de calibration peut ne pas correspondre à l'enquête spécifique, être hors de portée, etc.

Si l'une de ces situations est présente dans un certain jeu de données (journal complet ou partiel), il y aura une différence positive ou négative constante entre la lecture des doigts et le rayon réel qu'ils devraient mesurer.

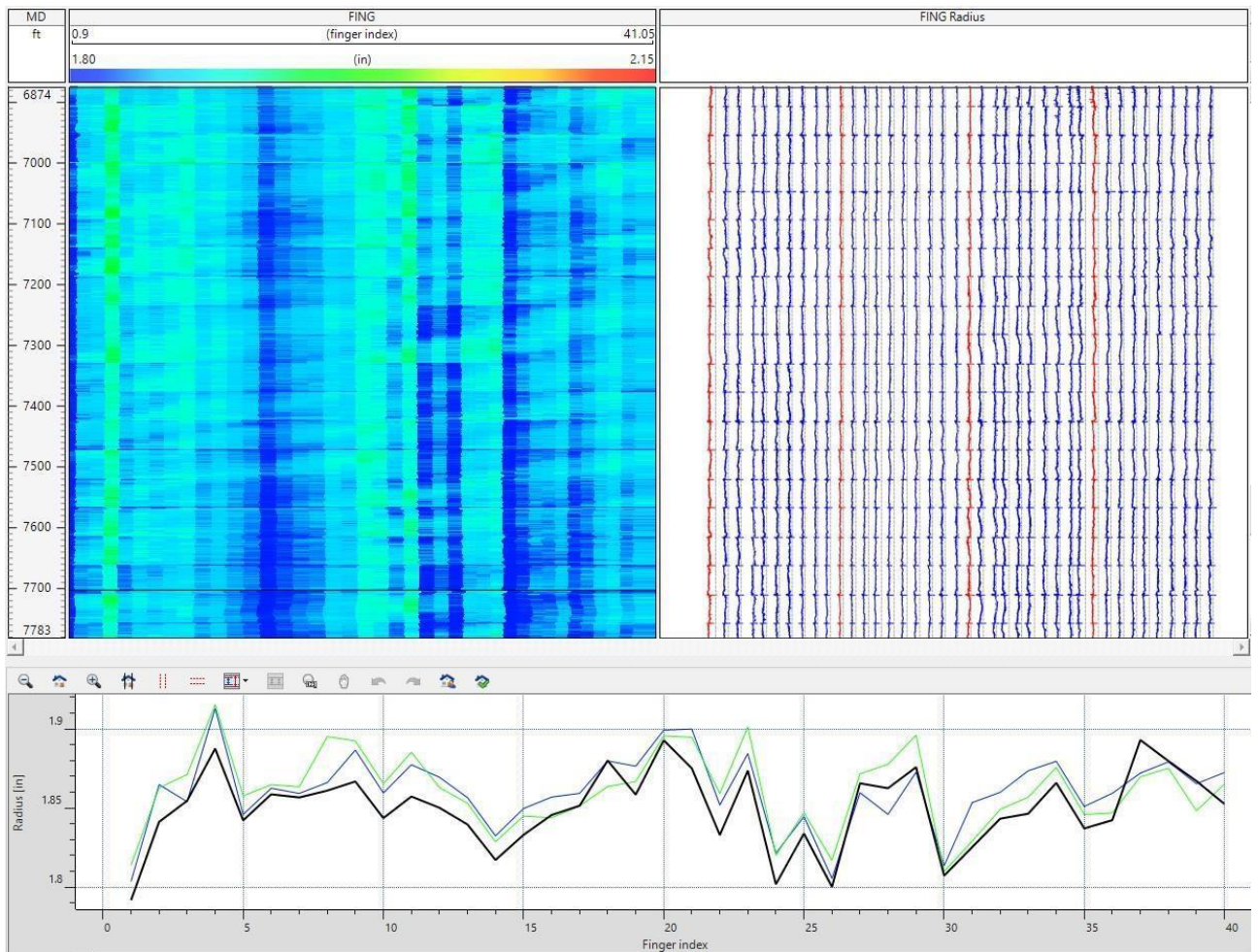


Figure 4-12 Évaluation de la nécessité d'un recalibration (kappa engineering,2020)

- L'image MFC non corrigée pour le palier montre un comportement strié, qui est généralement présent dans plusieurs joints.
- Le rayon MFC montre que le décalage entre le diamètre intérieur nominal (lignes en pointillés) et la mesure elle-même varie de manière significative pour les différents bras.
- Les mesures de rayon à différentes profondeurs montrent un comportement répétitif, avec certains bras mesurant toujours plus haut ou plus bas que la moyenne.

4.8.4. Identification des Joints

Différents types de raccordement fileté peuvent être trouvés dans les tubes inspectés (figure 4.13). Les "raccordement intégrales" se réfèrent aux cas où deux joints sont connectés sans utiliser un tube intermédiaire. Ces connexions peuvent être "renforcées" ou "non renforcées" (à ras), selon que l'extrémité du tuyau présente ou non une épaisseur de paroi augmentée. D'autre part, les raccords couplés relient deux joints de tubage via un court tube fileté à l'extérieur.

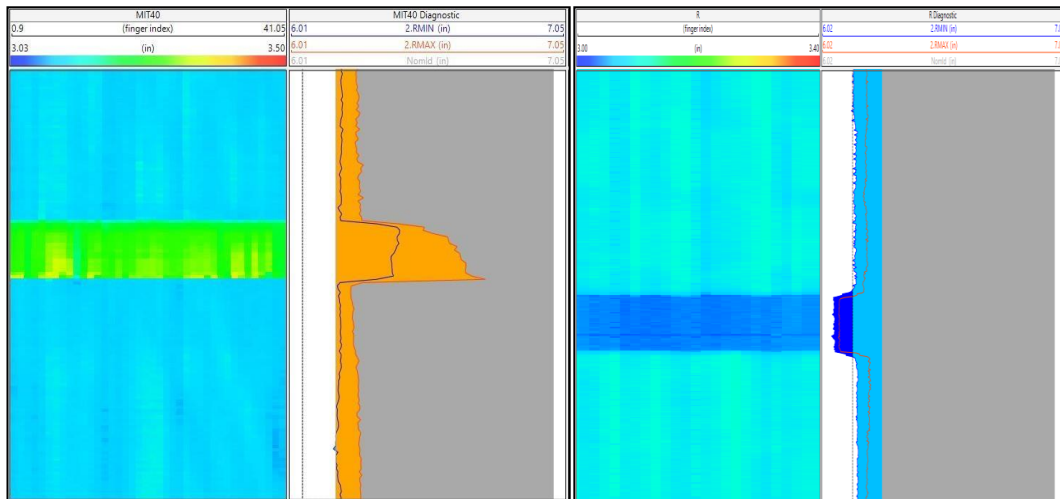


Figure 4-13 Différents types de raccordement (kappa engineering, 2020)

Quel que soit le type de raccordement, lors de la déclaration des diamètres et des statistiques du tuyau inspecté, nous voulons éliminer l'influence des raccords. La figure ci-dessous montre deux types de raccordement différents. Si les statistiques devaient inclure les raccords, celle de gauche apparaîtrait comme une pénétration accrue, tandis que celle de droite serait un pic de réduction : En éliminant l'influence des raccords dans les statistiques, nous obtenons une représentation plus précise de l'état réel des tuyaux sans les raccords causés par les variations des raccords filetés.

4.8.5. Log MFC :

Au cours du work over on a descendu l'outil MFC qui donne le log suivant : Track 01 : les 40 bras

Track 02 : en rouge la pénétration maximale et en bleu la pénétration minimale.

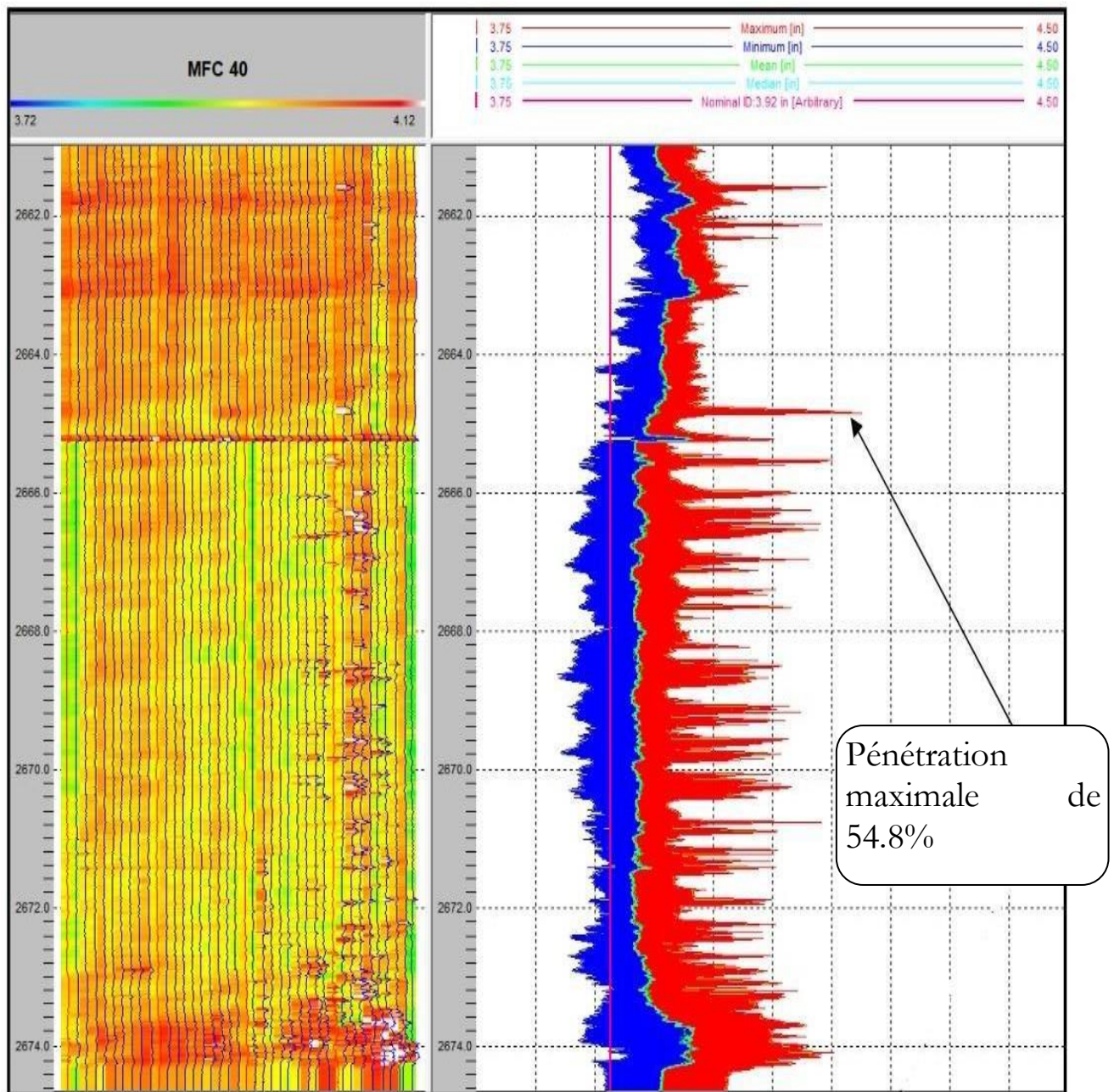


Figure 4-14 Le log MFC 40 montre une pénétration maximale de 54,8 % à 2664,9
(Document HESP)

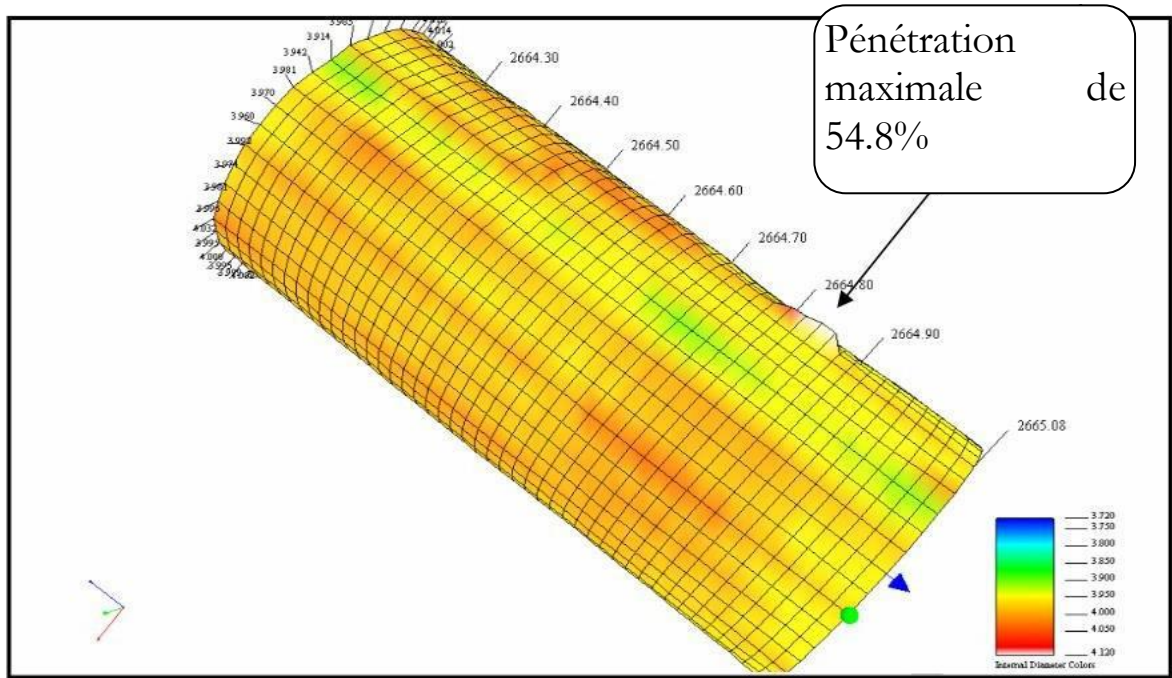


Figure 4-15 Vue 3D du Liner de 4''1/2 (Document HESP)

On observe une importante pénétration dans le tubage, généralement causé par un milieu corrosif en face de la zone corrodée.

Tableau 3 : Tableaux d'évaluation de la pénétration des bras de 4,5 pouces du MFC

Couleur	%	Pénétration	Commentaire
A	Moins 10		Très léger
B	10 – 25		Léger
C	25 – 50		Moyen
D	50 – 75		Important
E	Sup 75		Intensif
R	<0		< IR nominal

Ce milieu corrosif peut constituer un risque à long terme et menacer l'intégrité et la production du puit. Afin de trouver la source du milieu corrosif, nous avons utilisé les logs conventionnels du trou ouvert pour déterminer la saturation en eau, la résistivité de l'eau de formation, résistivité de fluide de formation, la lithologie et la nature du fluide au niveau de la zone affectée.

4.9. Présentation des logs :

Ces logs sont : le gamma ray, la résistivité, la densité et la porosité neutron

Piste 01 : GR, Calliper

Piste 02 : Résistivité

Piste 03 : Densité, Porosité

Tableau 4 : Types des Logs

Type de Log	Courbe mnémonique	Outil
Densité	RHOZ	APS
Résistivité profonde	AHT90	AITH
Résistivité peu profonde	AHT10	AITH
Porosité neutron	APLC	APS
GR	HSGR	HNGS

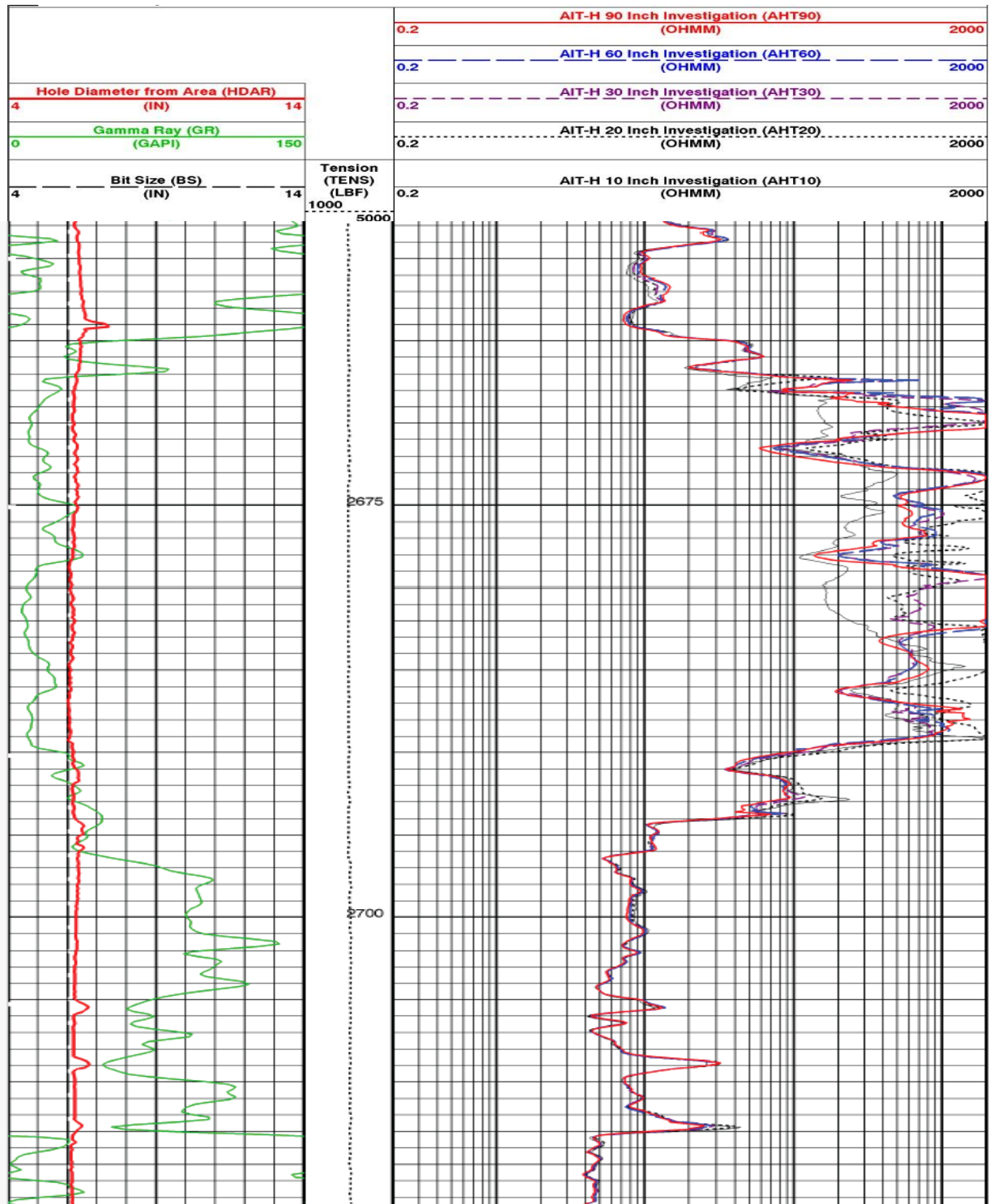


Figure 4-16 log composite (Document Sonatrach)

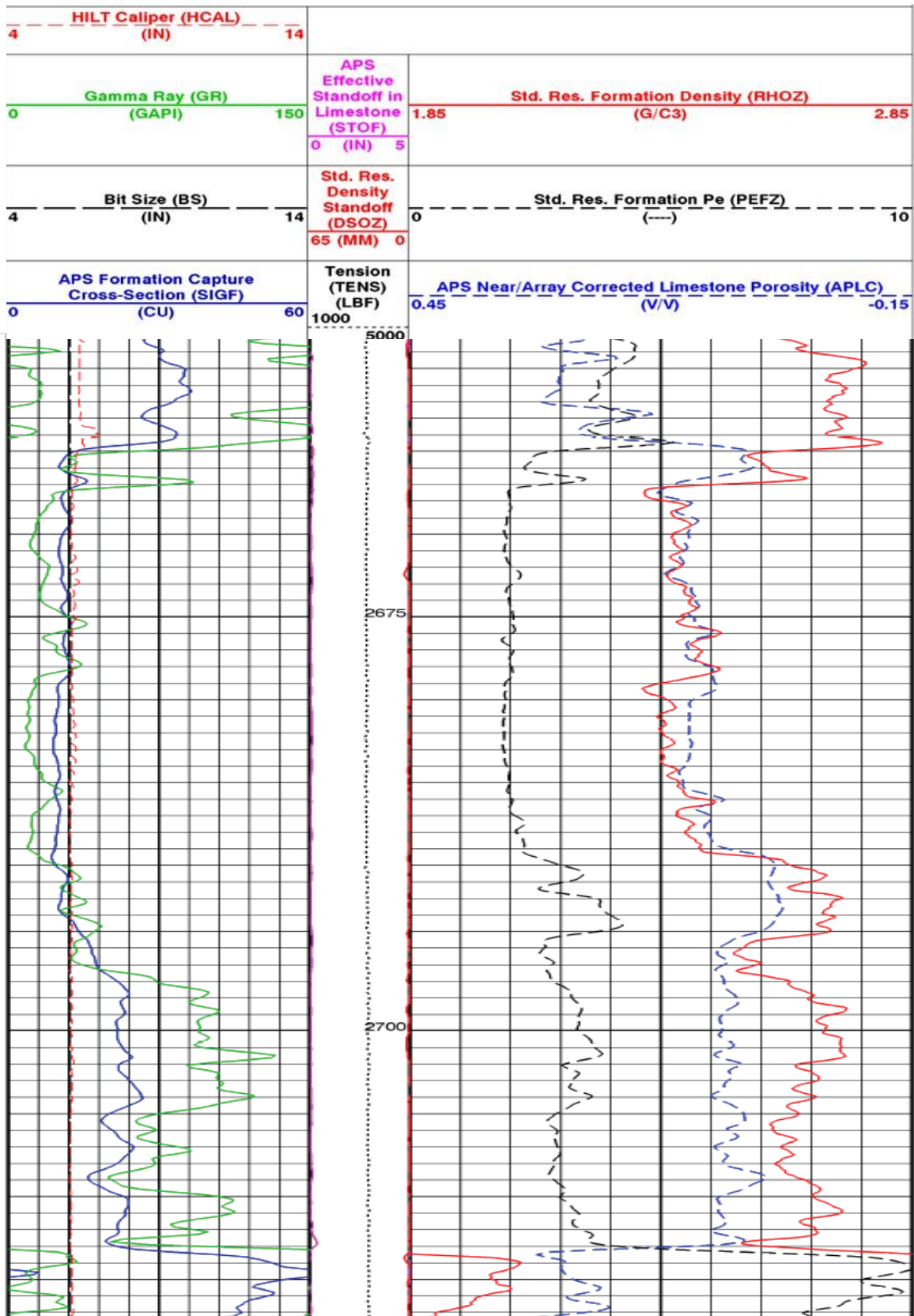


Figure 4-17 Cross Over (Document Sonatrach)

4.10. Analyse pétrophysique:

A partir du log GR, résistivité on peut localiser la zone réservoir dans l'intervalle (2672 - 2690 m) et une zone aquifère juste dessous de la zone réservoir dans l'intervalle (2690 – 2695) les paramètres pétrophysiques de la zone aquifère :

4.10.1. Type de la matrice :

Pour identifier le type de matrice dans l'intervalle étudié, un rapport graphique de ρ_b contre Φ_N a été utilisé.

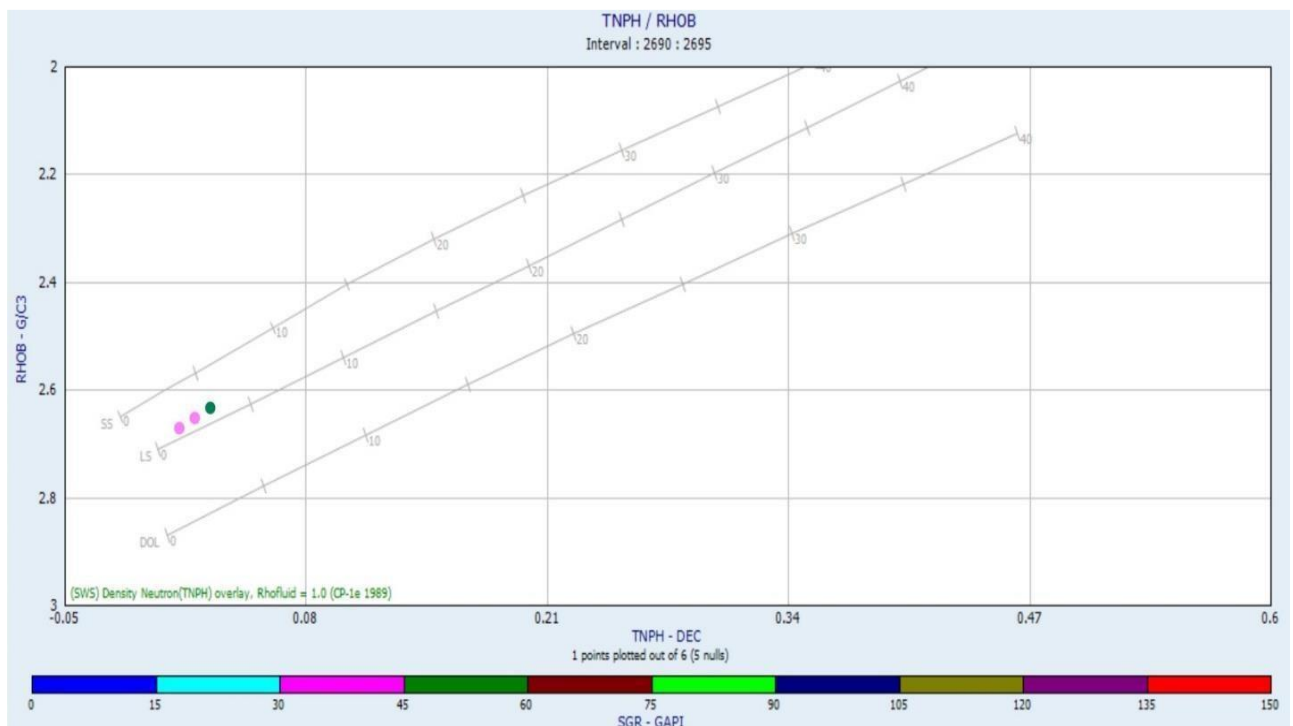


Figure 4-18 Le diagramme RHOB – TNPH, GR pour identifier le type de minéral de la matrice.

A partir du cross plot de (RHOZ - APLC) c, il est clair que le nuage de points des niveaux du zone aquifère (avec un GR faible) est concentré entre la ligne de grès et le calcaire avec une porosité de 3 %, ce qui permet de déduire que la matrice est principalement en calcaire gréseux,

avec un déplacement des points vers la ligne calcaire, ce qui est dû à la présence de minéraux argileux. Les études géologiques montrent que le quartz est le minéral dominant dans la matrice de la zone aquifère.

Tableau 5 : Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

S_w	Ro (ohm.m)	Rw (ohm.m)	Rt (ohm.m)	Φ (%)
0.79	37.2	3.34	60	3 %

4.11. Conclusion :

A partir de la valeur faible du R_w , nous savons que le fluide dans la zone étudiée est un liquide corrosif (eau salée), et en raison de la valeur de perméabilité calculée le liquide est remonté dans la zone affectée profitant de la mauvaise cimentation qui est déjà connu par le log USIT, ce fluide remonté rester en face la zone corrodée et faire un problème d'intégrité de ce puit.

CONCLUSIONS GENERALES

De nos jours le pétrole joue un rôle géopolitique et économique très important, donc tout pays producteur se doit de bien gérer ses ressources, l'heure n'est plus au gaspillage, il ne suffit pas de produire mais de récupérer le taux le maximal.

A travers cette étude, nous avons évalué une interprétation de la zone aquifère de la région de Stah qui a déjà corrodé le tubage et a affecté la cimentation. Ceci a été réalisé par les diagraphies conventionnelles complétées par les diagraphies des tests.

Les valeurs moyennes des différents paramètres pétrophysiques de la zone étudiée tels que : porosité, saturation en eau et la résistivité ont été analysés. L'utilisation du logiciel de SCHLUMBERGER INTERACTIVE PETROPHYSIQUES a facilité la tâche de traitement et d'évaluation des paramètres pétrophysiques à travers ses modules interactifs qui offrent ainsi, les dernières nouveautés en termes d'opérations précieuses exécutées en un temps très bref.

Nous avons étudié la nature des propriétés de la roche de la zone aquifère où la lithologie se compose essentiellement de calcaire gréseux. Le traitement et l'évaluation des paramètres pétrophysiques de cette zone (la porosité, la saturation en eau, la résistivité de l'eau) du champ d'Illizi ont donné les résultats suivants : la porosité moyenne et modérée qui est de 3%

, saturation moyenne qui est de 79 % et faible résistivité ($R_w = 3.34 \text{ Ohm.m}$) qui nous a permis de déduire que la nature du fluide est de l'eau salée.

Les diagraphies de production ont toujours joué un rôle très important dans la gestion et le développement du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Ces opérations seront réalisées tant que la demande économique et technique sera justifiée. De nouvelles techniques dans le domaine de l'acquisition et dans le domaine de l'interprétation des diagraphies de production sont régulièrement mises au point, développées et introduites pour surmonter les difficultés présentes de façon plus sûre et plus efficace.

Références Bibliographiques

- Cour, MCE-200. Dégradation des matériaux : Corrosion. technologie des matériaux.
- Document IFP,2014, Interprétation des diagraphies déferée
- Multifinger Caliper Interpretation and Applications - © KAPPA1988-2020
- R. Cossé (1988).Technique d'exploitation pétrolière Le gisement . Technip,France
- Rider,M.H.(1996).principles of induction tools.Engennering press
- Schlumberger Document (2009): Log Interpretation Charts.
- Schlumberger (1989).Rapport Technique sur les Outils HNGS.Schlumberger, Houston,TX.
- Schlumberger, 2013. METHODS FOR DETERMINING WETTABILITY FROM NMR.Schlumberger, Alberta Canada
- Serra.O, 2008.Well logging handbook, Ed. Technip,France
- Serra, Oberto. 1984, Fundamentals of Well-Log Interpretation; Volume 1, TheAcquisition of Logging Data (Developments in PetroleumScience 15a). Amsterdam, TheNetherlands: Elsevier Publishing Company, 1984.
- Sonatrach, Schlumberger . Well Evaluation Conferance. Houston, TX, États-Unis: AJTorre and asociates, 2007.

Sites Web :

- <https://www.slb.com/-/media/files/production/product-sheet/usi.ashx>
- <https://www.weatherford.com/documents/technical-specification-sheet/products-and-services/formation-evaluation/wireline-services/compact-array-induction-tool>