

N° D'ordre : / Faculté/UMBB /2018

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Présenté par

Mezghiche Akram Abd Raouf

Atoussi Ibrahim El-Khalil

Thème

**Caractérisation diagraphique et étude d'imagerie de l'Ordovicien
supérieur, dans la région d'Ohanet, bassin d'Illizi**

Devant le jury

		UMBB	Président
Benayad.S	MCB	UMBB	Rapporteur
		UMBB	Examineur
		UMBB	Examineur

Année universitaire 2018 / 2019

Remerciement :

*Mes premiers remerciements vont à **Dieu**, le tout puissant, qui grâce à lui nous avons eu la force et le courage pour achever ce modeste travail.*

Ce travail a été effectué, après avoir ramené les données nécessaires de la société nationale SONATRACH, au département d'exploration,

Au terme de ce travail, nous désirons adresser ici nos sincères remerciements aux nombreux témoins qui ont, directement ou indirectement contribué à sa réalisation.

*Nous remercions très chaleureusement et spécialement **Monsieur Amriou Mourad**, notre encadreur, log analyste interprétation d'imagerie au niveau de Sonatrach division d'exploration, pour son écoute, sa guidance, et pour la liberté qu'il nous a donnée, Ses conseils qui nous étaient indispensables dans l'élaboration de notre projet, d'avoir été aussi enthousiaste dans nos recherches et d'avoir toujours été disponible. Nous lui témoignons un profond respect pour ses qualités non seulement scientifiques qui nous a permis d'apprendre énormément, mais aussi pour ses qualités humaines.*

*Nous tenons également à faire part de notre reconnaissance à nos **enseignants** qui, au long de ces années passées à la **FHC**, ont contribué à notre formation et nous ont guidées sur les chemins d'engineering et de géologie pétrolière et qui, inlassablement, nous ont expliqué les phénomènes complexes de cette science.*

*Nous exprimons aussi toute notre reconnaissance à **Monsieur Hafrat Ibrahim** log analyste interprétation de diagraphie classique, au niveau de la Division Production de 'SONATRACH', qui nous a guidés tout au long de ce travail. Sa disponibilité, sa compréhension, sa compétence, et son expérience dans le domaine des Hydrocarbures et d'informatique ont été un soutien précieux.*

*Nous remercions **Monsieur Gueroui Abdnacer**, développeur et ingénieur en IT, pour avoir participé à l'encadrement de ce travail.*

Dédicaces

*Je dédie cet ouvrage à la mémoire de mon père **Bachir**,
Professeur en physique à l'Université de Badji Mokhtar
Annaba, précocement disparu, je conserve un souvenir
indélébile d'un père aimant et d'un homme soif de savoir, qui
a traversé les océans pour des études post graduation. Je sais
que là-haut il doit être fier de moi. Merci papa pour cet
incommensurable héritage.*

*A ma mère qui n'a cessé de m'encourager pour atteindre les
plus grands succès académiques.*

Maman je prie Dieu de te récompenser pour ton sacrifice.

*A mes adorables sœurs : **Myriam, Manal, Randa, Djihen.***

*A mes chères **Oncle, Tantes, Cousins et Cousine***

En témoignage de mon affection et ma gratitude.

*A mon chère binôme **Akrem** et à toute sa famille.*

*A mes chères amies **Ferrah Abdel-Djali, Yakoubi Ala,
Zeroual Youcef, Zidoune Chems Eddine, Lebad Chems
eddine, Benallag Ilyes, Fella Bader eddine et Ben Aljia
Aymen***

En souvenir des moments agréables passés ensemble.

Merci.

Dédicaces

*Tant de fois avais-je pensé à vous offrir
quelques choses en signe de reconnaissance pour
tout ce que vous avez consenti rien que pour me
voir réussir, cette fois c'est l'occasion :*

Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute Son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

*Mes sœurs **Maissa** et **Meriem** qui n'ont cessé de m'apporter leur soutien moral et physique acquis.*

*Mes amis près ou loin que j'ai eu la chance d'avoir en particulier **Atoussi Ibrahim, Zeroual Youcef, Zidoune Chems eddine, Benallag Ilyes, Ghédiri Alaa, Ghédiri taj eddine, Valeria Scotti,***

Je veux aussi saisir cette occasion pour dédier ce travail à ma chère grand-mère décédée et à sa fois inlassable

Table des matières

Liste des figures	
Liste des diagrammes	
Liste des tableaux	
List des abréviations	
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur le bassin d'illizi	
I. Historique des découvertes dans le bassin d'illizi.....	2
II. Situation géologique.....	4
III. Situation géographique.....	4
IV. Stratigraphie.....	5
IV.1. Le Cambrien et l'Ordovicien	5
IV.2. Le Silurien	5
IV.3. Le Dévonien.....	5
IV.3.1. Dévonien inférieur.....	5
IV.3.2. Dévonien moyen.....	5
IV.3.3. Dévonien supérieur	6
IV.4. Carbonifère	6
IV.5. Le Mésozoïque.....	6
IV.5.1. Le Trias	6
IV.5.2. Le Jurassique	6
IV.5.3. Le Crétacé	7
IV.6. Le Cénozoïque.....	7
IV.7. Le Quaternaire	7
V. Aspect structural et tectonique.	9
V.1. Les principaux éléments structuraux dans le bassin d'illizi	9
V.1.1. Le bombement de Tin Fouyé	9
V.1.2. Le haut fond de Tihemboka	10
V.1.3. L'axe du Fadnoun.....	10
VI. Système pétrolier du bassin d'illizi.....	11
VI .1. Roche mère	11
VI.2. Roche réservoir	11
VI.2.1. Réservoirs principales.....	11
VI.2.2. Réservoirs secondaire	11
VI.3. Roche couverture.....	11
VI.4. Les pièges à hydrocarbures	11
VI.4.1. Pièges structuraux.....	11
VI.4.2. Pièges stratigraphiques	11
VI.4.3. Pièges mixtes.....	11
Chapitre II : Présentation de la région d'étude	
I. Contexte géologique et géographique de la région d'étude.....	12
I.1. Cadre géologique	12

I.2. Situation géographique	12
II. Historique des travaux réalisés sur le champ Ohanet	13
III. Cadre structural et Evolution tectonique du champ d'Ohanet	14
IV. Présentation du réservoir d'étude dans le champ d'OHANET	16
V. Description lithologique des unités III et IV de la région d'étude.....	18
V.1. Description de carottes.....	19
V.1.1 carotte N1 (Toit de l'unité IV).....	19
V.1.2. Carotte N2 (Toit de l'unité III).....	22
 Chapitre III : Etude des caractéristiques diagaphiques	
Partie 1 : Aperçu sur les outils des diagaphies	25
I. Introduction	25
II. Rappelle des outils diagaphie utilisées.....	25
II.1. Diagaphies instantanées	25
II.2. Les diagaphies différées	25
II.3. Facteurs parasites influençant la mesure des diagaphies :.....	25
III. Les différentes diagaphies enregistrées.....	26
III.1 diagaphie de résistivité.....	26
III.2. Diagaphie de radioactivité naturelle	26
III.2.1. Diagaphie rayonnement gamma "GR" :	26
III.3. Diagaphie de porosité :	27
III.3.1. Diagaphie de densité :	27
III.3.2. Diagaphie sonique	28
III.3.2.1 Onde de compression "P" :	28
III.3.2.2. Onde de cisaillement "S".....	28
III.3.2.3. Ondes de surface	28
III.3.2.4. BHC (Bore Hole Compensated):	29
III.4. Diagaphie de neutron	29
III.4.1. DSN II (dual-spaced neutron II tool) :	29
III.4.2 CNL (compensated neutron log) :	30
III.5. Mesure du diamètre du trou (caliper) :	30
Partie 2 : Evaluation des réservoirs a partir des diagaphies	32
I. Présentation des puits AZN-1 et AZW-1.....	32
I.1 Paramètres de boue.....	32
I.2. Description des réservoirs	32
I.3. Carottes prélevées :	33
I.4. Tests réalisées	33

I.5. Diagraphies enregistrées.....	33
II. Interprétation qualitative :	34
II.1 Détermination de volume d'argile	34
II.2 Détermination des zones réservoirs	34
II.3. Type de distribution des argiles	36
II.4. Détermination des paramètres matriciels	39
III. Interprétation quantitative.....	39
III.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation «Rw» par la méthode Graphique	39
III.2. Détermination des paramètres d'argile	42
III.3. Détermination de la porosité	42
III.3.1. Porosité densité Φ_D	42
III.3.2. Porosité sonique Φ_S	42
III.3.3. Porosité neutron Φ_N	43
III.3.4. Porosité utile	43
III.4. Evaluation de la saturation.....	46
IV. Synthèse des résultats	47
V. l'interprétation du puits AZN-1 et AZW-1.....	51
V.1 Puits « AZN-1 »	51
V.2 Puit AZW-1.....	51
VI. Conclusion.....	52

Chapitre IV : Etude d'imagerie

I-Introduction	53
II méthodologie	53
III. Traitement et interprétation de l'imagerie :	54
III.1. Puit AZN-1.....	54
III.1.1 Traitement de l'imagerie :	54
III.1.2. Interprétation	56
III.1.2.1. Analyse des fractures :	57
III.1.2.2. Classification des fractures	59
III.1.2.3. Analyse des contraintes	63
III.2. PUIT AZW-1	66
III.2.1. Traitement de l'imagerie	66
III.2.2. Interprétation	68
III.2.2.1. Analyse des fractures	68
III.2.2.2. Classification des fractures	70
IV. Conclusion	75
Conclusion générale.....	76
Bibliographie.....	77
Annexe	

Liste des figures

Figure 1.1 : situation géographique du bassin d'Illizi (Africain journal of science, 2016).....	4
Figure 1.2 : carte de distribution des gisements montrant la situation géologique du bassin d'Illizi., (Wendt et al., 2016).....	4
Figure 1.3 : colonne lithostratigraphique type du bassin d'Illizi (Sonatrach, 2006).....	8
Figure 1.4 : schéma structural montrant les principaux éléments structuraux dans le bassin d'Illizi (rapport interne Sonatrach, 2009).....	10
Figure 2.1 : Situation géologique et géographique du champ d'Ohanet (rapport interne Sonatrach, 2017).....	13
Figure 2.2 : Esquisse structurale schématisée de la synclise est-algérienne (d'après documents SONATRACH, 2000).....	15
Figure 2.3 : répartition des unités réservoir dans la région d'étude	16
Figure 2.4 : profil géologique des puits AZN-1 et AZW-1.....	17
Figure 2.5 : corrélation N-S entre les puits AZN-1 et AZW-1.....	18
Figure 2.6 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3429-3434).....	20
Figure 2.7 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3434-3439) (Sonatrach, 2017).....	21
Figure 2.8 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3559-3564m) ,(Sonatrach, 2017).....	23
Figure 2.9 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3564-3569m) (Sonatrach, 2017).....	24
Figure 3.1 : Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir. (Schlumberger).....	27
Figure 3.2: Onde "P".....	28
Figure 3.3: Onde "S".....	28
Figure 3.4 : signal typique et séparation des déviants type d'ondes	28
Figure 3.5: Type d'argile à partir du Cross-plot PHIT_D – TNPH du puits AZN-1 (Techlog 2017).....	36
Figure 3.6: Type d'argile à partir du Cross-plot (Porosité Densité – Neutron) du puits AZW-1 (Techlog 2017)	36
Figure 3.7: Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puit « AZN-1 » au niveau du réservoir d'Ordovicien.....	37
Figure 3.8: Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits «AZW1» au niveau du réservoir Cambrien Ri et Ra.....	38
Figure 3.9: Détermination des paramètres matriciels p _{ma} et ΔT _{ma}	39
Figure 3.10: Détermination de R _w de puits AZN-1 par la méthode Graphique (Schlumberger GEN-6 Ex Gen-9).....	40
Figure 3.11: Détermination de R _w de puits AZW-1 par la méthode Graphique (Schlumberger GEN-6 Ex Gen-6).....	41

Figure4.1 : caractéristique du champ magnétique pour le 22 juillet 2017.....	54
Figure4.2 : les étapes de traitement des données imagerie électrique.....	56
Figure4.3 : les étapes de traitement des données d'imagerie acoustique	56
Figure4.4 : charte d'interprétation des fractures à partir de l'imagerie.....	58
Figure4.5 : Rosace des fractures à faible amplitude acoustique.....	59
Figure4.6 : exemples des fractures probablement ouvertes face aux grès dans l'unité IV-3.....	60
Figure4.7 : Exemple de quelques fractures probablement ouvertes face aux grès dans l'unité III-3.....	61
Figure4.8 : Exemple de quelques fractures probablement ouvertes face aux roches métamorphiques (Socle).....	61
Figure4.9 : Rosace des fractures résistives.....	62
Figure4.10 : Exemple d'une fracture résistive face aux grès dans l'unité IV-3.....	62
Figure4.11 : Rosace des breakouts.....	63
Figure4.12 : rosaces des fractures induites	64
Figure4.13 : exemples des breakout et fractures induites dans l'unité IV-3.....	64
Figure4.14 : exemple des petals fractures (induite) face aux grès dans l'unité III-3.....	65
Figure 4.15 : caractéristique du champ magnétique pour 27 décembre 2016.....	66
Figure4.16 : Rosace des fractures à faible amplitude acoustique.....	70
Figure4.17 : Exemple d'une fracture ouverte dans les roches magmatiques (Socle).....	71
Figure4.18 : Exemple de deux fractures probablement ouvertes face aux argiles (Unité IV-3)...	71
Figure4.19 : Rosace des fractures résistives.....	72
Figure4.20 : Exemple d'une fracture résistive face aux argiles (Unité IV-3).....	72
Figure4.21 : Rosace des fractures conductrices.....	73
Figure4.22 : Exemple de deux fractures conductrices face aux grès (Unité IV-3).....	73
Figure4.23 : exemple d'un breakout face aux grès Unité IV-3.....	74
Figure4.24 : exemple d'un breakout and et des fractures induites face aux argiles.....	74
Figure4.25 : Exemple des fractures induites par le forage Drilling enhanced fracture (DEF) face aux argiles (Unité III-3).....	75

Liste des diagrammes

Diagramme 3.1 : Diagramme de GR pour le puits AZN-1.....	35
Diagramme 3.2 : Diagramme de GR pour le puits AZW-1.....	35
Diagramme 3.3 : Diagramme de la porosité utile unitéIV-3 pour le puits AZN-1.....	44
Diagramme 3.4 : Diagramme de la porosité utile unitéIV-1/2 pour le puits AZN-1.....	44
Diagramme 3.5 : Diagramme de la porosité utile unitéIII-3 pour le puits AZN-1.....	45
Diagramme 3.6 : Diagramme de la porosité utile unitéIV-3 pour le puits AZW-1.....	45
Diagramme 3.7 : Diagramme de la porosité utile unitéIII-3 pour le puits AZW-1.....	46
log 3.8 Elan de puit AZN-1.....	48-49
log 3.9 Elan de puit AZW-1.....	50
Diagramme4.1 : diagramme montrant les valeurs d'accéléromètre avant et après la correction par outil acoustique dans le puits AZN-1.....	54
Diagramme4.2 : diagramme montrant les valeurs de la magnétométrie obtenus par outil acoustique du puit AZN-1.....	55
Diagramme4.3 : diagramme démontrant les valeurs d'accélérométrie obtenus par outil électrique avant et après correction	55
Diagramme 4.4 : valeurs du champ magnétique obtenus par outil électrique	66
Diagramme4.5 : diagramme des valeurs d'accélérométrie par imagerie électrique avant et après la correction.....	67
Diagramme4.6 : diagramme des valeurs du champ magnétique obtenus par outil acoustique .	67
Diagramme4.7 : diagramme des valeurs accélérométrie obtenus par outil accoustique avant et après la correction.....	68

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : phases tectoniques majeures. (D'après boudjemaâ ; 1987).....	9
Tableau 2.1 : paramètres de carottes prélevés dans le puit Azn-1.....	18
Tableau 3.1 : condition du trou.....	32
Tableau 3.2 le toit des unités réservoirs ordovicienne dans la région d'étude	32
Tableau 3.3 les cotes de prélèvement des carottes et leur description	33
Tableau 3.4: diagraphies enregistrées.....	33
Tableau 3.5 : détermination du $GR_{cut-off}$ et de V_{sh} des puits « AZN-1 » et « AZW-1 ».....	34
Tableau 3.6: les paramètres matriciels.....	39
Tableau 3.7 : les valeur R_w des puits « AZN-1 » et « AZW-1 ».....	40
Tableau 3.8. : les paramètres d'argile.....	42
Tableau 3.9. : les porosités d'argile	42
Tableau 3.10. : synthèse des résultats des puits « AZN-1 » et « AZW-1 ».....	47
Tableau 3.11. : résultats d'interprétation des puits « AZN-1 » et « AZW-1 ».	47
Tableau 4.1 : les types des fractures identifiées dans le puits azn.....	57
Tableau 4.2 : les fractures piquées dans le puits azn-1.....	57-58
Tableau 4.3 : tableau d'identifications des breakout et fractures induites.....	64
Tableau 4.4 : les types des fractures identifiées dans le puits azw-1.....	69-70
Tableau 4.5 : les fractures piquées dans le puits azw-1.....	70-71

Liste des abréviations :

Rt : Résistivité de la zone vierge

Rxo : Résistivité de la zone lavée

GR : Gamma Ray

GRmin : Valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GRmax : Valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

GRlu : Valeur de GR lue en face du banc

GRcut-off: Gamma Ray cut-off

Vsh: Volume d'argile

BHC: Bore Hole Compensated

CNL: compensated neutron log):

DSN II: dual-spaced neutron II tool

CNL: compensated neutron log

BHT: Bore Hole Temperature

O.B.M: Boue à base d'huile.

DST: drill stem test

CAST: circumferential acoustic scanning tool

OMRI: oil based mud reservoir imager

AMP: amplitude

TT: transit time

LAAF: low amplitude acoustic fracture

CBIL: circumferential borehole imaging log

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le champ de l'Ohanet appartient au bassin d'Illizi qui est l'un des importantes provinces pétro-gazifière de la plateforme saharienne. La structure se trouve le long de grand accident, elle se présente sous la forme d'un anticlinal a flanc faillé, et traversé par deux puit à savoir le puit AZN-1 et le puit AZW-1.

D'après Sonatrach la méconnaissance relative du réservoir Ordovicien dans le champ d'Ohanet est expliqué par la complexité des dépôts Ordoviens, l'absence de certains unités réservoirs (IV-1 et IV-2) suite à l'érosion ou bien au non dépôts, la variation des faciès, les phases tectoniques (calédonienne et fransienne) qui ont affectés la plateforme saharienne et particulièrement le bassin d'Illizi et ainsi le champ d'Ohanet .et la grande distance entre les puits de la région (bloc 244a). À cela s'ajoute les caractères médiocres de certains paramètres pétrophysiques qui régit la qualité des unités réservoirs Ordovicienne.

Afin de résoudre ces problèmes et dans le cadre de notre stage de fin d'étude réaliser au niveau de la division exploration, Boumerdes (Sonatrach) ; un sujet ayant pour thème : « Caractérisation diagraphiques et étude d'imagerie de l'Ordovicien supérieur (unités III-3, IV-1, IV-2, et IV-3), du Champ d'Ohanet, bassin d'Illizi ».

Pour cela, on suivit les démarches suivantes :

- Chapitre I : généralités sur le bassin d'Illizi
- Chapitre II : Présentation de la région d'étude
- Chapitre III : Etude diagraphique du l'Ordovicien supérieur (unités III-3, IV-1, IV-2, IV-3).
- Chapitre IV : Etude d'imagerie pour identifier les fractures et leur caractéristique
- Et enfin une conclusion générale de notre recherche.

CHAPITRE I :
GENERALITES SUR LE
BASSIN D'ILLIZI

I. Historique des découvertes dans le bassin d'Illizi

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaitine, Edjeleh, Alrar, Stah et Ohanet. Les premières esquisses géologiques réalisées dans les bassins de la plateforme saharienne ont été faites grâce aux efforts louables des géologues universitaires suivants : C. Killian (1922, 1923, 1931), J. Follot (1952) et 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 Berkine.

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 de Hassi R'mel 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'élève à environ :

- 735 .106 tonnes d'huile.
- 479.109.109 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. des compagnies mixtes ont été créés dans le cadre d'un accord Algéro-Français. En 1965, la Sonatrach et la Sopedal 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.
- 344.109.109 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.
- 84.109.109 m³ de gaz.
- 16.106 tonnes de condensât.

L'exploration pétrolière chute sensiblement entre 1981 et 2008 malgré un effort remarquable en sismique (2D) pendant la période précédente. Seulement 80 puits d'exploration ont été forés dont 30 furent positifs, soit un taux de succès de 40%. L'ouverture du domaine minier algérien (Exploration et Production des hydrocarbures) avec l'avènement de la loi 86-14 a permis à beaucoup de compagnies pétrolières internationales d'investir en Algérie. Parmi les compagnies présentes actuellement en Algérie on note : Cepsa, total, Anadarko, Repsol, Petrocanada, British, Petroleum (BP), AGIP, Medex ...etc. L'exploration dans le bassin d'Illizi a permis la collecte d'un volume important de données sismiques (2D, 3D) et de forages. Globalement : 90 .000 Km de sismique (2D) ont été réalisées et environ 1800 puits toutes catégories confondus ont été forés. Parallèlement de nombreuses études géopétrolières sur le bassin d'Illizi ont été effectuées par différents spécialistes et notamment par les compagnies pétrolières internationales.

En 2009 Sonatrach a annoncé avoir réalisé, en effort propre, cinq nouvelles découvertes d'hydrocarbures dans les bassins de Berkine, Illizi et Amguid-Hassi-Messaoud. "Ces nouvelles découvertes portent à 16 le nombre de découvertes enregistrées par Sonatrach durant l'année 2009, dont neuf (9) en effort propre et sept (7) en association". Elles ont été réalisées à la suite des forages des puits Menzel Ledjmet sud- ouest-2 (MLSW-2) et Est Menzel Ledjmet centre-2 (EMLC-2) situés dans le périmètre Menzel Ledjmet (bloc 405a), ainsi que les puits Rhourde El-Helba-2 (RHB-2), situés dans le périmètre Zemoul El-Kbar II (bloc 403d) dans le bassin de Berkine, a précisé le communiqué. "Le puits MLSW-2 a débité à partir du réservoir Tags 5,40 m³/h de condensat et 6 995 m³/h de gaz. Le puits EMLC-2 a produit à partir de deux réservoirs ayant débité respectivement dans le Tagi 6,88 m³/h d'huile et dans le Tournaisien F1 à 10 739 m³/h de gaz, alors que le puits RHB-2 a produit de l'huile à partir de deux réservoirs ayant débité respectivement dans le Gédinnien 14,38 m³/h et dans le Siégénien-D 11,14 m³/h", a détaillé le communiqué. Ces découvertes ont été également réalisées au niveau "du puits Erg El-Ouar Nord (EERN-1) situé dans le périmètre El-Ouar II (bloc 212b)/bassin d'Illizi qui a produit du gaz à partir de deux réservoirs le Tagi et le Siégénien ayant débité respectivement 1 478m³/h et 4 838 m³/h". "Le puits Hassi El-Gassi-1 (HGI-1), situé dans le périmètre Hassi D'zabat (blocs 427 et 439), bassin d'Amguid/Hassi-Messaoud, qui a débité à partir du réservoir de l'Ordovicien (quartzite de Hamra et grès El-Atchane) 4 m³/h d'huile", a été aussi concerné par ces découvertes, selon la même source (document interne Sonatrach 2009)

IV. Stratigraphie

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose sur une discordance majeure appelée discordance infratassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphisées. Elle a été définie par Bertrand-Sarfati et al. (1977) comme étant une « aire de sédimentation cratonique ». Ce bassin a été le siège d'une sédimentation importante (2500m à 3000m), essentiellement pendant le Paléozoïque qui remonte à l'affleurement au Sud, forment le tassili. Les formations Mésozoïques, elles n'affleurent qu'au centre du bassin, les dépôts Tertiaires sont bien représentés dans le NW.

La série stratigraphique comprend des terrains d'âge Paléozoïque qui affleurent dans sa partie méridionale ; et d'âge Mésozoïque à Cénozoïque qui affleurent dans sa partie septentrionale.

La série paléozoïque repose en discordance majeure sur le socle et se compose comme suit :

IV.1. Le Cambrien et l'Ordovicien : Il sont constitué de dépôts silico clastiques essentiellement gréseux et schistes du Cambrien au Ordovicien moyen déposés dans un environnement marin continental à peu profond

Dépôts glaciaires de l'Ordovicien supérieur liés à la phase glaciaire Silurienne qui montrent une forte hétérogénéité verticale et latérale en raison d'un environnement sédimentaire complexe allant d'un environnement marin transitoire à un environnement glaciaire. Des paquets épais de grès ont été préservés avec des propriétés de réservoir médiocres à moyennes (porosité et / ou perméabilité) qui sont généralement améliorées par la présence de fractures.

Ces dépôts glaciaires font l'objet de la présente étude.

IV.2. Le Silurien : Il est formé de deux ensembles silico clastiques, une série inférieure essentiellement argileuse et une série supérieure argilo gréseuse à dominance gréseuse.

IV.3. Le Dévonien

IV.3.1. Le Dévonien inférieur

Les grès du Silurien supérieur / Dévonien inférieur constituent l'immense plateau rocheux des Tassilis externes (grès de Fadnoun) dont les contours suivent plus ou moins ceux des unités sous-jacentes des Tassilis internes Cambrien/Ordoviciens et du dépression Intratassilienne inférieure « du Silurien inférieur ». La base du dévonien est généralement dessinée avec une légère discordance angulaire « calédonienne », perceptible uniquement dans les corrélations de séquences à grande échelle.

IV.3.2. Le Dévonien moyen

Les calcaires et les schistes du Dévonien moyen constituent une bande étroite et probablement continue entre l'escarpement des grès du Dévonien inférieur et les shales du Dévonien supérieur. La limite entre les deux étages est en grande partie dissimulée et est généralement tracée au début des schistes argileux avec des couches intercalées de calcaire et de grès. Cette séquence a déjà été incluse dans la partie basale de la formation de Tin Meras, qui comprend le Dévonien moyen et presque tout le Dévonien supérieur. Étant donné que l'apparition de lithologies entièrement marines marque clairement un nouveau cycle de sédimentation

La partie du Dévonien moyen de la Formation de Tin Meras mérite d'être correctement distinguée. Nous proposons le terme Formation d'Illizi pour cet intervalle et le tronçon de l'ancien tracé d'Illizi à Ohanet

IV.3.3. Le Dévonien supérieur

La dorsale calcaire / dolomésale du Dévonien moyen est recouverte par une séquence monotone d'argiles rouges et grises avec de minces sables et siltites intercalés (formation de Tin Meras). Leur subdivision biostratigraphique n'a été réalisée que dans des noyaux utilisant des nannofossiles (chitinozoans et palynomorphes) qui permettent de séparer plusieurs biozones du frasnien et du famennien. À part quelques pélecypodes, nous n'avons trouvé aucun macro-organisme. Plus au nord, cependant, plusieurs couches de calcaire (par exemple, « banc repère calcaire bleu ») ont été distinguées dans les diagraphies de puits. Une incohérence Frasnienne (ou, transgression) a été reconnue dans le sous-sol, mais n'a pas encore été observée dans les affleurements. Dans le sud du bassin d'Illizi, les dépôts de ce stade sont en grande partie dissimulés par le sable et le gravier quaternaires et ne sont exposés que dans certaines vallées incisées (oueds). En raison du pendage négligeable des couches, l'épaisseur du Dévonien supérieur ne peut être estimée qu'à 200–300 m environ. Vers le sommet, une barre de sable avec des oolithes de fer intercalées (formation d'Illerène) est développée, ce qui constitue un escarpement bas (10-20 m d'épaisseur). Cette unité de transition dans le Bas-Tournaisien a été forée dans de nombreux puits plus au nord et contient quelques réservoirs d'hydrocarbures. (Wendt, et all 2016)

IV.4. Le Carbonifère :

Est formé de dépôts silico clastiques à la base et de dépôts carbonatés et évaporitiques au sommet.

La série mésozoïque, essentiellement argilo gréseuse et dolomitique repose en discordance (Hercynienne) sur les formations paléozoïques.

Le Carbonifère avait été subdivisé en sociétés pétrolières avec la nomenclature

La coupe du Carbonifère dans les affleurements sur le fond du plateau est la suivante :
-Le Tournaisien et le Viséen sont une alternance de couleurs et d'argiles avec une épaisseur totale de 500 m. -Le Namurien inférieur est constitué par des grés et des argiles avec quelques bancs de calcaires. L'épaisseur totale atteint la valeur de 270 m. - Enfin le Bachkirien est essentiellement représenté par des calcaires avec quelques bancs argileux. Son épaisseur atteint 130 à 140 m.

IV.5. Le Mésozoïque

Les formations mésozoïques reposent en discordance majeure sur celle du Paléozoïque dans tout le bassin. L'épaisseur de ces formations est très variable en allant du Sud vers le Nord où elle peut atteindre les 1000m. Elles sont formées essentiellement de dépôts littoraux et lagunaires. On distingue de bas en haut :

IV.5.1. Le Trias

Il est représenté uniquement par sa partie supérieure dans bassin d'Illizi, cette partie est d'âge Keuper et elle est connue sous le nom de Zarzaitine inférieur. Le Trias est constitué de grés fins à grossier, argileux avec des passées d'argiles versicolores et de bancs de dolomies compactes.

IV.5.2. Le Jurassique

Il est attribué au Zarzaitine moyen et supérieur. Cet ensemble est constitué d'argile bariolée et de grés fins à grossiers argileux ou dolomitiques. On regroupe dans ce système les étages suivants :

- o *Le Lias* : Formé d'argile, d'anhydrite et de carbonate.
- o *Le Dogger* : Constitué essentiellement d'argile, de grés et de carbonates.

- o *Le Malm* : Qui fait partie de la série de Taouratine inférieure et peut être considéré comme zone de transition entre le Dogger et le Néocomien, il est généralement constitué de grés fins et moyen.

IV.5.3. Le Crétacé

Il débute par l'alternance de grés fins à moyens du Néocomien et se termine par le Sénonien. L'épaisseur du Crétacé est de 500 à 600m.

- o *Le Barremo-Néocomien* : ou Taouratine inférieur est constitué par des alternances de sables moyens à grossiers d'argiles vertes et rouges. La série est marquée au sommet par la discordance Autrichienne.

- o *L'Aptien* : Taouratine moyen est constituée de dolomie et d'argile.

- o *L'Albien* : est constitué de grés moyens et d'argiles plastiques.

- o *L'Albo-Vraconien* : correspond grossièrement à la série d'In Akamil qui est constituée de dolomie, de grés et d'argiles marneuses et dont la limite supérieure de la série est incertaine.

- o *Le Cénomaniens* : il est constitué principalement d'argile gris verdâtre à brun-rougeâtre parfois marneuses et de gypse blanc parfois fibreux avec quelques rares intercalations dolomitiques.

- o *Le Turonien* : il se présente sous forme de formations carbonatées avec une barre de calcaire à la base et une autre au sommet séparée par des marnes.

- o *Le Sénonien* : il correspond au dernier terme du Crétacé avec une composition de calcaire argileux à dolomitique, de dolomies, d'argiles et de gypse avec quelques passées de grés.

IV.6. Le Cénozoïque

Le Paléocène : il est constitué de grés, marnes et calcaire.

IV.7. Le Quaternaire

Près du tiers du bassin d'Illizi est recouvert par des dépôts quaternaires représentés par les alluvions des oueds et les sables éoliens de l'Erg Orientale. Document Sonatrach. (2009)

Eres	Faciés	Description lithologique	Roches mères	Réservoirs	Roches couvertures
Cén. Mésozoïque	Crétacé supérieur	Argilo-gréseux			
		Calcaires			
	Crétacé inférieur	Argiles gypseuses			
		Dolomitique			
	Jurassique moyen supérieur	Argilo-gréseux			
		Argiles dolomitiques			
	Jurassique inférieur	Argiles anhydritiques			
		Grès - Argiles			
	Trias	Discordance hercynienne			
	Paléozoïque	Carbonifère supérieur	Calcaires		
Argiles - Calcaires					
Carbonifère inférieur		Grès - Argiles			
		Argiles		F2	
Dévonien supérieur		Grès - Argiles			
		Grès - Argiles		F3	
Dévonien moyen		Grès - Argiles		F4	
		Grès - Argiles		F5	
Dévonien inférieur		Grès - Argiles			
		Discordance calédonienne			
Silurien	Grès - Argiles		F6		
Cambro-Ordovicien	Argiles				
	Grès		IV-2/3		
Soce Précambrien	Discordance taconique				
	Grès quartzitiques-Argiles		III-3		
				II+III-2	
		Cristallin Métamorphique			

Figure 1.3 : colonne lithostratigraphique type du bassin d'Illizi (Sonatrach, 2006)

V. Aspect structural et tectonique

La dépression intracratonique d'Ilizi occupe une place particulière sur la plateforme précambrienne du Sahara Sud-oriental. Au cours de son histoire, il a été soumis à une période d'érosion intense qui a assuré l'approvisionnement du bassin en sédiments.

Les deux événements tectoniques majeurs correspondent à la surrection des môles de Tihemboka et d'Ahara, suite aux mouvements Calédoniens et Frasnien et à l'érosion intense accompagnant l'orogénèse hercynienne (discordance hercynienne).

L'image structurale actuelle du bassin est le résultat de plusieurs phases tectoniques qui ont affectées la région indiquée dans le tableau 1.1 :




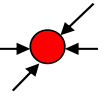








Période maximum d'activité	Direction de la contrainte	Effets sur le système failles	Effet sur la sédimentation
Post-Villafranchienne (.Alpine)	N-S 	Basculement et inversion de blocs Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar, basculement du bloc d'El Bourma
Miocène	NW-SE et N-S 	Episode de compression majeure dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flysch au Nord
Eocène(Pyrénéenne)	N-S et NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque africaine avec la plaque européenne. Décrochement de la faille Sud atlasique.	
Crétacé inférieur(Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S et NS-SW résultant des mouvements différentiel de la plaque européenne et la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod et Ilizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
Trias-Lias Rifting (Dislocation de la pongée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
Carbonifère supérieur-Permien (Hercynienne principale)	N120 	Inversement ou décrochement le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la pongée).	Erosion sur les axes NE-SW.
Viséen (Hercynienne précoce)	N40 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NW-SE. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion sur le mole de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
Frasnienne	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NW-SE.	Non dépôt et érosion locale (mole d'Ahara).
Calédonienne Siluro-Dévonienne	E-W 	Mouvement inverse le long de la faille N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S et E-W (Tihemboka-Ahara).
Taconique Caradoc-Ashgillien	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structures N-S.	Soulèvement du bouclier Réguibat et Touareg.
Cambro-Ordovicienne	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations d'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement N-W de la plate forme saharienne. Volcanisme.
Panafricaine	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW.	Compartimentation du craton du Sahara central.

Tableau 1.1 : Phases tectoniques majeures ayant affectées la plateforme saharienne. (D'après Boudjemaâ ; 1987).

V.1. Les principaux éléments structuraux dans le bassin d'Illizi :

Les principaux éléments structuraux qui ont affectés le bassin d'Illizi sont représentés par :

V.1.1. Le bombement de Tin Fouyé :

Il est situé dans la partie nord-ouest du bassin d'Illizi, correspondant à une zone haute orientée NS, s'étendant sur une surface de 20000 km². Il est limité à l'Ouest par le sillon de Flatters et à l'Est par une faille méridionale. Sa partie centrale est un vaste plateau très accidenté créant des structures anticlinales d'orientation subméridienne.

V.1.2. Le haut fond de Tihemboka :

C'est un grand axe structural orienté NS affecté par un important accident méridien le long duquel s'appuient les structures d'Amasralad, de Tin Halouin (Libye) et d'Edjeleh-Zarzaitine en Algérie. Il constitue la limite orientale du bassin d'Illizi. La mole de Tihemboka est une ancienne ride individualisée à la fin de la phase Calédonienne.

V.1.3. L'axe du Fadnoun :

C'est la limite entre la mole de Tihemboka et la dépression centrale d'Illizi. Où il se subdivise en deux branches : l'une allant vers le NE (Zarzaitine), l'autre vers NNE (plus complexe). Il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE qui a joué plusieurs fois durant le paléozoïque et même plus récemment. Des structures sont associées à ces accidents et à leurs prolongements de Tiguentourine, Ohanet, Dôme à collenias, Stah et Zarzaitine.

Notons enfin que les limites du bassin d'Illizi sont représentées par la mole d'Ahara, ancienne zone haute constituant la limite septentrionale du bassin et l'axe d'Essaoui-Mellène, de forme allongée, qui représente la limite entre le bassin d'Illizi et la région d'Amguid-El Biod à l'Ouest.

La partie sud du bassin est subdivisée en une succession de dépressions et une série d'axes majeurs orientés dans la direction EW, on retrouve :

- L'axe d'Amguid- El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin Moudir à l'Ouest.
- L'axe Tam-Elek.
- L'axe Fadnoun.
- L'axe Hassaoui-Mellene.
- L'axe Tihemboka.

Ces axes ont des directions sud méridiennes et sont bordés par des importantes failles. Elles affectent le socle du Hoggar et le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles principales sont accompagnées par des failles secondaires ayant joué au cours du temps géologique.

La partie centrale du bassin est moins affectée tandis que la partie NW, se trouve sur le vaste anticlinorium de Tin-Fouyé à l'Ouest par la faille majeure de Maouar-Tin Tyar.(Félice et al 2016)(Fig 1.4)

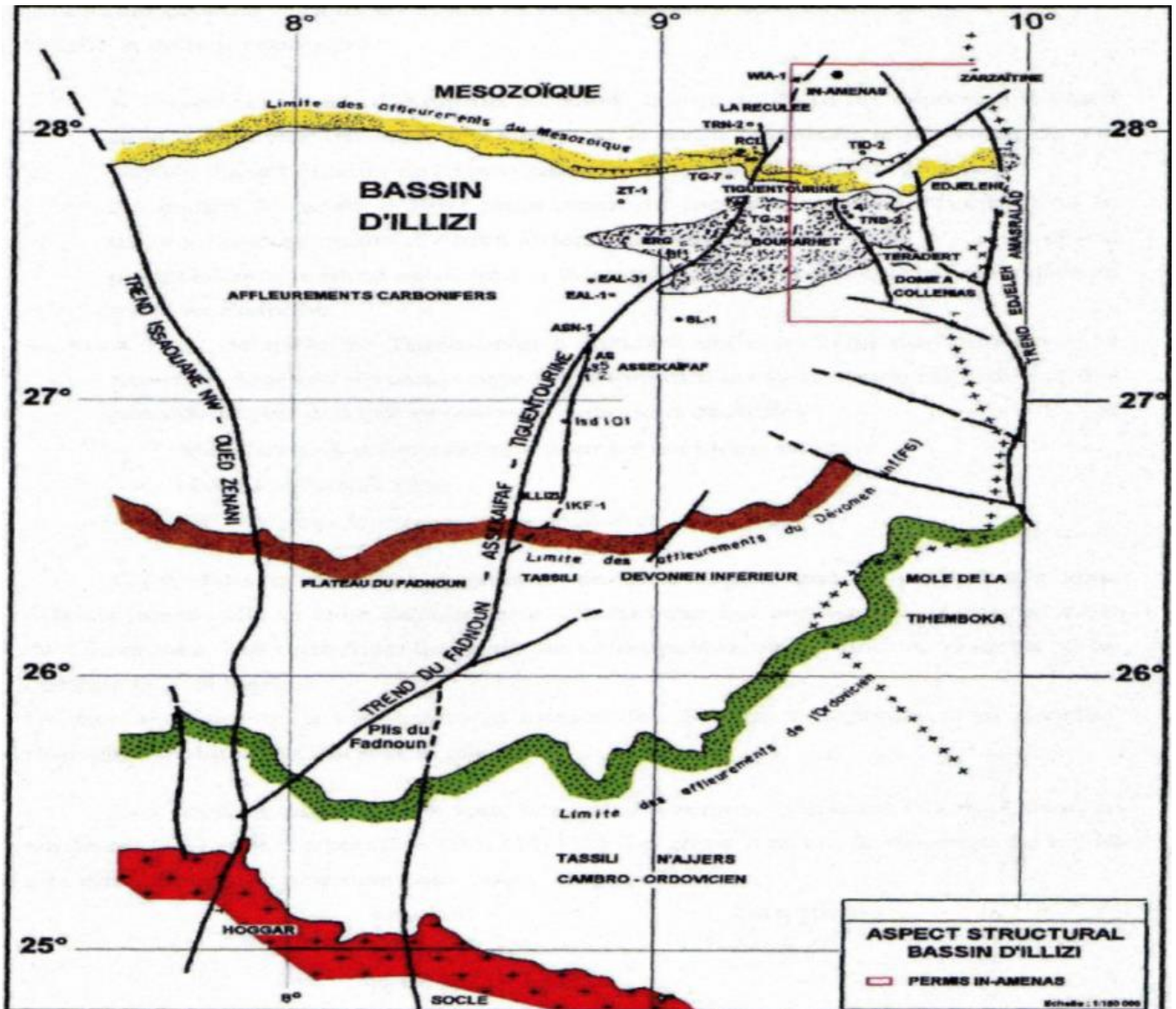


Figure 1.4 : schéma structural montrant les principaux éléments structuraux dans le bassin d'Ilizi (rapport interne Sonatrach, 2009)

VI. Système pétrolier du bassin d'Ilizi

VI.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'Ilizi 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

VI.2. Roche réservoir :

VI.2.1. Réservoirs principales :

Dans le bassin d'Ilizi les différents types des roches réservoirs sont :
Les grès du Cambrien.

Les grès et grès quartzitique de l'Ordovicien. (Unité IV, sous unité III-3 et III-2).

VI.2.2. Réservoirs secondaire :

Les grès du réservoir F6 (Dévonien inférieur - Silurien supérieur), ce niveau couvre l'essentielle 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

VI.3. Roche couverture :

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

VI.4. Les pièges à hydrocarbures : Il existe trois principaux types de piège qui sont comme suit :

VI.4.1. Pièges structuraux : ces pièges sont le résultat des mouvements tectoniques tel que les anticlinaux et le piégeage contre failles.

VI.4.2. Pièges stratigraphiques : c'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre qui est imperméable tel que les lentilles gréseuses et les biseaux.

VI.4.3.-Pièges mixtes : ils sont à la fois structuraux et stratigraphique

Les pièges sont souvent de type structural, des anticlinaux réguliers associés aux failles, d'orientation Nord-Sud, NW-SE et WNW-ESE, néanmoins des pièges de types stratigraphiques pourraient être mis en évidence au niveau du périmètre Alrar -Sud en relation avec des paléo environnements favorables au a ces pièges dans les dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien. (Document Sonatrach 2009)

CHAPITRE II :
PRESENTATION DE LA
REGION D'ETUDE

I. Contexte géologique et géographique de la région d'étude

I.1. Cadre géologique :

Le périmètre de recherche OHANET II se situe dans la partie Nord-Est du bassin d'Illizi, il est constitué par les blocs : 234a, 239a, 244a, 240a, et fait partie de la Hamada de Tinrhert, qui est un vaste plateau constitué par les affleurements du Mésozoïque (Fig 2.1).

La région d'OuanFarfar est située au nord du périmètre OHANET II, bloc 244a, cette zone fait partie du môle d'Ahara qui constitue une zone charnière entre le bassin d'Illizi et le bassin de Berkine. L'épaisseur de la couverture sédimentaire augmente généralement du sud vers le nord. L'influence des mouvements du môle d'Ahara ont été amorcés dès les premiers dépôts du Paléozoïque et ont eu une conséquence directe sur leur répartition dans le temps et dans l'espace, traduite par :

- ✓ L'absence du Cambrien (unité II) dans le bloc 244a.
- ✓ L'érosion partielle de l'unité B2 qui disparaît vers le sud du bloc 244a.
- ✓ L'absence des unités C du réservoir F6 à cause de l'érosion au cours des mouvements Frasnien ou en raison d'un non-dépôt.
- ✓ L'absence des réservoirs F4 et F3.

Sur le plan structural, le bloc 244a se caractérise par des failles majeures de direction Est – Ouest, et des failles mineures de direction méridienne

I.2. Situation géographique :

Ohanet est situé dans la province algérienne d'Illizi, à environ 1 300 km au sud-est d'Alger et à 100 km à l'ouest de la frontière avec la Libye.

Elle est située dans la région extrême NE, du bassin d'Illizi (Timissit Est), et fait partie intégrante de la zone Est du môle d'Ahara orienté (E-W). Il constitue la zone NE, la plus proche de la dépression la plus profonde du bassin d'Illizi, et subit l'influence de (03) trois axes structuraux (fig.2.1)

Le champ d'Ohanet est limité par les coordonnées suivantes :

Longitude : 8° 52' 37'' à 9° 00' 00'' Ouest.

Latitude : 28° 35' 35'' à 28° 44' 47'' Nord.

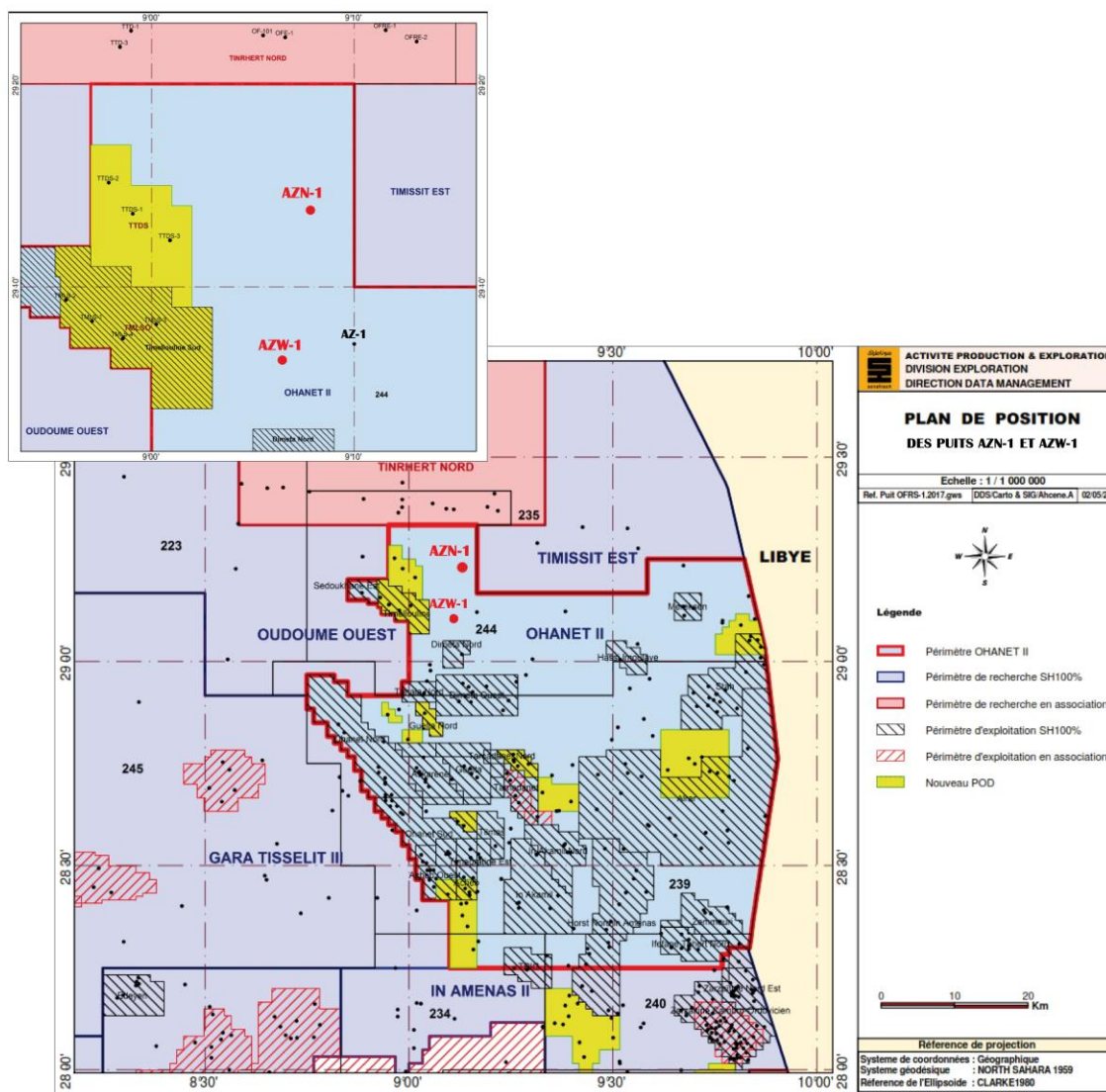


Figure 2.1 : Situation géologique et géographique du champ d'Ohanet (Rapport interne Sonatrach, 2017)

II. Historique des travaux réalisés sur le champ Ohanet :

En 1956 et 1957, le plateau de Tinrhert avait fait l'objet d'une mission gravimétrique de reconnaissance. En 1958 les premiers profils sismiques y étaient exécutés. L'étude est complétée en 1960 par un maillage de lignes sismiques réflexion et en 1962 par une campagne sismique qui a mis en évidence vers l'Est une grande faille de direction NNW-SSE (dite faille d'Ohanet). Une série de structures parallèles ont été identifiées, ce sont d'Ouest en Est : Ohanet, Askarene, Guelta, Tamadanet. Ces structures sont séparées par des ensellements peu marqués. Dans la partie Nord d'Ohanet, le puits découverte du OT-101 a été réalisé en avril 1960 par la Compagnie d'Exploration Pétrolière (CEP). Le champ a été divisé ensuite en deux parties : la partie nord exploitée par la CEP et la partie sud par la CREPS.

L'horizon producteur du champ d'Ohanet le plus important appartient au Dévonien inférieur F6 (Unité A).

Trente-deux (32) puits ont été ainsi forés dont deux (02) puits secs (OT 09 et OT 129). Dans la partie Sud, le puits OTS 1 foré en 1990 occupait une position de flanc et basse. Les unités A et M2 étaient aquifères, ensuite OTS 2 occupant une position favorable a donné en test de l'huile dans l'unité A.

Le réservoir ordovicien a été découvert en août 1960 par le forage OTN-102. En 2003 et suite à l'association SONATRACH&BHP-Billiton, l'exploitation effective de ces réservoirs a débuté, ainsi que la mise en place d'une usine de traitement de gaz à condensât et GPL.

Cette accumulation en gaz a été découverte par SONATRACH avec le forage de 10 puits depuis 1962 (IA-101, 103, 104, 105, 106, 107, OT-102, OTN-1, OTB-1 et OTS-1). Mais ce gaz n'a pas été produit.

Depuis lors, 25 puits ont traversé le réservoir Ordovicien dans la structure d'Ohanet. Entre 2000 à 2003, une acquisition et interprétation d'une sismique 3D a été réalisée dans le cadre du projet de développement de l'association (SONATRACH et BHP Billiton, 2006).

III. Cadre structural et évolution tectonique du champ d'Ohanet :

Notre zone d'étude est structurellement rattachée à la mole de Tihemboka individualisée dès les premiers dépôts de la couverture sédimentaire.

Les principaux éléments structuraux reconnus dans la région sont attribués à des phases anciennes d'âge Panafricain ayant donné naissance à la mole de Tihemboka. La structuration actuelle résulte de la réactivation des éléments structuraux durant les phases les plus récentes (Taconique, Hercynienne, etc....).

Le périmètre In Amenas est situé entre deux axes structuraux majeurs :

-Le trend du Fadnoun NE-SW à l'ouest continue sur 400 km allant du Hoggar au champ d'Alrar. C'est un accident profond au niveau du socle avec une discontinuité locale dans la couverture, qui se matérialise par des structures en relais, flexures et plis.

-L'axe Amastralad – Edjeleh – Zarzaitine correspond à un accident assez important, qui se dédouble au sud d'Edjeleh en donnant naissance à la faille de Hassi Ouanabechou.

L'histoire tectonique du champ d'Ohanet est liée directement à la structuration de toute la plateforme saharienne, on constate que la structure d'Ohanet a été affectée par plusieurs phases responsables de sa structuration à savoir :

-Cycle panafricain : Il s'agit des mouvements verticaux du socle, ils sont interprétés par (Black et al .1971) comme étant le résultat de la collision entre deux blocs, le craton ouest-africain rigide et le bloc est-africain plastique.

-La distension Cambrien /Ordovicienne : Les mouvements anté-Ordoviens ont été assez ressentis dans la zone d'Ohanet entraînant l'absence de l'unité II du Cambrien. Les dépôts de l'unité III reposent directement sur le socle. Une érosion intense due aux conditions pro-glaciales a suivi. D'importantes paléo vallées ont été créées.

-La compression taconique (Caradoc) : A la phase Taconique un premier soulèvement affecte la sédimentation Cambro-Ordovicienne érigeant la région d'Ohanet en zone haute.

-La distension Silurienne : La compression Taconique est suivie par des mouvements d'extension qui se terminent au Silurien inférieur.

-La compression calédonienne : Dans cette phase le bassin d'Illizi a subi des compressions E-W très importantes, un deuxième soulèvement affecte alors la région d'Ohanet. Le soulèvement général qu'entraîne cette phase provoque un retrait total de la mer et suivi d'une période d'érosion et de nivellement des structures.

-La distension du Dévonien inférieur : Le Dévonien inférieur est le siège de différents phénomènes tectono-sédimentaires. Ces mouvements ont façonné la région en une zone très haute en lui donnant un modèle structural de vaste anticlinal.

-Mouvements du Dévonien moyen et supérieur : La discordance Frasnienne correspond en fait à la superposition de deux discordances. La première est située juste au-dessus de l'Emsien, et en érode parfois la partie supérieure. La seconde, située au mur du pic radioactif intra-Dévonien supérieur.

-Les mouvements hercyniens : Ils sont divisés en mouvements précoces (Viseen) et majeurs (Paléozoïque terminal).

-Mouvements hercyniens majeurs : Dans le bassin d'Illizi, l'arrêt de la sédimentation carbonifère, provoqué par la phase hercynienne majeure, est annoncé par une discordance à la base des calcaires westphaliens. Le résultat est bien visible sur l'écorché pré-mésozoïque.

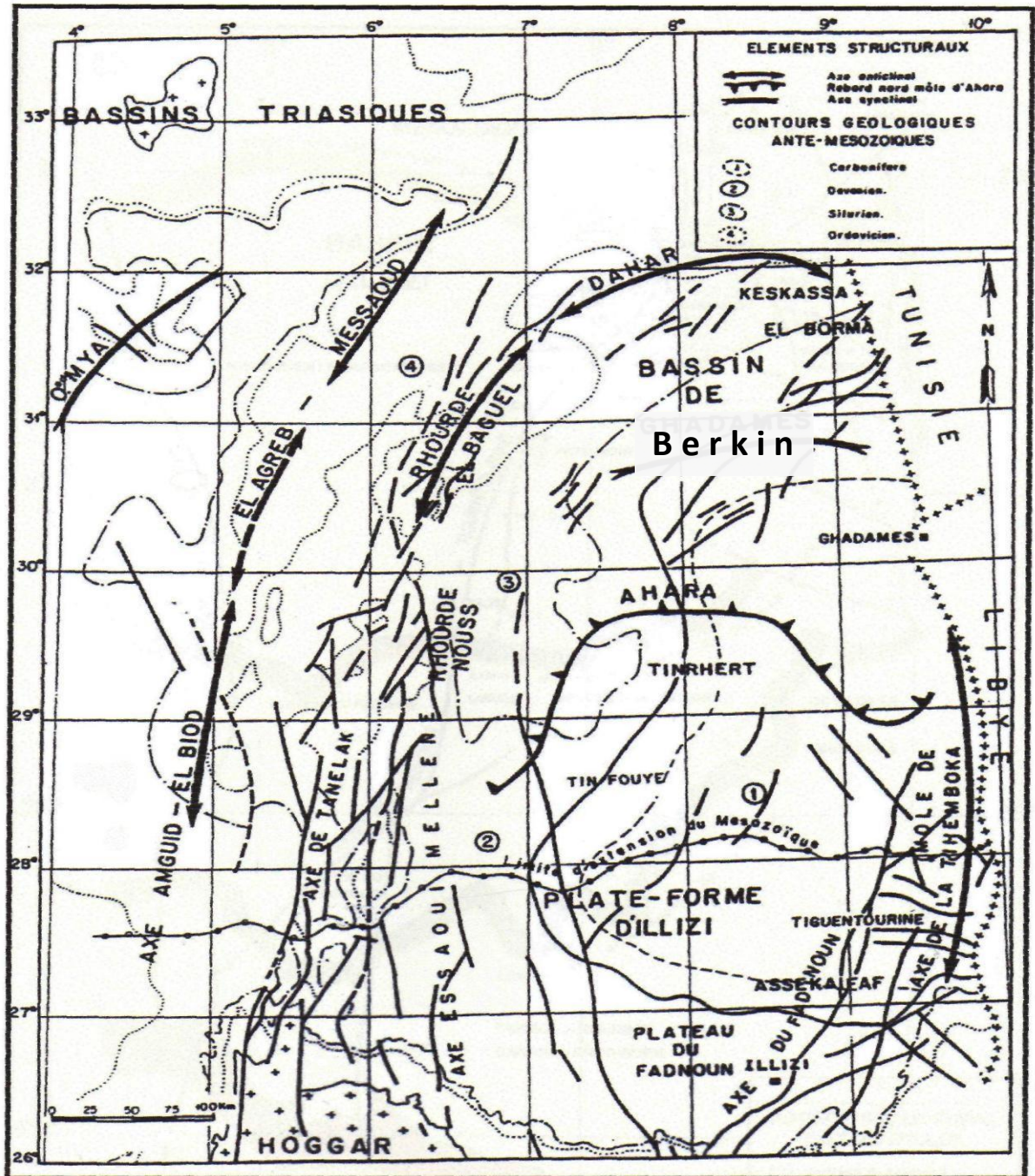


Figure 2.2 : Esquisse structurale schématique de la synclise est-algérienne (d'après documents SONATRACH, 2000)

IV. Présentation du réservoir d'étude dans le champ d'Ohanet

Un total de 13 puits a été forés dans notre région, seule deux puits (AZN-1 et AZW-1) ont été choisis pour la réalisation de notre travail (Fig.2.3)

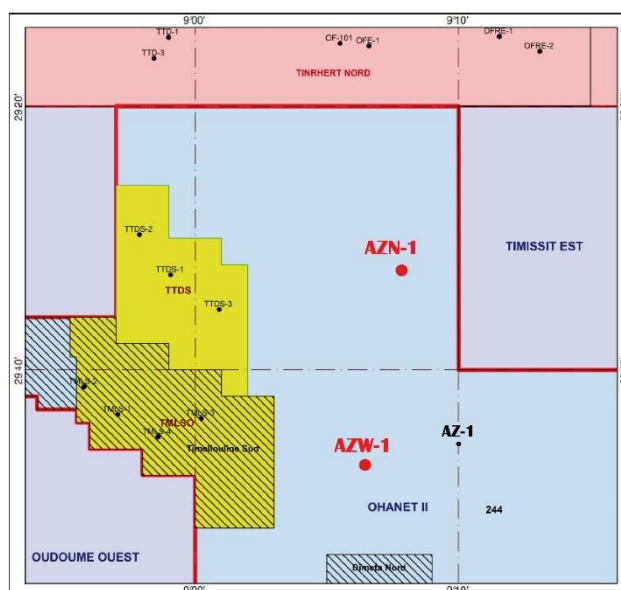


Figure2.3 : carte de positionnement des deux puits choisis pour notre étude, champ Ohanet, bassin d'Illizi (Sonatrach, 2017)

Le réservoir principal dans notre région d'étude est d'Age Ordovicien composé respectivement par les unités : III-3, IV-1/2, IV-3, qui sont composées par (Fig2.3) :

-**Unité III-3 : 60.5 m** Argile silteuse noire très micacée, petites intercalations siltocalcaires, de grès fin blanc à ciment calcaire et de grès silteux beige micacé. Grès gris beige micacé fin à moyen, le plus souvent bien calibré à ciment argileux ou siliceux à Tigillite.

- **Unité IV** : subdiviser de bas en haut en :

- **Unité IV -1 : 10m** Grès silteux et argile silteuse gris noir. Passées conglomératiques à gros galets de calcaire beige à Bryozoaires et de roches éruptives. Passées de grès blancs à ciment de calcite.

-**Unité IV-2 : 73m** Grès fin à moyen siliceux beige à gris clair passées à inclusions argileuses, passées de grès grossier micro conglomératique à ciment de calcite. Silto- grès gris très dur et très fin, très micacé et argile silteuse gris noir. Passées de silto-calcaire gris-clair très fin. Argile gris noir très indurée, silteuse et micacée.

Remarque : les unités réservoirs IV-1 et IV-2 ne sont décrites que dans le puit AZN-1

- **Unité IV-3 : 27m** Grès fins gris clair à ciment siliceux assez fissuré par endroit. Passées de grès grossiers plus ou moins cimenté d'argile et à graviers de quartz.

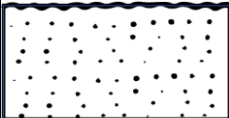



<i>Système</i>	<i>Formation</i>	<i>Lithologie</i>	<i>Description lithologique</i>	<i>épaisseur</i>
<i>Ordovicien</i>	<i>Unité IV-3</i>		<i>Grés fin a ciment siliceux assez fissuré dans quelque endroits</i>	27
	<i>Unité IV-2</i>		<i>Argiles très indurée micacée</i> <i>Grés fin a moyen</i>	73
	<i>Unité III-3</i>		<i>Argiles silteuse micacée</i>	60.5
<i>Socle métamorphique</i>			<i>Roch métamorphique</i>	<i>Variable</i>

Figure 2.3 : répartition des unités réservoir dans la région d'étude

La coupe géologique à travers les puits AZN-1 et AZW-1 montre la répartition des unités réservoirs (III-3, IV-1 ...) à travers la région d'étude.

On remarque que les unités IV-1 et IV-2 sont t'érodées au niveau du puits AZW-1 qui est soulevé par rapport au puits AZN-1

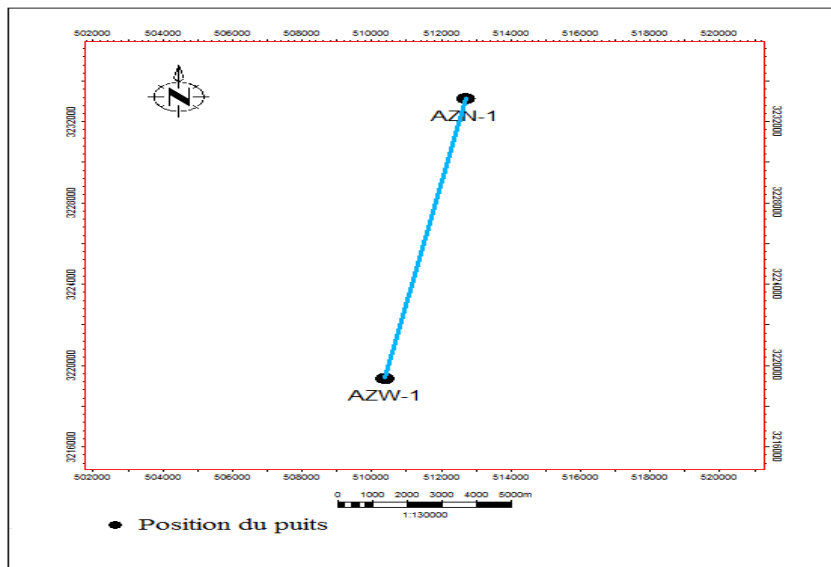


Figure 2.4 : Alignement des puits AZN-1 et AZW-1

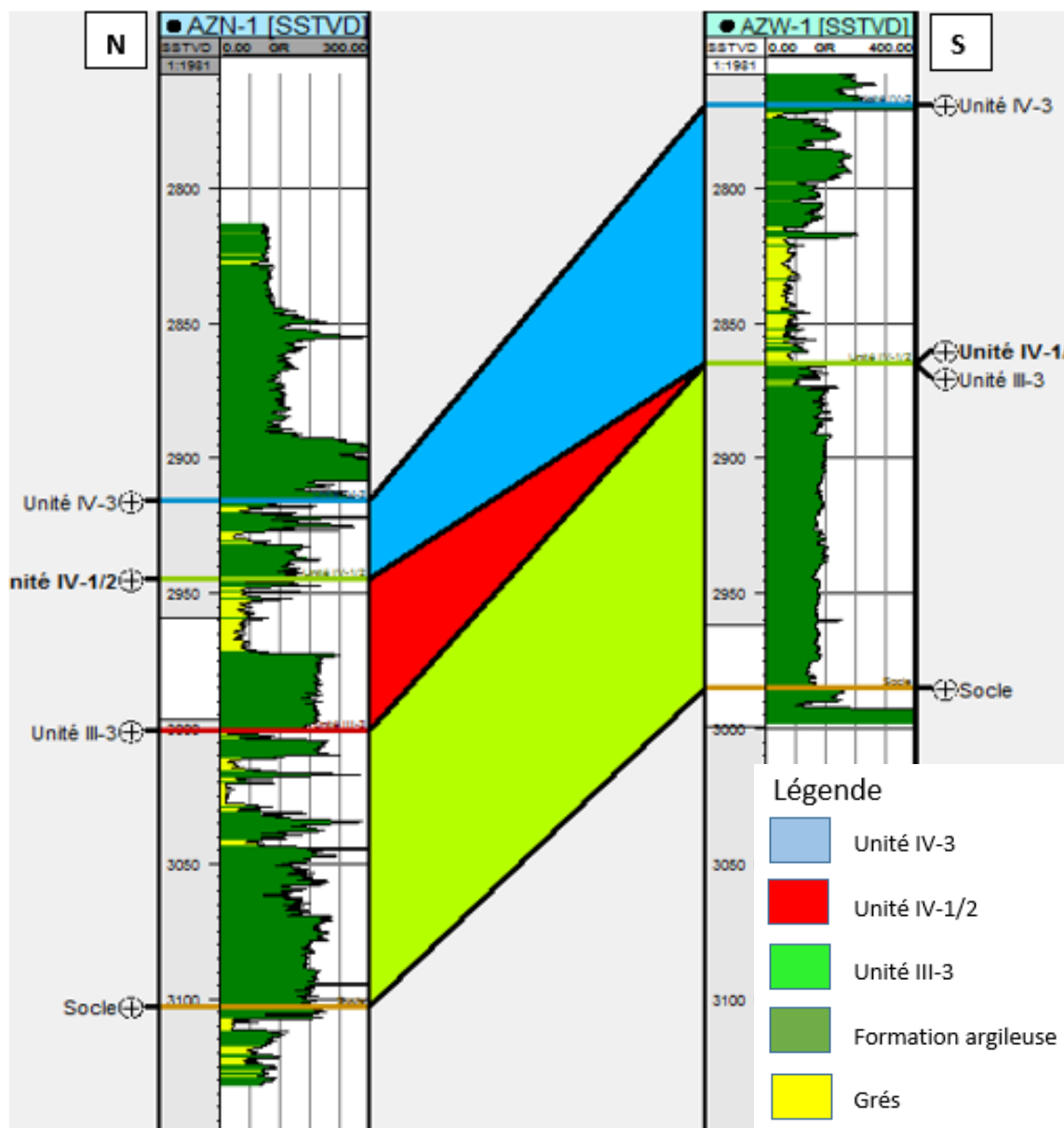


Figure 2.5 : corrélation N-S entre les puits AZN-1 et AZW-1 dans la région d'Ohanet

V. Description lithologique des unités III et IV de la région d'étude :

Deux (02) carottes ont été prélevées au niveau du puits AZN-1, une de 18m dans le Silurien Argileux- Ordovicien-unité IV, et autre de 18m dans l'unité III-3 de l'Ordovicien tableau 2.1.

N° de carotte	Intervalles (m)	Récupération (%)	Indices (F1-F2)	Étage
01	3429- 3447	18 m, soit 100%	Violet / marron	- Silurien Argileux -Ordovicien- unité IV
02	3559 – 3577	18 m, soit 100%	Néant	Unité III-3 de l'Ordovicien

Tableau 2.1 : paramètres de carottes prélevés dans le puit AZN-1

V.1. Description de carottes :

V.1.1 carotte N1 (Toit de l'unité IV) :

-De 3429m-3435m : argile gris noir à noire, indurée, silteuse, fortement micacée et charbonneuse feuilletée avec des passés de grés gris sombre, fin et bien consolidée

-De 3436m-3447m : grés gris blanc, parfois gris sombre, fin à moyen bien consolidé, dur, micacé avec fines passées d'argiles noire, silteuse, indurée et micacée

Grés blanc à grés sombre fin à moyen, sub-anguleux à sub-arrondi, consolidé et dur, et localement quartzitique, avec fines passées d'argiles grise à noire silteuse et indurée

Argiles grise à gris foncé, tendre à indurée avec fines passées de grés blanc, très fin à fin parfois moyen quartzitique dur, présence de quartz blanc à translucide moyen à grossier dur

Argiles grise foncée silteuse tendre à indurée, avec passées de grés gris blanc à blanc très fin à fin parfois moyen, silico quartzitique à quartzitique, compact dur, traces de calcaire dolomitique blanc à blanc beige.

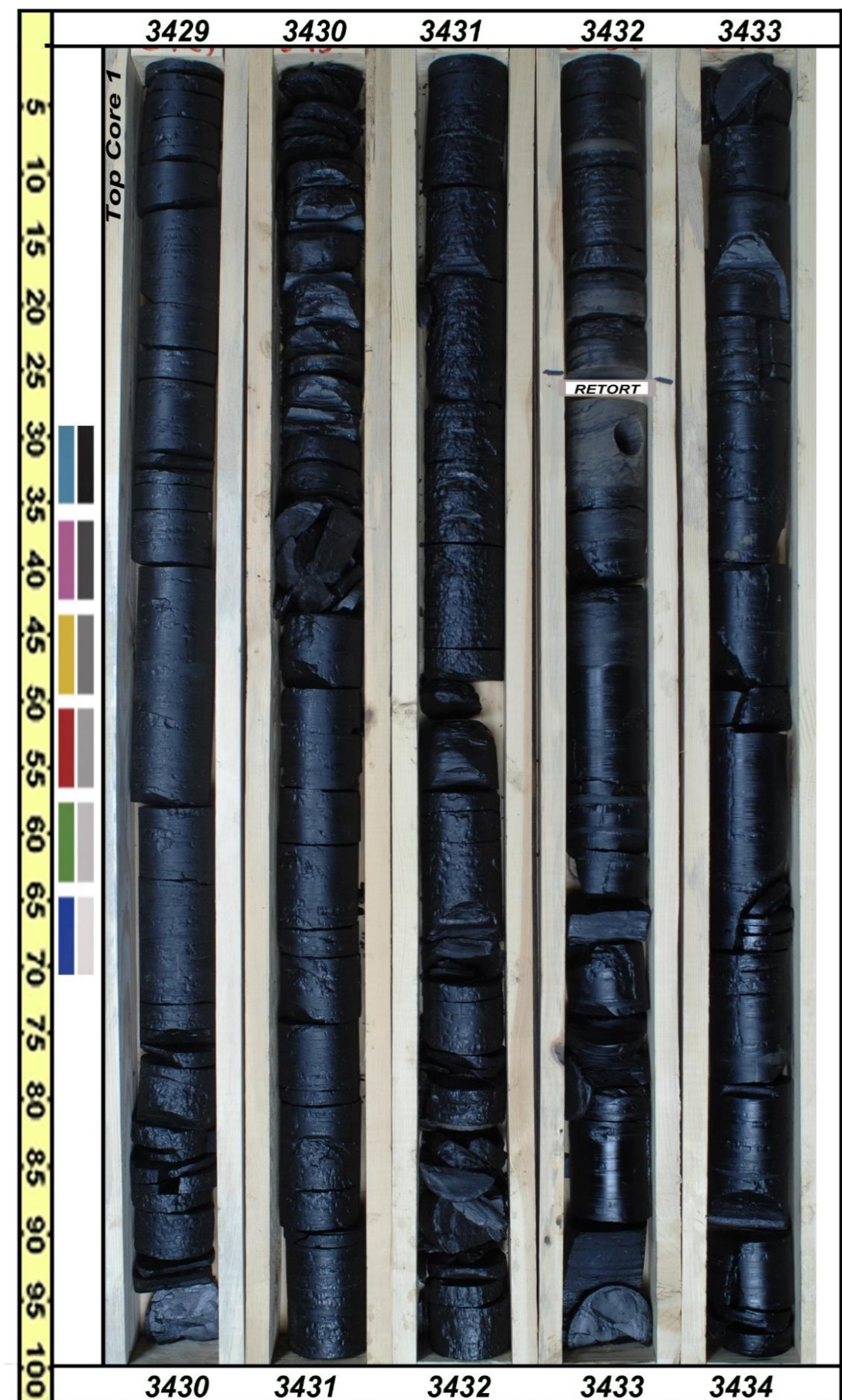


Figure 2.6 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3429-3434)



Figure 2.7 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3434-3439) (sonatrach, 2017)

V.1.2. Carotte N2 (Toit de l'unité III)

Grés gris blanc a blanc, très fin a fin moyennement classé, sub-arrondi a arrondi, siliceux a silico-quartzitique dur

Argiles gris foncé a noire, silteuse, fortement micacée, tendre a indurée avec passées de grés blanc très fin a fin siliceux a silico-quartzitique dur, avec présence de Tiggilites

Grés gris blanc a blanc très fin a fin, moyennement classé, sub-arrondi a arrondi siliceux a silico-quartzitique dur,

Grés gris blanc a blanc, très fin a fin, siliceux a silico-quartzitique, dur avec passées d'argile gris foncée a noire silteuse, tendre a indurée

Argiles grise a noire silteuse, micacée, tendre a indurée, avec fines passées de grés gris blanc a blanc, très fin a fin, siliceux rarement silico-quartzitique compact, dur localement gris blanc a gris sombre, silico-argileux bien consolidé a friable

Argiles grise a noire silteuse et micacée, tendre a indurée avec des passées de grés blanc a sombre, très fin a fin, siliceux dur localement gris blanc a gris sombre silico-argileux moyen dur a friable, traces de pyrite.

Remarque :

Le test de porosimètre sur le plug des carottes montre des valeurs de porosité médiocre qui n'explique pas le débit de 4500 m³/h au niveau de puit AZN-1 donc pour mieux comprendre nous avons utilisés des autres méthodes.

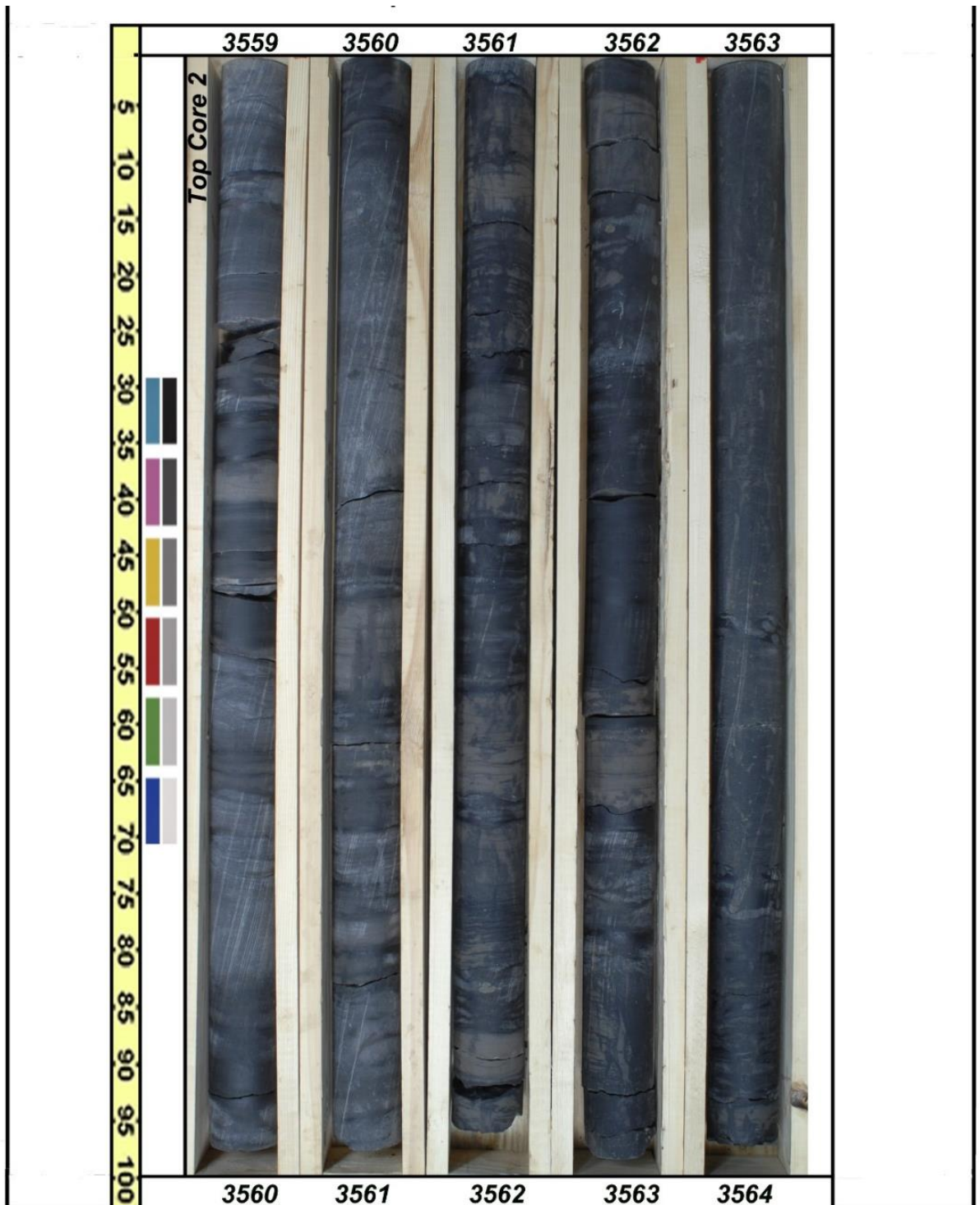


Figure 2.8 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3559-3564m) (Sonatrach, 2017)



Figure 2.9 : photo de carotte récupérée du puit AZN-1 à l'intervalle de profondeur (3564-3569m) (Sonatrach, 2017)

CHAPITRE III :
CARACTERISATION
DIAGRAPHIQUE

Partie 1 : Aperçu sur les outils des diagraphies

I. Introduction

Les diagraphies sont des techniques qui apportent immédiatement des informations inédites, en permettant notamment une différenciation qualitative des différentes unités lithologiques, la connaissance des fluides présentés dans la formation et donc une évaluation de sa porosité.

Aussi, elles rendent possible les corrélations puits à puits, 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 diagraphiques. 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. Rappel des outils diagraphie utilisés

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé), on distingue ainsi deux types de diagraphies :

II.1. Diagraphies instantanées

Les diagraphies instantanées ou immédiates qui sont exécutées en même temps que le forage, elle nous informe en temps réel sur : l'avancement, température, pression, etc.

Ces diagraphies nous donnent de faibles résolutions des paramètres pétrophysiques dû à l'instabilité des outils.

(Serra.O,1979)

II.2. Les diagraphies différées

Les diagraphies sont appelées différées quand elles sont exécutées après l'arrêt du forage donc on doit retirer l'outil de forage pour mesurer les différents paramètres pétrophysiques (radioactivité, résistivité, densité, porosité, vitesse...etc).

(Serra.O,1979)

II.3. 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.

III. Les différentes diagraphies enregistrées

III.1 Diagraphie de résistivité :

Elles sont classées en deux grandes catégories à savoir les outils à induction (courant induit) et les outils à latérolog (courant conduit).

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

Application:

- La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- La détermination des différentes saturations.
- La détermination de la nature du fluide de la formation traversé par le forage.
- La détermination de la porosité utile.
- La détermination de la température.

(Serra. O, 1985)

III.2. Diagraphie de radioactivité naturelle

Ces diagraphies mesurent la radioactivité naturelle des formations traversées par le forage. en trou ouvert et en trou tubé, puisque les rayons gamma traversent suivant leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité).

(Serra.O,1985)

III.2.1. Diagraphie rayonnement gamma "GR" :

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un capteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturelles émis par les formations traversées par le forage, son symbole est le GR est son unité est l'API. Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires. (Fig 3.1)

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.

Application:

- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Courbe de référence pour le calage des diagraphies en profondeur.
- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation des minéraux radioactifs.
- Une approche de la perméabilité.

(Serra.O)

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

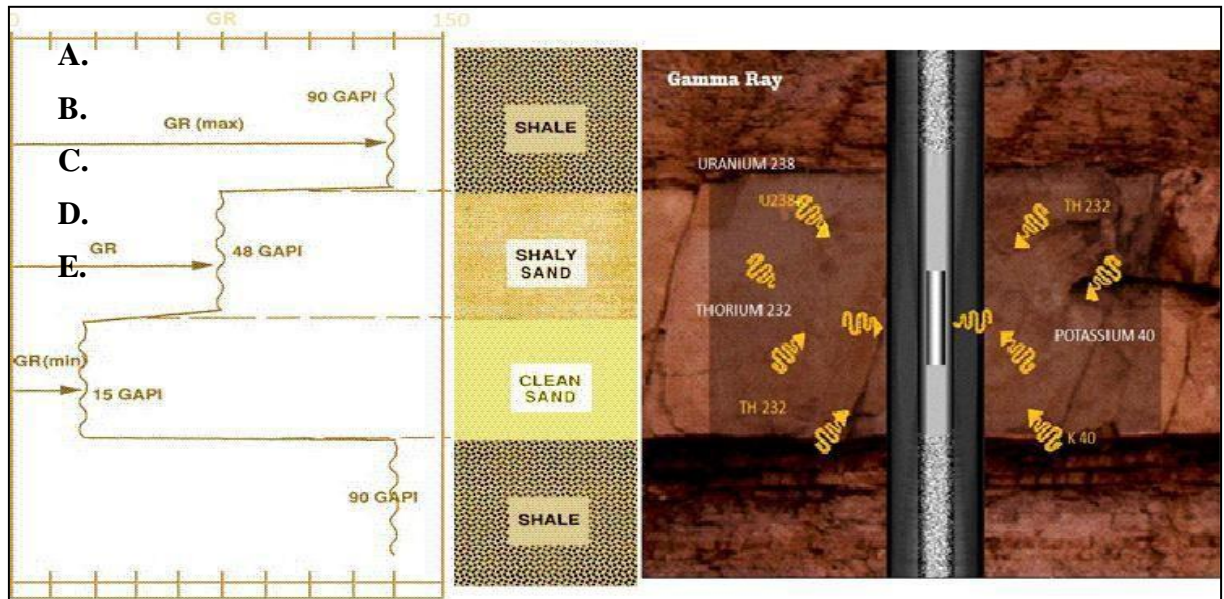


Figure 3.1 : Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir. (Schlumberger).

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

III.3.1. Diagraphie de densité :

On soumet la formation à un rayonnement Gamma émis par une source spéciale ^{60}Co ou ^{137}Cs . Les rayons Gamma sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons Gamma incidents entrent en collision avec la matière. Trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident :

- L'effet photoélectrique.
- L'effet Compton.
- L'effet de production de paire.

Les diagraphies densité sont sensibles aux rayons gamma liés aux effets Compton, de même pour des études minéralogiques, le développement des sondes de densité a rendu possible les énergies sensibles aux domaines photoélectriques.

Application :

- Détermination une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- 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.

III.3.2. Diagraphie sonore :

Ces diagraphies sont basées essentiellement sur la mesure de temps de propagation d'une onde acoustique, le long des parois du puits, pour calculer la distance Emetteur-Récepteur. A propos des ondes acoustiques, on peut distinguer :

III.3.2.1 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.

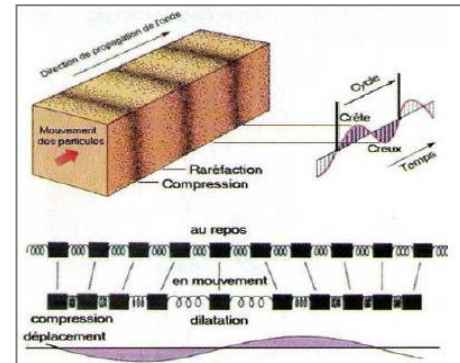


Figure 3.2: Onde "P"

III.3.2.2. 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.

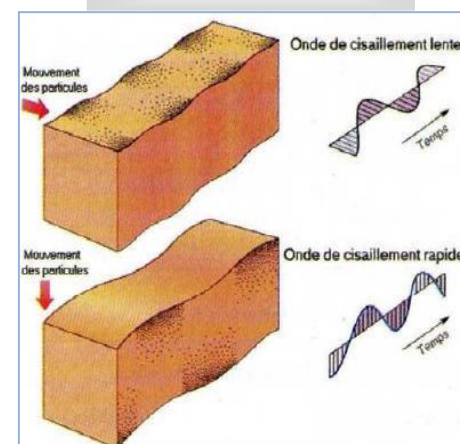


Figure 3.3: Onde "S"

III.3.2.3. 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 3.4)

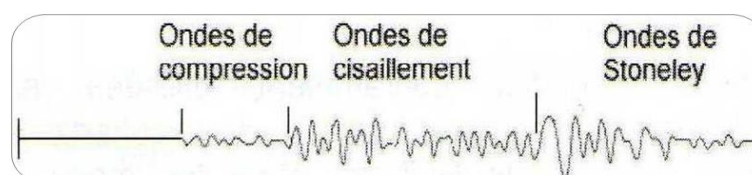


Fig 3.4 : Signal typique et séparation des différents types d'ondes

III.3.2.4. 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. (Serra.O,1985)

Application :

- Détermination de la porosité.
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- Estimation de la porosité secondaire.

III.4. Diagraphie de neutron :

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.

La mesure de (\mathbf{IH}_n ou Φ_n) dépend en quelque sorte et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation.

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 :

III.4.1. 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. (Serra.O,2000)

L'outil comprend :

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

III.4.2 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 :

Log (IH) = A - B.N_a 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 égale à l'écartement entre les détecteurs.

Application :

- L'évaluation de la porosité des roches de réservoirs.
- Combiné avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Combiner avec le LDT pour les poches de gaz.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.

III.5. 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. (Serra.O,2000)

L'outil comprend :

- Quatre bras couplés par des pairs 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.

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.

Partie 2 : Evaluation des réservoirs à partir des diagraphies

L'étude des paramètres pétro-physiques dans le réservoir du champ de Ohanet consiste à étudier la porosité et l'argilosité. A travers l'élaboration et l'interprétation des cartes en iso-porosité, en iso-argilosité. Nous allons essayer d'évaluer le potentiel pétrolier de chaque puits.

I. Présentation des puits AZN-1 et AZW-1

I.1 Paramètres de boue

Puits	Phase	Type de boue	Densité (g/cc)	Visc (s/qt)	BHT (°C)
AZN-1	6"	OBM	1.03	36	133
AZW-1	6"	OBM	1.02	37	131.1

Tableau 3.1 : condition du trou

O.B.M : Boue à base d'huile.

I.2. Description des réservoirs

L'Ordovicien du champ de OhaneteII est subdivisé en unités, comme suit :

Puits	Formation	Top prévu (m)	Top réalisé (m)	Ecart (m) (+) plus haut / (-) plus bas
AZN-1	Silurien Argileux	3201	3194	+7
	Ordovicien Unité IV-3	3445	3448	-3
	Ordovicien Unité IV-2/1		3476	-
	Ordovicien Unité III-3	3585	3532	+53
	Socle	3675	3644	+31
AZW-1	Silurien Argileux	3144	3161	-17
	Ordovicien Unité IV-3	3384	3345	+39
	Ordovicien Unité III-3	3464	3440	+24
	Socle	3581	3573	+8

Tableau 3.2 le toit des unités réservoirs ordovicienne dans la région d'étude

I.3. Carottes prélevées :

Deux (02) carottes ont été prélevées au niveau de l'Ordovicien.

Carotte N°	Carotte N°	Cotes (m)	Récup (%)	Récup(m)	Réservoir	Indices (F1+F2)
AZN-1	01	3429-3447	100	18 m	Ordovicien Unité IV-3	Violette / Marron
	02	3559-3577	100	27 m	Ordovicien Unité III-3	Néant
AZW-1	01	3354-3372	77.7	18	Ordovicien Unité IV-3	Néant
	02	3376-3392	100	16	Ordovicien Unité IV-3	Néant
AZW-1	03	3560-3569	96	9	Ordovicien Unité III-3	Néant

Tableau 3.3 les cotes de prélèvement des carottes et leur description

I.4. Tests réalisés :

- DST N° 1 AZN-1

Réalisé du 23 au 30/07/2017 au niveau de l'Ordovicien [3422-3670m], le DST N°1, en Barefoot, a produit 4572 m³/h de gaz (d=0.772, air=1) sous duse 32/64'', avec une pression moyenne en tête de 1200 psi durant le 3ème Build up.

(Rapport interne Sonatrach, 2017)

- DST N° 2 AZW-1

Réalisé du 28/12/2016 au 08/01/2017. au niveau de l'Ordovicien (Unité IV-3 et III-3) [3332 – 3600 m], le DST N°1, en Barefoot, cheminement de gaz et récupéré pendant la circulation inverse 600 Litres d'huile (d = 0.86) sous duse ajustable 16/64'', avec une pression moyenne en tête de 1500 psi durant le 3ème Build up.

(Rapport interne Sonatrach, 2017)

I.5. Diagraphies enregistrées:

Les diagraphies ont été enregistrées par la société de service HESP.

Les diagraphies sont de bonne qualité.

(Rapport d'implantation du puits AZN-1 et AZW-1 Sonatrach)

Puits	Phase	Date	Opération	Intervalle (m)
AZN-1	6"	19/07/2017	GR – Sonique (DTC/ DTS) Résistivité – Caliper.	3370-3678.8 3370-3670.5 3370-3673.5
AZW-1	6"	27/12/2016	GR Spectral – Densité – Neutron – Caliper.	3330-3600

Tableau 3.4: diagraphies enregistrées.

II. Interprétation qualitative :

II.1 Détermination de volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques.

Le volume d'argile V_{sh} , contenue dans les formations supposées réservoirs, est estimé à partir de la relation suivante :

$$V_{sh} = ((GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}))$$

- GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
- GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

II.2 Détermination des zones réservoirs

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs poreux et perméables. Ceci a été fait en s'appuyant sur le log GR (diag3.1, 3.2), en fixant un V_{sh} cut-off à 35%, on obtient ainsi une limite $GR_{cut-off}$ qui sera prise comme référence à fin de séparer les formations propres des formations argileuses. Le $GR_{cut-off}$ est calculé à partir de la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{sh\ cut-off} * (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Puits	Formation	Toit -mur (m)	GR max (Api)	GR min (Api)	GR cut-off (Api)	Vsh
AZN-1	Ordovicien Unité IV-3	3448-3476	170	30	79	0.80
	Ordovicien Unité IV-2/1	3476-3532	150	30	72	0.49
	Ordovicien Unité III-3	3532-3634	150	15	57	0.74
AZW-1	Ordovicien Unité IV-3	3344-3440	130	12	53.3	0.47
	Ordovicien Unité III-3	3440-3560	150	30	72	0.92

Tableau 3.5 : détermination du $GR_{cut-off}$ et de V_{sh} des puits « AZN-1 » et « AZW-1 »

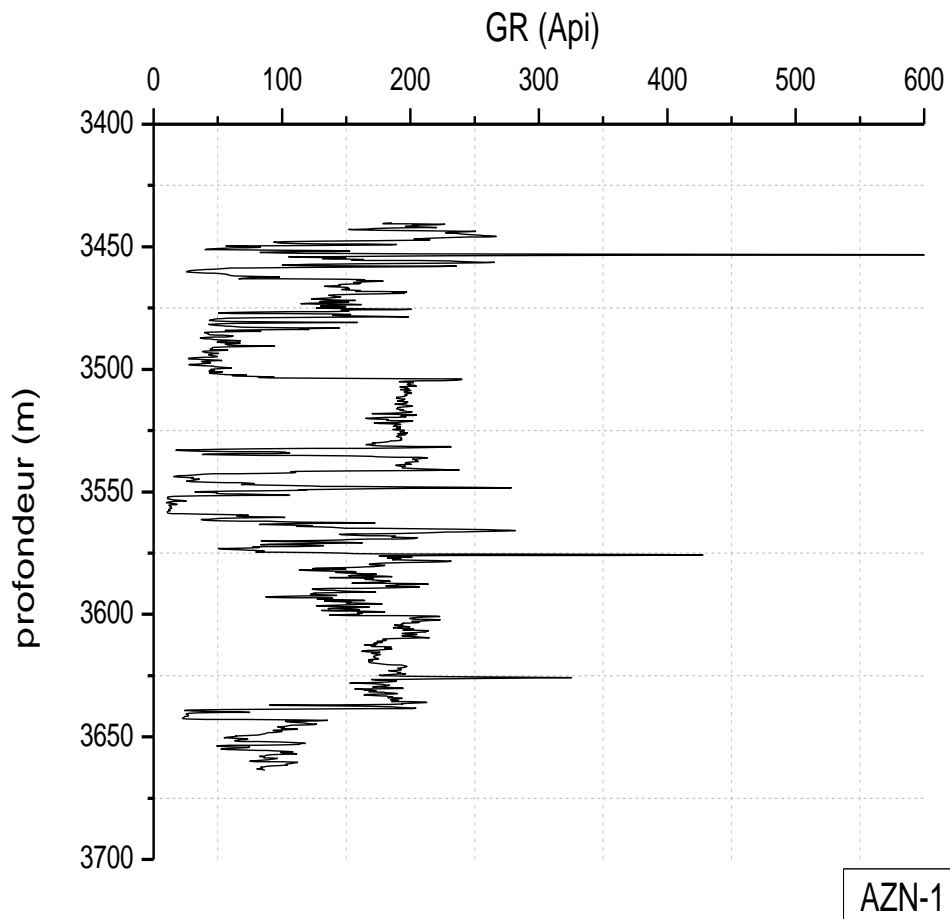


Diagramme 3.1 : diagramme de GR pour le puits AZN-1

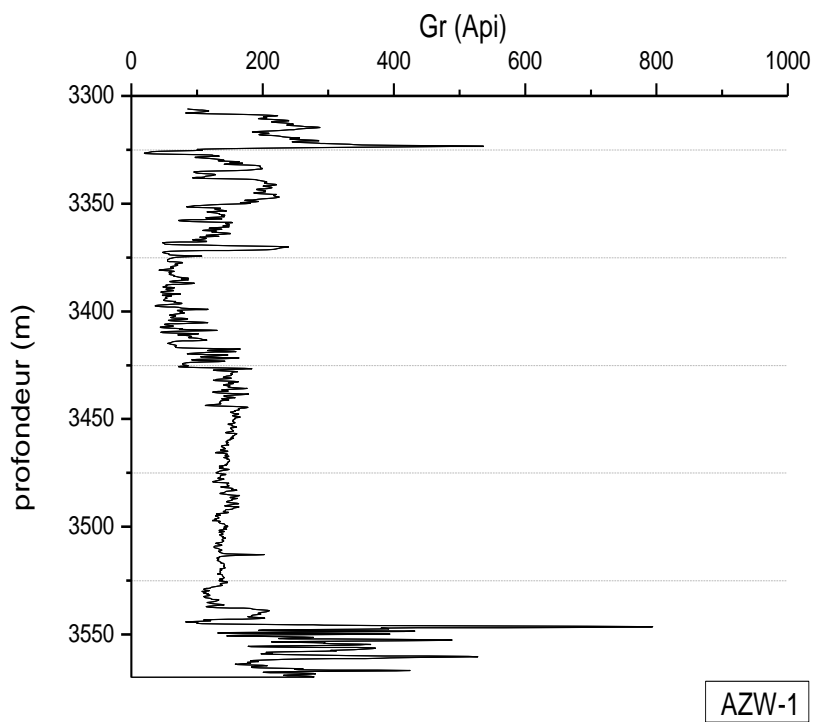


Diagramme 3.2 : diagramme de GR pour le puits AZW-1

II.3. Type de distribution des argiles :

Dans les unités réservoirs de la région d'étude, les paramètres sont déterminés à partir du banc argileux le plus épais, moins cavé et le plus proche du réservoir (Fig 3.5, 3.6).

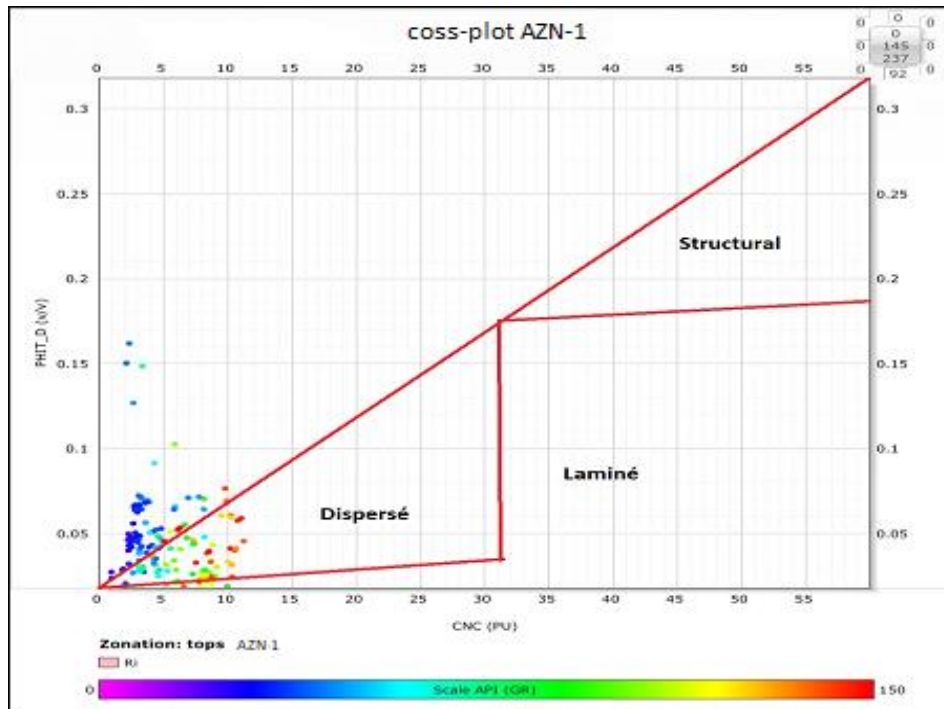


Figure 3.5: Type d'argile à partir du Cross-plot PHIT_D – TNPH du puits AZN-1 (Techlog 2017)

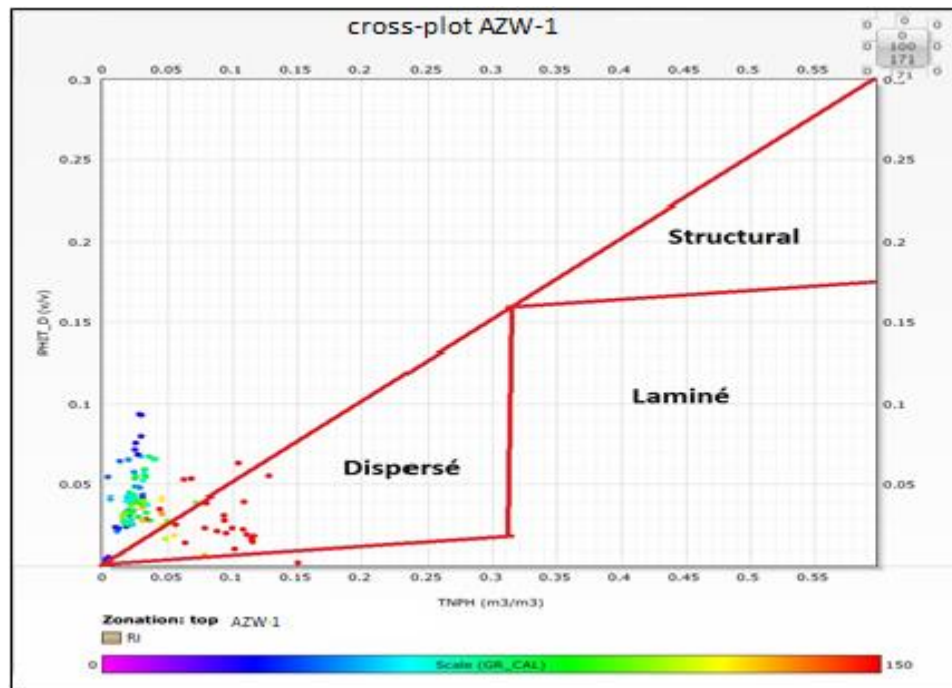


Figure 3.6: Type d'argile à partir du Cross-plot (Porosité Densité – Neutron) du puits AZW-1 (Techlog 2017)

D'après les deux cross-plots PhiNeu-PhiDen (Fig 3.5, 3.6), on a remarqué que le nuage de points est essentiellement réparti dans la zone des argiles « Dispersées ».

Nature lithologique des unités réservoir de la région d'étude

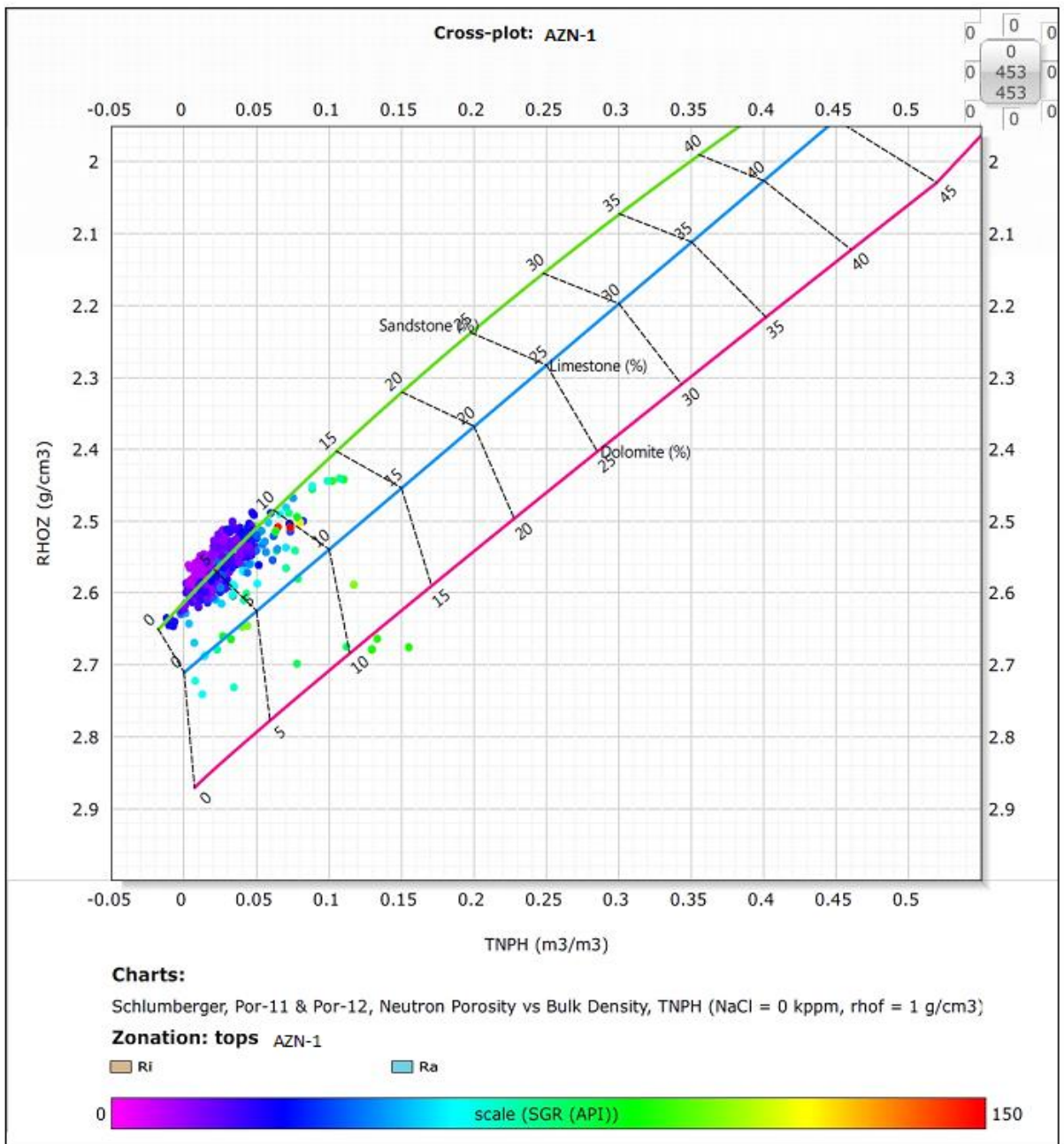


Figure 3.7: Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « AZN-1 » au niveau du réservoir d'Ordovicien.

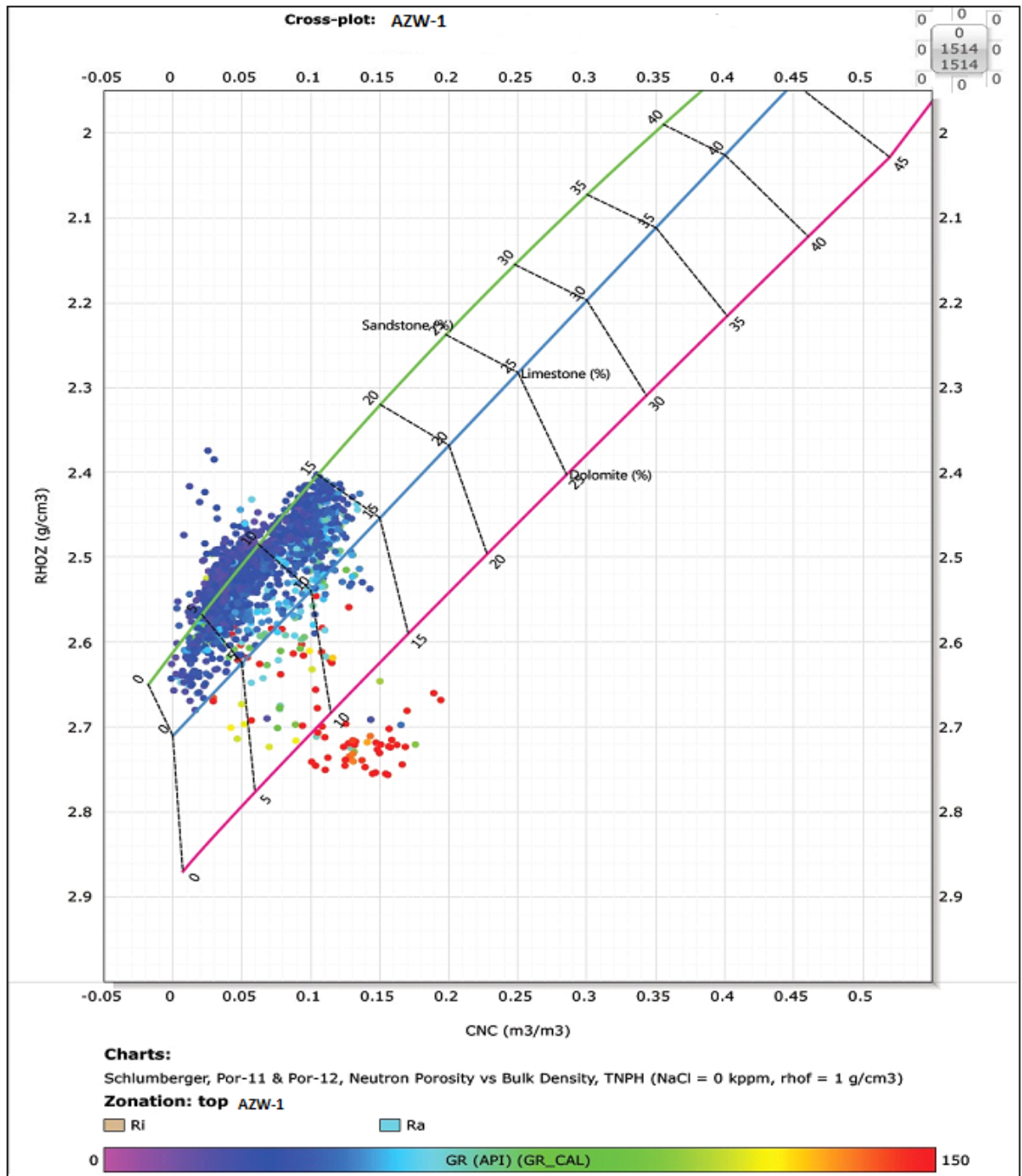


Figure 3.8: Identification de la lithologie à partir de cross-plot Neutron-Densité du puits « AZW-1 » au niveau du réservoir Cambrien Ri et Ra.

D’après les cross-plots (NPHI-RHOB) établis pour les puits « AZN-1 » et « AZW-1 » au niveau des deux réservoirs, on remarque que la composition lithologique de ces réservoirs est essentiellement composée de grés (Fig 3.7, 3.8).

II.4. Détermination des paramètres matriciels :

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} , ΔT_{ma}) sont utiles pour le calcul de la porosité totale. Ils sont déterminés en utilisant un report graphique à partir des données d'une zone aquifère propre ($V_{sh} < 10\%$), d'un même réservoir dans plusieurs puits situé dans la même région.

Le cross plot ($1/R_t$, ρ_b) permet de déterminer la densité matricielle ρ_{ma} par l'intersection de la droite de régression passant par le nuage de points à caractère aquifère avec l'axe des abscisses ρ_b ce qui correspond à une conductivité nulle (Fig 3.9).

Le cross plot ($1/R_t$, ΔT) permet de déterminer la valeur du paramètre matriciel ΔT_{ma} en suivant la même procédure que celle du cross plot (R_t , ρ_b) (Fig 3.9).

(Rapport interne Sonatrch,2017)

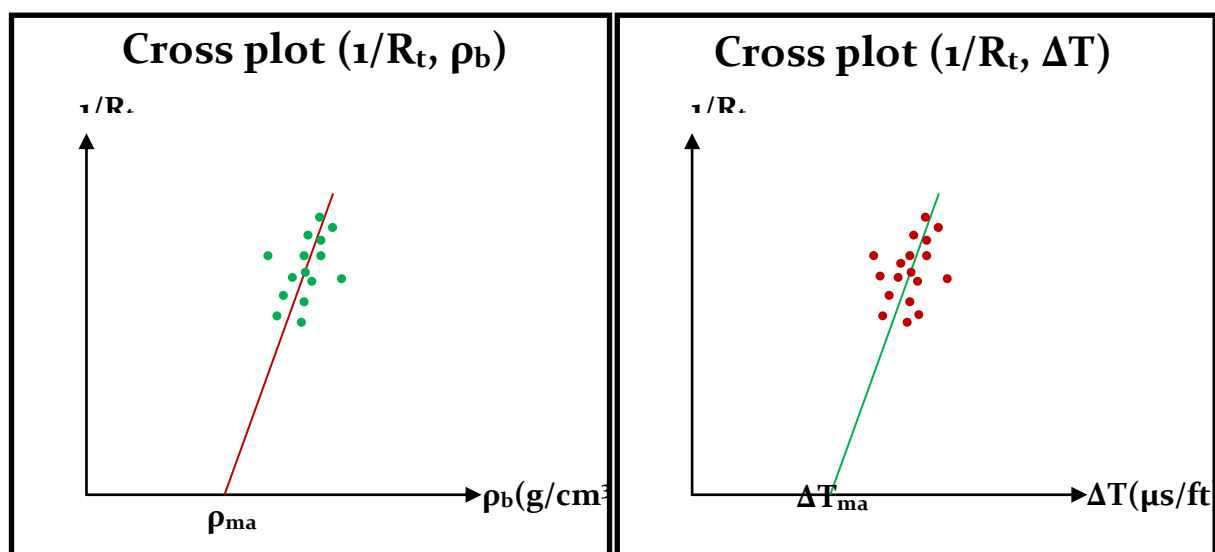


Figure 3.9: Détermination des paramètres matriciels ρ_{ma} et ΔT_{ma}

Les paramètres matriciels de nos réservoirs, dans la région d'étude sont présentés dans le tableau suivant :

ρ_{ma} (g/cc)	ΔT_{ma} ($\mu s/ft$)
2,65	52

Tableau 3.6: les paramètres matriciels.

III. Interprétation quantitative :

III.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w » par la méthode graphique

Dans cette partie, on va utiliser l'abaque **GEN-6 (EX GEN-9)** de Schlumberger, pour déterminer la résistivité de l'eau de formation « R_w ». Sachant que la salinité de l'eau de formation dans la région de OHANET II, elle est de **150g/l** pour le puits **AZN-1** et de **150 g/l** pour le puits **AZW-1** à des températures respectives $T = 133^\circ C$, $T = 131.1^\circ C$, les résultats ont donnés la valeur suivante :

Puits	AZN-1	AZW-1
Rw (Ωm)	0.017	0.016

Tableau 3.7 : les valeur Rw des puits « AZN-1 » et « AZW-1 »

Ces résultats sont illustrés sur la figure suivante (Fig 3.10, 3.11) :

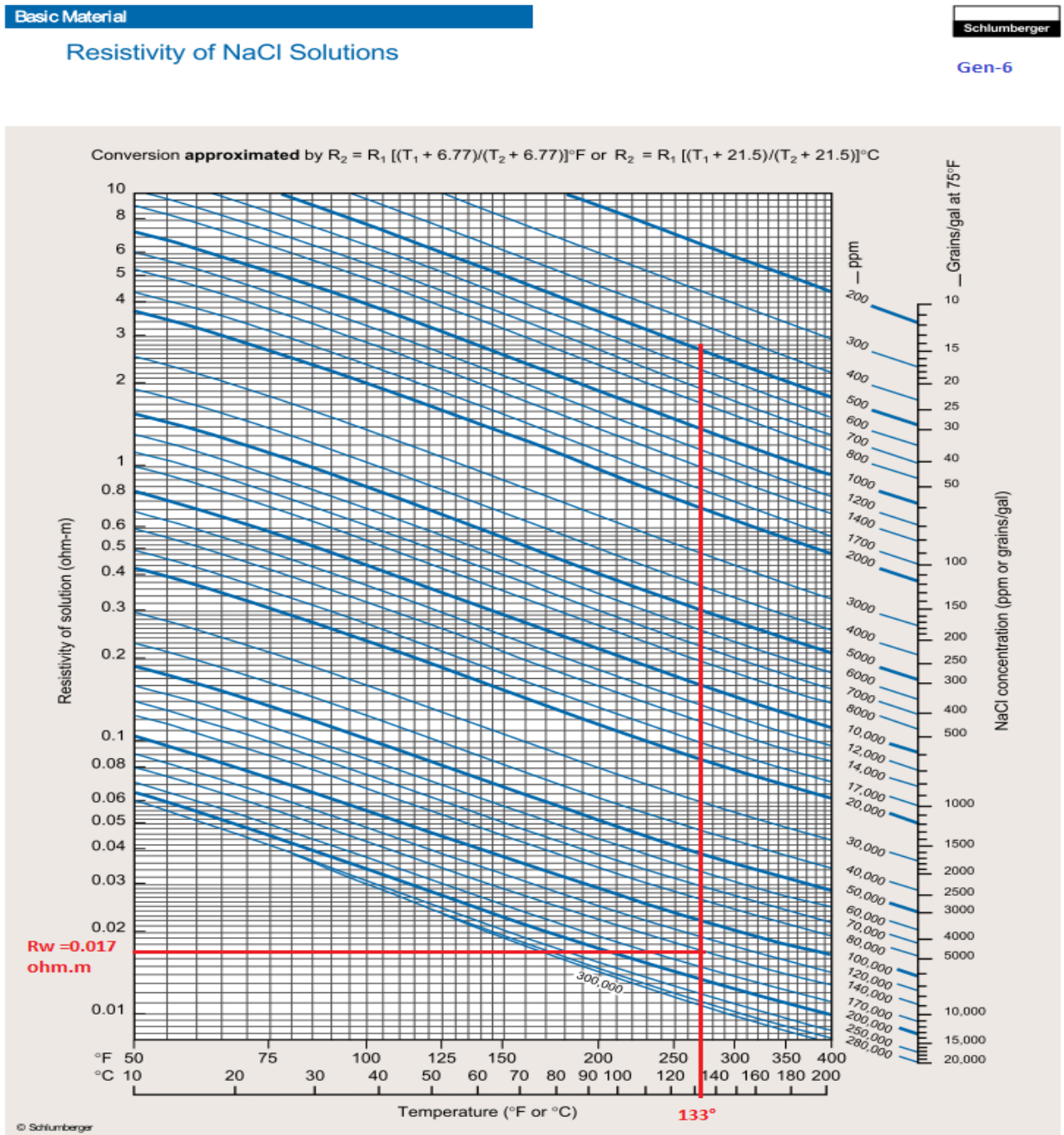


Figure 3.10: Détermination de Rw de puits AZN-1 par la méthode Graphique (Schlumberger GEN-6 Ex Gen-9).

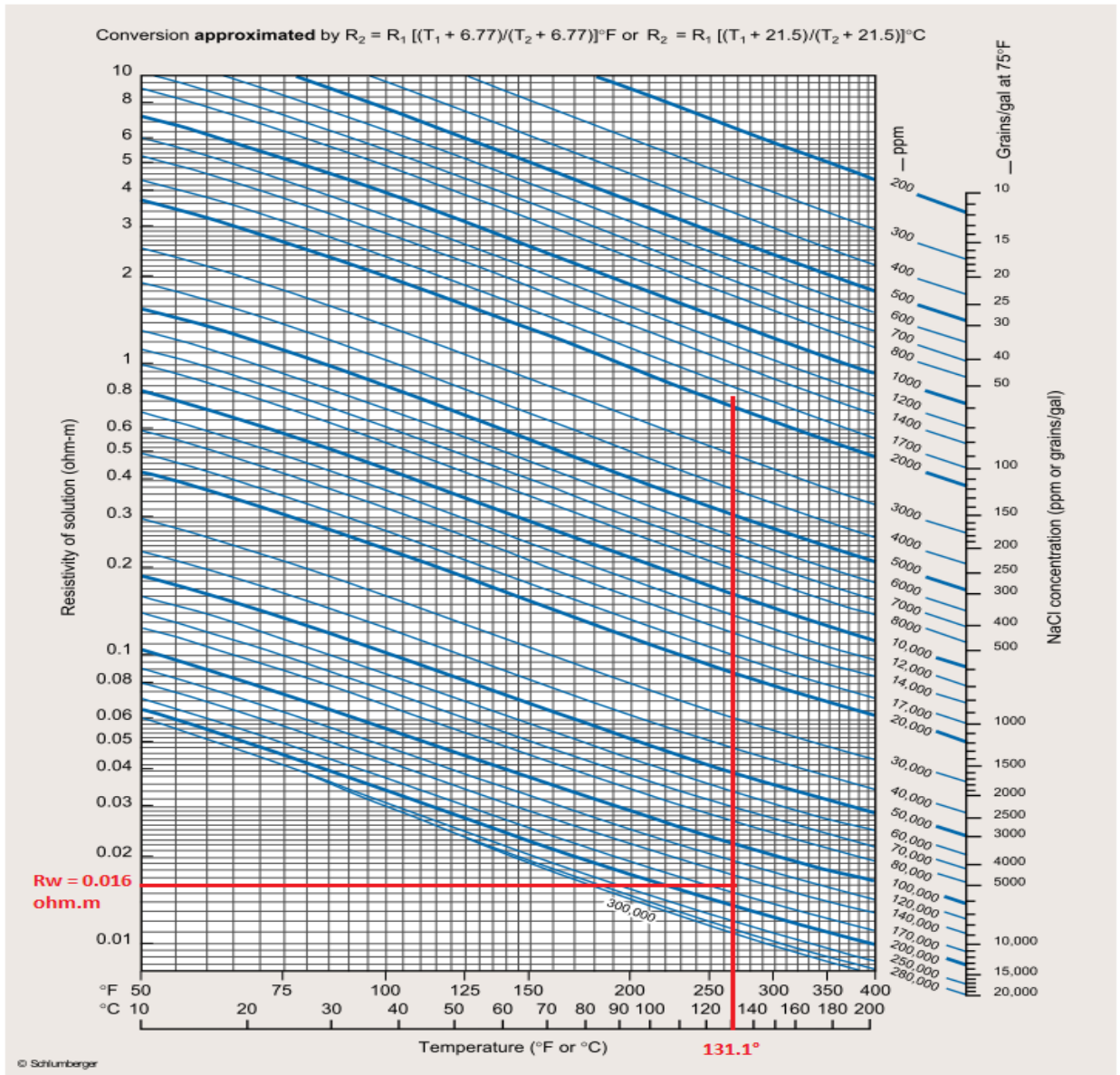


Figure 3.11: Détermination de R_w de puits AZW-1 par la méthode Graphique (Schlumberger GEN-6 Ex Gen-6).

✓ **Remarque**

On peut déterminer la R_w par la méthode de **logRt-logφe** par tracer la droite d'aquifère (résistivité minimal), le croisement de cette droite avec la droite de $\log\phi=0$ ($\phi=100\%$) nous donne la valeur de $\log R_w$ ce qui nous permet de déterminer la valeur de R_w .

III.2. Détermination des paramètres d'argile

Les paramètres d'argile (R_{Sh} , Φ_{NSh} , ρ_{Sh} et ΔT_{Sh}) sont lus directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes (R_t , Φ_N , ρ_b et ΔT) en face le banc d'argile suffisamment épais, avec moins de cavité et plus proche de réservoir, car l'argile doit être dans les mêmes conditions de dépôts.

Le tableau ci-dessus montre les lectures des paramètres d'argile :

Puits	Φ_{NSh} (%)	ρ_{Sh} (g/cc)	ΔT_{Sh} ($\mu s/ft$)
AZN-1	13	2,75	68
AZW-1	6	2,75	61

Tableau 3.8. : les paramètres d'argile

A partir de ces paramètres, on calcule la porosité sonique et porosité densité des argiles.

Les résultats sont dans le tableau suivant :

Puits	Φ_{NSh} (%)	Φ_{DSh} (%)	Φ_{Ssh} (%)
AZN-1	13	0	2
AZW-1	6	3	2

Tableau 3.9. : les porosités d'argile

III.3. Détermination de la porosité :

Les enregistrements que nous avons à notre disposition, nous ont permis de calculer trois porosités pour chaque niveau réservoir, à partir du sonique, neutron et densité.

III.3.1. Porosité densité Φ_D : La porosité dérivée des outils de densité est calculée puis corrigée à partir des relations ci-dessous :

$$\Phi_D = (\rho_b - \rho_{ma} / \rho_f - \rho_{ma})$$

Alors on obtient la porosité sonique corrigé de l'effet d'argile :

$$\Phi_{Dc} = \Phi_D - (\rho_{sh} - \rho_{ma} / \rho_f - \rho_{ma}) V_{sh}$$

III.3.2. Porosité sonique Φ_s :

Le temps de parcours global pour une formation poreuse propre s'écrit :

$$\Delta t_b = \Phi_s \cdot \Delta t_f + (1 - \Phi_s) \cdot \Delta t_{ma}$$

De cette équation, on déduit la porosité :

$$\Phi_s = (\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma} / \Delta T_f - \Delta T_{ma})$$

Alors on obtient la porosité sonore corrigée de l'effet d'argile :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma} / \Delta t_f - \Delta t_{ma}) \cdot V_{sh}$$

III.3.3. Porosité neutron Φ_N :

C'est la porosité donnée par les outils de neutrons calibrés dans les calcaires, une simple correction de lecture en échelle compatible en grés est indispensable, comme suit :

$$\Phi_{Dgrés} = \Phi_{Dcalcaires} + 3\%$$

Cette valeur de porosité doit être corrigée une 2ème fois de l'effet des argiles à partir de la relation suivante :

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

III.3.4. Porosité utile :

Concernant les valeurs de porosités utiles en face des bancs gréseux non cavés, on a utilisé la formule suivante :

$$\phi_u = \frac{\phi_{Nc} + \phi_{Dc} + 0,75 \phi_{Sc}}{2,75}$$

Par contre, en face des formations cavées la valeur de la porosité utile est égale à celle de la porosité sonore corrigée de l'effet d'argile Φ_{sc} , Car l'outil sonore est le moins affecté par la présence des caves.

$$\phi_u = \phi_{Sc}$$

(Zinszner, B., F. Pellerin., 2007)

-Le résultats de la porosité utiles dans les unités réservoirs sont montrés dans les diagramme (3,4,5,6,7)

On remarque que la valeur moyenne de la porosité utile varie entre 4-7% .

L'unité IV-3 se présente avec des valeurs de porosité utile meilleures que les autres unités, d'autre part vu la présence de piques de porosité on constate que cette dernière se présente on deux types a savoir primaire et secondaire (Diag 3.3, 3.4, 3.5 ,3.6, 3.7)

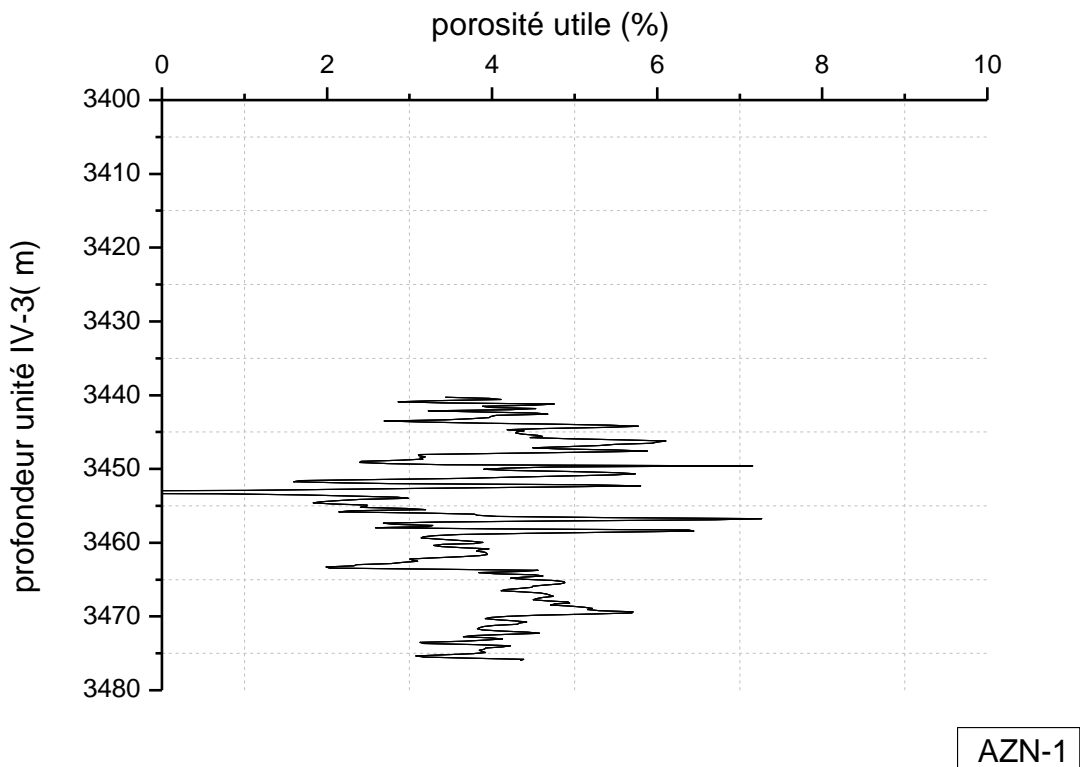


Diagramme 3.3 : diagramme de la porosité utile unité IV-3 pour le puits AZN-1

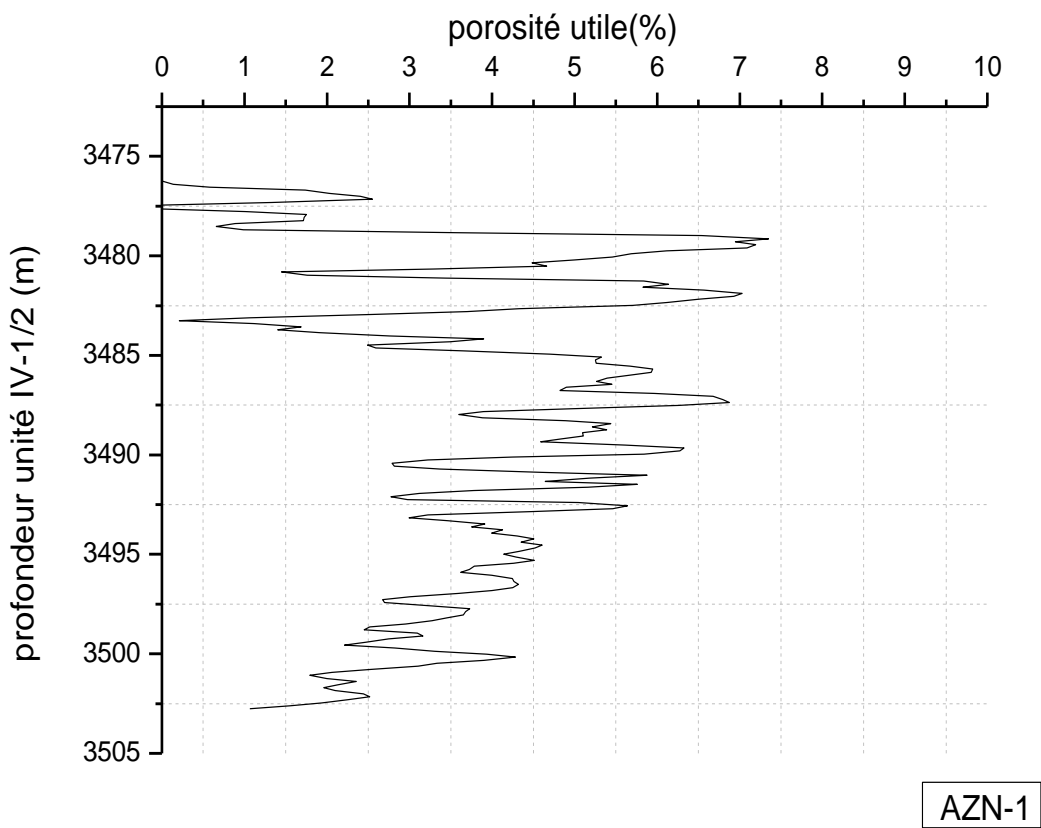


Diagramme 3.4 : diagramme de la porosité utile unité IV-1/2 pour le puits AZN-1

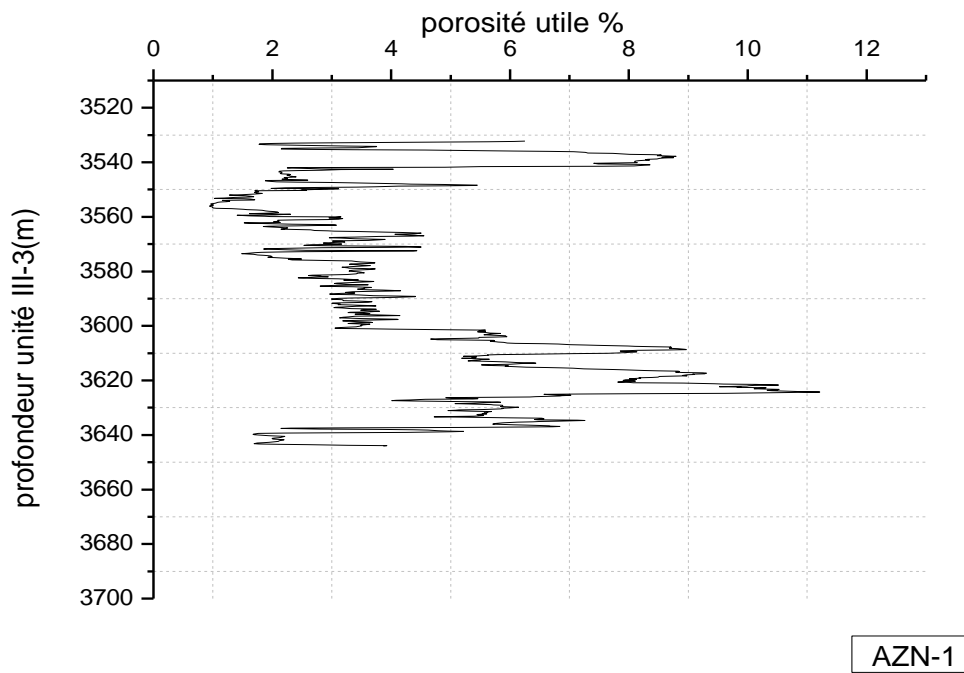


Diagramme 3.5 : diagramme de la porosité utile unité III-3 pour le puits AZN-1

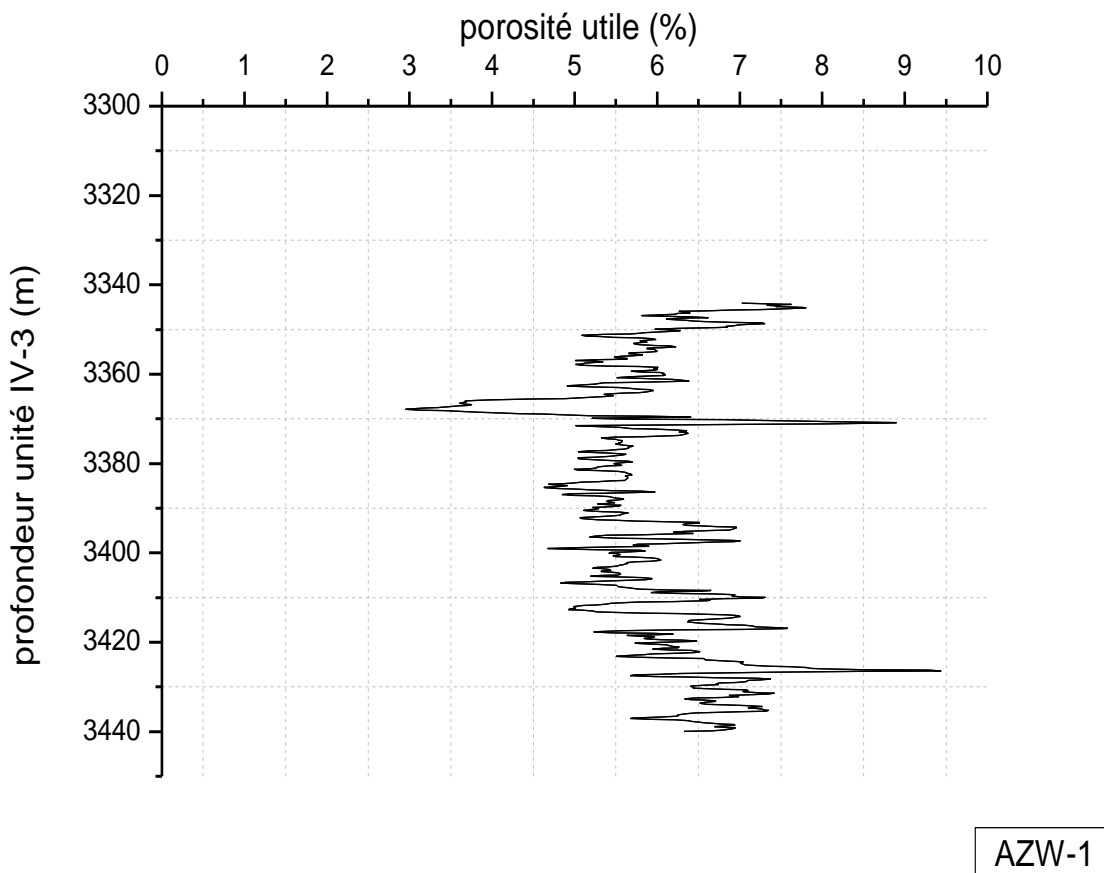


Diagramme 3.6 : diagramme de la porosité utile unité IV-3 pour le puits AZW-1

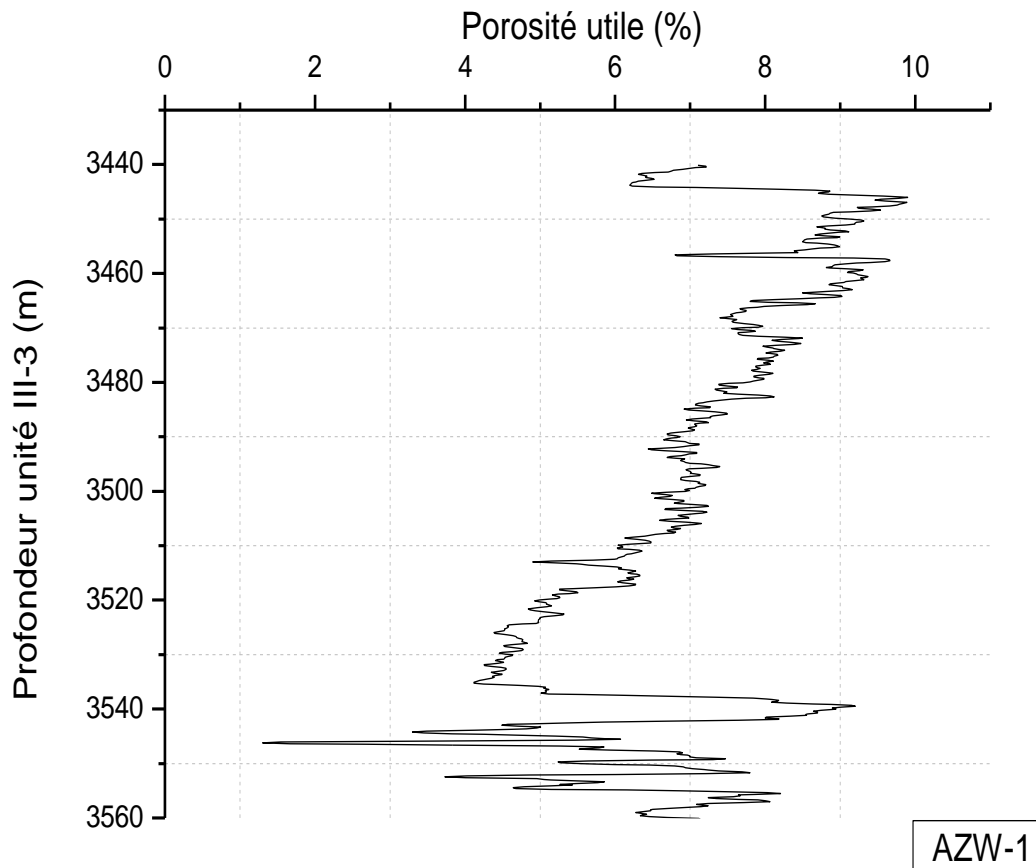


Diagramme 3.7 : diagramme de la porosité utile unité III-3 pour le puits AZW-1

III.4. Evaluation de la saturation :

Afin de calculer la saturation en eau de formation S_w , est utilisé pour le cas des argiles dispersées comme suit :

➤ **Cas de réservoir propre ($V_{sh} \leq 10\%$) :**

On applique la formule d'ARCHIE :

- Dans la zone vierge :

$$(S_w)^n = F \cdot R_w / R_t = (a \cdot R_w) / (\Phi^m \cdot R_t)$$

- Dans la zone envahie :

$$(S_{x0})^n = F \cdot R_{mf} / R_{x0} = (a \cdot R_{mf}) / (\Phi^m \cdot R_{x0})$$

(Zinszner, B., F. Pellerin., 2007)

La valeur de coefficient de puissance n est 2 de faite que les roches réservoirs en Algérie sont mouillées à l'eau.

(Rapport Interne de Sonatrach, 2017)

IV. Synthèse des résultats

Après avoir estimé les paramètres pétrophysiques pour les réservoirs de l'Ordovicien des puits « AZN-1 » et « AZW-1 », on a déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'être des réservoirs à hydrocarbures et ceux qui ne présentent pas un intérêt pétrolier.

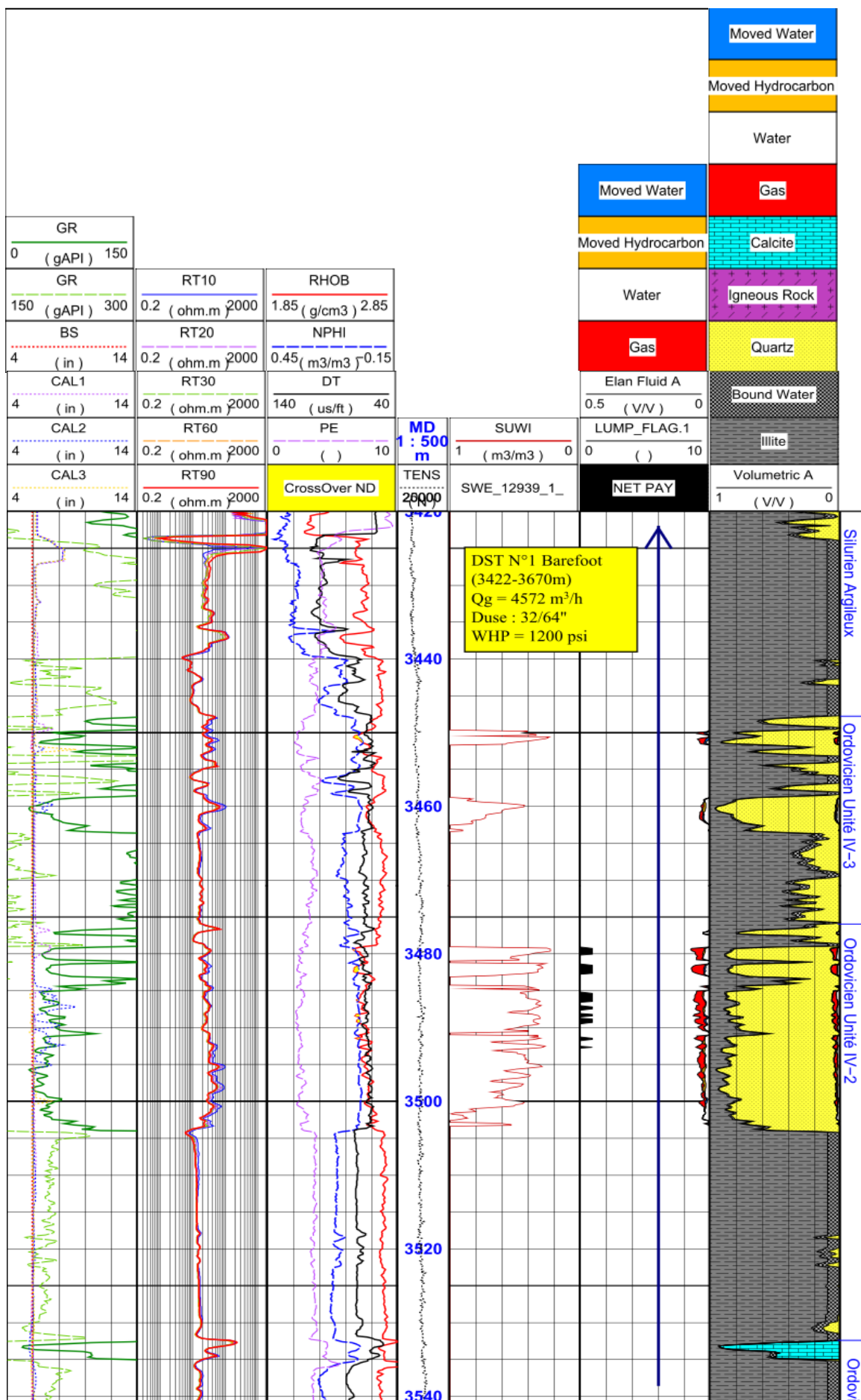
Les résultats pour chaque réservoir sont présentés dans ce qui suit:

Puits	Réservoirs	GR _{min} (API)	GR _{max} (API)	Dt _{ma} (μs/ft)	ρ _{ma} (g/cc)	Dt _{sh} (μs/ft)	ρ _{sh} (g/cc)	ΦN _{sh} (%)	Rw (Ohm.m)	Salinité (g/l)
AZN-1	Ordovicien Unité IV-3	30	170	52	2.65	68	2.75	13	0.017	150
	Ordovicien Unité IV-2/1	30	150							
	Ordovicien Unité III-3	15	150							
AZW-1	Ordovicien Unité IV-3	12	130	52	2.65	61	2.75	6	0.016	150
	Ordovicien Unité III-3	30	150							

Tableau 3.10. : synthèse des résultats des puits « AZN-1 » et « AZW-1 »

	Réservoir	Intervalle (m)	Φ _{Moy} (%)	S _{wMoy} (%)
Puits AZN-1	Ordovicien	3448-3476	5	72
		3476-3532	4	26
		3532-3644	6	10
Puits AZW-1	Ordovicien	3340-3440	6.5	57
		3440-3570	7	37

Tableau 3.11. : résultats d'interprétation des puits « AZN-1 » et « AZW-1 ».



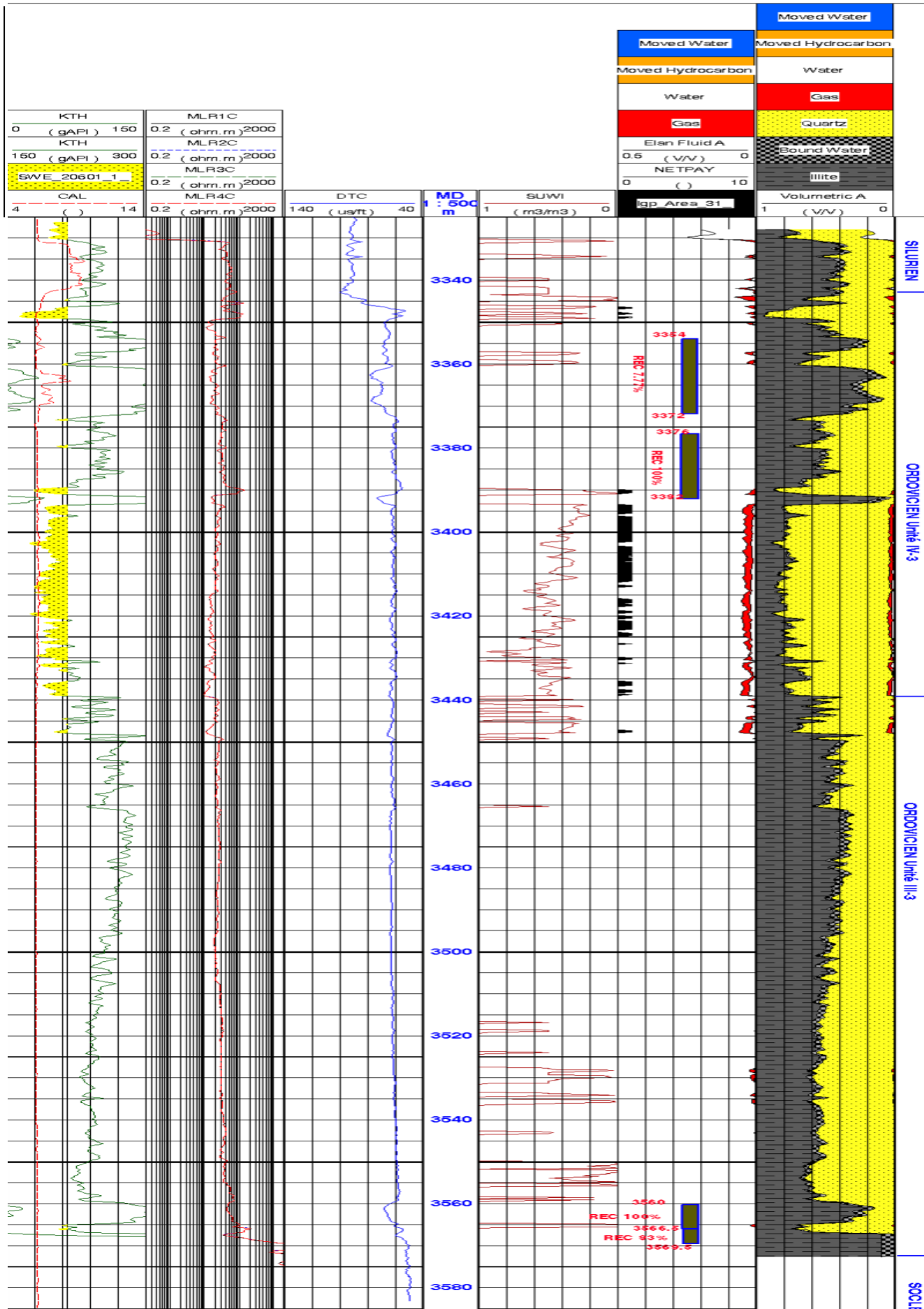


Diagramme 3.9 Elan de puit AZW-1

V. L'interprétation du puits AZN-1 et AZW-1

V.1 Puits « AZN-1 »

Unité IV-3 (3448–3476m) :

Ce réservoir est à hydrocarbures présentant des caractéristiques pétrophysiques médiocres ($\Phi < 5\%$).

▪ Unité IV-2/1 (3476– 3532m) :

Le top de ce réservoir [3476-3504m] est à hydrocarbures sur une hauteur utile cumulée de 8m. Il présente des saturations moyennes en eau de 35% et une porosité moyenne de 6%. Il est à noter que la combinaison des courbes Neutron-Densité au niveau de la base de cet intervalle montre une légère séparation qui signifie la présence de Silt, déjà décrite dans le Master log.

Le reste de ce réservoir [3504-3532m] est argileux.

▪ Unité III-3 (3532– 3644m) :

Le top de ce réservoir [3532-3563m] est à hydrocarbures sur une hauteur utile cumulée de 15m. La saturation en eau et la porosité moyennes sont de 10% et 7% respectivement.

L'intervalle [3563-3639m] est compact et/ ou argileux.

Vers la base de cette unité, le banc propre et gréseux [3639-3643m] présente des saturations à hydrocarbures sur une hauteur utile de 4m ($S_{w\text{moy}}=10\%$; $\Phi_{\text{moy}}= 6\%$).

V.2 Puit AZW-1 :

L'interprétation des diagraphies effectuées sur le puits AZW-1 à montré que :

▪ Unité IV-3 (3340-3440m) :

L'interprétation a montré de faible porosité au-devant du réservoir Ordovicien Unité IV-3 ; elle est de l'ordre de 03 à 04%, avec des saturations moyenne de 30%, ce type de réservoir produits par ses paramètres secondaires ; de ce fait un test barefoot est fortement recommander pour mettre en évidence la présence d'hydrocarbure malgré son caractère compact. Quant à l'unité III-3 est argileuse dans sa totalité avec un banc compact à la base.

▪ Unité III-3 (3440-3570m) :

L'analyse des diagraphies ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir ainsi que les résultats d'évaluation du réservoir montre que le réservoir à l'unité III-3 est argileuse dans sa totalité.

VI. Conclusion

- D'après l'interprétation qualitative :
 - Nous avons un cut-off Vsh égale à 35%, le type d'argile est dispersés, la composition lithologique de ces réservoirs est essentiellement composée de Sandstone (grés).
 - Les paramètres matriciels de nos réservoirs, dans la région :
 - Densité de la matrice (ρ_{ma}) est égale à 2,65(g/cc), le transite time dans la matrice (ΔT_{ma}) est égale à 52($\mu s/ft$).
- D'après l'interprétation quantitative :
 - la résistivité de l'eau de formation est déterminé graphiquement pour les puits AZN-1 et AZW-1 (0.017 et 0.016 ohm.m) respectivement.
 - la porosité utile (Φ_u) varie entre 4% et 7%
 - la Saturation de l'eau dans la formation réservoir (S_w) se pressante comme se suit :
 - AZN-1 : unité IV-3, l'unité IV-1/2 et l'unité III-3, 72%, 26, %10% respectivement.
 - AZW-1 : l'unité IV-3 et l'unité III-3 nous avons une saturation d'eau de 57%, 37% respectivement.

CHAPITRE IV : ETUDE D'IMAGERIE

I-INTRODUCTION

Les tomographies électriques et sismiques par courant continu constituent des outils d'imagerie géophysique haute résolution très efficaces et de plus en plus utilisés en hydrogéologie et d'autres domaines comme la géotechnique, le contrôle non destructif, le génie civil, etc. Les propriétés électriques et mécaniques obtenues par ces techniques (conductivité ou résistivité, vitesse sismique) constituent des estimateurs indirects de paramètres d'identification précieux. De plus, elles présentent plusieurs avantages par rapport aux méthodes conventionnelles utilisées en hydrogéologie, géotechnique, génie civil, etc.

Dans le travail suivant on va illustrer l'application de l'imagerie acoustique et sonique dans la région d'étude à travers les puits AZN-1 et AZW-1

II. METHODOLOGIE

L'imagerie acoustique (CAST) et électrique (OMRI), ont été réalisées dans les deux puits d'étude.

- Puit AZN-1(3425m à 3681m) : Ce puits est vertical, et la boue de forage utilisée est une boue à base d'huile de densité 1.03g/cc, avec 9% de solide, le casing Shoe est à 3423.7m.

Coordonnées Géographiques	
Latitude	29° 13' 46.56727" N
Longitude	09° 07' 50.28430" E

Tops de Formation (intervalle imagé)	
Silurien Argileux	3194
Ordovicien Unité IV-3	3439.5
Ordovicien Unité IV-2/1	
Ordovicien Unité III-3	3532.5
Socle	3638.5
TD	3680.5

Carotte N°	Profondeur
01	3429-3447m
02	3559-3577m

Puits AZW-1(3332m à 3586m) : La boue de forage utilisée est une boue à base d'eau de densité 1.01g/cc, avec 3% de solide.

Casing Shoe est à 3330.5m.

Coordonnées Géographiques	
Latitude	29° 06' 18.67972" N
Longitude	09° 06' 24.09722" E

Tops de Formation (intervalle imagé)	
Silurien Argileux	3112
Unité IV-3	3372
Unité III-3	3450
Socle	3568
TD	3598

Carotte N°	Profondeur
01	3354 – 3372m
02	3376 - 3392.3m
03	3560 - 3566.5m
04	3566.5 - 3569.5m

III. TRAITEMENT ET INTERPRETATION DE L'IMAGERIE :

III.1. PUIT AZN-1

III.1.1. Traitement de l'imagerie :

Le traitement des données d'imagerie se fait en utilisant le logiciel techlog

-Inclinométrie et Magnétométrie QC :

En introduisant les valeurs du champ magnétique, son inclinaison et sa déclinaison pour le jour d'acquisition, le 22 Juillet 2017, sur Techlog, les valeurs obtenues ne sont pas proches à celles enregistrées par l'outil (outil de magnétomètre et accéléromètre), donc ils nécessitent une correction.

Le tableau ci-dessous montre les caractéristiques du champ magnétique pour le 22 Juillet 2017 depuis le site <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/?model=igrf>(Model IGRF)

Magnetic Field							
Model Used:		WMM2015					
Latitude:		29.229602° N					
Longitude:		9.130634527777778° E					
Elevation:		523.0 m Mean Sea Level					
Date	Declination (+ E - W)	Inclination (+ D - U)	Horizontal Intensity	North Comp (+ N - S)	East Comp (+ E - W)	Vertical Comp (+ D - U)	Total Field
2017-07-22	1.7221°	39.8616°	31,489.3 nT	31,475.1 nT	946.3 nT	26,293.3 nT	41,023.4 nT
Change/year	0.0873°/yr	-0.0249°/yr	29.6 nT/yr	28.1 nT/yr	48.9 nT/yr	1.5 nT/yr	23.7 nT/yr
Uncertainty	0.30°	0.22°	133 nT	138 nT	89 nT	165 nT	152 nT

Figure4.1 : caractéristique du champ magnétique pour le 22 juillet 2017

La correction consiste à superposer les points verts avec les points noirs, et de centrer le cross plots au milieu du cercle.

-Outil CAST-I Accélérométrie :

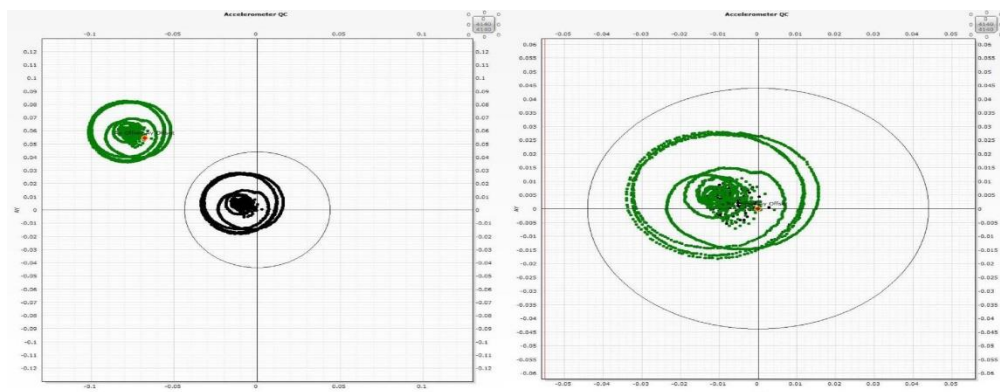


Diagramme4.1 : diagramme montrant les valeurs d'accéléromètre avant et après la correction par outil acoustique dans le puits AZN-1

-Outil CAST-I Magnétométrie :

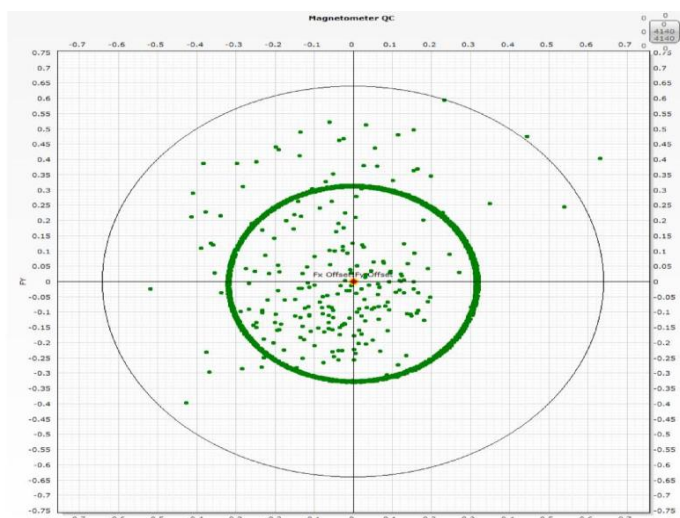


Diagramme4.2 : diagramme montrant les valeurs de la magnétométrie obtenus par outil acoustique du puit AZN-1

-Outil OMRI Accélérométrie :

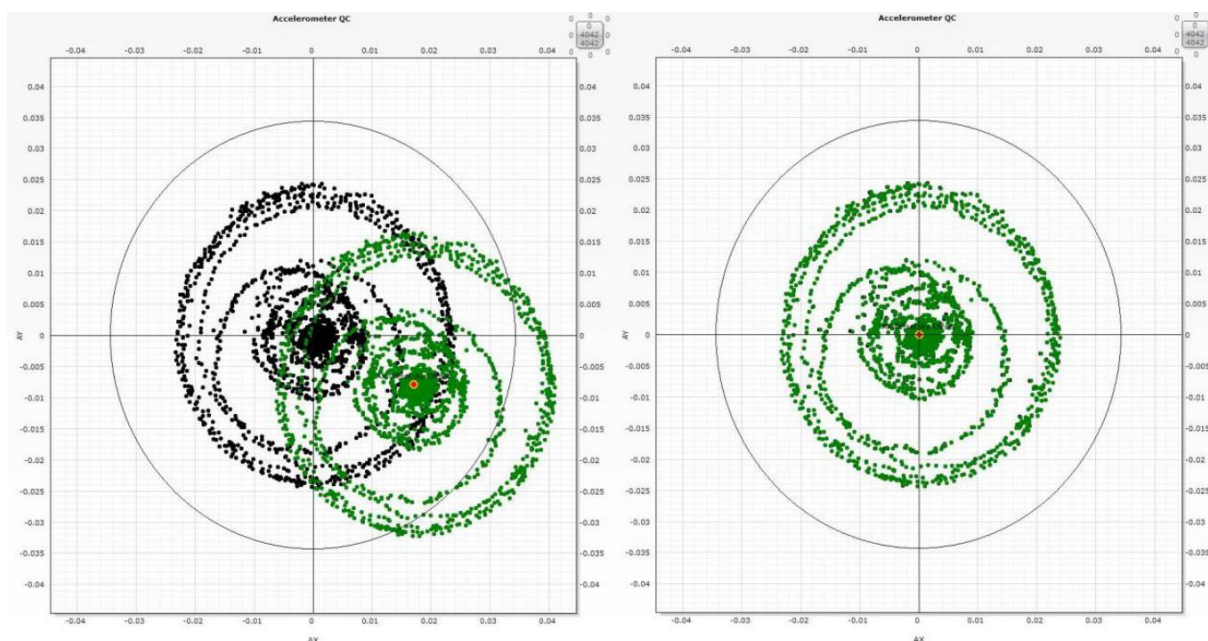


Diagramme4.3 : diagramme démontrant les valeurs d'accélérométrie obtenus par outil électrique avant et après correction

Avant de faire une interprétation quantitative et qualitative, un traitement doit être effectué en suivant le workflow ci-dessous :

-Outil électrique (OMRI) :

Le traitement des données d'imagerie électrique se fait par les étapes suivantes :

- Correction de vitesse.
- Création des images des patins.
- Concaténation des patins et orientation des images.
- Normalisation (création des images statiques et dynamiques).

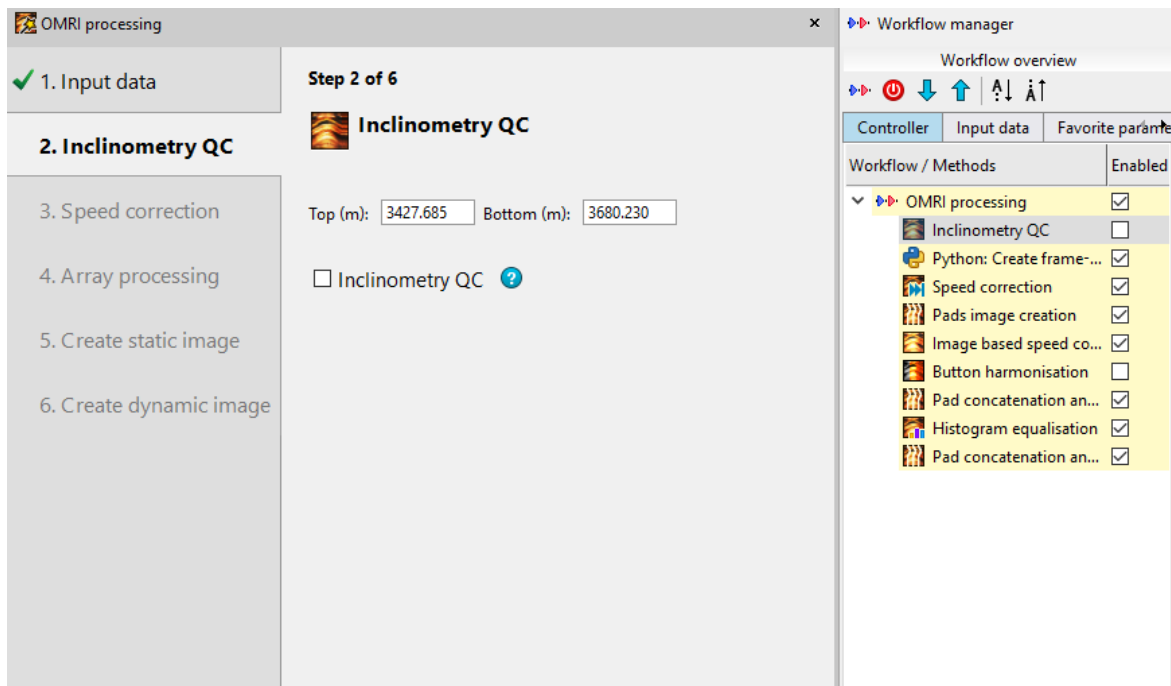


Figure4.2 : les étapes de traitement des données d'imagerie électrique

-Outil acoustique (CAST) :

Le traitement des données d'imagerie acoustique se fait suivant les étapes suivantes :

- Correction de vitesse
- Création de l'image acoustique et son orientation.
- Normalisation (création des images statiques et dynamiques).

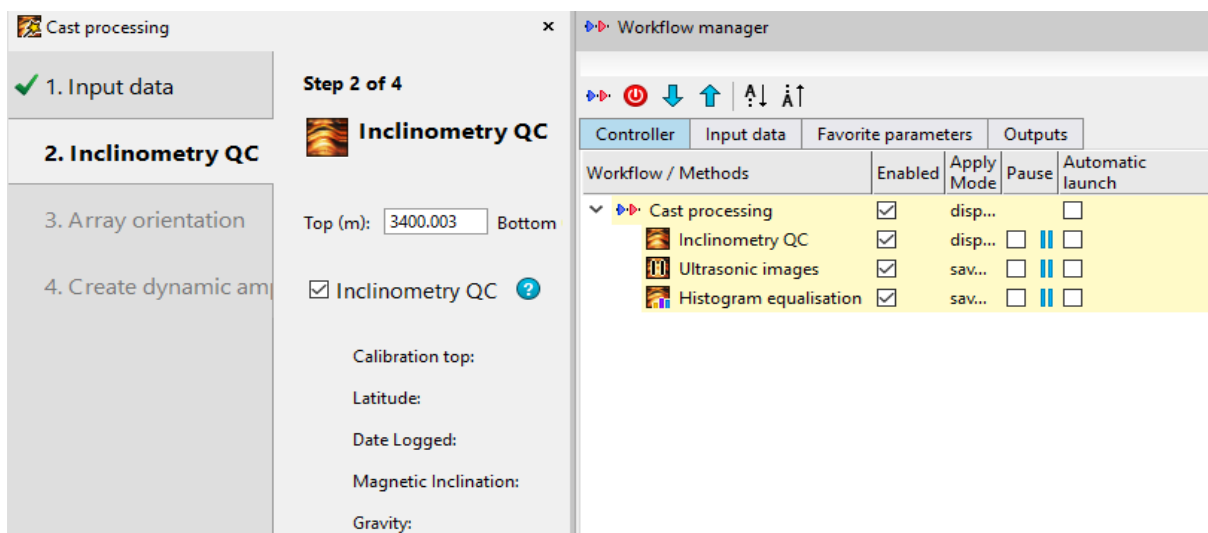


Figure4.3 : les étapes de traitement des données d'imagerie acoustique

III.1.2. Interprétation :

- L'étape d'interprétation consiste à pointer manuellement les fractures, ainsi que les bancs, qui forment des sinusoides à l'intersection avec la section du puits.

Pour différencier les fractures, des bancs, il faut connaître l'inclinaison du puits ; Ce puits est vertical, son inclinaison est de 1.02°, d'où l'orientation des images sera par rapport au Nord, et les fractures dans ce cas, ont un grand pendage par rapport aux bancs.

III.1.2.1. Analyse des fractures :

Pour l'identification des fractures, une image dynamique pour l'OMRI (micro-résistivité) et une image amplitude et transit time dynamiques pour le CAST-I (acoustique) ont été utilisées.




Type de Fracture	Définition	Explication	Symbole
Fracture à faible amplitude acoustique LAAF	Sinusoïde noir dans l'image CAST-I (amplitude et transit time)	Fracture probablement ouverte ou partiellement ouverte	
Fracture résistive	Sinusoïde blanche dans l'image électrique OMRI	Fracture contient un élément plus résistive que la matrice Ou fracture ouverte (Contient de la boue à huile)	
Petal fracture	Sinusoïde non parfaite discontinu noir dans l'image CAST-I (amplitude)	Fracture induite par le forage (avant l'arrivée de l'outil)	

Tableau 4.1 : Les types des fractures identifiées dans le puits AZN-1

Les fractures piquées dans le puits AZN-1 sont résumées dans le tableau suivant :

Profondeur (m)	Sinusoïde sur OMRI	Sinusoïde sur CAST-I Amp	Sinusoïde sur CAST-I TT	Classification	Nature de la fracture	Litho
3450.48 3450.59	Non visible	Noir	Noir	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Plus probable)	Grès
3457.23	Blanche	Non visible	Non visible	Fracture Résistive	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment résistant	Argile
3462.84	Non visible	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Grès
3465.53	Non visible	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Argile
3479.62	Non visible	Noir	Noir	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Plus probable)	Grès
3481.68	Non visible	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	
3488.35	Non	Noir	Non	Fracture	Partiellement	

	visible		visible	LAAF	Ouverte (Probablement)	
Profondeur (m)	Sinusoïde sur OMRI	Sinusoïde sur CAST-I Amp	Sinusoïde sur CAST-I TT	Classification	Nature de la fracture	Litho
3505.53	Non visible	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Argile
3549.52 3549.70 3556.65 3557.03 3558.12	Non visible	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Grès
3653.08 3662.12 3662.51 3662.91 3663.46	Non visible	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Roches métamorphiques
3664.73 3665.15	Non visible	Noir	Noir	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Plus probable)	

Tableau4.2 : Les fractures piquées dans le puits AZN-1

-Remarque :

-Toutes les fractures citées dans ce tableau sont partielles (des sinusoïdes discontinues).

- L'interprétation a été faite à la base de la charte de Schlumberger suivante :

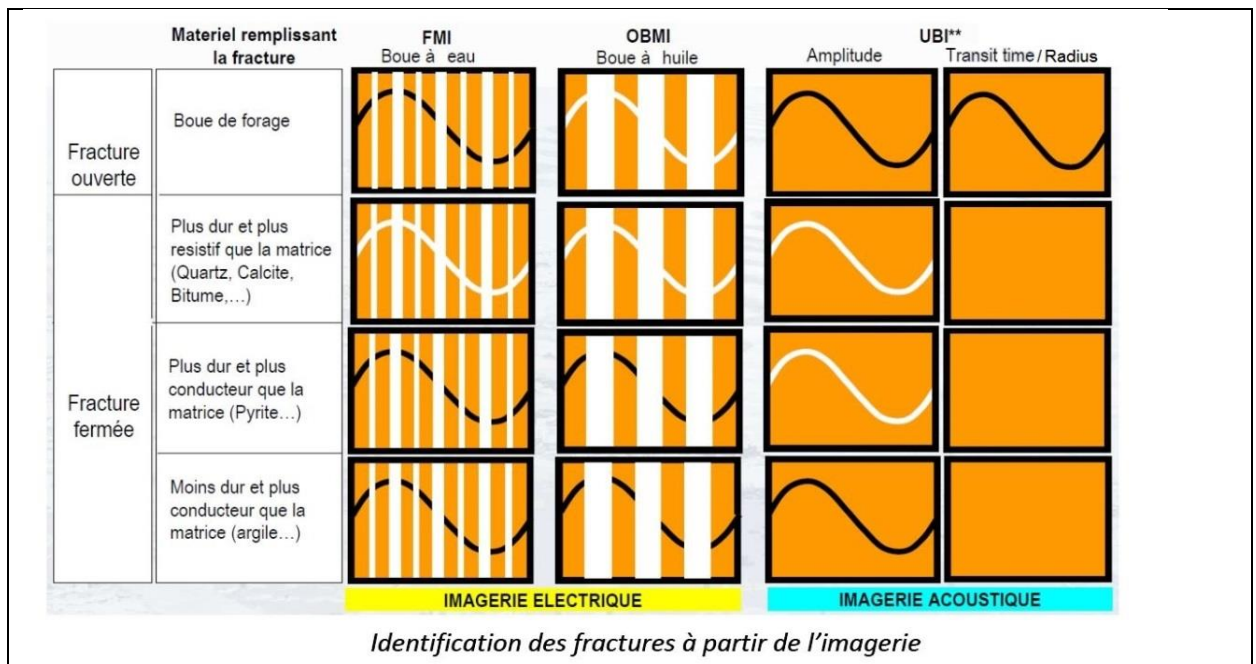


Figure4.4 : charte d'interprétation des fractures à partir de l'imagerie

III.1.2.2. Classification des fractures :

Un total de 21 fractures a été dénombré, dont (20) à faibles amplitudes acoustiques (LAAF), et (01) résistive.

- **LAAF** : les 20 fractures LAAF sont probablement ouvertes. Celles qui sont visible dans les deux images acoustique « amplitude et transit time » sont les **plus probablement ouvertes**.

La majorité de ces fractures sont orientées NNW-SSE (strike direction).

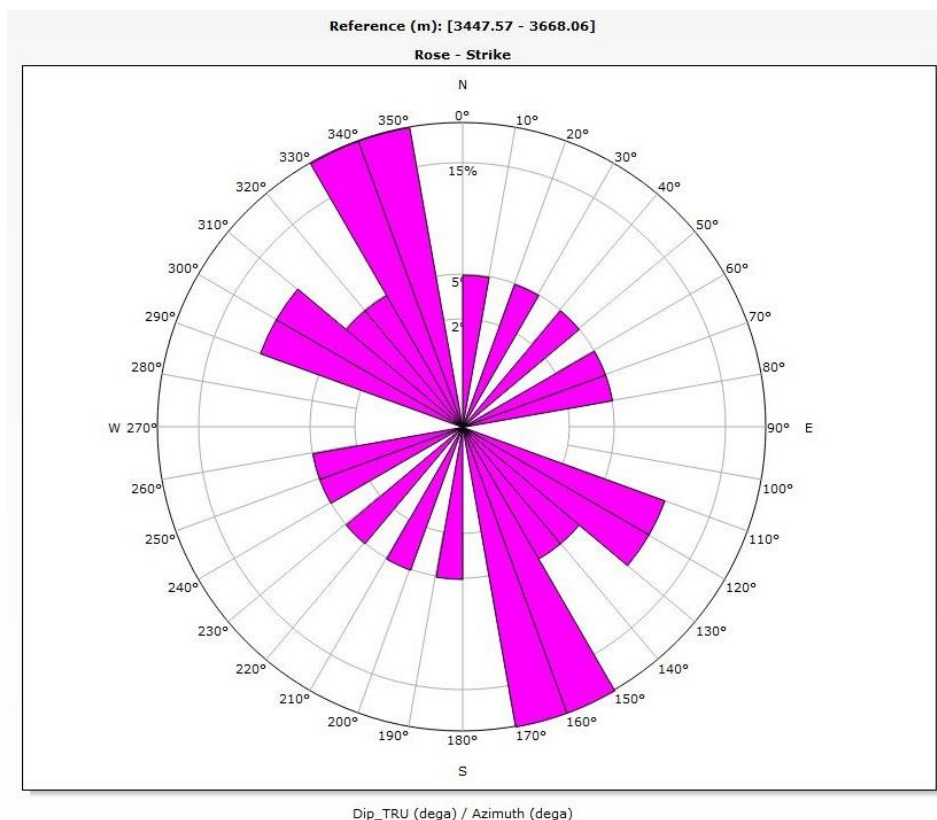


Figure4.5 : Rosace des fractures à faible amplitude acoustique

-Exemple de quelques fractures probablement ouvertes face aux grès (Unité IV-3) :

Les fractures ci-dessous sont dites **probablement ouvertes**, car elles ne sont pas visible dans l'image de micro-résistivité OMRI, elles sont visibles seulement dans l'image acoustique CAST-I (AMP et TT).

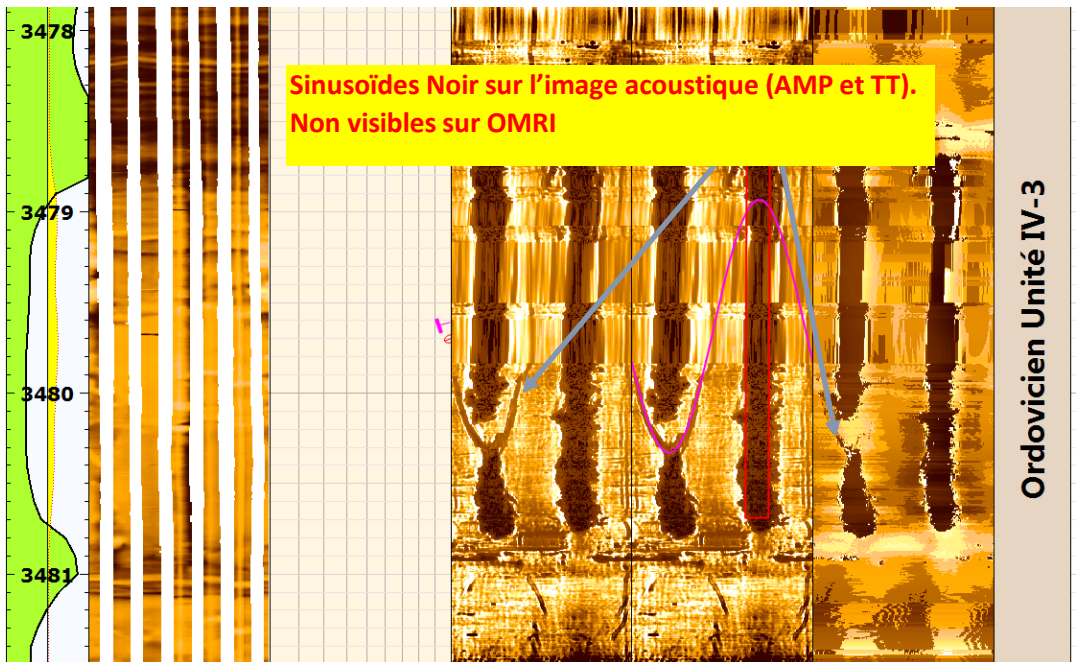
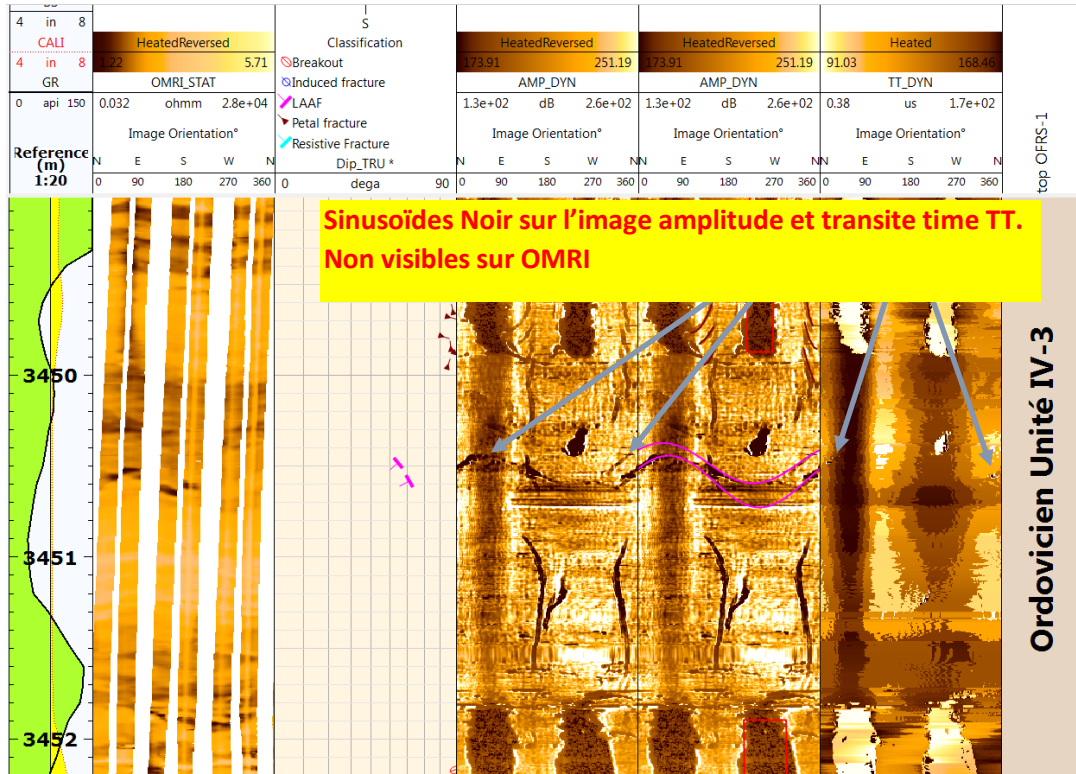


Figure 4.6 : exemples des fractures probablement ouvertes face aux grès dans l'unité IV-3

-Exemple de quelques fractures probablement ouvertes face aux grès (Unité III-3)

Elles sont visibles seulement dans l'image acoustique CAST-I (AMP).

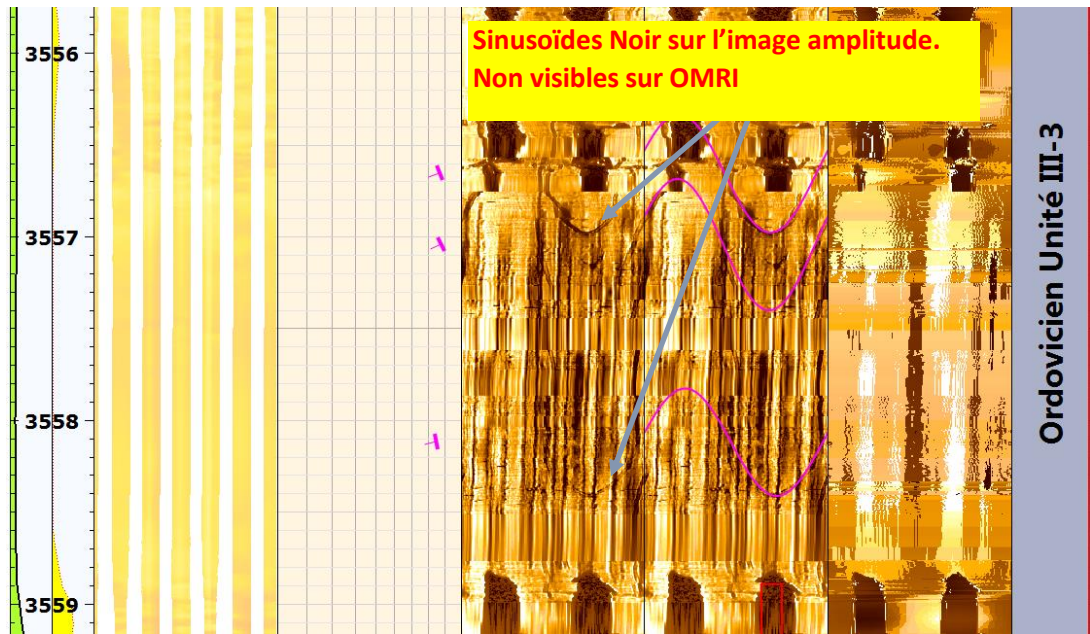


Figure 4.7 : Exemple de quelques fractures probablement ouvertes face aux grès dans l'unité III-3

-Exemple de quelques fractures probablement ouvertes face aux roches métamorphiques (Socle)

Elles sont visibles seulement dans l'image acoustique CAST-I (AMP).

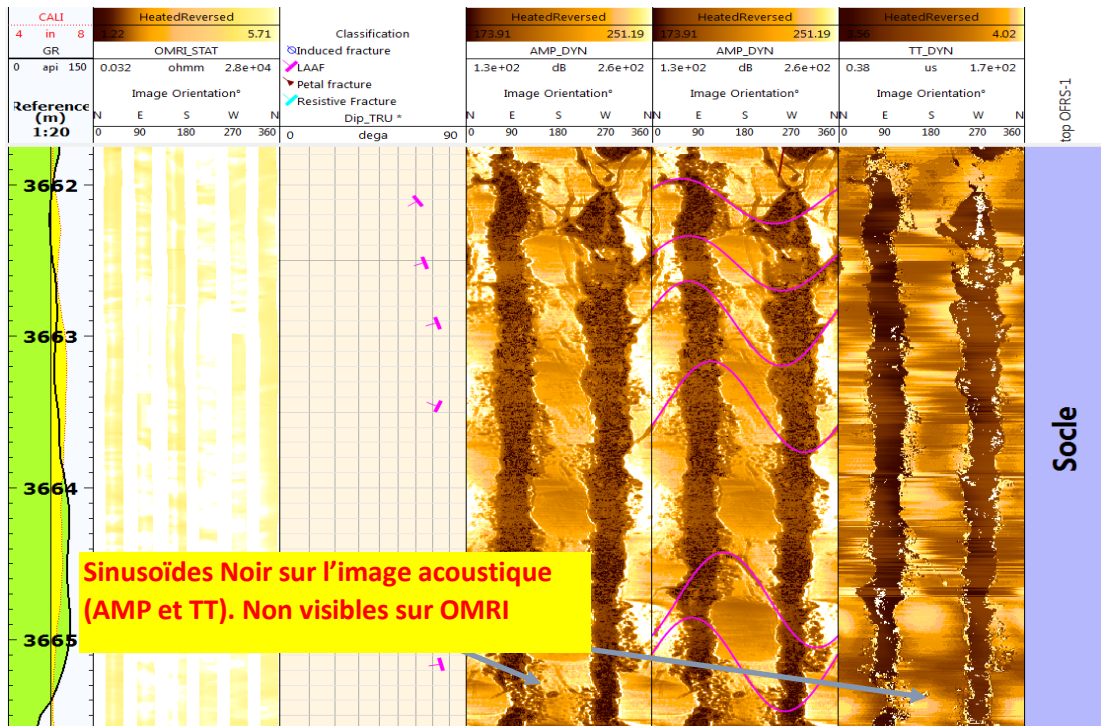


Figure 4.8 : Exemple de quelques fractures probablement ouvertes face aux roches métamorphiques (Socle)

- **Fracture Résistive** : cette fracture est soit **ouverte (contenant de la boue)** ou fermée avec un ciment résistant, exemple : Quartz. Orientée NNE-SSW (Strike direction).

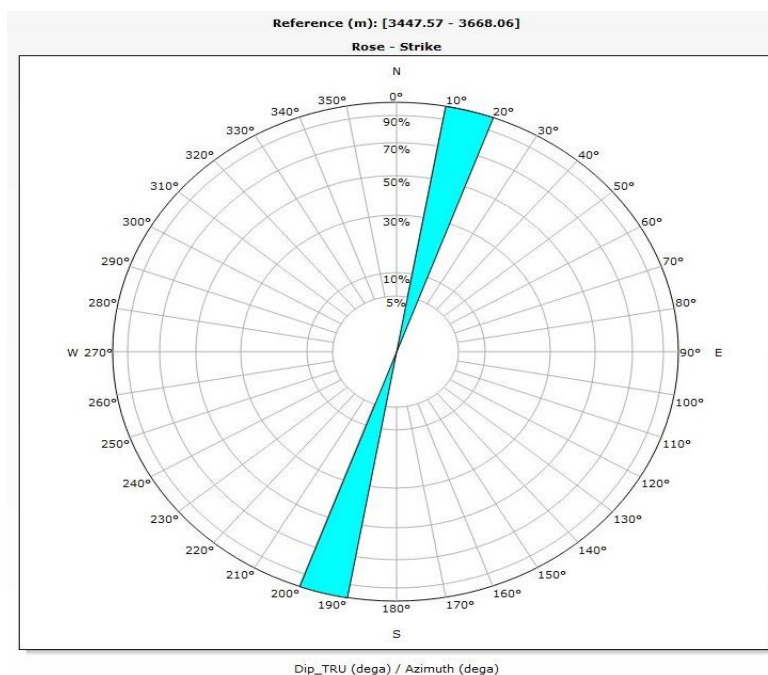


Figure 4.9 : Rosace des fractures résistives

-Exemple d'une fracture résistive face aux grès (Unité IV-3) :

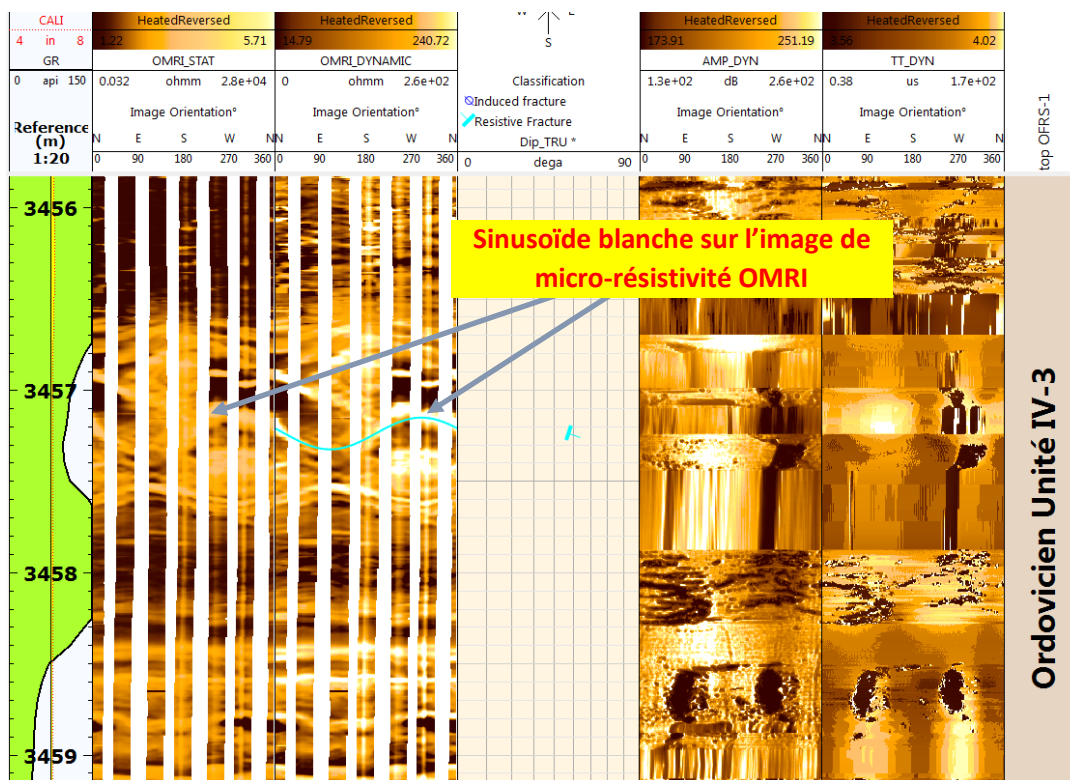


Figure 4.10 : Exemple d'une fracture résistive face aux grès dans l'unité IV-3

III.1.2.3. Analyse des contraintes :

L'identification des breakouts et fractures induites a été basée sur l'image de l'amplitude acoustique dynamique CAST-I.



	Définition	Explication	Symbole
Breakout	Deux bandes noires verticales séparées de 180°	Ovalisation du puits, due aux contraintes	
Fracture induite (IF)	Deux traits noirs verticaux séparés de 180° et qui sont perpendiculaires aux breakouts	Fracture induite par le forage	

Tableau4.3 : tableau d'identifications des breakout et fractures induites

-Breakout et fracture induite :

L'ensemble des breakouts pointés à travers l'intervalle imagé a donné la rosace ci-dessous.

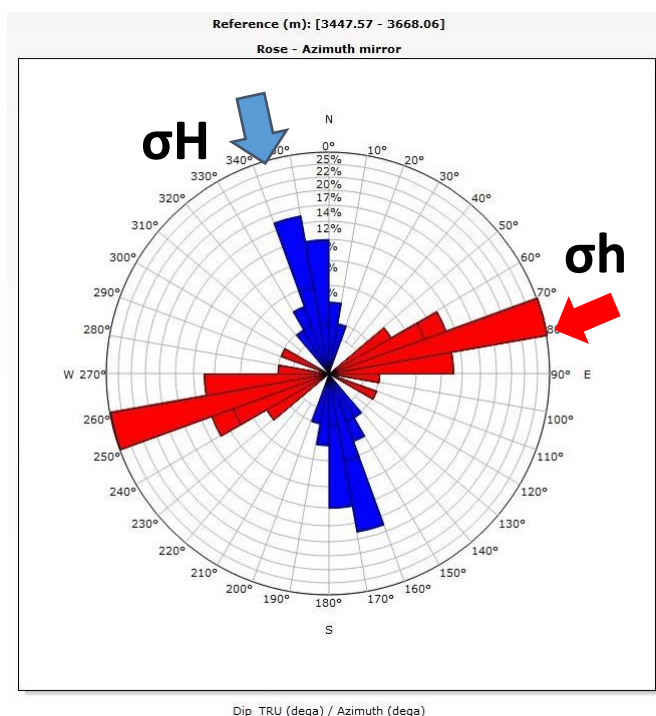


Figure4.11 : Rosace des breakouts

Le sens dominant des breakouts est ENE-WSW, d'où la contrainte maximale σ_H est NNW-SSE, et le sens des fracture induites nous confirme son orientation.

-Remarque :

Le sens de la contrainte maximale est parallèle au sens des fractures probablement ouvertes (LAAF), ce qui favorise l'ouverture des fractures.

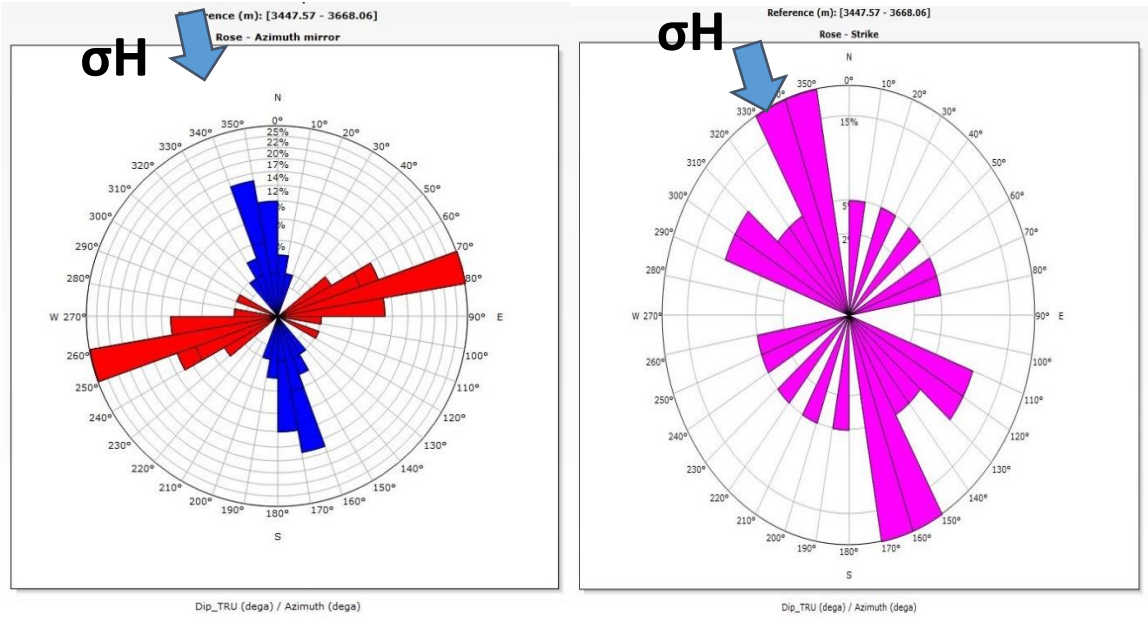


Figure 4.12 : rosaces des fractures induites

-Exemple des breakouts et fractures induites face aux grès (Unité IV-3) :

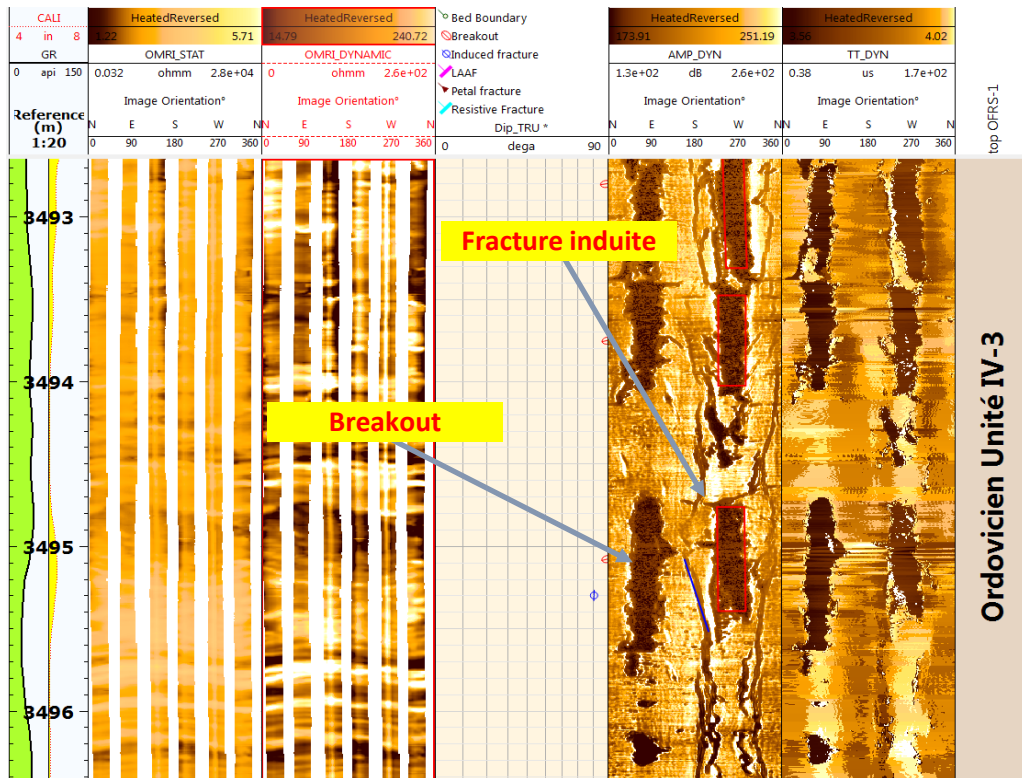


Figure 4.13 : exemples des breakout et fractures induites dans l'unité IV-3

-Exemple des petats fractures (induites) face aux grès (Unité III-3) :

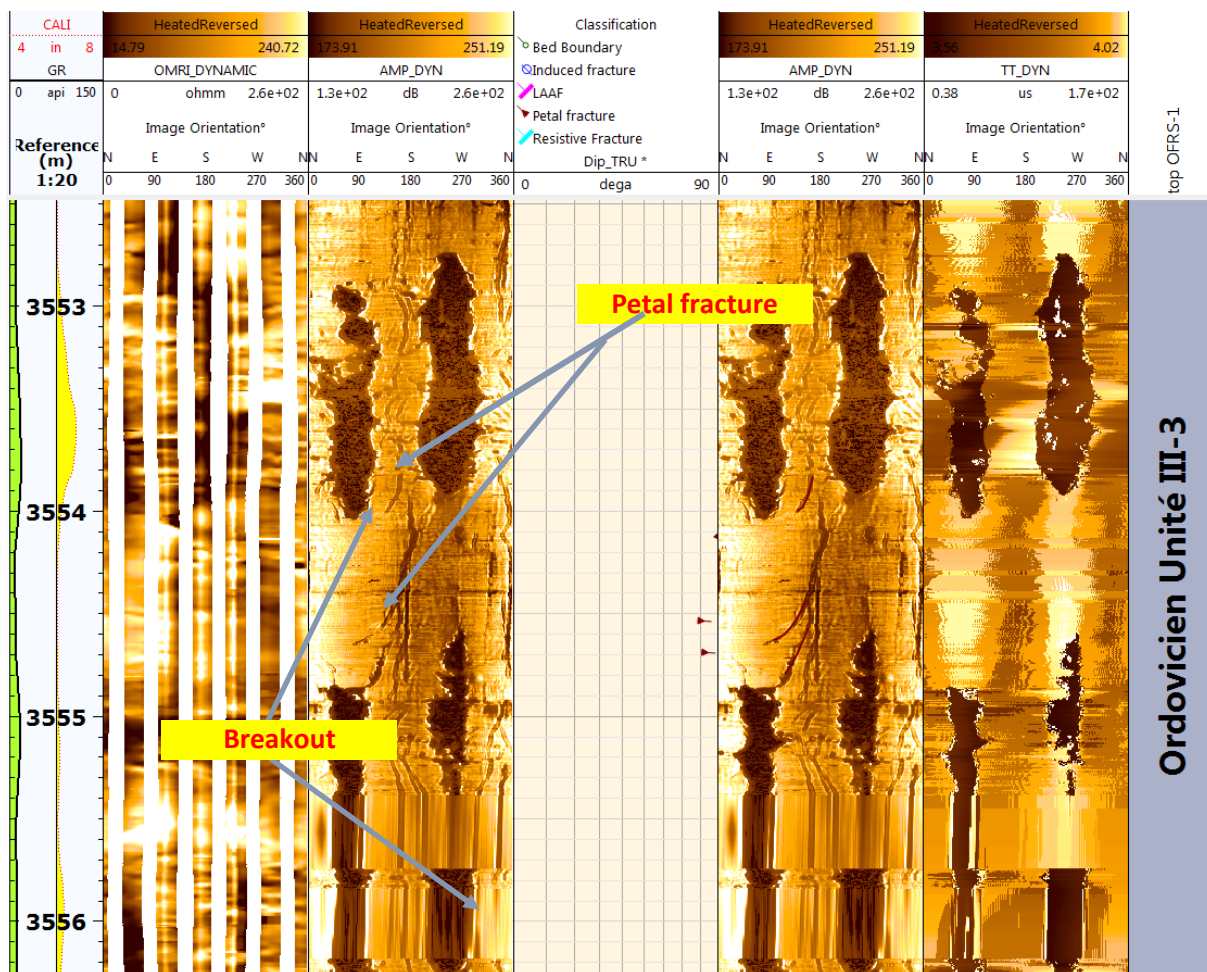


Figure4.14 : exemple des petats fractures (induite) face aux grès dans l'unité III-3

III.2. PUIT AZW-1 :

III.2.1. Traitement de l'imagerie :

Le puits AZW-1 situé dans le bassin d'Ilizi le périmètre OHANET II, dans le bloc 244.

-Inclinométrie et Magnétométrie QC :

En introduisant les valeurs du champ magnétique, inclinaison et déclinaison pour le jour d'acquisition le 27 Décembre 2016, sur Techlog, les valeurs obtenues ont été proches à celles enregistrées par l'outil (outil de magnétomètre et accéléromètre), donc ils ne nécessitent pas de correction.

Le tableau ci-dessous montre les caractéristiques du champ magnétique pour le 27 Décembre 2016 depuis le site <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/?model=igrf> (Model IGRF) (site trouvé sur le Help de Techlog).

Magnetic Field							
Model Used: IGRF12							
Latitude: 29.1051888° N							
Longitude: 9.10669367222223° E							
Elevation: 567.0 m Mean Sea Level							
Date	Declination (+ E - W)	Inclination (+ D - U)	Horizontal Intensity	North Comp (+ N - S)	East Comp (+ E - W)	Vertical Comp (+ D - U)	Total Field
2016-12-27	1.6818°	39.6801°	31,528.3 nT	31,514.8 nT	925.3 nT	26,156.9 nT	40,966.1 nT
Change/year	0.0943°/yr	-0.0190°/yr	27.9 nT/yr	26.4 nT/yr	52.7 nT/yr	5.5 nT/yr	25.0 nT/yr

Figure 4.15 : caractéristique du champ magnétique pour 27 décembre 2016

La correction consiste à superposer les points verts avec les points noirs, et de centrer le cross plots au milieu du cercle.

-Outil CBIL Magnétométrie :

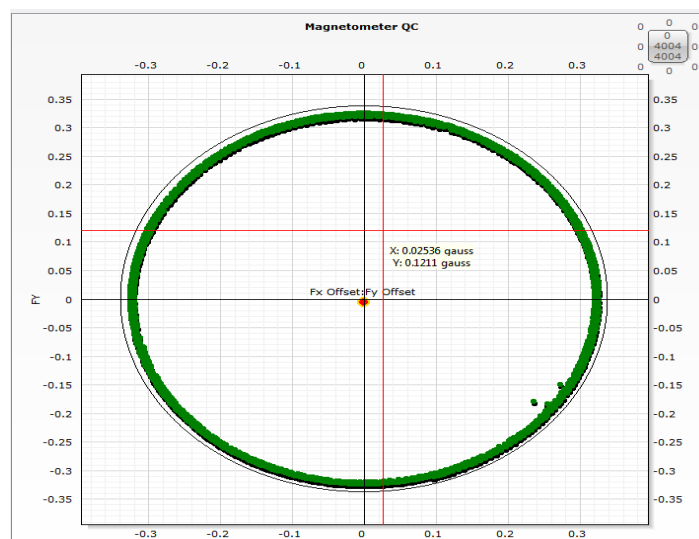


Diagramme 4.4 : valeurs du champ magnétique obtenus par outil électrique

-Outil CBIL Accélérométrie:

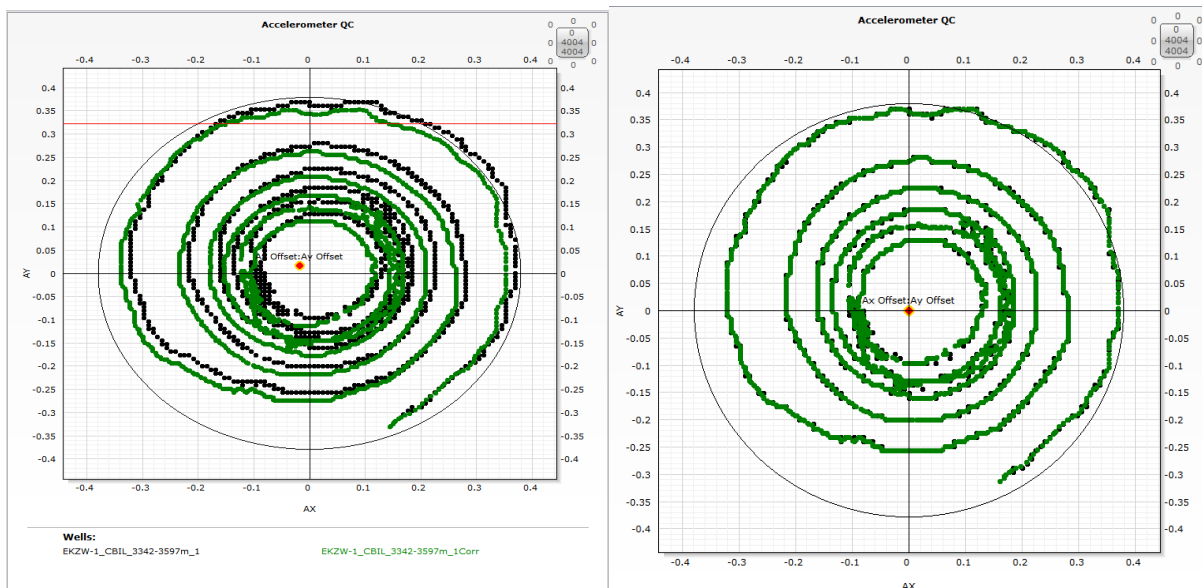


Diagramme4.5 : diagramme des valeurs d'accélérométrie par imagerie électrique avant et après la correction

-Outil Star Imager Magnétométrie :

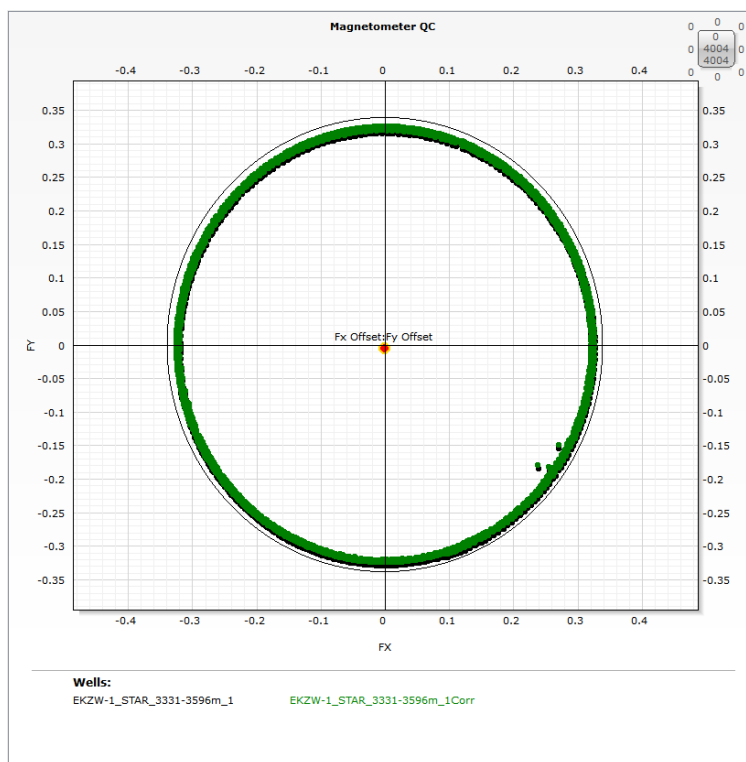


Diagramme4.6 : diagramme des valeurs du champ magnétique obtenus par outil acoustique

-Outil Star Imager Accélérométrie:

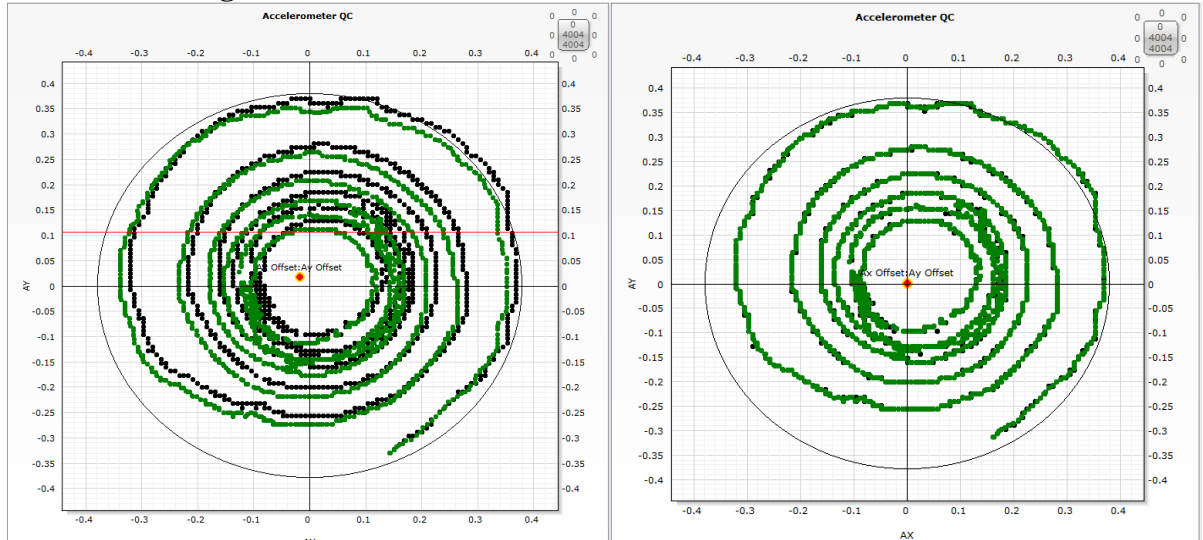


Diagramme4.7 : diagramme des valeurs accélérométrie obtenus par outil acoustique avant et après la correction

Les étapes de traitement sont faites :

Star Imager :

- Correction de la vitesse du câble.
- Création des images des patins.
- Concaténation des patins et orientation des images.
- Normalisation (création des images statiques et dynamiques).

CBIL :

- Correction de la vitesse du câble.
- Création de l'image acoustique et son orientation.
- Normalisation (création des images statiques et dynamiques).

III.2.2. Interprétation :

Remarque :

- Ce puits est vertical, son inclinaison est de 1°, l'orientation des images est par rapport au Nord. Les fractures dans ce cas ont un grand pendage par rapport aux bancs.

III.2.2.1. Analyse des fractures :

Pour l'identification des fractures, une image dynamique pour le Star imager (micro-résistivité)

L'image amplitude et transit time dynamiques pour le CBIL (acoustique) ont été utilisées.

Type de Fracture	Définition	Explication	Symbole
Fracture à faible amplitude acoustique LAAF	Sinusoïde noire dans l'image CBIL (amplitude et transit time)	Fracture probablement ouverte ou partiellement ouverte	
Fracture conductrice	Sinusoïde noire dans l'image électrique STAR IMAGER	Fracture contient un élément plus conducteur que la matrice	
Fracture résistive	Sinusoïde blanche dans l'image électrique STAR IMAGER	Fracture contient un élément plus résistive que la matrice	

Tableau 4.4 : Les types des fractures identifiées dans le puits AZW-1

Les fractures piquées dans le puits AZW-1 sont résumées dans le tableau suivant :

Profondeur (m)	Sinusoïde sur Star Imager	Sinusoïde sur CBIL Amp	Sinusoïde sur CBIL TT	Classification	Nature de la fracture	Litho
3354	Noir	Non visible	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur	Argile
3356.8						
3378.38						
3406.5	Noir	Non visible	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur	Grès
3418.74						
3419.8						
3420.2						
3421.86						
3424						
3441.78	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Argile
3441.88						
3445.77	Blanche	Non visible	Non visible	Fracture Résistive	Fermée avec un ciment résistant	
3449.28	Noir	Non visible	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur	
3450.26						
3451.06						
3451.50						
3459.12						
3462.75						
3477.21						
3481.27						
3483						
3487.88						
3490						
3513.90						
3514.79						
3515.77						
3519.02						
3568.33	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Socle (Roche magmatique)
3568.71						
3568.86	Noir	Noir	Noir	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte	
3575.29	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	
3575.55						
3575.75						
3576						
3576.30						
3576.43						
3577.34						
3577.92						
3578.15						
3578.45						
3578.67						

3579.28						
3579.55						

Profondeur (m)	Sinusoïde sur Star Imager	Sinusoïde sur CBIL Amp	Sinusoïde sur CBIL TT	Classification	Nature de la fracture	Litho
3580.23	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)	Socle (Roche magmatique)
3580.43						
3580.63						
3580.78						
3581.20						
3581.42						
3581.67						
3581.90						
3582.37						
3583.08						
3583.60						

Tableau4.5 : Les fractures piquées dans le puits AZW-1

III.2.2.2. Classification des fractures :

Un total de 54 fractures a été dénombré, dont (29) à faibles amplitudes acoustiques (LAAF), (24) conductrices, et (01) résistives.

- **LAAF** : sur les 29 fractures LAAF, 01 est ouvertes et 28 sont probablement ouvertes. La majorité de ces fractures sont orientées NNW-SSE (Strike direction).

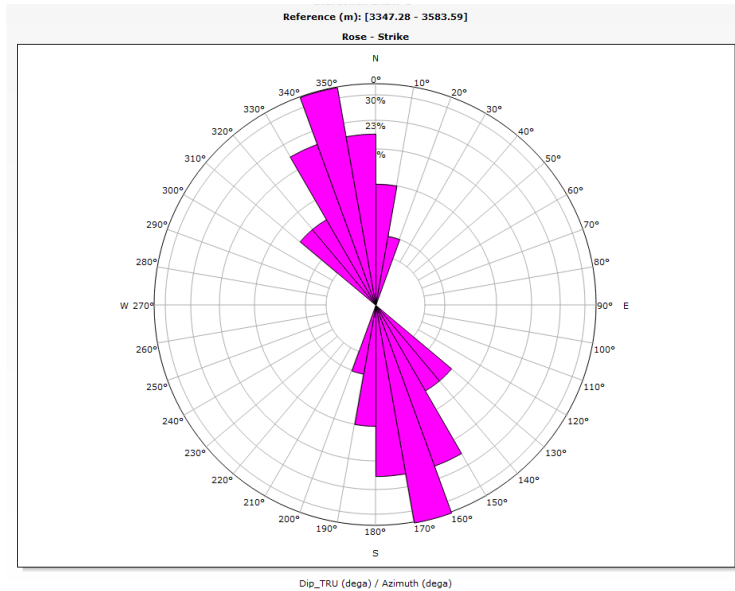


Figure4.16 : Rosace des fractures à faible amplitude acoustique

-Exemple d'une fracture ouverte dans les roches magmatiques (Socle) :

La fracture ci-dessous est une fracture ouverte, car elle est visible en noir dans l'image de microresistivité Star Imager et en noir dans l'image

acoustique CBIL (amplitude et transit time).

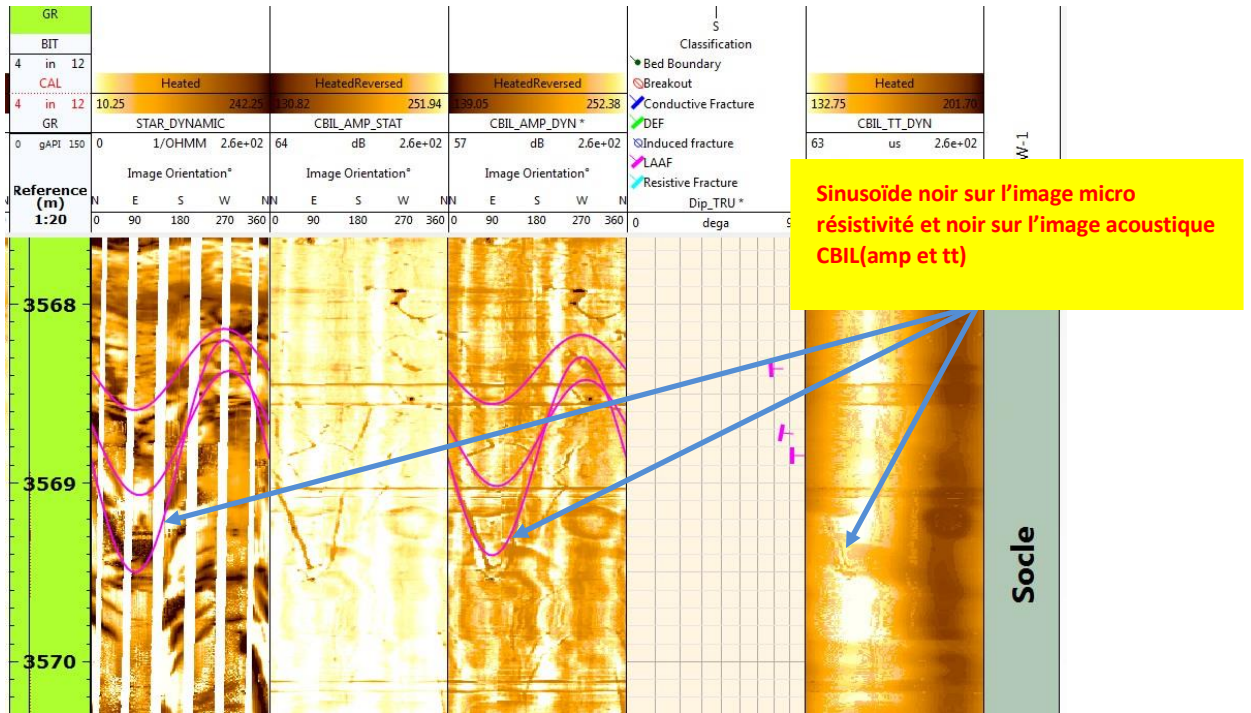


Figure4.17 : Exemple d'une fracture ouverte dans les roches magmatiques (Socle)

-Exemple de deux fractures probablement ouvertes face aux argiles (Unité IV-3) :

Les fractures ci-dessous sont dites **probablement ouvertes**, car elles ne sont pas visibles dans le transit time du CBIL.

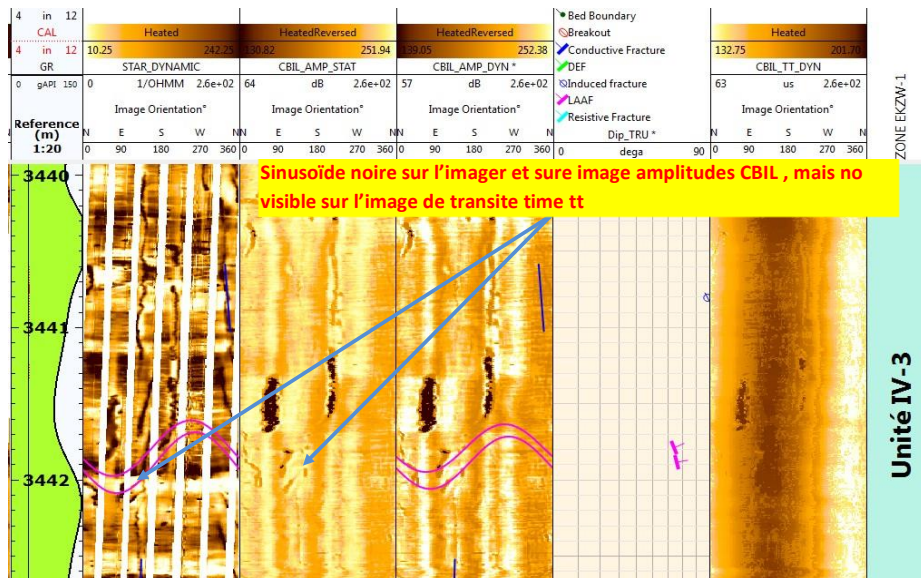


Figure4.18 : Exemple de deux fractures probablement ouvertes face aux argiles (Unité IV-3)

Fracture Résistive : Une Fracture résistive, qui est fermée avec un ciment résistant, Orientée WNW-ESE (Strike direction).

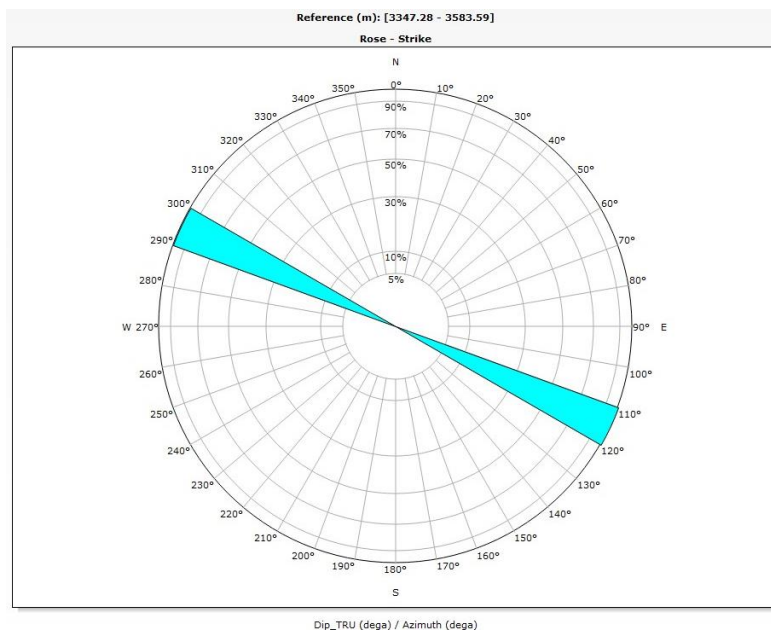


Figure 4.19 : Rosace des fractures résistives

-Exemple d'une fracture résistive face aux argiles (Unité IV-3) :

Ces fractures sont fermées avec un ciment résistant, (elle contient un élément plus résistant que la matrice).

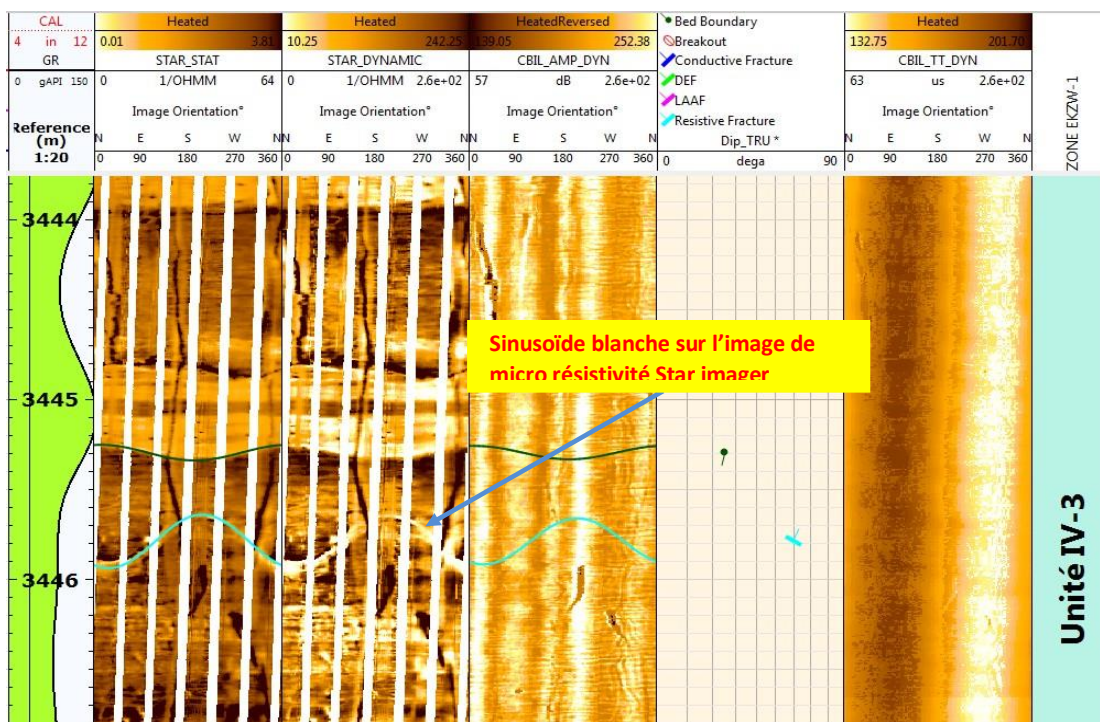


Figure 4.20 : Exemple d'une fracture résistive face aux argiles (Unité IV-3)

Fracture Conductrice : 24 fractures conductrices, qui peuvent être soit : conductrices à cause de la boue qu'elles contiennent (ouvertes), ou conductrice à cause d'un ciment plus conducteur que la matrice (fermées).

Orientées NW-SE (Strike direction).

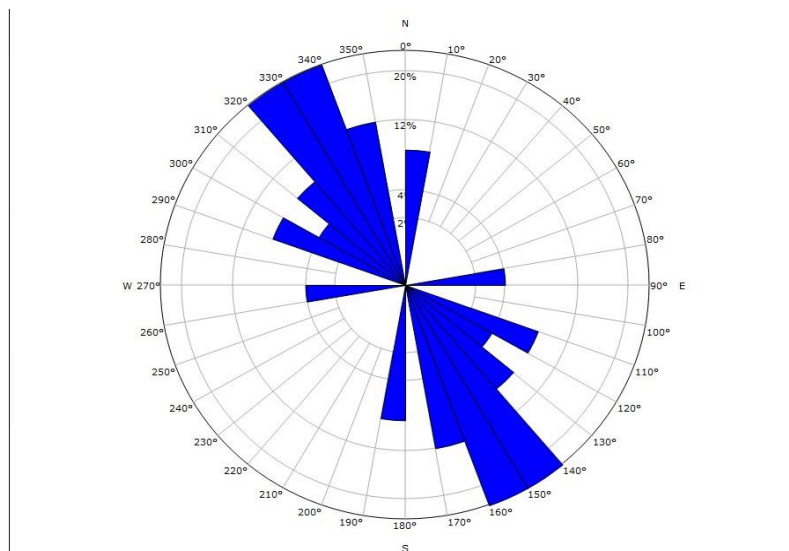


Figure 4.21 : Rosace des fractures conductrices

-Exemple de deux fractures conductrices face aux grès (Unité IV-3) :

Ces fractures sont soit ouvertes (contiennent de la boue), soit fermées avec un ciment plus conducteur que la matrice (ex : argile)

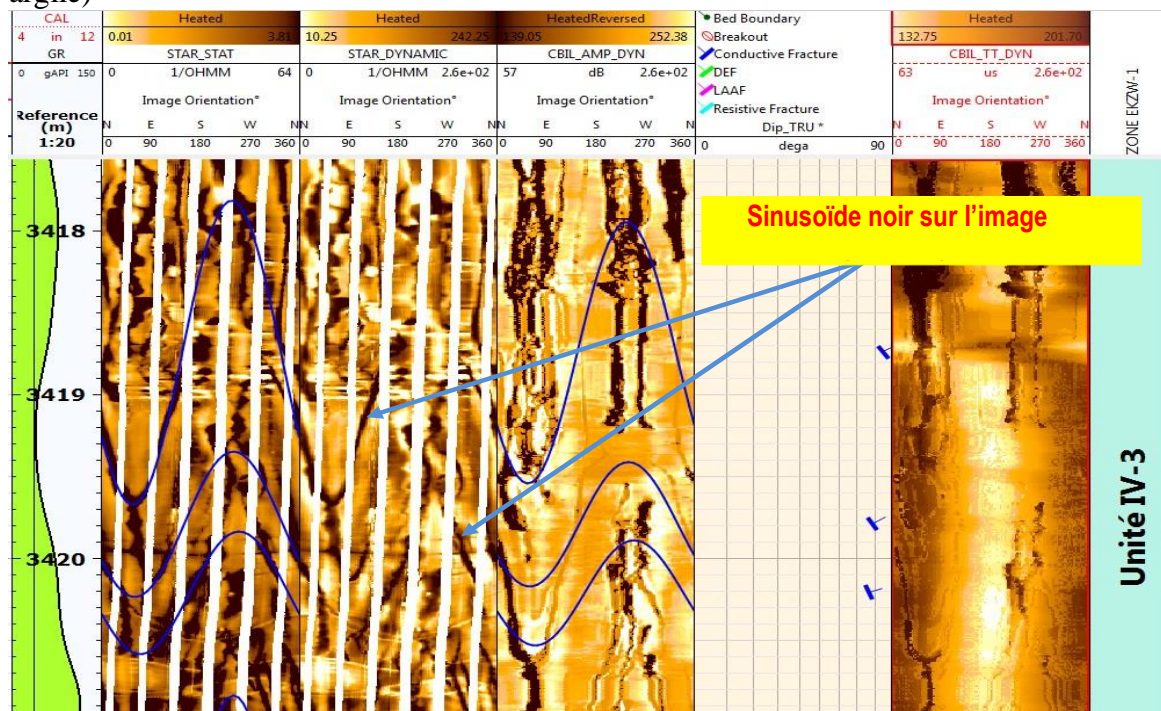


Figure 4.22 : Exemple de deux fractures conductrices face aux grès (Unité IV-3)

-Exemple d'un breakout face aux grès (Unité IV-3) :

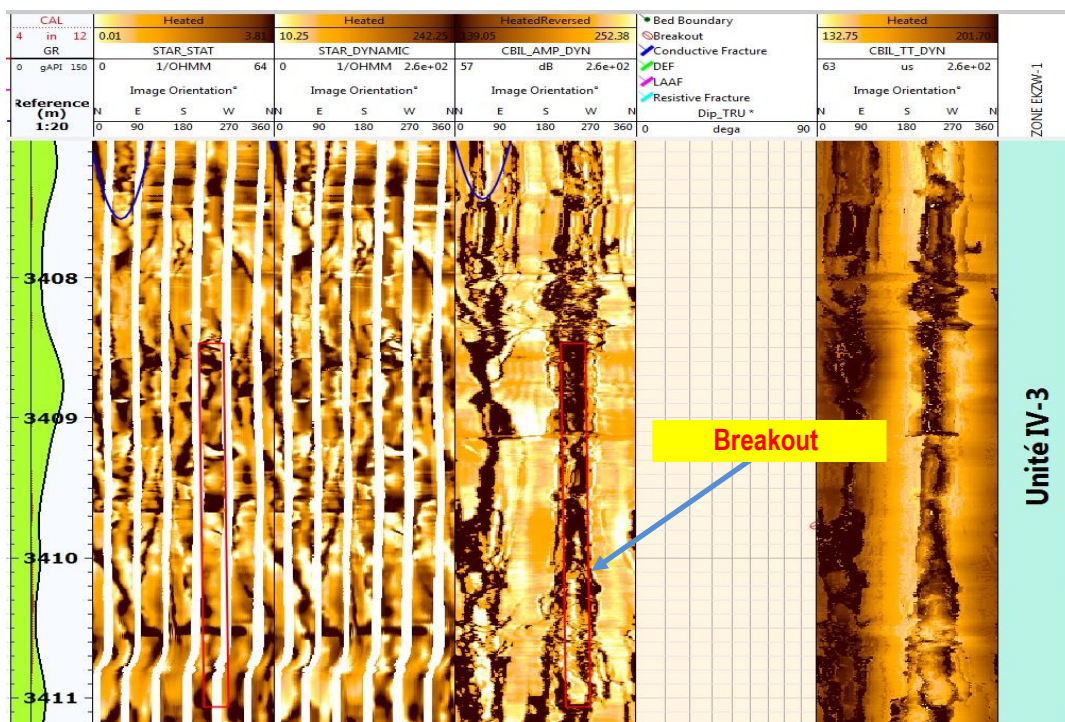


Figure 4.23 : exemple d'un breakout face aux grès Unité IV-3

-Exemple d'un breakout et des fractures induites face aux argiles (Unité IV-3) :

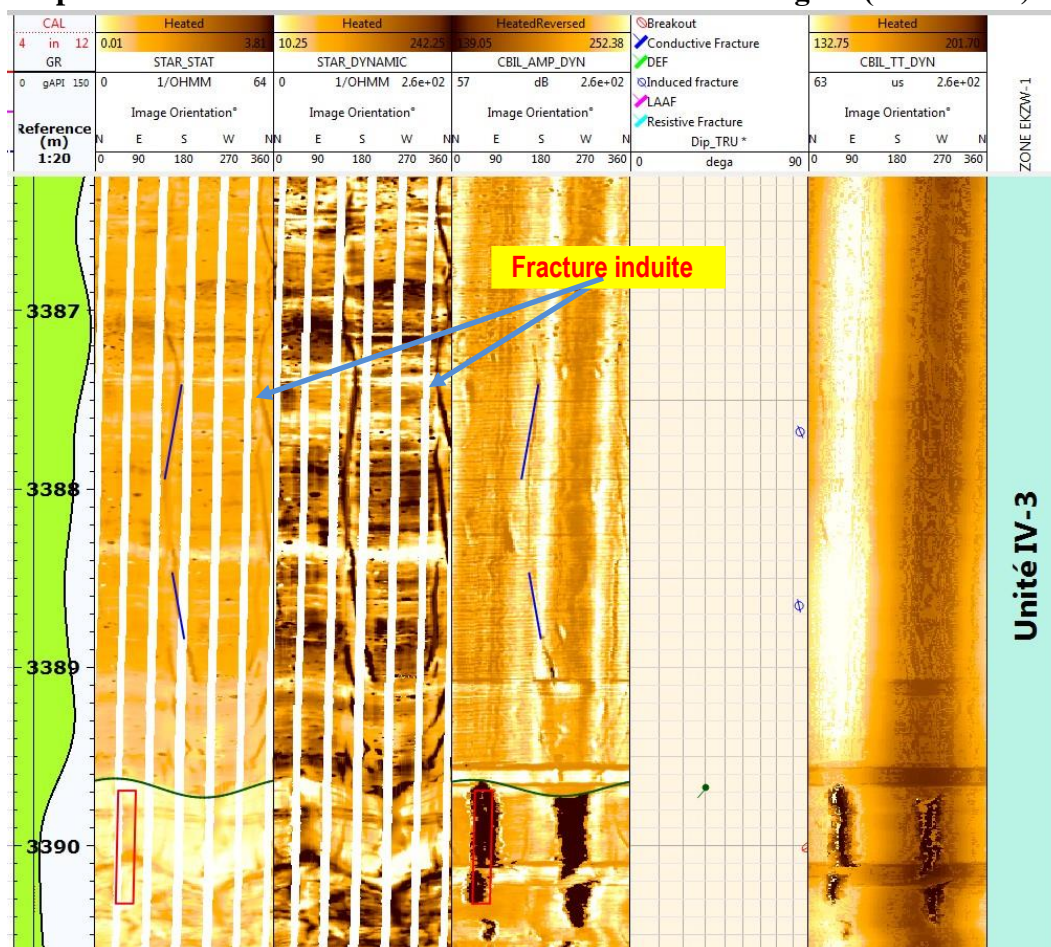


Figure 4.24 : exemple d'un breakout and et des fractures induites face aux argiles

-Exemple des fractures induites par le forage Drilling enhanced fracture (DEF) face aux argiles (Unité III-3) :

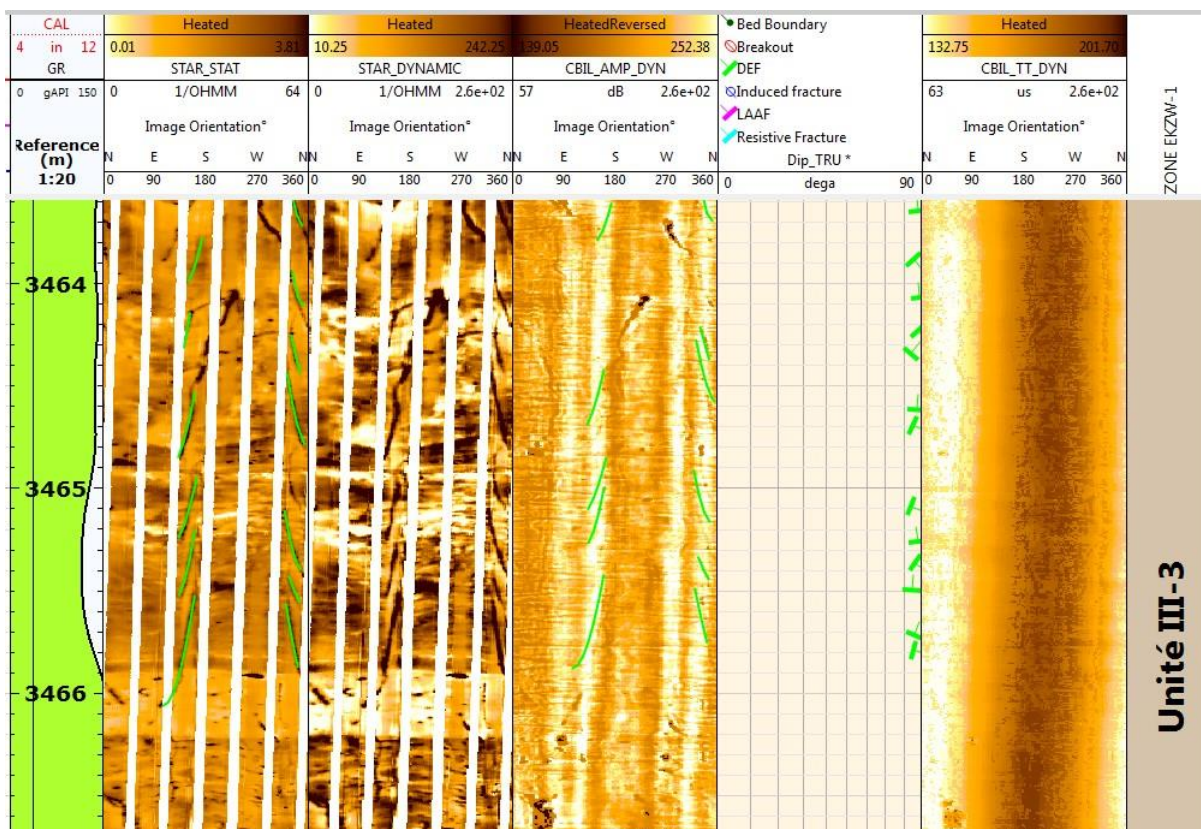


Figure 4.25 : Exemple des fractures induites par le forage Drilling enhanced fracture (DEF) face aux argiles (Unité III-3)

III.2.3. Conclusion :

-Puit AZN-1

- ✓ Sur les 21 fractures perçues sur l'intervalle imagé :
 - 11 sont **probablement ouvertes**, qui sont face aux grès dans les intervalles suivants : 3450-3451m ; 3479-3488.40m ; 3549-3558.2m.
 - 07 sont **probablement ouvertes**, qui sont face aux roches métamorphiques (Socle).
 - Les restes des fractures sont face aux argiles
- ✓ Le sens de la contrainte maximale est de NNW-SSE, qui coïncide avec le sens des fractures probablement ouvertes (LAAF).

-Puit AZW-1

- ✓ Un total de 06 fractures conductrices face aux grès, qui peuvent être soit : conductrices à cause de la boue qu'elles contiennent (ouvertes), soit conductrice à cause d'un ciment plus conducteur que la matrice (fermées).

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

Conformément à la modeste étude faite sur les deux puits forés afin de caractériser le réservoir Ordovicien, on peut mettre en évidence les conclusions suivantes

L'accumulation d'hydrocarbures dans le réservoir ordovicien de deux puits se trouve en biseautage dans les unités IV-3 et III-3 ce qui explique la médiocrité des réservoirs naturellement fracturés.

L'analyse lithologique des faciès d'après les carottes prélevées montre que les argiles sont souvent de couleur noir ce qui indique une richesse de matière organique, la taille des grains des grès de la roche réservoir est très fine ce qui empêche la circulation des hydrocarbures.

L'analyse des données diagraphiques montre des caractères pétro physiques médiocres, une porosité estimée entre 4% et 7% on note l'existence d'une porosité primaire (inter granulaire) et une porosité secondaire (due au fissuration), vsh cutt-off de 35%, densité relativement élevée de la matrice à 2.65(g/cc), la saturation varie fortement dans les unités IV-1/2, IV-3 et III-3 de l'Ordovicien dans les deux puits AZN-1 et AZW-1.

L'analyse des données d'imagerie nous a permis de constater :

- L'existence des fractures suivantes : 21 fracture ouverte au niveau de puit AZN-1, 11 de ces fractures sont ouvertes face au grès et 09 de ces fractures sont ouvertes face aux argiles tandis que seulement 06 fractures au niveau du puits AZW-1 sont ouvertes face au grès, le sens de la contrainte maximale est de NNW-SSE, qui coïncide avec le sens des fractures ouvertes .
- L'existence de 03 unités mécaniques, chaque une d'elles se caractérise par sa propre densité de fracturation mais il est à noter que les fractures rencontrées ont la même direction NNW-SSE

-Zone 1 : 17 sont probablement ouvertes, qui sont face aux grès dans les intervalles suivants : 3450-3451m ; 3479-3488.40m ; 3549-3558.2m.

-Zone 2 : 07 sont probablement ouvertes, qui sont face aux roches métamorphiques (Socle)

-Zone 3 : le reste des fractures qui sont face aux argiles

Nous avons montré que l'unité IV-3 est la plus importante en terme de densité de fractures et ainsi en termes de production des hydrocarbures pour le puit AZW-1.

Les unités IV-2 et III-3 sont les plus importantes en termes de densité de fractures et productions des hydrocarbures en ce qui concerne le puit AZN-1.

Recommandation :

Au terme de cette étude nous recommandons de faire :

- Etude sédimentologique de bassin d'Ohanet tout en se basant sur l'analyse des lames minces et de nouvelles techniques d'analyse des carottes (CT scanner).

- Etude approfondie des réseaux de fissures et le réseau de fractures présent dans la région d'Ohanet.
- Une modélisation géostatistique de la densité de fracture afin d'orienter l'implantation de nouveau puits tout interceptant le maximum des fractures.
- Une étude géotechnique des contraintes majeurs dominante dans ce type des réservoirs avant de réaliser les opérations de fracturation hydraulique, cette dernière sert à élargir les fissures et créer des nouvelles fractures on se basant sur le réseau des fractures préexistant.
- Une modélisation statique de réservoir ordovicien de la région Ohant doit être réalisé afin de mettre à jour et corrélérer les résultats de nouveau puits d'exploration avec les offsets existants

Bibliographie :

- Dcoument interne sonatrach, 2009
- Document Sonatrach, découvertes hydrocarbures dans le bassin d'Ilizi, 2009
- Document interne Sonatrach, 2016
- ALGERIE, international meeting of sedimentology, 25 mai 2016
- Fabrizio Felicia, Annalisa Alemanni, Djamil Bouacida, Pierre de Montleau Fractured reservoir modeling: From well data to dynamic flow. Methodology and application to a real case study in Illizi Basin (Algeria), dans Journal of African earth science, 29 Mars 2009.
- Jobst Wendt ^a, Bernd Kaufmann, Zdzislaw Belka Devonian stratigraphy and depositional environments in the southern Illizi Basin (Algerian Sahara), African journal of earth science, 16 December 2016
- Boudjemaâ, Phases tectoniques majeures, 1987
- H. Abdallah, division exploration sonatrach cambro-ordovicien du bassin d'Ilizi : stratigraphie séquentielle, 2006
- SONATRACH – BHP BILLITON ; JANVIER 2006 ; Ohanetréservoir ordovicien ; L'Organe d'Operating Conjoint relatif au Développement d'Ohanet, Algérie.
- SONATRACH – BHP BILLITON ; 2003 ; Blue Book ; L'Organe d'Operating Conjoint relatif au Développement d'Ohanet, Algérie.
- Serra, O, Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome Edition Technip, 1979
- Serra, O, Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome 2- . Edition Technip, 1985
- Serra, O., Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome 3- . Edition Technip, 2000,
- Rapport interne Sonatrach, 2017.
- Rapport d'implantation du puits AZN-1 Sonatrach, 2017.
- Rapport d'implantation du puits AZW-1 Sonatrach, 2017.
- Zinszner, B., F. Pellerin, A geoscientist's guide to petrophysics. -. Edition Technip, 2007
- Techlog wellbore imagery, shlumberger information solution ,24 juin 2011
- Rapport d'implantation du puit AZN-1, sonatrach, 2017
- Rapport d'implantation du puit AZW-1, sonatrach, 2017
- Interprétation imagerie puit AZN-1, sonatrach, 2017
- Interprétation imagerie puit AZW-1, sonatrach, 2017
- Masterlog AZN-1, sonatrach, 2017
- Masterlog AZW-1, sonatrach, 2017

ANNEXE

Les étapes de traitement d'imagerie

1-La méthode QC d'inclinométrie

Avant d'utiliser la méthode QC d'inclinométrie Modèle géomagnétique La méthode QC d'inclinométrie est conçue pour utiliser le modèle géomagnétique IGRF pour calculer les paramètres de champ magnétique. A partir du site :<http://www.ngdc.noaa.gov/geomag/magfield.shtml>

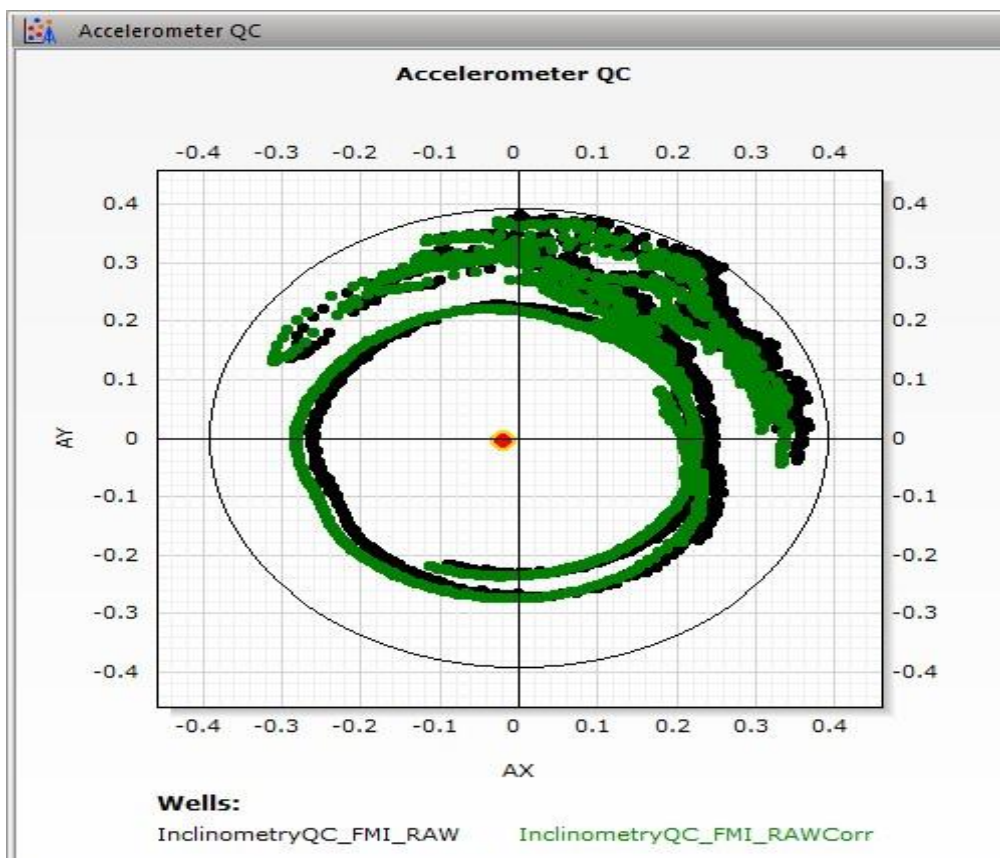
En introduisant les coordonnées géographiques du puits, ainsi que son altitude et la date d'acquisition de l'imagerie.

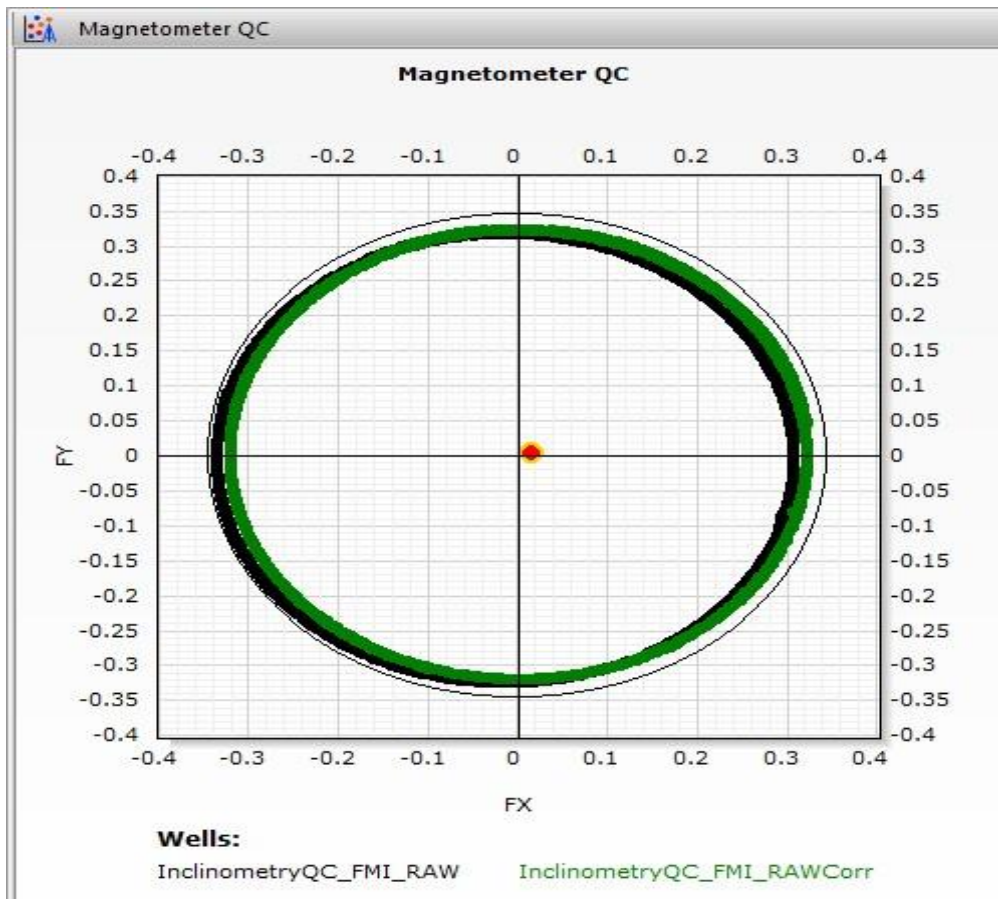
Ces valeurs servent à comparer avec les valeurs enregistrées par le **GPIT** (outil d'inclinométrie et de magnétométrie) in situ.

„Les diagrammes croisés de l'accéléromètre et du magnétomètre

- Le nuage de points en noire, c'est les valeurs enregistrées par le **GPIT**.
- Le nuage de points en vert, c'est les valeurs calculées à partir du site IGRF

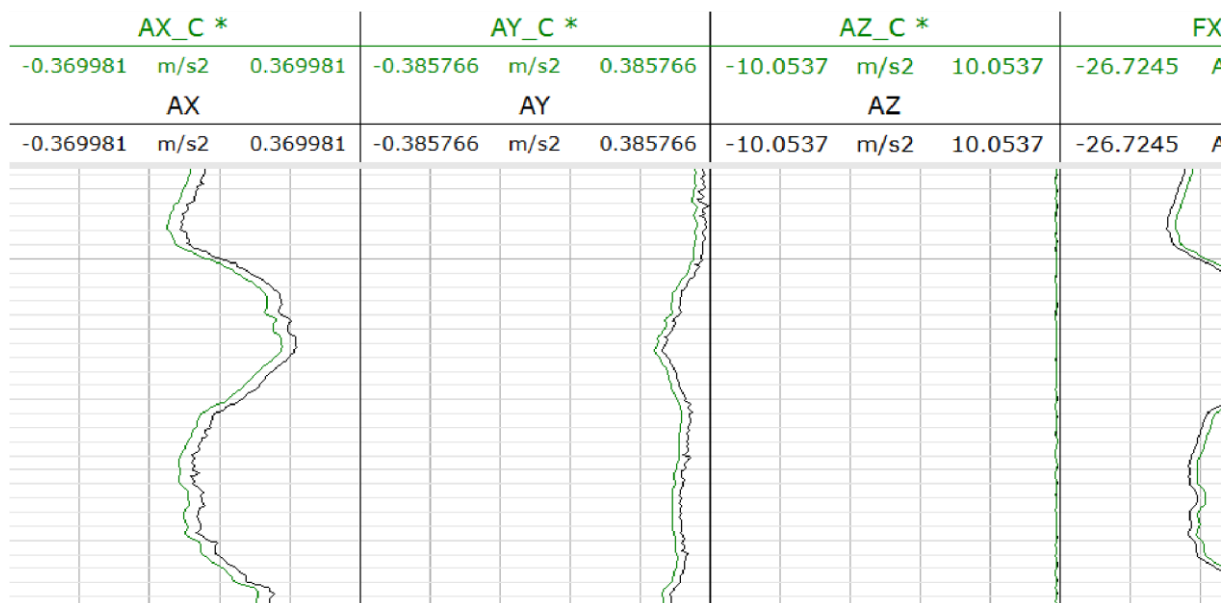
„ Une présentation des résultats recalculés



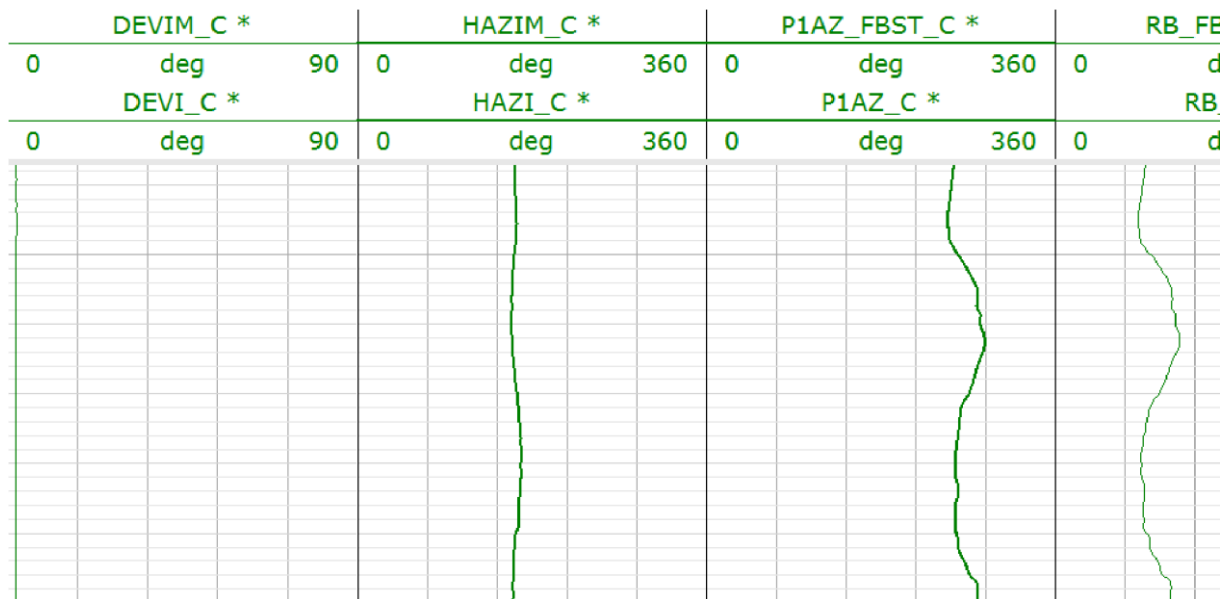


Mise en page

Les variables d'entrée et calculées sont affichées dans plusieurs groupes différents dans la mise en page des résultats. Les courbes d'erreur affichent l'erreur dans l'inclinaison et l'intensité du champ magnétique mesurées ainsi que dans le champ de gravité total avant (noir) et après (vert) la correction. De bonnes données devraient montrer une courbe d'erreur centrée sur zéro.



La présentation suivante montre les courbes brutes (noir) et corrigées (vert) de l'accéléromètre et du magnétomètre.



Les variables d'orientation corrigées sont tracées en vert dans la section suivante. Lorsqu'il existe plus d'une variable de chaque type (écart de trou, azimuth de trou, azimuth de pad 1, déviation relative, écart de sonde et pad 1 nord) dans le jeu de données en entrée, les versions corrigées de toutes les entrées de ce type sont tracées ensemble dans la même piste.

2- Correction de vitesse

La méthode de correction de vitesse principale utilise le temps de trame et l'accélération de l'axe Z pour calculer l'accélération et la vitesse de l'outil à chaque profondeur. Le blocage de l'outil est détecté pour éviter un calcul incorrect des variables lorsque l'outil est bloqué temporairement. À partir de ce calcul, un décalage en profondeur et un décalage en profondeur corrigé sont calculés. La profondeur de décalage corrigée est appliquée pour corriger rapidement les variables requises.

Logique de détection de blocage

La détection de blocage est basée sur l'identification d'intervalles dans lesquels l'accéléromètre d'axe Z montre une activité réduite du fait que la chaîne d'outils ne se déplace plus dans le trou de forage. Si l'activité tombe en dessous d'un seuil défini, l'intervalle est considéré comme potentiellement bloqué. Ceci est vérifié en recherchant une décélération

avant et une accélération après, l'intervalle bloqué. L'intervalle est marqué comme bloqué si ces conditions sont remplies. Lorsque le collage est détecté, la vitesse de l'outil est définie sur 0 sur l'intervalle bloqué et toutes les données acquises au cours de l'intervalle bloqué (qui représente en réalité un intervalle de temps et non de profondeur) sont décalées vers la profondeur à laquelle le collage a commencé.

„Facteur de confiance du câble: Indice de confiance attribué à la profondeur du câble. Gamme 0-10. Des valeurs plus élevées entraînant un poids moindre ont été attribuées aux valeurs de profondeur calculées par l'accéléromètre. Valeur par défaut = 3. Une valeur de 5 est recommandée pour les puits fortement déviés enregistrés sur le tuyau.

„Seuil de détection de blocage : si la variation de l'accéléromètre Z tombe en dessous de ce seuil, l'outil est supposé bloqué si l'intervalle est précédé d'une décélération et suivi d'une accélération. Valeur par défaut = 0.0328084 ft / s². Définir cette valeur sur 0 désactive la détection de blocage.

„Vitesse de récupération : Ce paramètre spécifie si, après avoir collé, la profondeur de l'outil retourne rapidement ou lentement à la profondeur du câble. Gamme 0-10. Des valeurs plus élevées signifient que les décalages associés au collage sont répartis sur un intervalle plus court. Valeur par défaut = 3.

3- Création d'images Pad

Les outils d'imagerie Pad sont conçus avec une variété de géométries. Les données enregistrées à partir de tels outils sont stockées en utilisant différentes conventions. Les données brutes et traitées sont également stockées différemment et le format des données traitées peut varier d'une plate-forme à l'autre. Par exemple, les données FMI brutes sont stockées avec un tableau pour chaque rangée de boutons.

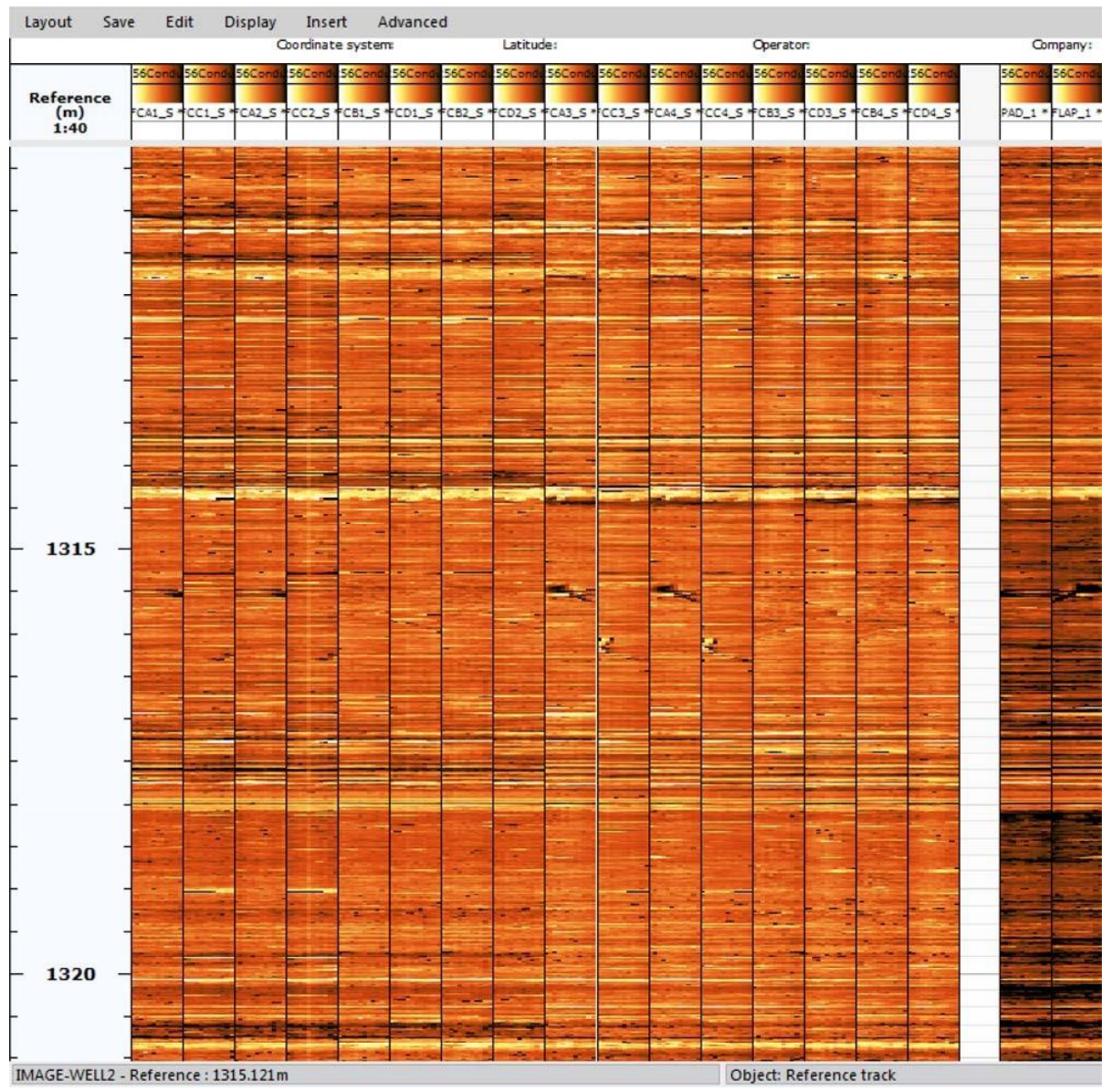
„Tous les pads sont ordonnés dans le sens des aiguilles d'une montre autour du trou de forage lorsque vous le regardez.

„Toutes les mesures des boutons et des pads sont corrigées pour tout décalage de profondeur lors de l'acquisition.

L'avantage de la normalisation est que les données peuvent être visualisées facilement avant même d'être concaténées en une seule image pour l'affichage. Les étapes de traitement ultérieures peuvent être communes à de nombreux outils différents, car ils n'ont pas besoin d'être réécrits pour chaque géométrie et chaque méthode de stockage des données.

Si des variables d'épaisseur et de rayon sont incluses dans les entrées, une correction du bras pivotant sera appliquée pour corriger en profondeur chaque matrice pour le petit décalage de profondeur créé lorsque le bras pivote lors de l'ouverture.

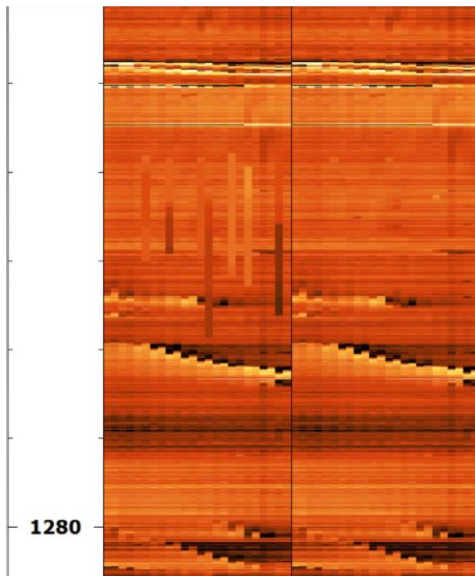
La figure suivante représente le résultat de la création d'une image pad pour une FMI. 16 tableaux d'entrée (un pour chaque rangée de boutons) sont fusionnés en 8 tableaux, un pour chaque pad et chaque volet, les données étant réparties dans le sens des aiguilles d'une montre autour du trou de forage.



4- Button Harmonization

L'harmonisation des boutons corrige les effets de différentes réponses entre les boutons. Ces réponses peuvent être causées par des problèmes d'outil, mais elles peuvent aussi provenir de conditions de forage telles que le mauvais contact des patins ou la formation de coulée de boue sur les patins. L'harmonisation des boutons fonctionne en essayant de corriger la réponse de chaque bouton afin qu'elle corresponde à une réponse globale de tous les boutons pris ensemble. Comme l'algorithme applique un décalage et un gain aux données et qu'il n'y a pas d'interpolation ou de filtrage, il y a peu ou pas de perte de résolution ou de fidélité des données. Il est préférable d'effectuer l'harmonisation des boutons par défaut.

Boutons défectueux (gauche, centre) réparés par la méthode de détection des boutons défectueux :



5- Concaténation des pad et orientation

La méthode de concaténation et d'orientation des pads de Techlog permet de créer une matrice orientée dans laquelle chaque pad est correctement positionné autour du trou de forage et les espaces entre les pads reflètent la taille du trou de forage. L'avantage de créer un tableau unique est que les parcelles s'ouvrent plus rapidement. De plus, un tableau à orientation unique devient un moyen indépendant de présenter les données d'image. Les baies orientées sont plus facilement partagées entre les plates-formes logicielles et sont plus accessibles à tous les utilisateurs de Techlog. Des tableaux à orientation unique sont nécessaires pour certains traitements ultérieurs dans Techlog, tels que l'aplatissement de l'image ou l'extraction des paramètres.