

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE M'Hamed BOUGUERRA - BOUMERDES

Mémoire de Fin de Cycle pour l'Obtention du Diplôme de Master II
Option : Géophysique Pétrolière

Thème :

**Analyse des breakouts par l'imagerie de puits et son impact sur l'orientation
du forage horizontal au niveau du champ de Hassi Messaoud**

Présenté par l'étudiante : M^{elle} SALESSE Amina

Devant le jury :

Président :

Mr BOUGUERN Abderrahmane -Enseignant au Département de Géophysique

Examineurs :

Mr LOUMI Khaled - Enseignant au Département de Géologie

Mr BAOUCHE Rafik - Enseignant au Département de Géophysique

Promoteur :

Mr ALLEK Karim - Enseignant au Département de Géophysique

Encadreur :

Mr HAMMA Toufik Lies -Ingénieur Géologue-Sonatrach-DP

Année Universitaire 2015/2016

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à tous ceux qui me sont chers, en signe de respect et de reconnaissance

A mes chers parents qui m'ont toujours soutenus, aidés et encouragés. Leur intelligence, leur confiance, leur tendresse, leur amour me portent et me guident tous les jours. Merci pour avoir fait de moi ce que je suis aujourd'hui.

Une pensée particulière, à mon ange qui marche sur terre, l'ange qui m'a entouré d'amour, qui m'a porté soutien, conseils, réconfort et tendresse, maman Saadia.

*Nul mot ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que je ne vous déçoive
Maman, Abati et Saadou.*

A mon cher frère Mahdi, la prunelle de mes yeux, et mes chères sœurs Nassima, la douce, au cœur si grand, Sara, ma grande, mon modèle et Salma, le plus beau cadeau que la vie m'ait offert.

En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.

A mes chers Reguia, Safaa et Islam, qui m'ont assisté dans les moments difficiles et m'ont pris doucement par la main pour traverser ensemble des épreuves pénibles.

En souvenir de notre sincère et profonde amitié et des moments agréables que nous avons passés ensemble. Veuillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond et mon affection la plus sincère.

A mes petites nièces Maram & Raghad,

Aucune dédicace ne saurait exprimer tout l'amour que j'ai pour vous, Votre joie et votre gaieté me comblent de bonheur.

Puisse Dieu vous garder, éclairer votre route et vous aider à réaliser à votre tour vos vœux les plus chers.

A celui à qui je dois ce que Lou devait réellement à Nietzsche car «le cœur et la raison sont comme un sablier, quand l'un se vide l'autre se remplit », ainsi parlait-Il...

*M^{lle} SALESSE Amina
Alger, le Samedi 21 mai 2016*

Remerciements

Mes remerciements vont à l'endroit de tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail, en particulier :

Je voudrais tout d'abord adresser mes plus vifs et profonds remerciements chaleureux, tout particulièrement au meilleur enseignant que j'aie jamais eu durant mes études et dans l'école de la vie. Mon maître de stage, Monsieur HAMMA Toufik Lies, Ingénieur-géologue à la DP-IRARA, qui m'accompagné tout au long de mon stage de fin d'études et qui a réussi à m'inspirer, à me donner confiance en moi et à faire de moi quelqu'un de meilleur. Aussi pour l'aide compétente qu'il m'a apportée, pour sa patience, sa confiance, son encouragement, et son œil critique, qui m'a été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections de mon mémoire. Je remercie vivement Mr. HAMMA pour sa rigueur scientifique et sa clairvoyance, aussi, pour ses précieux conseils et sa disponibilité. J'espère que ma production sera à la hauteur de son investissement et de ses attentes.

«Mr HAMMA Toufik Lies, Je remercie dieu de vous avoir mis sur ma route, car les plus grandes leçons de la vie ne sont pas tirées d'un livre mais d'un enseignant tel que vous»

Je tiens à remercier également mon Promoteur et Guide Universitaire à savoir Mr ALLEK Karim, Professeur-Enseignant au Département de Géophysique à l'université de Boumerdes, qui a toujours été à l'écoute et disponible lors de la construction de ce mémoire. Aussi pour son aide, ses conseils, sa rigueur scientifique qui m'ont été très utiles pour structurer le travail et pour améliorer sa qualité.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté à me rencontrer et répondre à mes questions durant mes recherches en particulier Monsieur LOUMI Khaled, Professeur-Enseignant au Département de Géologie à l'université de Boumerdes et Monsieur HADJARAB Hadi Cadre à la Compagnie de Schlumberger.

J'exprime tous mes Remerciements, mon Respect et ma Gratitude à l'Ensemble de mon Jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail.

En fin je remercie ma famille pour l'amour qu'elle me porte et pour la patience dont elle a fait preuve.

*M^{elle} SALESSE Amina
Alger, le Samedi 21 mai 2016*

Table des matières

DEDICACES	2
REMERCIEMENTS	3
INTRODUCTION GENERALE	8
CHAPITRE 1 : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	10
1.1. INTRODUCTION	10
1.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE	10
1.3. STRUCTURE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	11
1.4. STRATIGRAPHIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	12
1.5. ETAT DE CONTRAINTE ACTUELLE DANS CHAMP DE HASSI MESSAOUD	14
1.6. CONCLUSION	14
CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LES CONTRAINTES ET LES DEFORMATIONS	15
2.1. INTRODUCTION	15
2.2. DEFINITION DE LA CONTRAINTE.....	15
2.3. DEFINITION DE LA DEFORMATION	16
2.3.1 <i>Déformation des roches</i>	16
2.3.2 <i>Définition et types de failles</i>	17
2.3.3 <i>Définition et typologie des fractures</i>	18
2.3.4 <i>Mesure des déformations</i>	19
2.4. ÉTAT DE CONTRAINTE IN SITU.....	19
2.5. ENDOMMAGEMENTS LIES AUX CONTRAINTES	20
2.5.1 <i>Densité de boue</i>	20
2.5.2 <i>Figures de stress (Breakouts et Fractures induites)</i>	21
2.5.2.1 Les breakouts.....	22
2.5.2.2 Fractures induites.....	22
2.6. CONCLUSION	24
CHAPITRE 3 : OUTILS ET APPLICATIONS D'IMAGERIE DE PUITES	25
3.1. INTRODUCTION	25
3.2. LES APPLICATIONS DE L'IMAGERIE :	26
3.3. PRINCIPES DE MESURE DES OUTILS D'IMAGERIE DE PUITES.....	26
3.3.1 <i>Le système de mesure d'inclinomètre</i>	27
3.3.2 <i>Imagerie acoustique</i>	28
3.3.3 <i>Les outils de l'imagerie acoustique</i>	29
3.3.4 <i>Imagerie électrique</i>	31
3.4. CONCLUSION	33
CHAPITRE 4 : TRAITEMENT ET INTERPRETATION STRUCTURALE DES IMAGES	34
4.1. INTRODUCTION	34
4.2. TRAITEMENT DES DONNEES BRUTES	34
4.2.1. <i>But du traitement des données brutes</i>	34
4.2.2. <i>Logiciel utilisé</i>	35
4.2.3. <i>Etapas de traitement d'images</i>	36
4.2.3.1. Ajustement de l'inclinométrie.....	36
4.2.3.2. Correction des variations de vitesse.....	39
4.2.3.3. Traitement et création d'images.....	40
4.2.3.4. La normalisation d'images.....	43
4.3. INTERPRETATION STRUCTURALE DES IMAGES	45
4.3.1. <i>Représentation des objets géologiques sur l'image</i>	45
4.3.2. <i>Analyse des objets géologiques</i>	46
4.3.2.1 Fractures ouvertes.....	46
4.3.2.2 Fractures cimentées	47
4.3.2.3 Breakouts et les Fractures induites.....	47
4.3.3. <i>Pointé manuel des pendages</i>	48

4.3.4. <i>La projection stéréographique</i>	49
4.4. APPLICATION SUR LE PUIT OMO-173	50
4.4.1. <i>Traitement des données</i>	50
4.4.1.1 Contrôle qualité de l'inclinométrie	50
4.4.1.2 Correction des variations de vitesse.....	54
4.4.1.3 Création d'images.....	54
4.4.1.4 Normalisation	56
4.4.1.5 Commentaire	57
4.4.2. <i>Analyse et Interprétation structurale des images</i>	58
4.4.2.1 Faille.....	58
4.4.2.2 Analyse de fractures en faible amplitude acoustique (LAAF)	59
4.4.2.3 Analyse de breakouts	60
4.5. CONCLUSION	62
CHAPITRE 5 : ANALYSE DES BREAKOUTS, DISCUSSIONS ET RECOMMANDATIONS	63
5.1. INTRODUCTION	63
5.2. ETUDE DE CAS : ANALYSE DES BREAKOUTS SUR 12 PUIT VERTICAUX DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	64
5.3. RESULTATS DE L'ANALYSE DES BREAKOUTS	73
5.4. DISCUSSIONS ET RECOMMANDATIONS	75
5.5. CONCLUSION	76
CONCLUSION GENERALE	78
ANNEXE	80
BIBLIOGRAPHIE	81

Table des figures

CHAPITRE 1 : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Figure 1 : Situation du gisement de Hassi Messaoud (WEC.2007)	11
Figure 2 : Stratigraphie du gisement de Hassi Messaoud (WEC.2007)	13
Figure 3 : Carte représentant la contrainte horizontale maximale	14

CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LES CONTRAINTES ET LES DEFORMATIONS

Figure 4 : Contraintes (WEC.2007)	15
Figure 5 : Relation générale entre la contrainte et la déformation (Bourque P.A.2010)	16
Figure 6 : Les types de failles (Vincent, T. 2012)	18
Figure 7 : Pendage des strates (Vincent, T.A. 2012)	19
Figure 8 : Régimes de contraintes (Schlumberger.2013)	20
Figure 9 : Limites de stabilité du trou et la fenêtre sauve et stable de boue(Schlumberger.2016)	21
Figure 10 : Ovalisation d'un forage avec représentation des contraintes horizontales (Schlumberger.2013)	22
Figure 11 Relation entre la pression de boue et les figures de stress (Schlumberger.2016)	23
Figure 12: Apparition de breakouts et de fracture induites dans le même intervalle du à des différentes densités de boue à temps différents, (Schlumberger.2016)	23

CHAPITRE 3 : OUTILS ET APPLICATIONS D'IMAGERIE DE PUIITS

Figure 13 : GPIT (Schlumberger.2013)	27
Figure 14 : Angles d'inclinometrie (Schlumberger.2013)	28
Figure 15: Images générées par l'outil d'imagerie acoustique sur Techlog	29
Figure 16: Principe de mesure de l'UBI (Schlumberger.2006)	30
Figure 17: Transducteur rotatif (Schlumberger.2006)	31
Figure 18: OBMI (Schlumberger.2004)	32
Figure 19 Principe de mesure de l'OBMI (Schlumberger.2004)	32

CHAPITRE 4 : TRAITEMENT ET INTERPRETATION STRUCTURALE DES IMAGES

Figure 20: Traitement des données brutes (Schlumberger.2013)	35
Figure 21: Logo du TECHLOG	35
Figure 22: Interface du TECHLOG-GEOLOGY WellBore Imaging	36
Figure 23: Inclinomètre QC	37
Figure 24: Résultats de l'inclinométrie QC	38
Figure 25: Correction des variations de vitesse	39
Figure 26: Création d'images	40
Figure 27: Correction de vitesse sur l'image	41
Figure 28: Harmonisation des boutons	42
Figure 29: Concaténation et orientation d'image	42
Figure 30: Création des images ultrasoniques	43
Figure 31: Normalisation par analyse d'histogramme (Schlumberger.2013)	44
Figure 32: Image Statique (à gauche) et Image Dynamique (à droite) (Schlumberger.2013)	45
Figure 33: Représentation des objets géologiques sur l'image	45
Figure 34: Signatures de fractures sur l'UBI et l'OBMI (Schlumberger.2013)	46
Figure 35: Signatures des breakouts et des fractures induites sur l'UBI et l'OBMI (Poppelreiter.2010)	47
Figure 36: Fenêtre de classification de pendages	48

Figure 37: Track de classification (entre les deux images dynamiques d'UBI)	49
Figure 38: Rosace d'orientation des breakouts dans le puits OMJ-22	49
Figure 39: 1ère étape du traitement: Importer les données	50
Figure 40: Interface du BGGM	51
Figure 41: 2ème étape du traitement: Contrôle qualité de l'inclinométrie	52
Figure 42: Fenêtre contenant un résumé sur les résultats (à gauche OBMI, à droite UBI)	52
Figure 43: Cross plot des axes X et Y de l'accéléromètre et du magnétomètre	53
Figure 44: 3ème étape du traitement: correction des variations de vitesse	54
Figure 45: Traitement des images ultrasoniques	54
Figure 46: Images ultrasoniques	55
Figure 47: Traitement d'images de résistivité	55
Figure 48: Images de résistivité pour les quatre patins de l'OBMI	56
Figure 49: 5ème étape: la normalisation	56
Figure 50: Images statiques et dynamiques (UBI)	57
Figure 51 : Images statiques et dynamiques (OBMI)	57
Figure 52: La faille interprétée (en rouge)	58
Figure 53: Direction de la faille N30°	58
Figure 54: Exemple de LAAF interprétées à partir des images acoustiques	59
Figure 55: Direction des LAAF (NE-SO)	59
Figure 56: Structure induites (breakouts) identifiées par les images de l'OBMI et l'UBI	60
Figure 57: Direction de breakouts	61
CHAPITRE 5 : ANALYSE DES BREAKOUTS, DISCUSSIONS ET RECOMMANDATIONS	
Figure 58: Carte de positionnement du puits OMG-812	64
Figure 59: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMG-812	64
Figure 60: Carte de positionnement du puits OMG-513 (Sonatrach-DP)	65
Figure 61: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMG-513	65
Figure 62: Carte de positionnement du puits OMJ-22 (Sonatrach-DP)	66
Figure 63: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMJ-22	66
Figure 64: Carte de positionnement du puits OMJ-512 (Sonatrach-DP)	67
Figure 65: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMJ-512	67
Figure 66: Carte de positionnement du puits OML-55 (Sonatrach-DP)	68
Figure 67: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OML-55	68
Figure 68: Carte de positionnement du puits OMK-60 (Sonatrach-DP)	69
Figure 69: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMK-60	69
Figure 70: Carte de positionnement du puits ONI-171 (Sonatrach-DP)	70
Figure 71: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-171	70
Figure 72: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-353	71
Figure 73: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONE-321	71
Figure 74: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-652	72
Figure 75: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-23	73
Figure 76: Directions de la contrainte horizontale maximale projetées sur une carte de positionnement	74
Figure 77: Confrontation des résultats avec les coupes sismiques	75

Introduction générale

Connu pour son anisotropie et son hétérogénéité, le champ de Hassi Messaoud est l'un des gisements les plus complexes au monde. Intensément compartimenté par un réseau de failles régionales de direction principale nord nord-est – sud sud-ouest, et par des réseaux complexes de petites échelles, perpendiculaires et parallèles au réseau principal, il a fait l'objet de diverses études structurales, sédimentologiques et de réservoirs. Depuis de nombreuses années, seule la sismique a été utilisée dans l'exploration pétrolière de cette géologie complexe. De nos jours, l'imagerie de puits a été rapidement intégrée et acceptée comme composante cardinale dans l'interprétation structurale et l'analyse des fractures ; cette technique a rapidement évolué pour devenir un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.

La technologie d'imagerie de puits permet d'étudier avec précision la stratigraphie, le pendage des couches et des fractures ainsi que la répartition des faciès sédimentaires. Elle fournit également des informations sur la répartition des contraintes et du régime de stress In-Situ actuel. Aussi, l'imagerie de puits apporte des informations utiles à bien d'autres domaines autre que la géologie tels que, la pétrophysique, la sismique, la mécanique des roches et la description globale du réservoir.

Au niveau des régions fracturées, l'imagerie de puits est un outil particulièrement efficace. Elle permet de mettre en évidence les figures de stress telles que les breakouts, les fractures et les failles. Les breakouts et les fractures induites observés sur les logs d'imagerie de puits reflètent le régime de stress In-situ, cela nous amène à poser la problématique suivante:

« Quel est l'impact de l'analyse des breakouts sur la reconnaissance du régime de stress et l'orientation du forage horizontal ? »

Pour apporter des éléments de réponse à cette problématique posée, nous présentons en premier lieu, la situation géographique et géologique du champ de Hassi Messaoud, quelques notions relatives aux contraintes et déformations, par la suite nous citons les applications, les principes et les différentes étapes de traitement et d'interprétation de l'imagerie.

En second lieu, en s'appuyant sur le logiciel TECHLOG, nous avons effectué des traitements et des corrections sur les données brutes issues des opérations de logging de douze puits dans la région nord du champ de Hassi Messaoud, afin de créer des images qui reproduisent et traduisent au mieux les structures et les figures géologiques.

Pour ce faire, il faut déterminer la position exacte de l'outil puis, éliminer et corriger l'effet du coincement, corriger son décalage par rapport à la profondeur, arranger le mauvais fonctionnement des électrodes, corriger l'ovalisation du trou et enfin réorienter la rotation de l'outil dans le trou par rapport au Nord.

Toutes ces corrections concourent à l'amélioration de la qualité de l'image, réduisant au maximum ses artefacts pour obtenir au final, des images statiques et dynamiques aux contrastes avérés et sur lesquelles se fera notre interprétation.

Une fois nos images traitées, nous avons déterminé avec précision le nombre de figures de stress en établissant une carte d'orientation qui nous a permis d'avoir une idée qualitative sur le sens de la contrainte horizontale minimale et maximale. Il est également question tout au long de cette étude de déterminer à partir de l'interprétation des Breakouts, l'orientation de la contrainte maximale qui par définition, est perpendiculaire à la contrainte minimale sachant que pour intercepter le maximum de chenaux conducteurs, de failles et de couloirs de failles (linéaments), il est fortement recommandé de forer dans le sens de la contrainte maximale.

Pour finir, et dans le souci de mieux apprécier l'apport de l'imagerie à la géo-modélisation, nous nous sommes attachés à montrer brièvement le rôle de cette dernière à corroborer et à confirmer les résultats obtenus à partir de la sismique dans la reconnaissance et la détermination du réseau de fractures.

Chapitre 1 : Présentation du champ de Hassi Messaoud

1.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand champ pétrolier en Algérie et l'un des plus grands au monde. La complexité de ce champ réside dans l'hétérogénéité du réservoir.

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger. Ses dimensions sont de l'ordre de 40 x 40 km. Il a été découvert le 16 janvier 1956 par un premier forage MD1; implanté suite à une campagne de sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a permis la découverte à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957 à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, un autre forage OM1 réalisé par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Actuellement un total de 1 188 puits a été foré, dont plus de 85 % sont actifs.

1.2. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km au sud d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km² (**Fig.1**). Il a pour coordonnées Lambert

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Il est encadré par les latitudes 31°.30' et 32°.00' et les longitudes 5°.40' et 6°.20' [14].

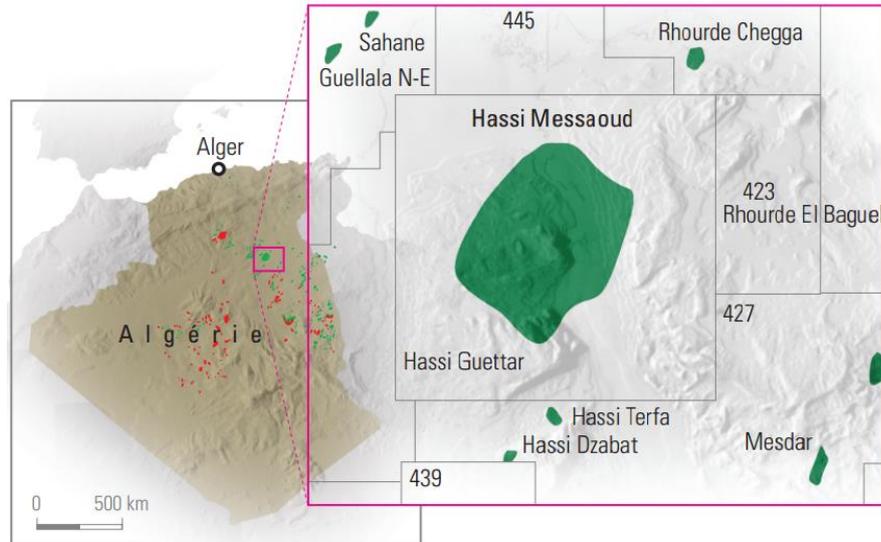


Figure 1 Situation du gisement de Hassi Messaoud (WEC.2007)

Le champ de Hassi Messaoud est situé au Nord Est de la plate forme saharienne. Géologiquement (**Fig.1**), il est limité [14] :

- Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
- A l'Est par la dépression de Dahar.
- Au Sud par la dépression d'Amguid.
- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.

1.3. Structure du champ de Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne. L'épisode d'érosion, à la fin de la phase tectonique hercynienne, est à l'origine de la disparition progressive des unités supérieures des réservoirs, du centre vers la périphérie du gisement et du creusement de vallées profondes et étroites en faveur des failles majeures. Les vallées les plus profondément érodées sont remplies par des roches volcaniques [14].

Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles régionales de direction principale nord-est sud-ouest à nord nord-est – sud sud-ouest, et par des réseaux complexes de petite échelle perpendiculaires et parallèles au réseau principal. Les réseaux de fissures associés aux failles participent à la production en augmentant la perméabilité lorsqu'ils sont ouverts et connectés. Les roches volcaniques qui ont remonté à la faveur des failles sont présentes à différents niveaux des réservoirs, principalement dans la partie sud du gisement [14].

1.4. Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud

La séquence stratigraphique du Cambro-Ordovicien du gisement de Hassi Messaoud consiste en une série silico-clastique qui repose en discordance sur un socle métamorphique et éruptif (**Fig.2**). Elle est composée de bas en haut par les niveaux décrits ci-dessous [14].

a) Le Cambrien est subdivisé en trois unités :

- Le R3, est composé de 300 mètres de grès argileux peu consolidés, micro-conglomératiques, intercalés avec des niveaux de siltstones argileux. Il est inexploitable à cause de ses faibles propriétés matricielles et de sa position profonde, en dessous du plan d'eau ;
- Le R2, exploitable lorsqu'il est en position haute, est composé de grès grossiers relativement argileux à intercalations de niveaux de siltstones argileux ; la partie supérieure de ce réservoir, dont l'épaisseur est de l'ordre d'une quarantaine de mètres, présente les meilleures propriétés matricielles ;
- Le Ra, réservoir principal dont l'épaisseur varie de 100 mètres à l'est à 130 mètres à l'ouest, est constitué par deux unités majeures superposées :
- Le Ra inférieur épais de 70 à 95 mètres est constitué par des grès moyens à grossiers à intercalations de niveaux de siltstones
- Le Ra supérieur est composé de 40 à 60 mètres de grès relativement fins et argileux à skolithos, avec de nombreux niveaux à siltstones.

b) L'Ordovicien, partiellement préservé sur la périphérie ouest du gisement, est subdivisé en cinq unités :

- Le Ri, épais de 45 à 50 mètres et composé de 3 unités, produit dans les 5 à 10 mètres de grès fins de base à abondants skolithos ; les siltstones sont pré- dominants dans les unités supérieures ;
- Une séquence de 100 mètres d'épaisseur, elle est composée des alternances, les argiles d'El Gassi et les grès d'El Atchane ;
- Les quartzites de Hamra composés de grès quartzitiques fins et compacts.

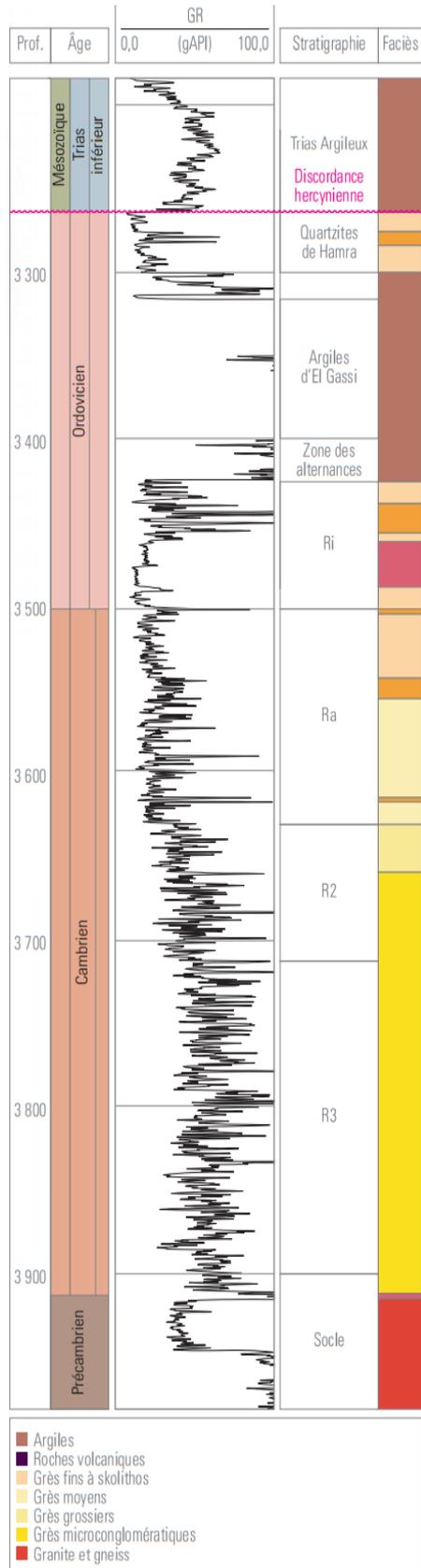


Figure 2 Stratigraphie du gisement de Hassi Messaoud (WEC.2007)

1.5. Etat de contrainte actuelle dans champ de Hassi Messaoud

Ce champ est intensément compartimenté par un réseau de failles régionales de direction principale Nord Nord-est – Sud Sud-ouest. Des études de caractérisation des réservoirs ont montrées que la direction de la contrainte maximale actuelle dans le champ de Hassi Messaoud se trouvait dans une direction NO-SE (**Fig03**) [02].

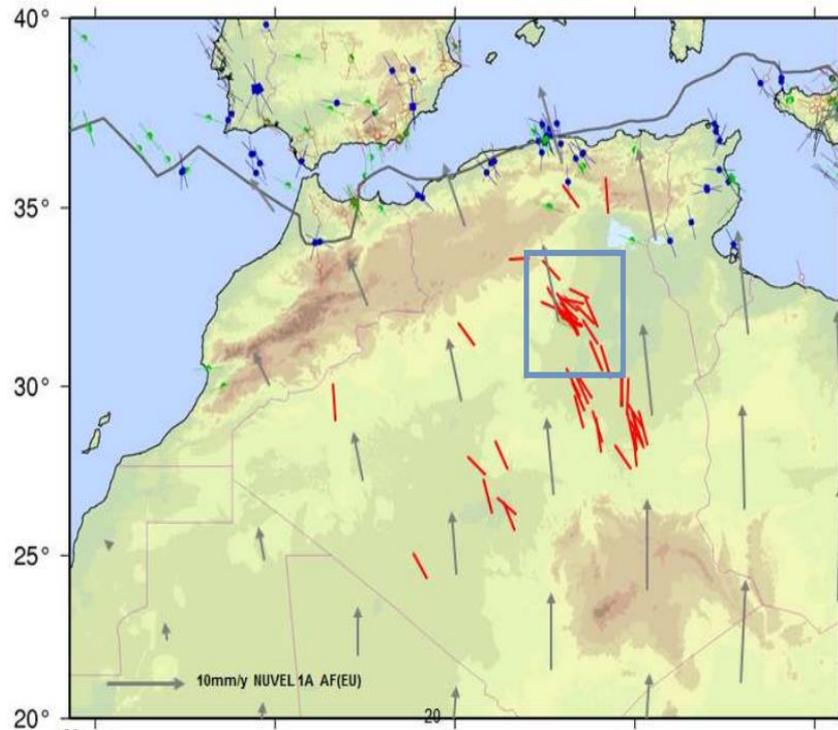


Figure 3 : Carte représentant la contrainte horizontale maximale (Algeria_stress.2016)

1.6. Conclusion

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud, situé dans le Sahara algérien, est l'un des gisements les plus complexes au monde. Il présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne et connu pour son anisotropie et son hétérogénéité ; il est intensément compartimenté par un réseau de failles régionales de direction principale NNE-SSO.

Chapitre 2 : Généralités sur les contraintes et les déformations

2.1. Introduction

Le comportement mécanique relève de la réponse du matériau lorsqu'une force lui est appliquée. Sous contrainte, un matériau peut soit se déformer soit se rompre. Le type de la déformation engendrée dépend de l'intensité de la contrainte.

Dans ce chapitre, nous allons rappeler quelques notions sur les contraintes et les déformations, ensuite, présenter l'état de contrainte in situ et enfin, définir, dans les puits verticaux, les endommagements caractéristiques liés à celle-ci.

2.2. Définition de la contrainte

La contrainte est une force divisée par l'aire sur laquelle la force est appliquée (**Fig.4**). Lorsque la croûte terrestre est soumise à des **contraintes**, elle se déforme. Ainsi on peut définir simplement la contrainte comme une force appliquée à une certaine unité de volume [14].

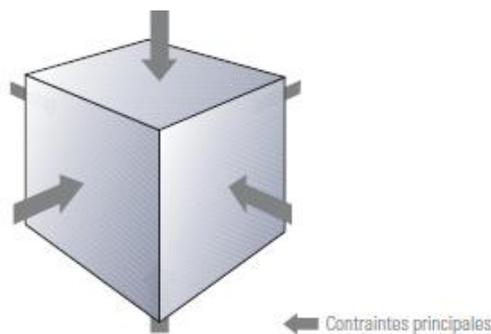


Figure 4 : Contraintes (WEC.2007)

Autour du puits de forage, l'état de contrainte peut ne pas être aussi simple, et la spécification est souvent nécessaire. Par convention, en mécanique des roches, la contrainte compressive maximale est notée σ_1 , l'intermédiaire σ_2 et la contrainte compressive minimale σ_3 [14].

2.3. Définition de la déformation

La déformation est une mesure de la variation de la forme d'un matériau en réponse à une contrainte. Elle est une quantité tensorielle qui peut être rapportée à différentes orientations d'axes et diagonalisée, tout comme la contrainte [14].

2.3.1 Déformation des roches

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles sont sous contraintes. Elles peuvent se déformer de façon réversible, de sorte que la forme originale est rétablie lorsque les contraintes sont supprimées, ou de façon irréversible. Elles peuvent aussi céder, de sorte que le matériau peut, par exemple, se casser en morceaux. Comme le comportement réel des roches est très complexe, il est généralement représenté par des modèles simplifiés [01].

On reconnaît trois types de déformations qui affectent la croûte terrestre: Élastique, Plastique, et Cassante.

Le schéma repris dans la **Figure 5** montre la relation générale entre la contrainte et la déformation.

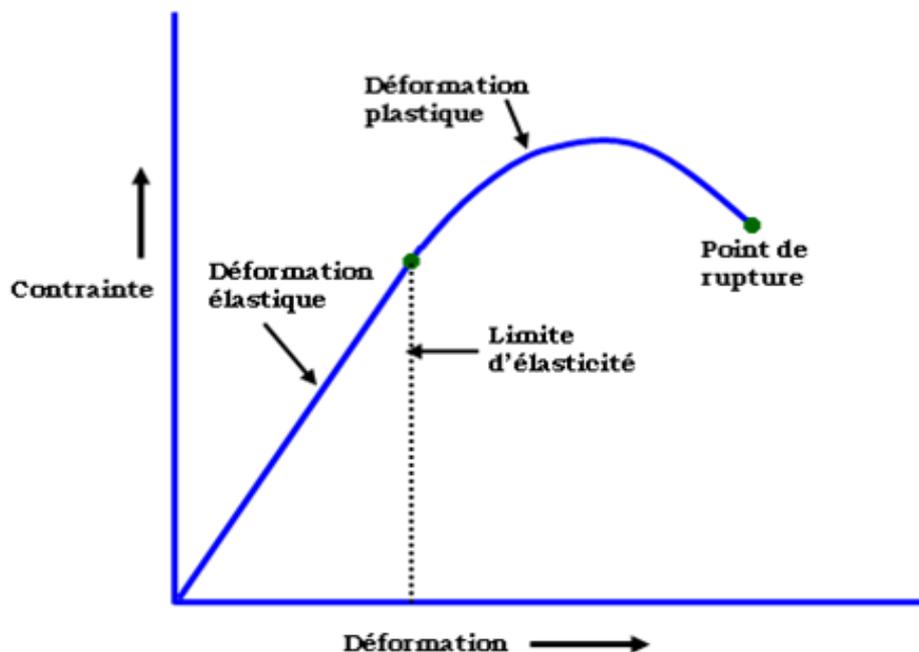


Figure 5 : Relation générale entre la contrainte et la déformation (Bourque P.A.2010)

La première réponse ou réaction d'un matériau à la contrainte est la **déformation élastique**. Quand la contrainte est relâchée, le matériau reprend sa forme et son volume initial,

comme la bande élastique que l'on étire. L'énergie emmagasinée par le matériau durant la déformation est dissipée lorsque la contrainte est relâchée [01].

La relation, contrainte-déformation est linéaire dans le cas de la déformation élastique. A un point donné durant la déformation élastique, la relation contrainte-déformation devient non linéaire: le matériau a atteint sa **limite d'élasticité**. Si la contrainte dépasse cette limite, le matériau est déformé de façon permanente; il en résulte une **déformation plastique** (l'écrasement d'une pâte à modeler par exemple) ou une **déformation cassante** (le verre se brise). Dans le cas de la déformation plastique, toute l'énergie est utilisée pour déformer le matériau. Avec une augmentation de la contrainte, le matériau atteint un second seuil, son **point de rupture** [01].

Trois paramètres importants doivent être considérés lorsqu'on applique les concepts de contrainte-déformation sur les matériaux de la croûte terrestre: la température, la pression et le temps [01].

2.3.2 Définition et types de failles

Les failles sont des lignes de cassure le long desquelles un compartiment de roches, ou une section de la croûte terrestre, a été déplacée par rapport au compartiment voisin (**Fig.6**).

On distingue plusieurs types de failles [17] :

- **Faille normale:** Faille dont le toit est relativement affaissé par rapport au mur. C'est une faille qui est associée aux contextes tectoniques en extension ;
- **Faille inverse:** Faille dont le toit est relativement soulevé par rapport au mur. C'est une faille associée aux régimes tectoniques en compression ;
- **Faille de décrochement:** Faille verticale à rejet horizontal. Elle peut être associée à tous les contextes tectoniques (extensifs et compressifs).

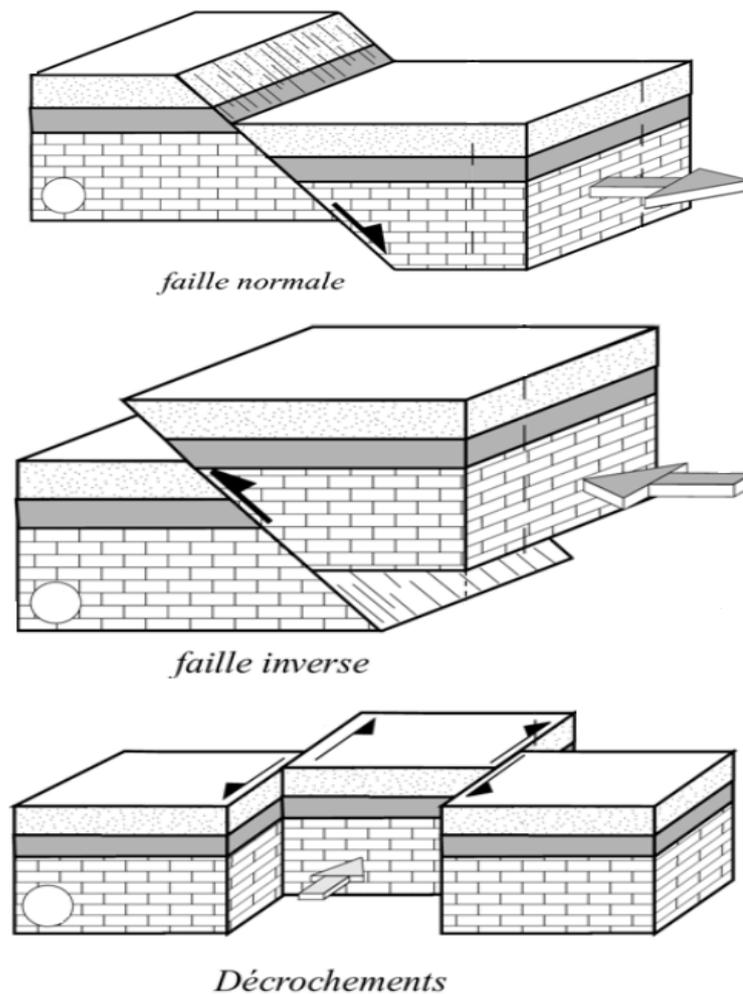


Figure 6 : Les types de failles (Vincent, T. 2012)

2.3.3 Définition et typologie des fractures

Une fracture est définie comme toute rupture ou une discontinuité physique dans une roche causée par des contraintes supérieures à la contrainte de la roche [15].

Deux types de fractures peuvent se produire dans la formation [15]:

→ **les fractures naturelles** : existent dans la formation avant le forage. On distingue trois types de fractures, décrites ci-dessous:

- **Les fractures ouvertes** : des fractures possédant un espace poreux ou des cavités connectées ou non aux autres fractures.
- **Les fractures colmatées** : des fractures dont l'ouverture a été suffisamment remplie par des minéralisations ou d'autres formes de colmatage pour empêcher toute perméabilité de fracture.

- **Les fractures partiellement ouvertes** : appelées aussi partiellement colmatées. Ce sont des fractures qui sont moitié ouvertes moitié colmatées ; c'est-à-dire qu'elles sont partiellement remplies par des minéralisations ou par un colmatant quelconque qui range ces fractures entre les deux cas précédents.

→ **les fractures induites** : induites par forage, c'est une déformation de la roche causée par le forage.

2.3.4 Mesure des déformations

Le pendage des strates des terrains sédimentaires, à l'origine déposées horizontalement, est une manifestation des déformations structurales (**Fig.7**). Il est défini par deux valeurs angulaires :

- l'azimut qui est l'angle formé entre l'horizontale de la couche et de la direction du Nord,
- le pendage qui est l'angle formé par la ligne de la plus grande pente par rapport à l'horizontale.

La direction et l'intensité des déformations et des failles permettent de déterminer la direction des contraintes responsables de ces déformations et parfois d'estimer leur valeur [17].

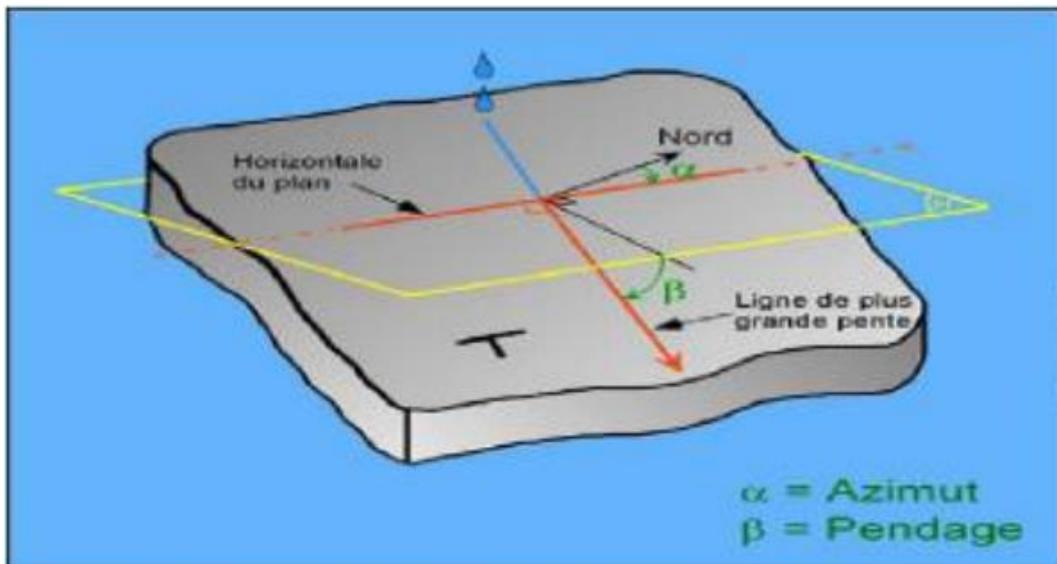


Figure 7 : Pendage des strates (Vincent, T.A. 2012)

2.4. État de contrainte in situ

Pour identifier le régime de contrainte, on commence généralement par la détermination des trois contraintes principales et leurs orientations. Typiquement, une contrainte principale est verticale et les autres restantes sont horizontales (**Fig.8**).

- Si la contrainte principale verticale est la plus importante, il s'agit d'un régime de contrainte normale (faille normale).
- Si la contrainte principale verticale est minimale, il s'agit d'un régime de contrainte chevauchante (faille inverse).
- Si la contrainte principale est intermédiaire, on parle de régime de contrainte décrochant (faille de décrochement).

Chaque régime donne lieu à de différents types de failles ; ceux-ci peuvent parfois être utilisés pour identifier le régime de contrainte [14].

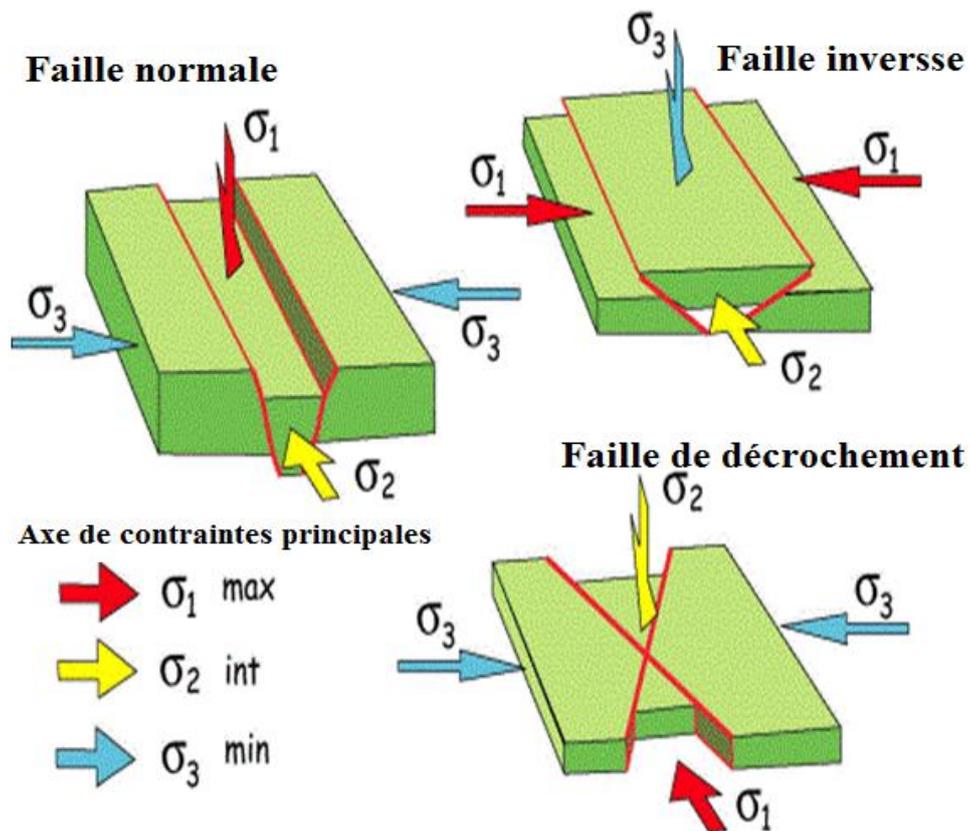


Figure 8 : Régimes de contraintes (Schlumberger.2013)

2.5. Endommagements liés aux contraintes

2.5.1 Densité de boue

Il existe quatre valeurs critiques dans la fenêtre de la densité de boue (**Fig.9**), ces valeurs définissent les limites de la stabilité du trou lors du forage [06] :

- **Pression de formation** : Si la pression de boue est plus faible que la pression de formation, ceci conduit à l'éboulement du trou.
- **Faible densité de boue pour éviter les breakouts** : Si la pression de la boue est inférieure à celle des parois du trou, des breakouts peuvent apparaître.
- **Minimum horizontal stress** : Une pression de boue élevée peut provoquer des fractures induites, causant une perte du fluide de forage.
- **Limite de fracturation hydraulique**: Lorsque la pression de boue dépasse cette limite, une fracturation hydraulique sera induite dans les parois du puits. Ceci peut entraîner une perte du fluide de forage, particulièrement si la pression de boue est supérieure à celle de la contrainte minimale.

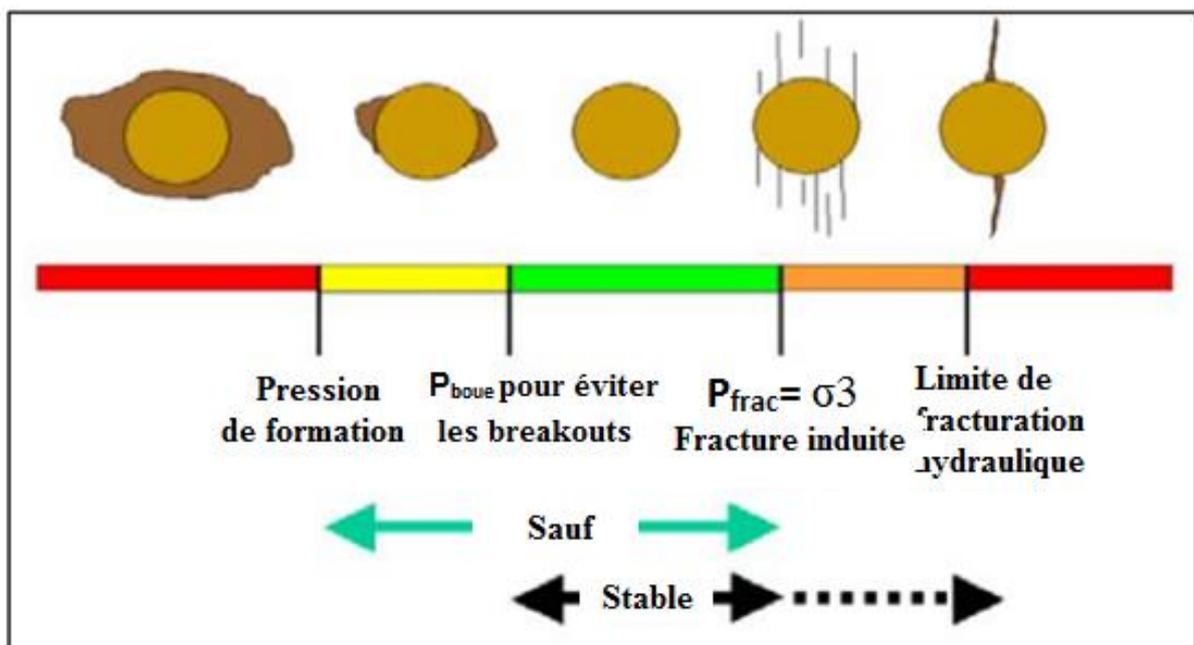


Figure 9 : Limites de stabilité du trou et la fenêtre sauve et stable de boue (Schlumberger.2016)

2.5.2 Figures de stress (Breakouts et Fractures induites)

L'ovalisation de la section forée, les fractures induites et les breakouts, indiquent une anisotropie des contraintes horizontales [04]. L'orientation de ces figures de stress permet la détermination de l'orientation du régime de la contrainte actuelle (Fig.10).

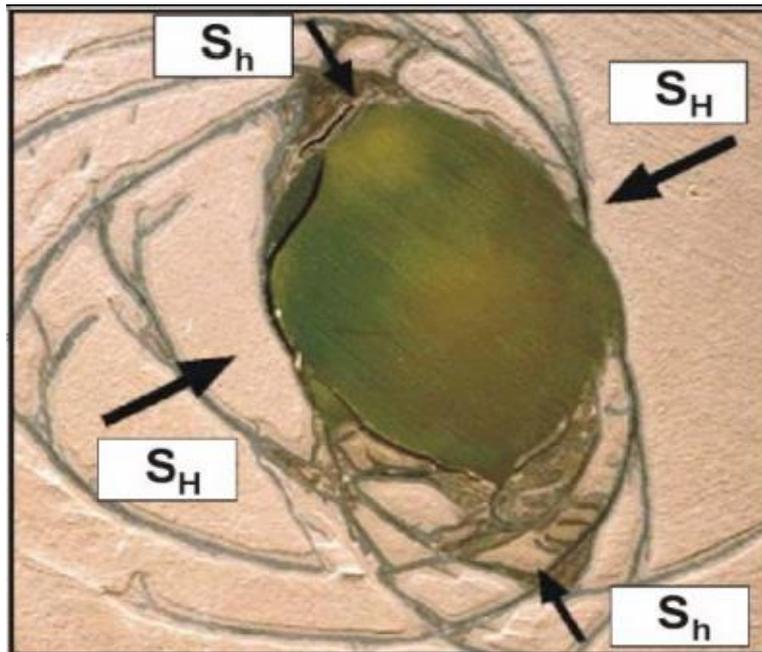


Figure 10 : Ovalisation d'un forage avec représentation des contraintes horizontales (Schlumberger.2013)

Lors du forage, le puits vertical subit des déformations caractéristiques dont l'orientation est liée à celle des contraintes actuelles. Les plus courants de ces endommagements sont les fractures induites et les breakouts [04].

2.5.2.1 Les breakouts

Les breakouts apparaissent lorsque la pression de boue sur les parois du puits est inférieure à la pression de la formation (condition de sous-pression), (Fig.11). La direction des breakouts correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_h) [04].

2.5.2.2 Fractures induites

Les fractures induites apparaissent lorsque la pression de la boue sur la paroi du puits dépasse la pression de fracturation de la formation (condition de forage surpassé) (Fig.11). La direction de fractures induites correspond à celle de la contrainte horizontale maximale (σ_H) [04].

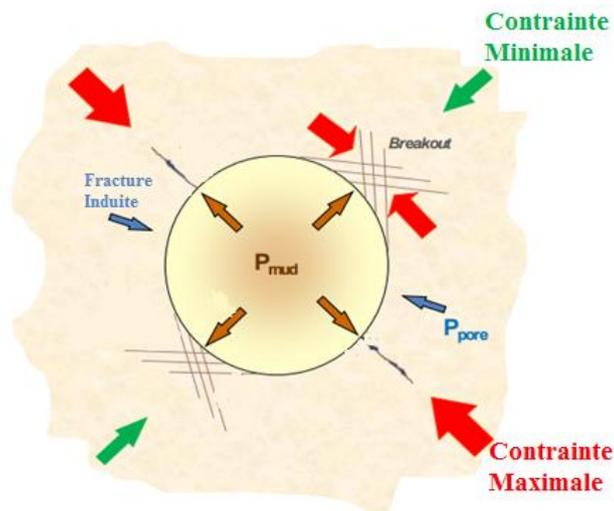


Figure 11 Relation entre la pression de boue et les figures de stress (Schlumberger.2016)

Remarque :

Il est clair qu'une densité de boue idéale n'engendra ni des breakouts ni des fractures induites. Par conséquent, il est probable que sur le même intervalle, on puisse trouver des breakouts et des fractures induites (Fig.12), ils sont dus à des densités de boue différentes utilisées lors de différentes phase de forage ou logging [04].

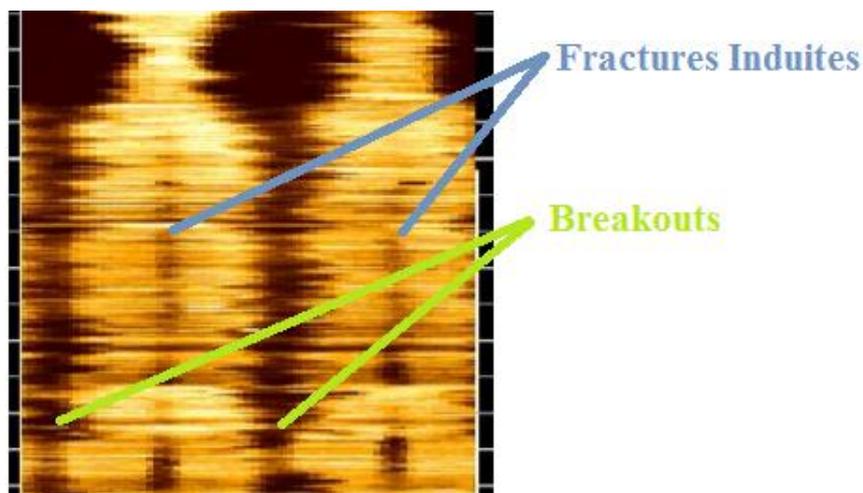


Figure 12: Apparition de breakouts et de fracture induites dans le même intervalle du à des différentes densités de boue à temps différents, (Schlumberger.2016)

2.6 Conclusion

On peut brièvement définir la contrainte comme une force appliquée à une certaine unité de volume, et la déformation par la variation de la forme d'un matériau en réponse à une contrainte donnée. De plus, une fracture est définie comme toute rupture ou discontinuité physique dans une roche, causée par des contraintes supérieures à la contrainte de la roche. Par convention, dans la mécanique des roches, la contrainte compressive maximale est notée σ_1 , l'intermédiaire par σ_2 et la contrainte compressive minimale par σ_3 . D'où on peut distinguer trois types de régime de contrainte et chaque régime donne lieu à de différents types de failles :

- Si la contrainte principale verticale est la plus importante, il s'agit d'un régime de contrainte normale (faille normale).
- Si la contrainte principale verticale est minimale, il s'agit d'un régime de contrainte chevauchante (faille inverse).
- Si la contrainte principale est intermédiaire, on parle de régime de contrainte décrochant (faille de décrochement).

Lors du forage, le puits vertical subit des déformations caractéristiques dont l'orientation est liée à celle des contraintes actuelles. Les plus courants de ces endommagements sont les fractures induites et les breakouts.

En effet, Les breakouts apparaissent lorsque la pression de boue à l'intérieur du puits est inférieure à la pression de la formation. Par contre les fractures induites apparaissent lorsque la pression de boue dépasse la pression de formation. Il est clair qu'une densité de boue idéale n'engendra ni des breakouts ni des fractures induites.

Pour conclure, il faut noter que l'orientation de ces endommagements est liée à celle des contraintes actuelles. La direction des breakouts correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_h) ; quant à la direction de fractures induites, elle correspond à celle de la contrainte horizontale maximale (σ_H).

Chapitre 3 : Outils et applications d'imagerie de puits

3.1. Introduction

L'imagerie des puits a été intégrée comme une composante cardinale dans l'interprétation structurale et l'analyse des fractures par Schlumberger au milieu des années 80. Le recours à cette technique a évolué rapidement et elle est devenue un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.

Nous distinguons deux principaux types d'outils d'imagerie, combinés avec un système de mesure d'inclinomètre :

- Outils d'imagerie électrique qui fournissent une image de la résistivité de la formation au voisinage immédiat de la surface du puits.
- Outils d'imagerie acoustique qui ne mesurent pas directement une propriété de la formation mais fournissent une image par réflexion d'une onde ultrasonique sur la surface du puits elle-même.

L'imagerie apporte des informations utiles à bien d'autres domaines que la géologie de puits : la pétrophysique, la sismique, la mécanique des roches et la description géologique globale du réservoir. Ces informations sont parfois simples à décrypter ou, parfois nécessitent des traitements plus complexes par un expert.

A travers ce chapitre, il sera question de décrire les différentes applications de l'imagerie dans la caractérisation de réservoirs et le principe de fonctionnement du système de mesure d'inclinomètre (GPIT¹), de l'imagerie acoustique (UBI²) et électrique (OBMI³).

¹ GPIT: General Purpose Inclinometry Tool

² UBI : Ultrasonic Borehole Imager

³ OBMI: Oil Base Micro Imager

3.2. Les applications de l'imagerie :

L'imagerie permet d'étudier avec précision la stratigraphie, le pendage et les textures de couches, des fractures, et de la répartition des faciès sédimentaires. Elle fournit également des informations sur la répartition de contrainte ainsi que le régime de stress actuel [14].

Aussi, L'imagerie apporte des informations utiles à la caractérisation des réservoirs telles que [08] :

Etude structurale :

- Détermination du pendage structural et sédimentaire.
- Identification et caractérisation des fractures.
- Analyse des failles.
- Détermination des limites de faciès et des séquences de stratification.

Etude stratigraphique :

- Détermination des Paléo- courants.
- Détermination des environnements de dépôts.
- Analyses de faciès.

Réservoir :

- Analyse des bancs minces
- Orientation et corrélation des carottes
- Etude de facturation et des paramètres pétrophysiques

Etude géo-mécanique

- Géométrie du forage
- Analyse des contraintes in-situ

3.3. Principes de mesure des outils d'imagerie de puits

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique:

- Emettre des ondes acoustiques dans le trou du forage et enregistrer le temps de transit et d'amplitude de l'onde réfléchi.
- Mesurer la micro résistivité des couches à l'aide d'un courant électrique émit.

Les outils d'imagerie se répartissent en deux catégories: les outils d'imagerie de résistivité et les outils d'imagerie acoustique. Ces outils sont accompagnés d'un système de mesure d'inclinomètre permettant le positionnement exact de la sonde et la correction des variations de vitesse d'enregistrement [08].

3.3.1 Le système de mesure d'inclinomètre

Ce système de mesure d'inclinomètre, appelé GPIT chez Schlumberger (**Fig.13**), est une cartouche d'inclinomètre à haute résolution. Elle fournit des mesures d'inclinométrie pour tous types de garniture. Elle est insérée dans le haut de l'instrument de mesure. Son axe principal est confondu avec celui de la sonde. Elle comprend un accéléromètre et un magnétomètre triaxiaux [03].

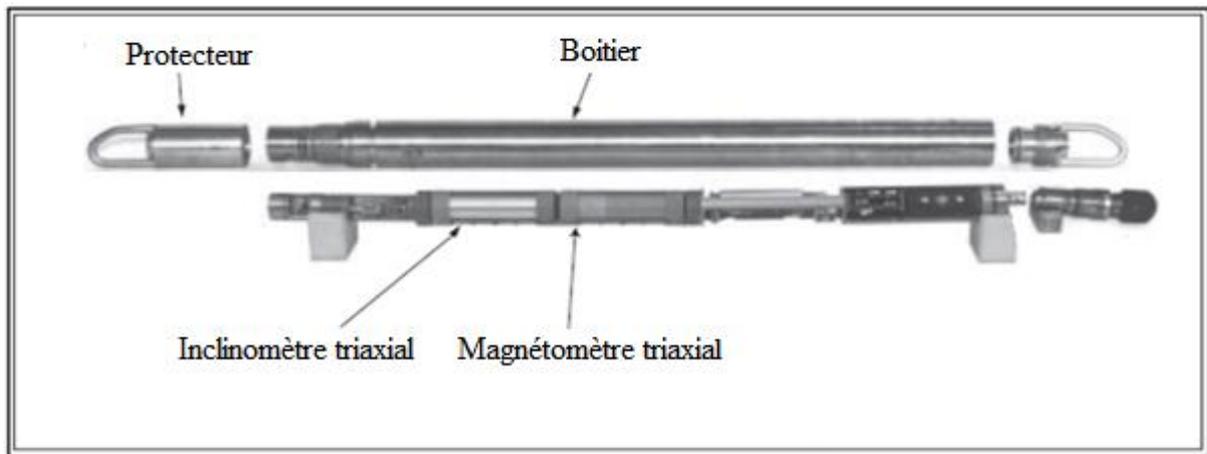


Figure 13 : GPIT (Schlumberger.2013)

Le principe de base de cet outil est de définir les trois axes de l'accéléromètre AX, AY, AZ et du magnétomètre FX, FY, FZ en prenant en compte la gravité G et le champ magnétique [12].

Ces paramètres sont utilisés pour calculer [15] :

- La déviation de l'axe de la sonde (**SDEV**⁴) par rapport à la verticale. Elle est souvent supposée identique à la déviation du trou (**HDEV**⁵) (**Fig.14**).
- l'azimut de la projection de l'axe de la sonde sur le plan horizontal (**HAZI**⁶) supposée être identique à l'azimut de la sonde (**Fig.14**).
- L'angle de rotation de la sonde par rapport à son axe (**Fig.14**); cet angle est défini par trois façons différentes :

⁴ SDEV: Sonde Deviation

⁵ HDEV: Hole Deviation

⁶ HAZI: Hole Azimut

- **Le relèvement relatif (RB⁷):** qui correspond à l'angle de rotation que fait le pad1 par rapport au sommet du trou (Top of hole) sur le plan perpendiculaire à l'axe de l'outil.
- **PINO⁸:** l'angle de la rotation du PAD 1 par rapport au nord sur le plan perpendiculaire à l'axe de l'outil.
- **P1AZ⁹:** l'azimut de la projection du PAD 1 par rapport au Nord sur le plan horizontal.

Ces mesures permettent le positionnement exact de la sonde et la correction des variations de la vitesse d'enregistrement [03].

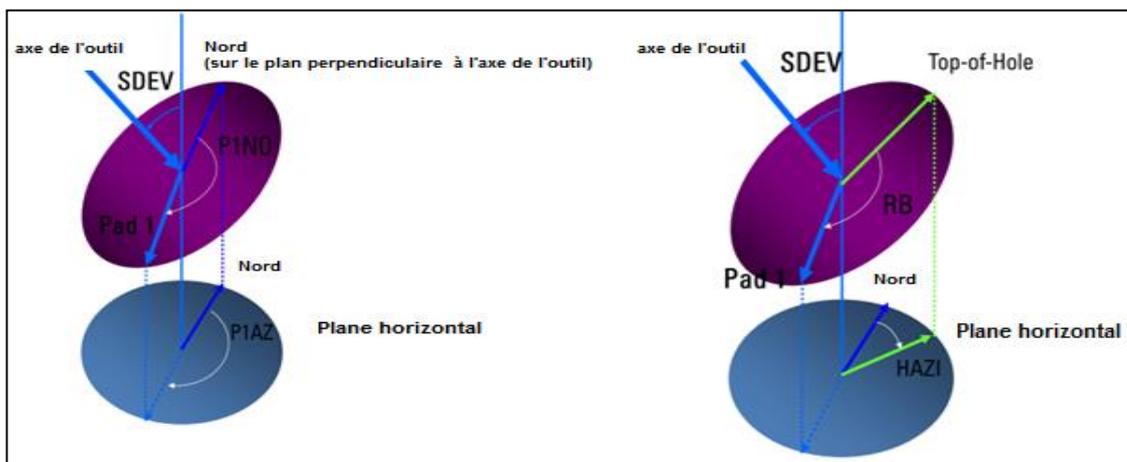


Figure 14 : Angles d'inclinometrie (Schlumberger.2013)

3.3.2 Imagerie acoustique

L'imagerie acoustique est obtenue par réflexion d'un faisceau acoustique tournant sur la totalité de la surface du trou. Chacune des 180 mesures, obtenues en comparant l'amplitude et le temps de transit du signal émis avec ceux du signal réfléchi par la surface du trou, fournit une information sur l'impédance acoustique de la formation et un rayon du trou de forage [14].

Les outils de l'imagerie acoustique génèrent des images acoustiques de la paroi du forage, rendant ainsi visible, avec une grande précision, la fracturation, la stratification et autres structures présentes dans les formations rencontrées, et permettant de déterminer leur orientation spatiale. Ces outils génèrent des images sur le temps de transit et en amplitude

⁷RB : Relative Bearing

⁸PINO : PAD 1 North

⁹P1AZ : PAD1 Azimuth

(Fig.15), orientés vers le Nord pour les puits verticaux et par rapport au sommet du trou (Top Of Hole) pour les puits horizontaux [05].

L'image du temps de transit peut être considérée comme une représentation du rayon du forage (en prenant soin que l'outil soit parfaitement centré), alors que l'image d'amplitude représente l'intensité de l'écho renvoyé par la paroi du forage [05].

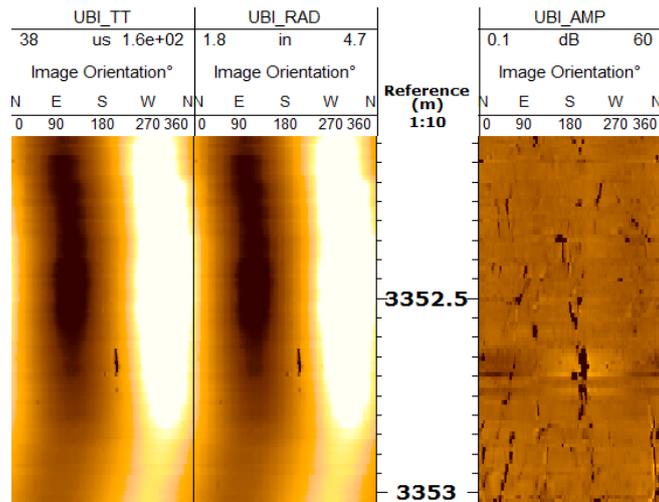


Figure 15: Images générées par l'outil d'imagerie acoustique sur Techlog

3.3.3 Les outils de l'imagerie acoustique

Les outils d'imagerie acoustique utilisent un transducteur à rotation rapide pour émettre une impulsion sonore à haute fréquence ciblée de la paroi du trou. L'outil d'imagerie acoustique enregistre ensuite l'amplitude de l'écho de retour, ainsi que le temps de déplacement total de l'impulsion sonore [13].

Le temps de trajet de l'onde acoustique et l'amplitude réfléchiée sont mesurés par de nombreux azimuts à l'intérieur du puits de forage pour une profondeur donnée. Ces données sont ensuite traitées et représentées sous forme d'images en amplitude et en rayon du trou de forage [13]. Dans notre étude nous avons utilisé les données issues de l'UBI (Ultrasonic Borehole Imager).

L'Ultrasonic Borehole Imager est un outil muni d'un transducteur rotatif à grande résolution qui fournit des images acoustiques en open hole même en boue à huile. Le transducteur fait à la fois fonction d'un transmetteur et d'un récepteur [13].

Le transducteur rotatif envoie 156 pulsations par rotation et fait 7 rotations par seconde assurant ainsi une couverture de 100% de la paroi du trou (**Fig.16**).

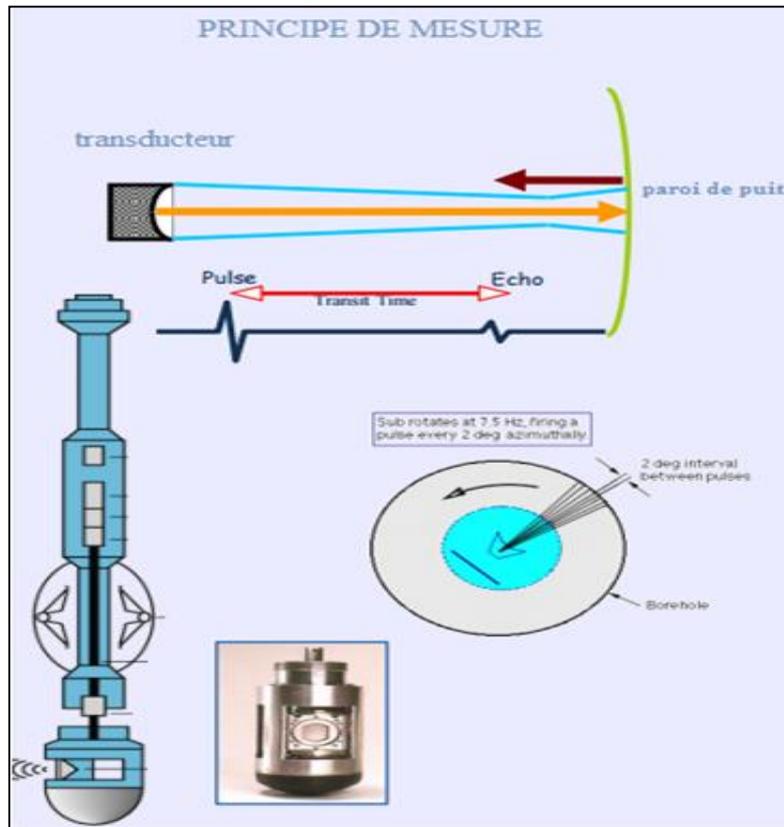


Figure 16: Principe de mesure de l'UBI (Schlumberger.2006)

L'outil UBI mesure l'amplitude et le temps de transit de l'onde ultra-sonique en utilisant deux différentes fréquences. La fréquence de 500 KHz donne une bonne résolution de l'image du signal, et la fréquence de 250 KHz donne de meilleures mesures dans le cas des boues dispersives. Le mode de résolution est sélectionné en fonction de l'environnement du sondage (type et densité de la boue) [13].

Cet outil existe en plusieurs dimensions (**Fig.17**) qui sont sélectionnées en fonction du diamètre du trou pour minimiser le trajet de la pulse ultrasonique dans le fluide de forage, réduisant ainsi l'atténuation l'amplitude de l'onde dans les fluides lourds et maintenant un bon rapport signal-bruit [13].



Figure 17: Transducteur rotatif (Schlumberger.2006)

3.3.4 Imagerie électrique

L'imagerie en résistivité est une mesure vraie des propriétés électriques de la formation à quelques centimètres du bord du trou. Cependant, comme ce type de mesure provient des boutons montés sur les patins, les images obtenues couvrent seulement une partie de la circonférence du trou de forage [14].

Dans notre étude nous avons utilisé les données issues de l'outil OBMI (Oil Base Mud Micro Imager).

L'OBMI est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagnie internationale Schlumberger (**Fig.18**). Il fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice [09].



Figure 18 OBMI (Schlumberger.2004)

Cet outil fournit des images de micro résistivité assurant une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi qu'il assure une large couverture de la paroi du puits à plus de 80%. Il est constitué de quatre bras portant chacun un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes [09].

Pendant l'acquisition, un courant alternatif est injecté dans la formation entre les deux électrodes émettrices situées aux deux extrémités du patin. Des boutons récepteurs au milieu du patin enregistrent la différence du potentiel. Cette mesure permet de fournir des images de micro résistivité de la paroi du puits (**Fig.19**) [09].

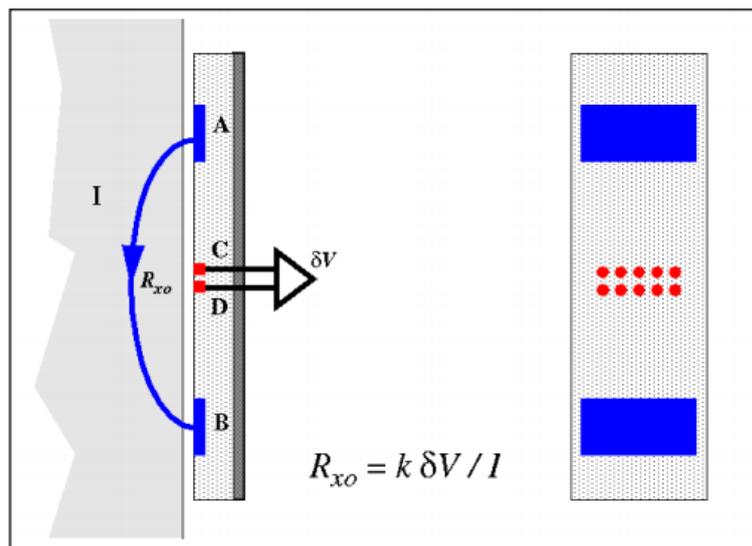


Figure 19 Principe de mesure de l'OBMI (Schlumberger.2004)

3.4. Conclusion

L'imagerie est devenue un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers. Elle apporte des informations utiles aux études structurales, stratigraphiques, et géomécaniques.

En fait, nous distinguons deux types d'outils d'imagerie :

- L'outil d'imagerie acoustique enregistre l'amplitude de l'écho de retour, ainsi que le temps de déplacement total de l'impulsion sonore. En ce qui concerne notre étude nous avons utilisé l'outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager) de la compagnie Schlumberger, qui est muni d'un transducteur rotatif à grande résolution pour émettre une impulsion sonore et fournir des images acoustiques.
- L'imagerie électrique est une mesure vraie des propriétés électriques de la formation à quelques centimètres du bord du trou. Dans notre étude nous avons choisi d'utiliser l'outil OBMI (Oil-Base Micro Imager) de la compagnie Schlumberger. Il fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage de la paroi du puits pour une boue non conductrice.

De plus, les outils d'imagerie descendus au câble sont généralement combinés avec le système de mesure d'inclinomètre à haute résolution (GPIT), qui fournit des mesures d'inclinométrie pour tous types de garniture, permettant le positionnement exact de la sonde et la correction des variations de vitesse d'enregistrement.

En un mot, l'imagerie du puits est une composante cardinale dans la caractérisation des réservoirs pétroliers.

Chapitre 4 : Traitement et interprétation structurale des images

4.1. Introduction

Pour reproduire les objets géologiques détectés, dans leur forme primitive, et afin de calculer le pendage réel des surfaces traversées par les puits, l'interpréteur doit effectuer un traitement des données brutes acquises.

Dans ce chapitre et à l'aide d'un outil puissant d'interprétation, en l'occurrence le TECHLOG-WBI, il sera question : En premier lieu de décrire les différentes étapes de traitement effectué sur les données brutes, qui nous parviennent des opérations de logging, dans le but d'obtenir des images qui reproduiront et traduiront mieux les structures et les figures géologiques, ensuite, de montrer le principe de l'interprétation et l'analyse des fractures sur les images, et en dernier lieu, d'appliquer ces notions sur un exemple réel (le puits OMO-173) afin de mieux illustrer les étapes décrites auparavant.

4.2. Traitement des données brutes

4.2.1. But du traitement des données brutes

Le but du traitement effectué est d'établir des corrections sur les données brutes qui nous parviennent des opérations de logging pour créer des images qui reproduisent et traduisent mieux les structures et les figures géologiques(**Fig.20**) [15].

Pour ce faire, il faudra préalablement, déterminer la position exacte de l'outil dans le trou, éliminer et corriger l'effet du coincement, corriger son décalage par rapport à la profondeur, arranger le mauvais fonctionnement des électrodes, corriger l'ovalisation du trou et enfin orienter les images dans le trou par rapport au Nord ou au sommet du trou.

Toutes ces corrections concourent à l'amélioration de la qualité de l'image, réduisant au maximum ses artefacts pour obtenir au final, des images statiques et dynamiques aux contrastes avérés et sur lesquelles se fera notre interprétation.

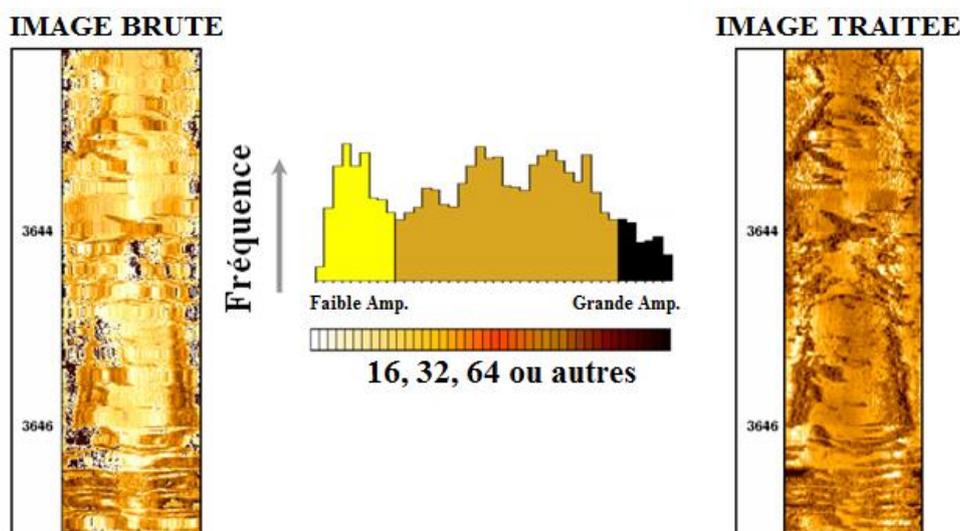


Figure 20: Traitement des données brutes (Schlumberger.2013)

4.2.2. Logiciel utilisé

Dans cette étude, le logiciel utilisé pour effectuer le traitement ainsi que l'interprétation est TECHLOG (Fig.21). TECHLOG est un logiciel de grande performance, développé par la Compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER pendant les années 2000 ; sous Windows, il présente plusieurs modules : Géophysique, Forage, Géologie, Pétrophysique, Réservoirs et Réservoirs in conventionnel.



Figure 21: Logo du TECHLOG

Le module utilisé dans notre étude est le WBI (WellBore Imaging- geology). Il regroupe les outils de traitement et d'interprétation des données de l'imagerie. La plate-forme contient un grand nombre d'outils de différentes compagnies de service permettant à l'utilisateur de corriger les données brutes afin de réaliser une interprétation géologique (Fig.22).

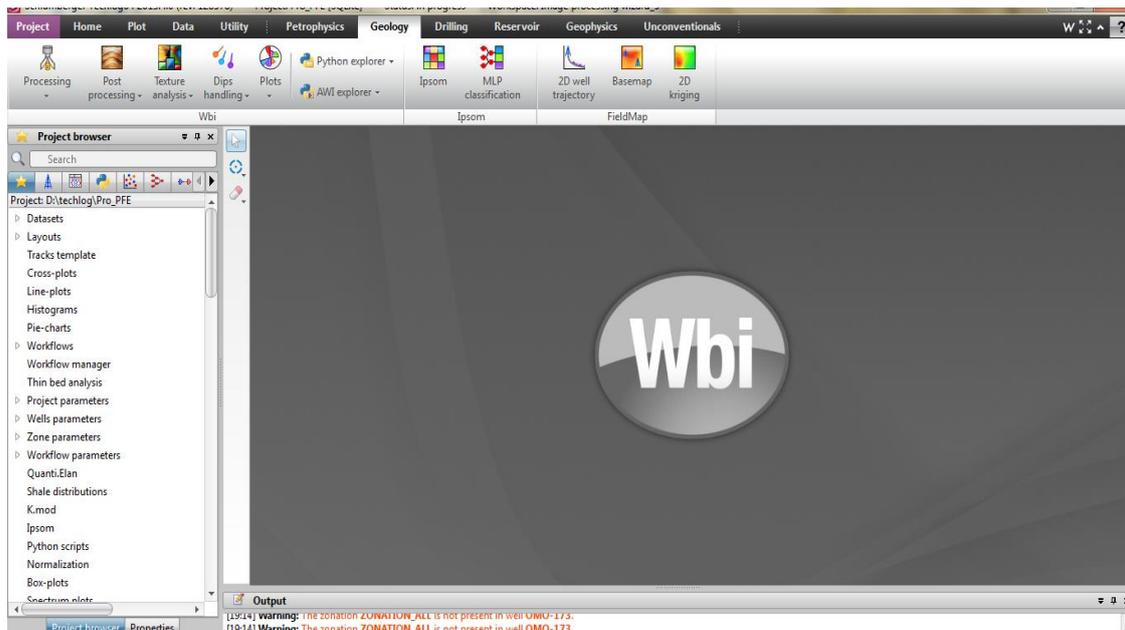


Figure 22: Interface du TECHLOG-GEOLOGY WellBore Imaging

4.2.3. Etapes de traitement d'images

4.2.3.1. Ajustement de l'inclinométrie

L'ajustement de l'inclinométrie permet de:

- Vérifier la qualité des données de l'accéléromètre et du magnétomètre du dispositif d'orientation GPIT
- Corriger ces dernières, si c'est nécessaire,
- Recalculer des courbes d'orientation en utilisant les données corrigées.

Les données nécessaires pour réaliser l'inclinométrie QC¹⁰ sont [11]:

- **Calibration du toit:** ce paramètre est défini à 5m au-dessous du tubage. Ce réglage est nécessaire pour que son effet n'affecte pas la mesure du magnétomètre ;
- **Calibration du mur:** C'est la limite de l'intervalle du traitement qui peut être réglé manuellement par l'utilisateur ;
- **La latitude:** c'est l'angle formé, en un point donné de la surface terrestre, par la verticale du lieu avec le plan de l'équateur. Il est compté de 0 à $\pm 90^\circ$ à partir de l'équateur, positivement vers le nord, négativement vers le sud. Ce paramètre est lu à partir de la base de données.

¹⁰ L'inclinométrie QC : l'inclinométrie Contrôle Qualité

- **La longitude:** c'est l'angle formé, en un point donné de la surface terrestre par le méridien du lieu avec le méridien de Greenwich. Il est compté de 0 à $\pm 180^\circ$. Ce paramètre est lu à partir de la base de données.
- **La date d'acquisition:** Ce paramètre est lu à partir de la base de données.
- **La déclinaison magnétique:** en un point donné sur la surface de la terre, c'est l'angle formé entre la direction du pôle Nord géographique et le Nord magnétique. Cet angle est compté positivement vers l'est et négativement vers l'ouest. Ce paramètre peut être déterminé en utilisant le modèle BGGM¹¹.
- **L'inclinaison magnétique:** l'inclinaison d'un lieu est l'angle que fait le vecteur champ magnétique terrestre avec l'horizontal. Ce paramètre peut être déterminé en utilisant le modèle BGGM ;
- **Champ magnétique:** ce paramètre peut être déterminé directement en utilisant le modèle BGGM ;
- **Gravité:** ce paramètre peut être déterminé directement en utilisant le modèle BGGM, sinon, l'utilisateur peut saisir cette valeur manuellement (par défaut 9.81 m/ s2).

Inclinometry QC

Top (m): Bottom (m):

Inclinometry QC

Calibration top:	<input type="text" value="3301.24"/>	Calibration bottom:	<input type="text" value="3367"/>
Latitude:	<input type="text" value="32.34"/>	Longitude:	<input type="text" value="6.633"/>
Date Logged:	<input type="text" value="09-Nov-2015"/>	Magnetic Declination:	<input type="text" value="1.352"/>
Magnetic Inclination:	<input type="text" value="44.809"/>	Magnetic Field:	<input type="text" value="42139"/>
Gravity:	<input type="text" value="9.79482"/>		

Figure 23: Inclinomètre QC

¹¹BGGM : BGS Global Magnetic est un modèle mondial, qui fournit des valeurs moyennes du champ magnétique (inclinaison, déclinaison, magnitude) en fonction de la positions des puits (longitude latitude, date)

Exécution :

Il est recommandé d'exécuter la méthode d'abord en mode display qui permet d'examiner les données, d'obtenir une idée sur la qualité des données puis de voir si elles peuvent être améliorées [11].

Une fois la méthode exécutée, les résultats seront automatiquement représentés sous forme de cross plots d'accéléromètre et du magnétomètre; une fenêtre contextuelle qui contient un résumé des résultats et des recommandations sur les données acceptables s'affiche aussitôt [11]. La couleur verte signifie que l'erreur est minimale, que les corrections effectuées sont bonnes et à ce moment, nous pouvons passer à l'étape suivante (Fig.24).

fenêtre contenant un résumé des résultats



cross plots d'accéléromètre et du magnétomètre

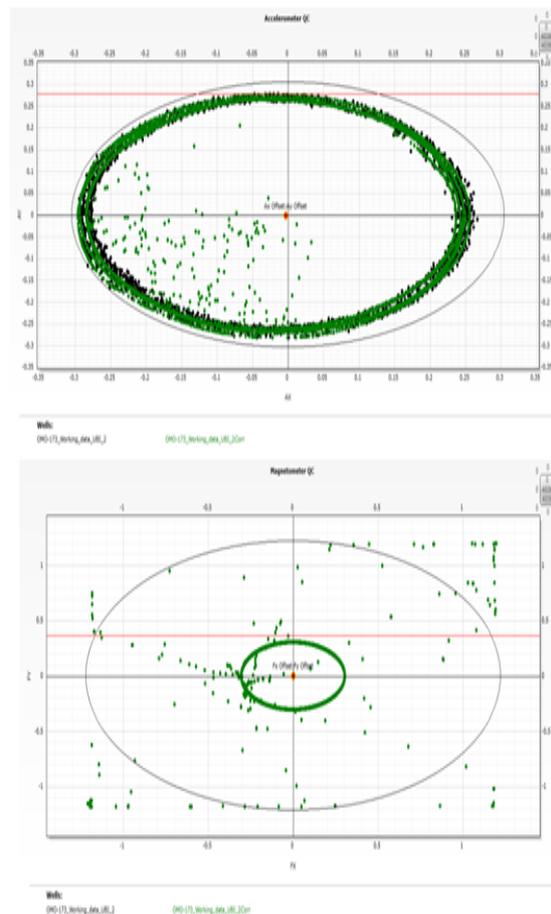


Figure 24: Résultats de l'inclinométrie QC

4.2.3.2. Correction des variations de vitesse

Les corrections de vitesse doivent être effectuées afin d'éviter les erreurs de calcul lorsque l'outil est temporairement coincé et pour permettre aussi aux utilisateurs de vérifier si les profondeurs calculées et corrigées sont raisonnables avant d'appliquer réellement les corrections sur les logs (**Fig.25**). Le principe de la méthode est basé sur l'utilisation de l'accélération sur l'axe Z et le facteur de confiance du câble pour calculer l'accélération et la vitesse de l'outil.

Cette étape permet de corriger l'effet de coincement de l'outil. Lorsque l'outil coince, l'image devient tendue et la tension du câble augmente. Par la suite, lorsque l'outil est libéré, il redémarre avec une accélération, de ce fait l'image apparaîtra compressée. Pour compenser cela, le programme calcule la vitesse réelle de l'outil par intégration de l'accélération de l'outil, puis intègre la vitesse afin de déterminer la profondeur réelle de l'outil par rapport à la profondeur nominale du câble.

Speed correction

Top (m): Bottom (m):

Speed correction (mandatory) [?](#)

If you wish to disable the sticking detection, set the value for the Sticking detection threshold to 0

Corrected depth: Cable confidence factor:

Sticking detection threshold (ft/s2):

Figure 25: Correction des variations de vitesse

4.2.3.3. Traitement et création d'images

Cette étape est subdivisée en plusieurs sous-étapes :

a) Création des images

Cette étape consiste à construire une image pour chaque patin, en regroupant les réponses de tous les boutons (électrode) sur le même patin. Ainsi on aura, pour chaque patin, une image qui lui correspond.

La figure 26 représente les images résultantes de cette étape de traitement pour l'OBMI. On a donc quatre images, chacune correspond à un patin.

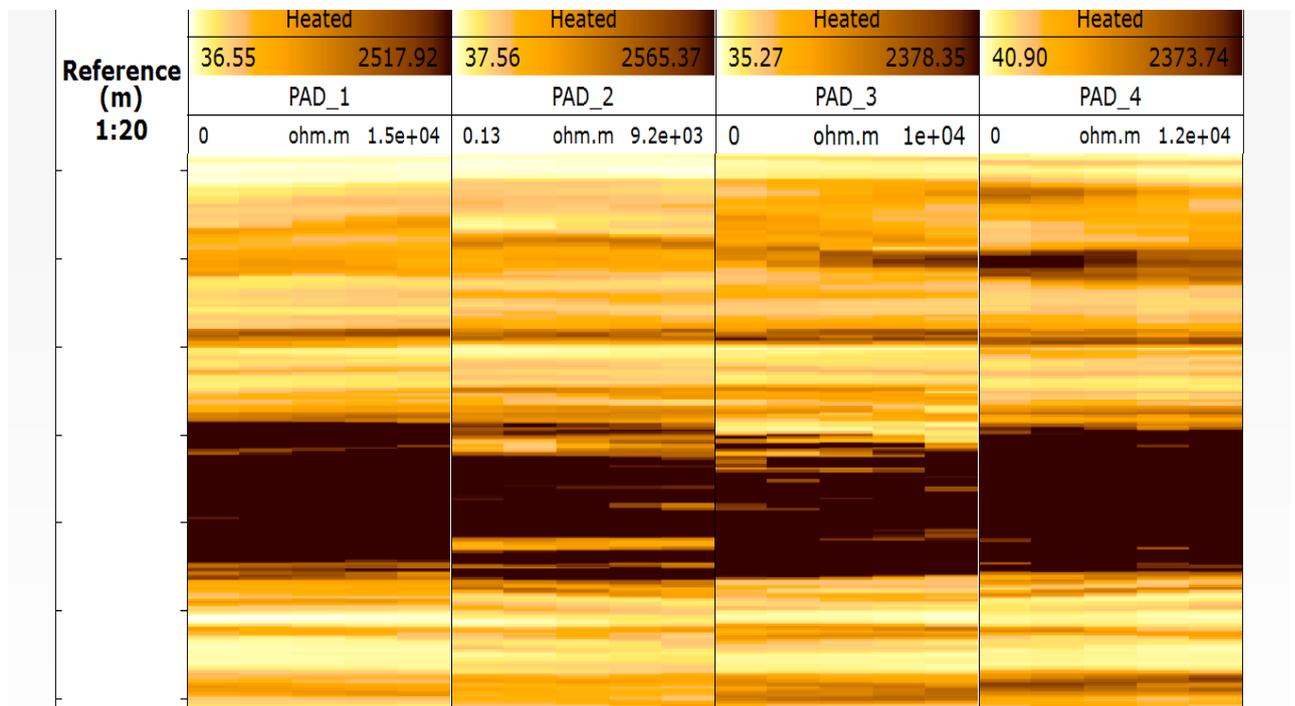


Figure 26: Création d'images

b) Correction de la vitesse sur l'image

Elle consiste à éliminer l'effet du mouvement irrégulier de l'outil à patin qui peut entraîner un décalage entre la ligne de boutons ou entre patins. Cette correction consiste à compenser le décalage en profondeur et remettre les images au même niveau.

La Figure 27 représente les images avant correction (à gauche) et après correction (à droite).

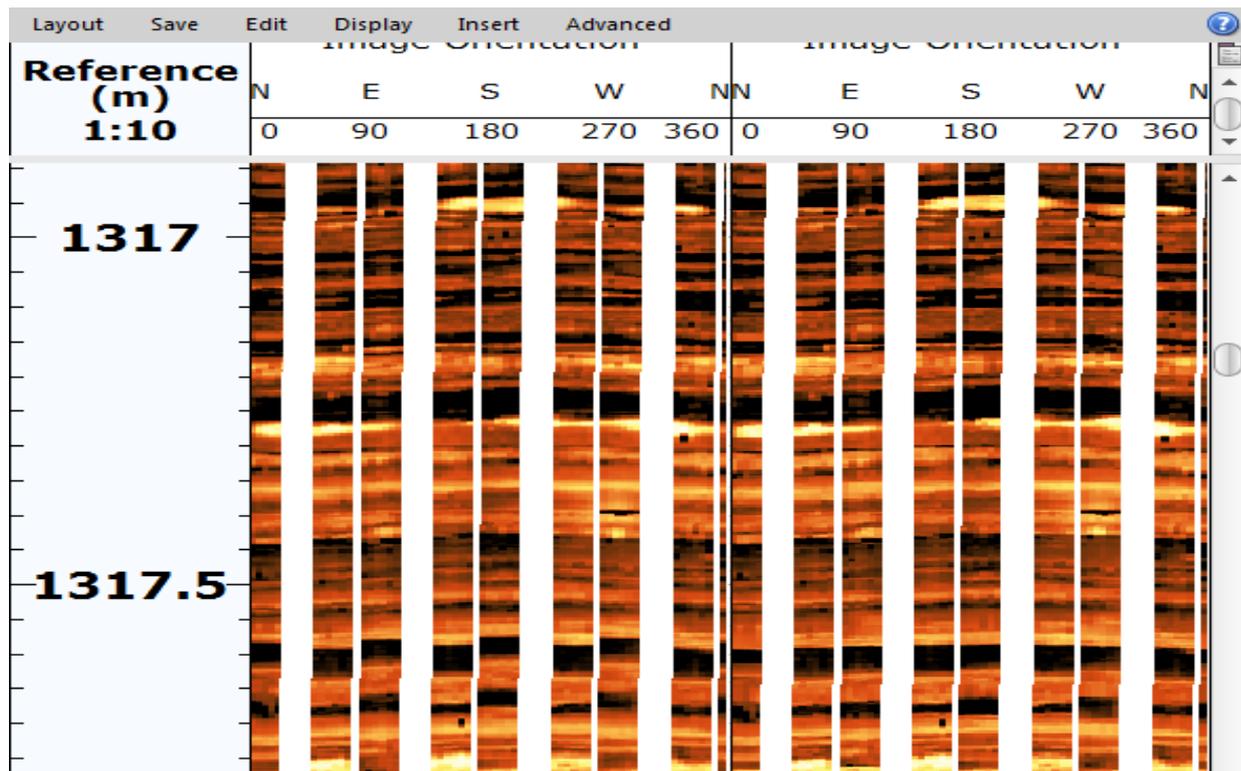


Figure 27: Correction de vitesse sur l'image

c) Harmonisation des boutons

Elle corrige l'effet des différentes réponses entre les électrodes du pad (boutons). Ces réponses bruitées résultent des problèmes de l'outil ou des mauvaises conditions du trou telles que washouts ou encore du mud cake sur les pads. Cette étape de correction tend à corriger les réponses des boutons (électrodes) en les globalisant en une seule réponse. Elle permet ainsi de corriger le mauvais fonctionnement des boutons lors de l'acquisition.

La Figure 28 représente les images avant correction (à gauche) et après correction (à droite).

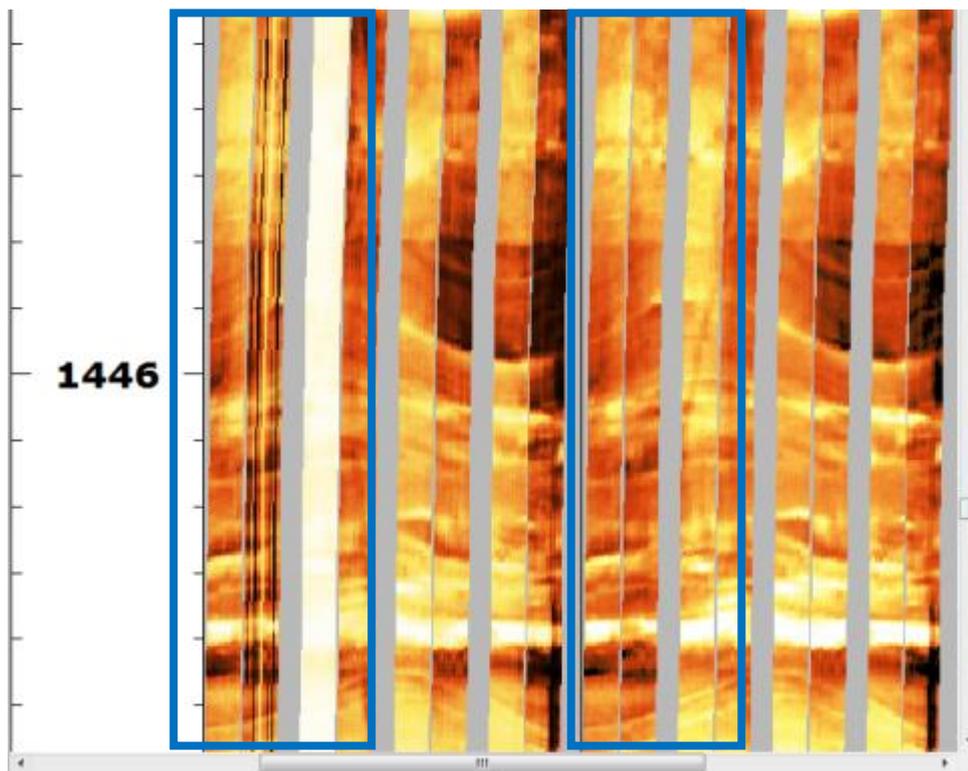


Figure 28: Harmonisation des boutons

d) Concaténation et orientation d'image

Cette étape consiste à regrouper la réponse de tous les patins en une seule image orientée soit vers le nord soit par rapport au top of hole (Fig.29).

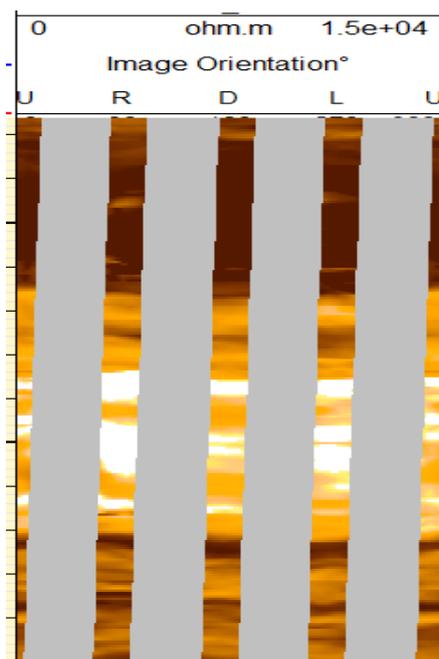


Figure 29: Concaténation et orientation d'image

e) Création des images ultrasoniques

Cette méthode a pour but l'orientation des images acquises par les outils ultrasoniques et convertir le transit time pour créer des images en rayon.

La Figure 30 montre le résultat de cette étape.

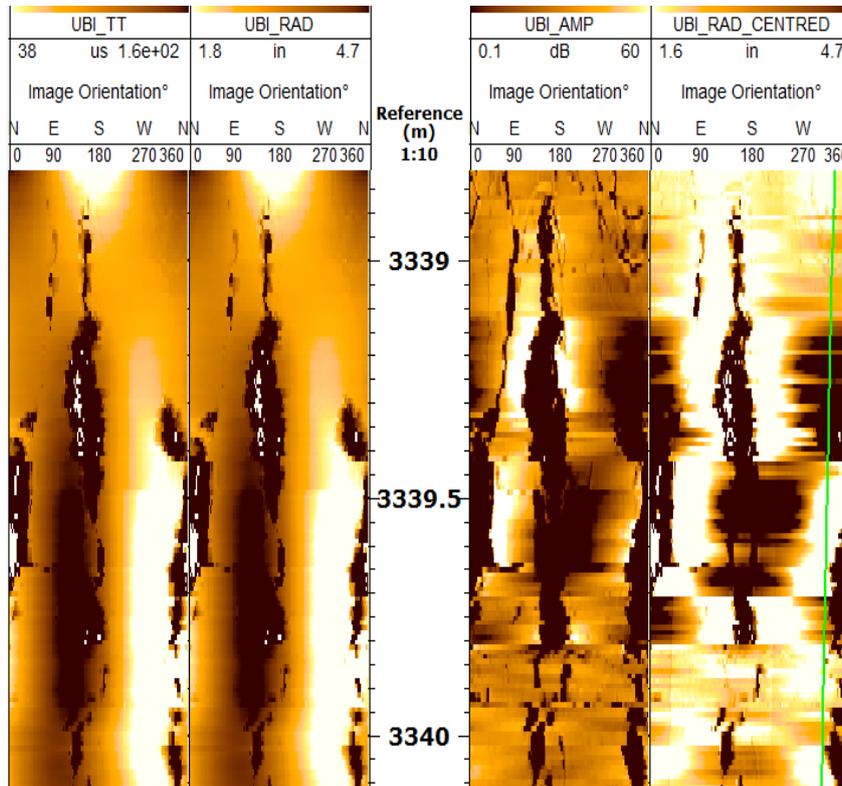


Figure 30: Création des images ultrasoniques

4.2.3.4. La normalisation d'images

Une fois les corrections appliquées, les réponses des électrodes sont réparties en un certain nombre de classes (de couleur) par analyse d'histogramme (**Fig.31**). Chaque couleur est représentée par un même nombre d'échantillons : deux types de normalisation sont appliqués afin de produire des images avec des niveaux de couleur et des contrastes qui facilitent l'interprétation et l'analyse [03].

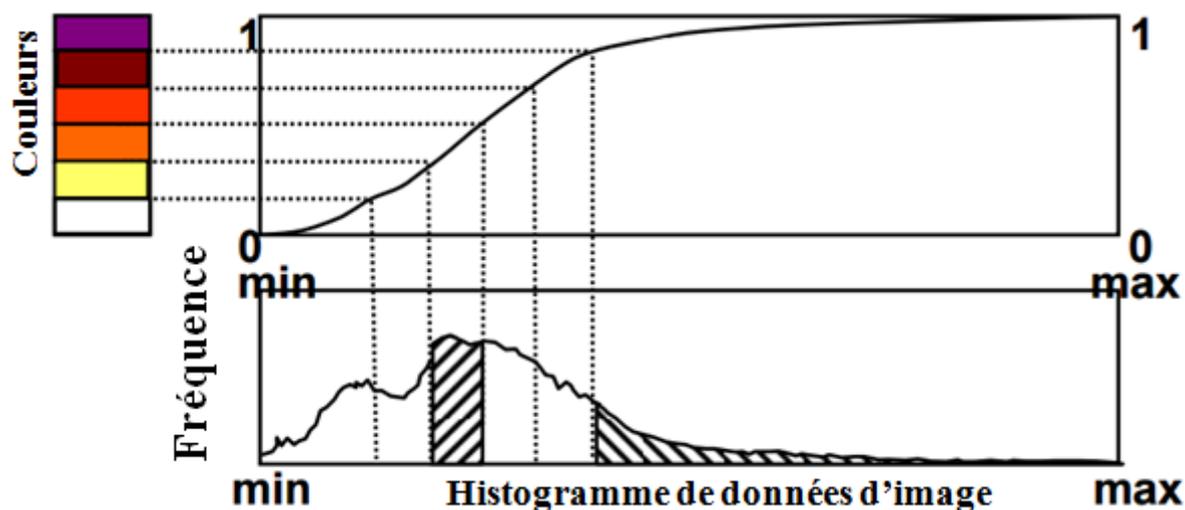


Figure 31: Normalisation par analyse d'historgramme (Schlumberger.2013)

a) Normalisation statique

L'analyse de l'historgramme couvre l'enregistrement complet ; une même couleur correspond à la même plage de résistivité quelle que soit la profondeur, permettant ainsi d'avoir une vue d'ensemble de tout l'intervalle [03].

b) Normalisation dynamique

Les sondes ayant une plage dynamique très large permettent de détecter des variations très faibles de résistivité. Ces dernières n'apparaissent pas dans la normalisation statique mais peuvent être mises en évidence dans la normalisation dynamique [03].

La normalisation dynamique consiste en l'analyse de l'historgramme des conductivités réduit à une fenêtre glissante de longueur donnée (1m généralement). Des phénomènes géologiques très peu contrastés peuvent ainsi être mis en évidence [03].

Dans ce type de normalisation, une même couleur peut correspondre à des résistivités totalement différentes. Donc, Il convient toujours d'analyser une image dynamique à côté de l'image statique [03].

La Figure 13 représente l'image statique (à gauche) et l'image dynamique (à droite).

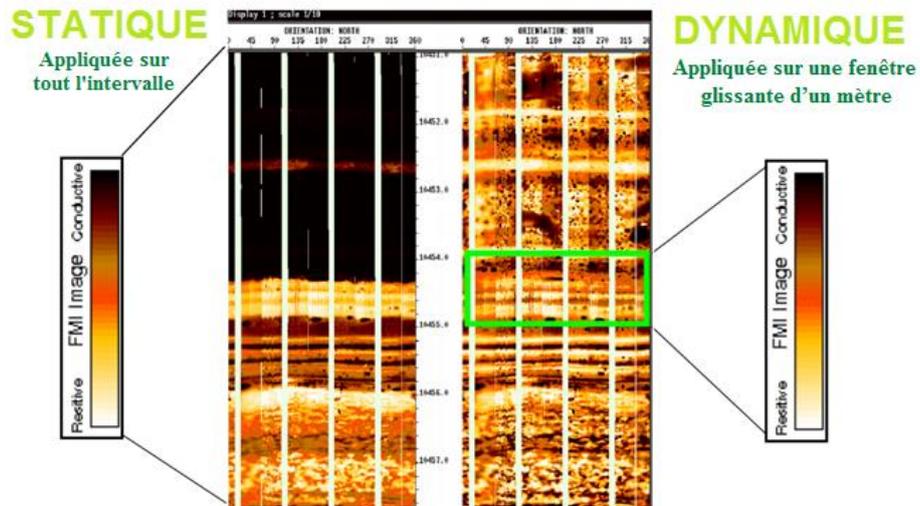


Figure 32: Image Statique (à gauche) et Image Dynamique (à droite) (Schlumberger.2013)

4.3. Interprétation structurale des images

4.3.1. Représentation des objets géologiques sur l'image

Dans un puits vertical, l'image est orientée vers le nord, et dans un puits horizontal l'image est orientée par rapport au sommet du trou (top of hole).

Sur les images, un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite [07].

Ce développement est illustré sur la figure 33 :

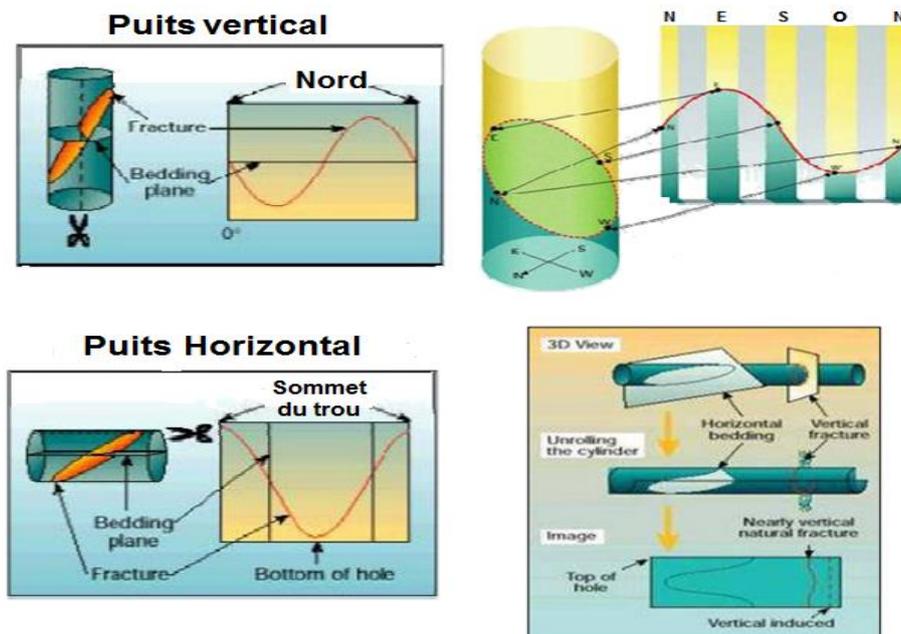


Figure 33: Représentation des objets géologiques sur l'image

4.3.2. Analyse des objets géologiques

Tous les outils d'imagerie permettent d'identifier et d'orienter les fractures naturelles et les fractures induites avec plus ou moins de fiabilité. Le type de fracture (ouverte ou cimentée) et le type de ciment (argile, calcite...) seront plus ou moins faciles à identifier selon l'outil. [14].

La Figure 34 nous expose la signature de chaque type de fracture avec les différents outils d'imagerie. Cette comparaison montre que la caractérisation complète des fractures ne peut se faire qu'avec un seul outil ; la combinaison de plusieurs outils d'imagerie, UBI-OBMI en boue à l'huile, permet de lever l'indétermination dans la plupart des cas [14].

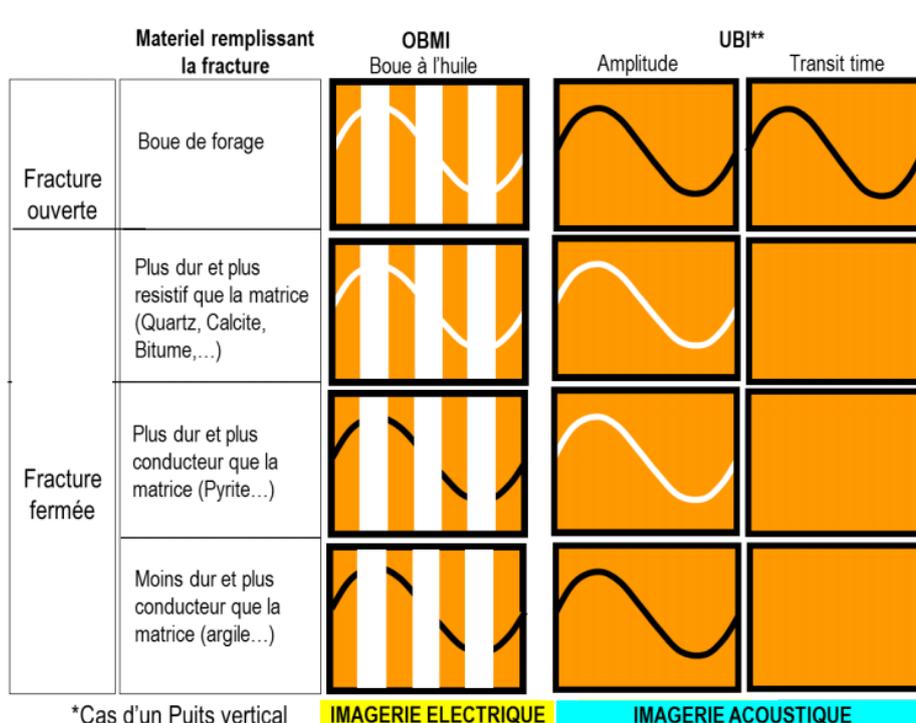


Figure 34: Signatures de fractures sur l'UBI et l'OBMI (Schlumberger.2013)

4.3.2.1 Fractures ouvertes

- Les images UBI en amplitude et en temps de transit montrent toutes les deux des traces noires formant des sinusoides de faible amplitude et un temps large de transit. À l'inverse, l'image OBMI montre une trace blanche. Cette trace blanche peut correspondre à des fractures ouvertes remplies de boue de forage résistante : il s'agit de fractures ouvertes.

4.3.2.2 Fractures cimentées

- **Fracture cimentée par un ciment non conducteur compact (calcite, quartz..)**

Les images UBI en amplitude montrent une trace blanche et aucune trace sur les images en temps de transit. L'image OBMI montre une sinusoïde blanche. Cela implique qu'il s'agit de fractures cimentées par un matériel résistant tel que du quartz ou de la calcite.

- **Fracture cimentée par un ciment conducteur compact (pyrite...)**

Les images UBI en amplitude montrent une trace blanche et aucune trace sur les images en temps de transit. L'image OBMI montre une sinusoïde noire : il s'agit de fractures cimentées par un matériel conducteur compact tel que la pyrite.

- **Fracture cimentée par un ciment conducteur tendre (argile...)**

Les images UBI en amplitude montrent une trace noire et aucune trace sur les images en temps de transit. L'image OBMI montre une sinusoïde noire ou aucune trace si le contraste de résistivité est trop faible : il s'agit de fractures cimentées par un matériel conducteur tendre tel que l'argile.

4.3.2.3 Breakouts et les Fractures induites

Ce sont des zones de faiblesse dues à la déformation du puits sous l'effet de la pression de boue exercée sur les parois du trou dues aux contraintes tectoniques¹².

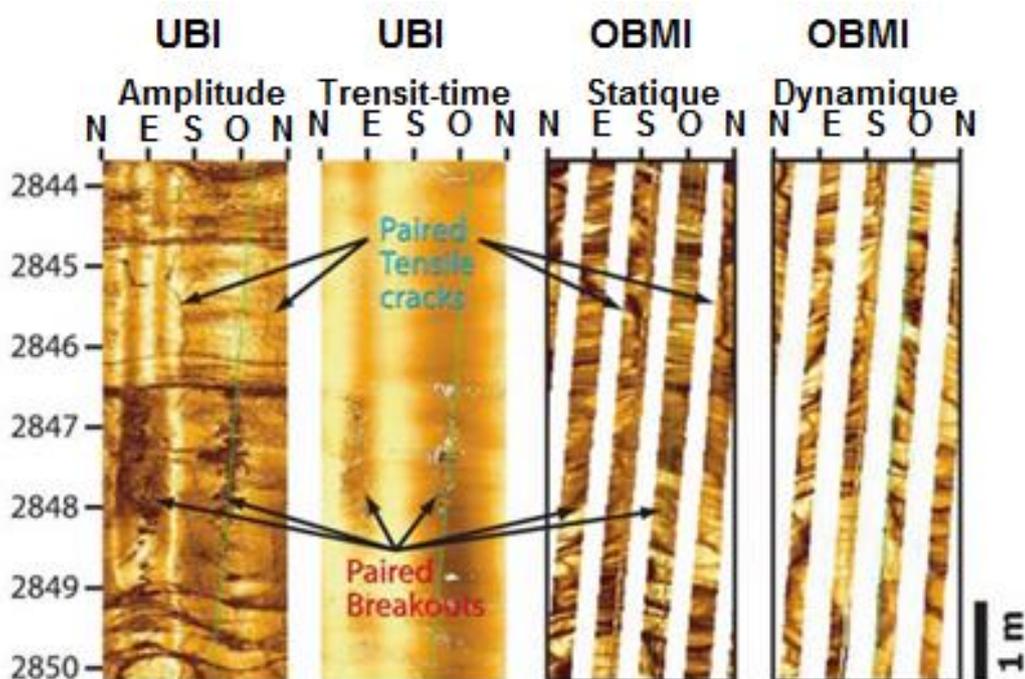


Figure 35: Signatures des breakouts et des fractures induites sur l'UBI et l'OBMI (Poppelreiter.2010)

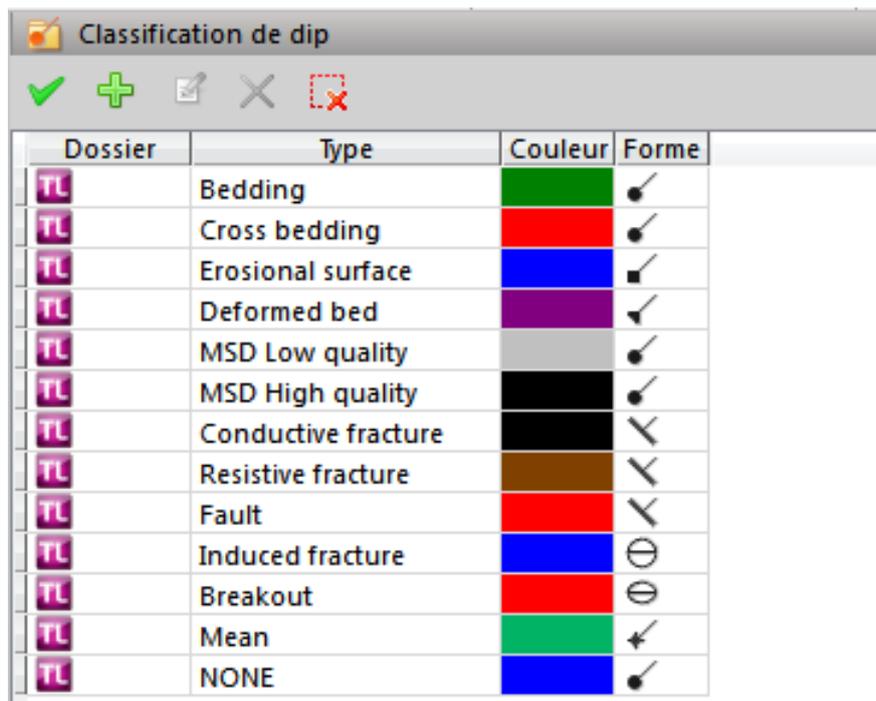
¹² Voir chapitre 02 Endommagements liés aux contraintes

Les breakouts sont rencontrés suivant l'axe de l'allongement maximum. Sur l'image, les breakouts apparaissent comme deux zones sombres distantes de 180° l'une de l'autre (Fig.35). Fractures induites apparaissent généralement comme des paires de linéaments sombres à 180° l'une de l'autre (Fig.35) [04].

4.3.3. Pointé manuel des pendages

TECHLOG présente une fenêtre de gestion des données de pendage contenant une classification des pendages. Chaque structure est représentée par un symbole ayant différentes formes et couleurs.

Ces symboles sont des figures conventionnelles pour représenter les caractéristiques d'un plan (Azimut et pendage), exprimé en forme dans la Figure 36. Ils sont représentés par une figure géométrique de base (cercle, triangle ou carré) et d'un segment de droite [10].



Dossier	Type	Couleur	Forme
TL	Bedding	Vert	☛
TL	Cross bedding	Rouge	☛
TL	Erosional surface	Bleu	☛
TL	Deformed bed	Violet	☛
TL	MSD Low quality	Gris	☛
TL	MSD High quality	Noir	☛
TL	Conductive fracture	Noir	☛
TL	Resistive fracture	Marron	☛
TL	Fault	Rouge	☛
TL	Induced fracture	Bleu	☛
TL	Breakout	Rouge	☛
TL	Mean	Vert	☛
TL	NONE	Bleu	☛

Figure 36: Fenêtre de classification de pendages

L'interpréteur doit créer un panneau (track) de classification, afin de mieux visualiser les pendages des structures géologiques (Fig.37).

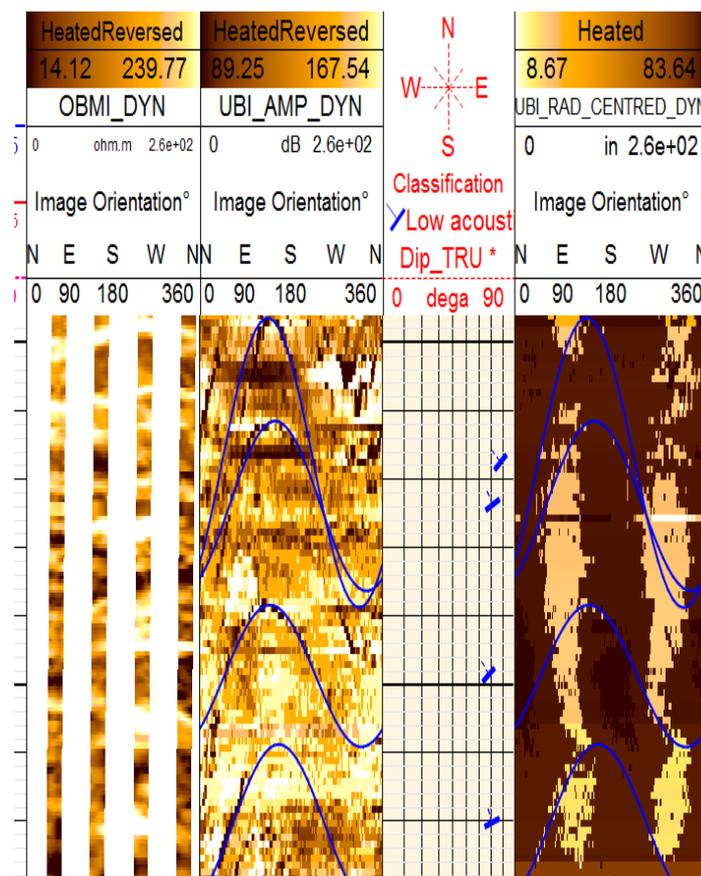


Figure 37: Track de classification (entre les deux images dynamiques d'UBI)

4.3.4. La projection stéréographique

La projection stéréographique Schmidt est une technique de représentation et de traitement des données dont le but est de représenter sur un plan les divers éléments observés en conservant exactement leurs rapports angulaires (Fig.38). Ce procédé convient en particulier quand on veut comprendre l'agencement, dans l'espace, d'un grand nombre d'éléments d'orientation de natures diverses [03].

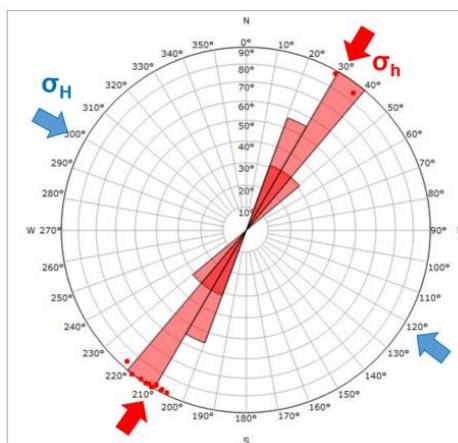


Figure 38: Rosace d'orientation des breakouts dans le puits OMJ-22

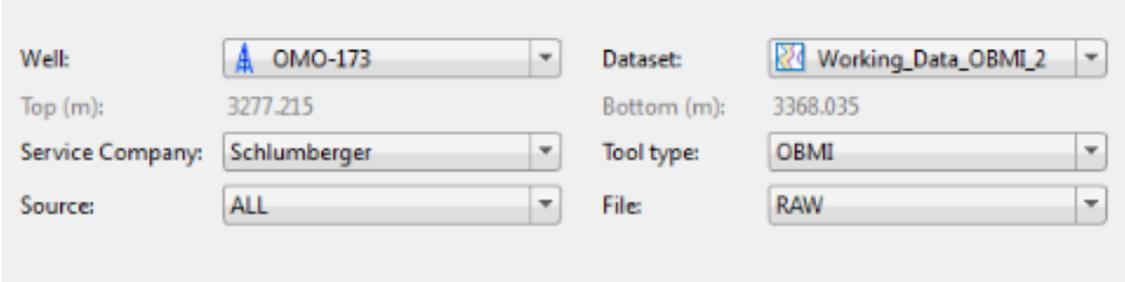
4.4. Application sur le puits OMO-173

Les outils OBMI et UBI ont été combinés dans le puits vertical OMO 173 de SONATRACH, situé dans le champ de Hassi Messaoud, dans le Sahara algérien. Cette section du puits a été forée dans la phase 6'' avec une boue à huile. Il a pour coordonnées 6.633° de longitude et 32.34° latitude.

Les passes principales de l'imagerie OBMI et UBI ont été acquises en deux passes continues de 3293 à 3358 m pour l'OBMI et de 3293 à 3367 pour l'UBI et ont été traitées pour obtenir des images de résistivité (OBMI), d'amplitude acoustique et de rayon centré (UBI) [16].

4.4.1. Traitement des données

Nous devons d'abord importer les données brutes en précisant le puits, la compagnie de service, le type d'outil, la base de données à traiter et son type (brut ou déjà traité), (Fig.39).



Well:	OMO-173	Dataset:	Working_Data_OBMI_2
Top (m):	3277.215	Bottom (m):	3368.035
Service Company:	Schlumberger	Tool type:	OBMI
Source:	ALL	File:	RAW

Figure 39: 1ère étape du traitement: Importer les données

4.4.1.1 Contrôle qualité de l'inclinométrie

La méthode de contrôle qualité de l'inclinométrie permet de vérifier la qualité des mesures d'inclinométrie et de les corriger si c'est nécessaire (Fig.41). Les coordonnées géographiques et les paramètres du champ magnétique sont calculés à l'aide du BGGM (Fig.40).

La Figure 42 représente une fenêtre contenant un résumé des résultats. Les résultats de cette étape montrent une erreur minimale ; ceci signifie que les mesures d'accéléromètre du magnétomètre ne présentent aucune anomalie. Les données d'inclinométrie fournies par le GPIT permettent d'orienter les images d'OBMI et d'UBI.

Geodetic Coordinates

Latitude: degrees minutes seconds

Longitude: degrees minutes seconds

Altitude: km above MSL.

Date

Date: (YYYY.YY OR YYYY-MM-DD) *Please note: Date must be between 2015.0 and 2020.0*

[Show result on map](#)

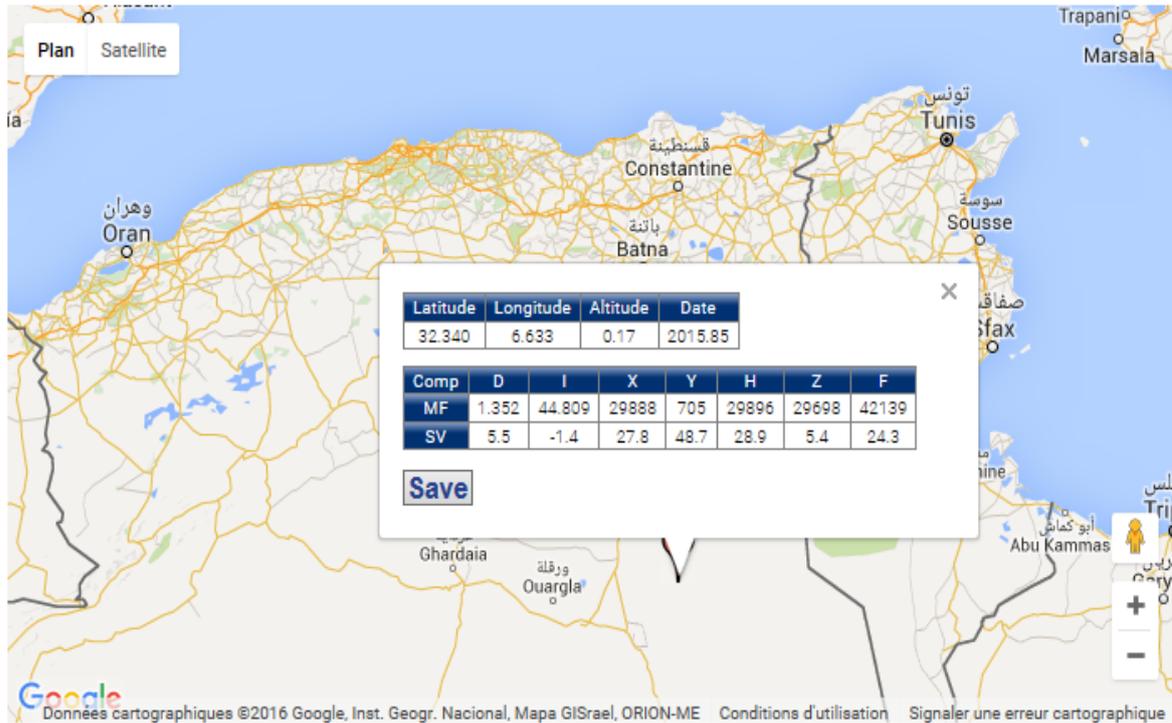


Figure 40: Interface du BGGM

Inclinometry QC

Top (m): Bottom (m):

Inclinometry QC ?

Calibration top:	<input type="text" value="3301.24"/>	Calibration bottom:	<input type="text" value="3367"/>
Latitude:	<input type="text" value="32.34"/>	Longitude:	<input type="text" value="6.633"/>
Date Logged:	<input type="text" value="09-Nov-2015"/>	Magnetic Declination:	<input type="text" value="1.352"/>
Magnetic Inclination:	<input type="text" value="44.809"/>	Magnetic Field:	<input type="text" value="42139"/>
Gravity:	<input type="text" value="9.79482"/>		

Figure 41: 2ème étape du traitement: Contrôle qualité de l'inclinométrie

Input Data :			OBMI			Input Data :			UBI												
Magnetic Declination	1.17611					Magnetic Declination	1.17611														
Magnetic Inclination	42.9121					Magnetic Inclination	42.9121														
Magnetic Field	0.416615					Magnetic Field	0.416615														
Gravity	9.79387					Gravity	9.79387														
Data Average :			Before			After			Data Average :			Before			After						
Acceleration	9.79902					9.79399					Acceleration	9.7997				9.79458					
Magnetometer	0.414665					0.415425					Magnetometer	0.414602				0.415422					
Minc	43.085					43.1971					Minc	43.0759				43.1973					
Errors (RMS %) :			Before			After			Errors (RMS %) :			Before			After						
ANOR	0.232654					0.22665					ANOR	0.0676205				0.0328842					
FNOR	0.470564					0.287463					FNOR	0.485156				0.288558					
Sin(Minc)	0.221901					0.364833					Sin(Minc)	0.21509				0.36451					
Difference (RMS deg) :			After/Before								Difference (RMS deg) :			After/Before							
SDEV	0.0178672										SDEV	0.0167666									
HAZI	No relevant data - Deviation is < 5 deg										HAZI	No relevant data - Deviation is < 5 deg									
RB	No relevant data - Deviation is < 5 deg										RB	No relevant data - Deviation is < 5 deg									
P1NO	0.0332698										P1NO	0.0510555									

Figure 42: Fenêtre contenant un résumé sur les résultats (à gauche OBMI, à droite UBI)

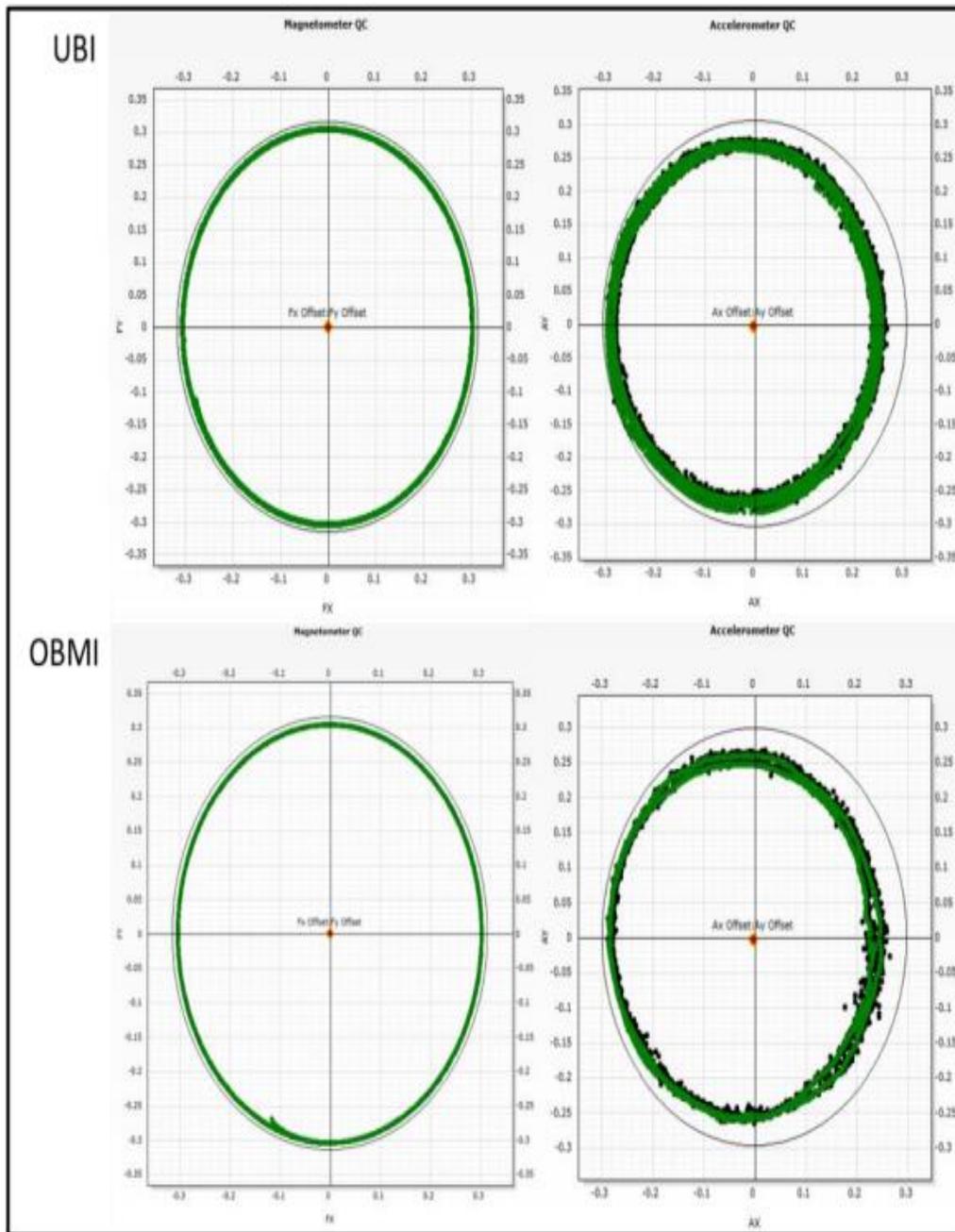


Figure 43: Cross plot des axes X et Y de l'accéléromètre (à droite) et du magnétomètre (à gauche)

Les cross plots des axes AX et AY d'accéléromètre et les cross plots des axes FX et FY du magnétomètre (**Fig.43**) présentent des nuages de points circulaires autour du centre (0,0) ; ceci signifie que l'écart entre les valeurs mesurées et les valeurs corrigées est presque nul.

4.4.1.2 Correction des variations de vitesse

Cette étape permet d'éliminer l'effet de coincement de l'outil. Le logiciel calcule automatiquement l'accélération due au coincement de la sonde et le facteur de confiance du câble (**Fig.44**). Il est préférable de ne pas changer ces valeurs recommandées par le logiciel.

Figure 44: 3ème étape du traitement: correction des variations de vitesse

4.4.1.3 Création d'images

a) *Traitement des images ultrasoniques*

Cette étape a pour but l'orientation des images acquises par les outils ultrasoniques et la création des images en rayon en calibrant le transit time (**Fig.26**). Il est préférable de ne pas changer les paramètres recommandés par le logiciel.

Figure 45: Traitement des images ultrasoniques

Après avoir exécuté cette étape, le logiciel affiche les quatre images ultrasoniques orientées (**Fig.46**) (image d'amplitude, de temps de transit, de rayon et de rayon centré).

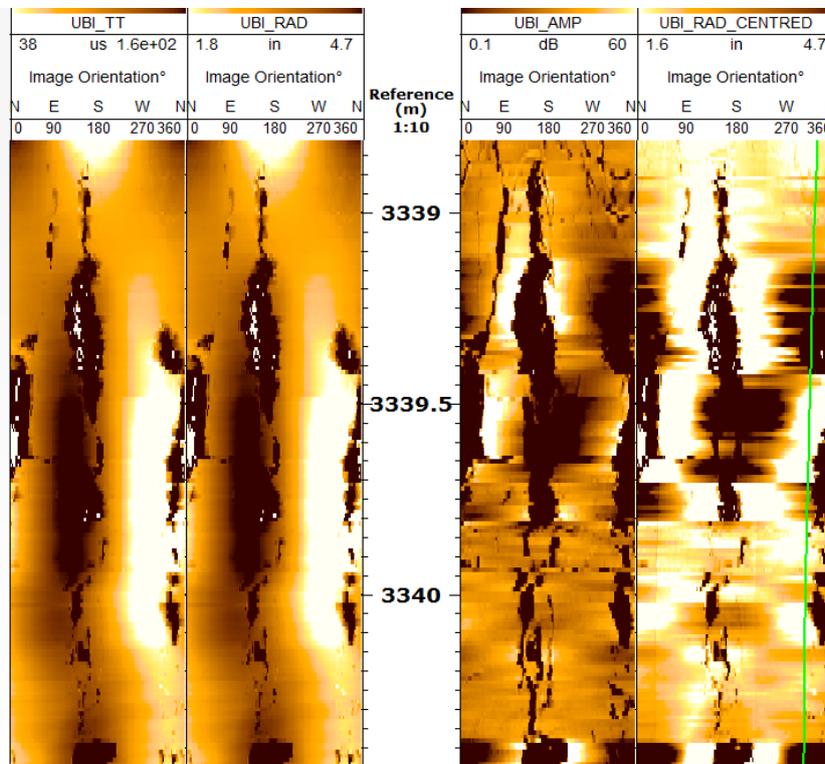


Figure 46: Images ultrasoniques

b) Traitement d'images de résistivité

Cette étape consiste essentiellement à construire une image pour chaque patin, en regroupant les réponses de tous les boutons (électrodes) sur le même patin. Ainsi on aura, pour chaque patin, une image qui lui correspond (**Fig.47**).



Figure 47: Traitement d'images de résistivité

Par la suite, le logiciel affiche les quatre images de résistivité, chacune correspond à un patin (Fig.48).

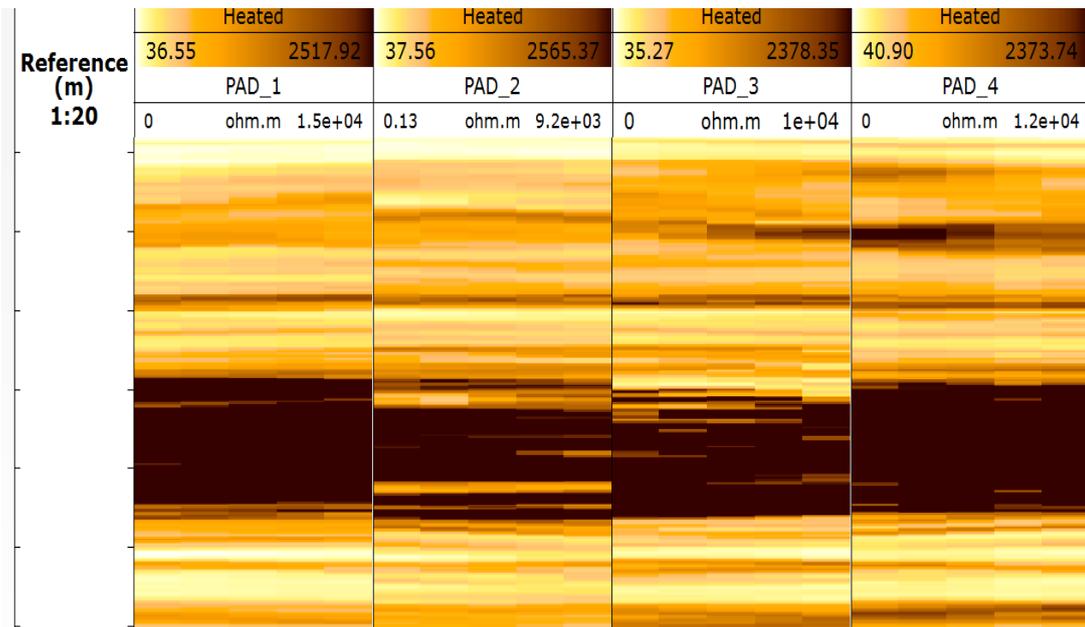


Figure 48: Images de résistivité pour les quatre patins de l'OBMI

4.4.1.4 Normalisation

Deux types de normalisation sont appliqués afin de produire des images avec des niveaux de couleur et des contrastes qui facilitent l'interprétation et l'analyse. La normalisation statique et la normalisation dynamique (Fig.49).

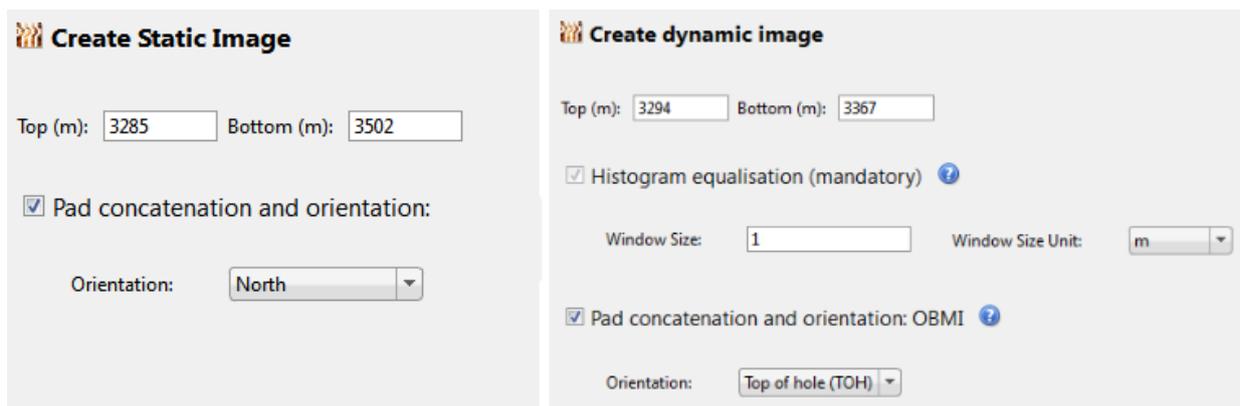


Figure 49: 5ème étape: la normalisation

A ce stade, le logiciel affiche les images statiques et dynamiques (Fig.50, 51)

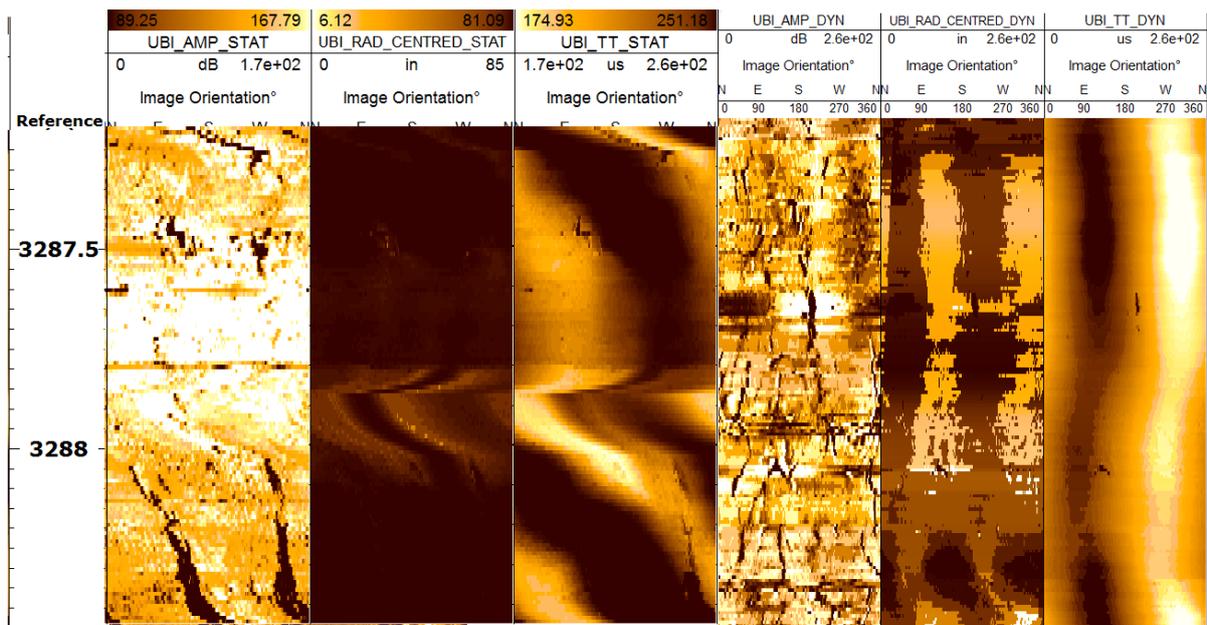


Figure 50: Images statiques et dynamiques (UBI)

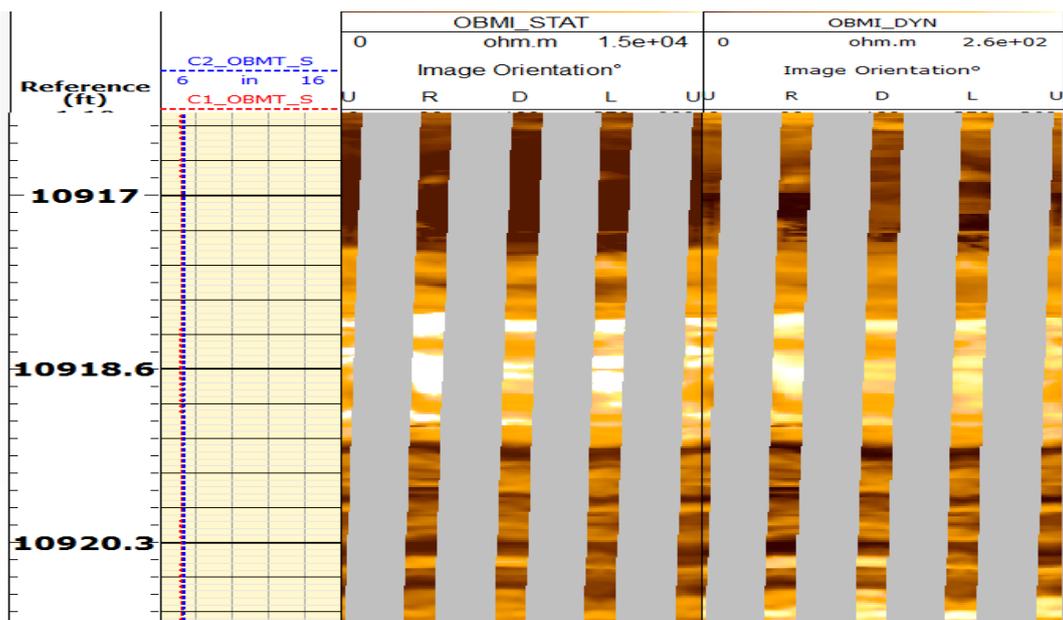


Figure 51 : Images statiques et dynamiques (OBMI)

4.4.1.5 Commentaire

Les paramètres d'acquisition montrent que les outils OBMI et UBI ont fonctionné correctement et ont tourné régulièrement le long de l'intervalle. Les effets sévères de coincement d'outil sont très rares à travers l'intervalle étudié. Par conséquent, la qualité de l'imagerie UBI-OBMI est jugée de moyenne à bonne.

4.4.2. Analyse et Interprétation structurale des images

4.4.2.1 Faille

Une seule faille a été interprétée à partir des images ultrasoniques à 3310.7m de profondeur (**Fig.52**). La direction de la faille est N30°, elle est portée sur une rosace (**Fig.53**).

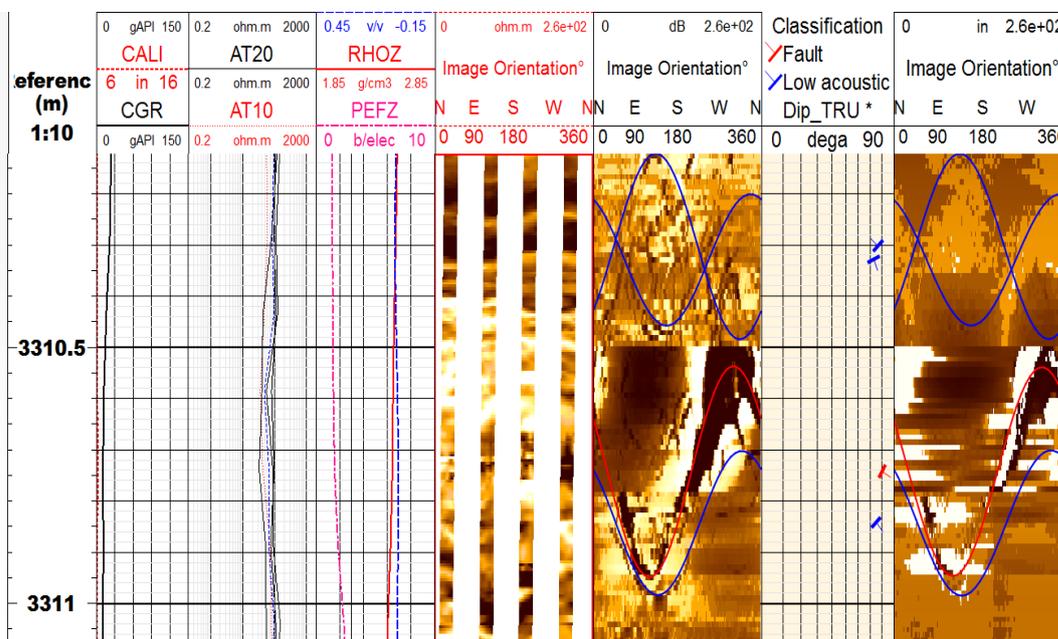


Figure 52: La faille interprétée (en rouge)

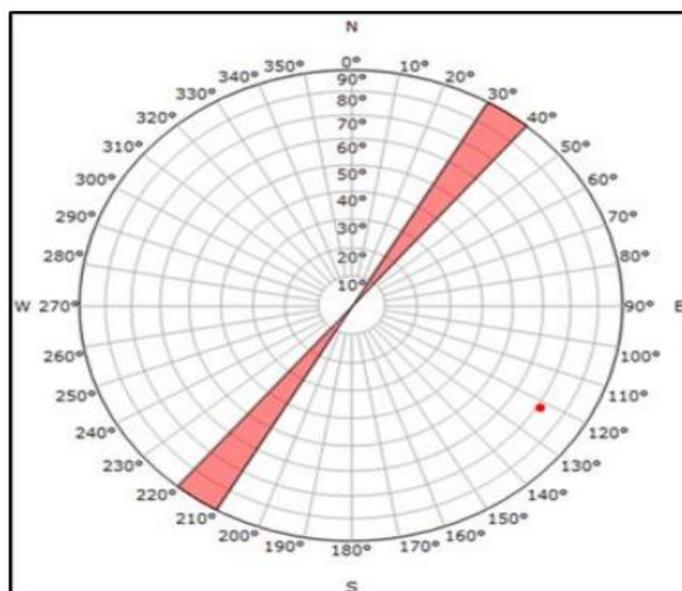


Figure 53: Direction de la faille N30°

4.4.2.2 Analyse de fractures en faible amplitude acoustique (LAAF13)

Un total de 107 fractures, en faible amplitude acoustique de direction principale NE-SO, ont été interprétées sur les logs des images acoustiques. La direction des LAAF a été portée sur une rosace (Fig.55) montrant une famille de fractures principale orientée N50°à N60°. Un exemple sur les LAAF interprétées sur une partie de l'intervalle d'étude est représenté sur la Figure 54.

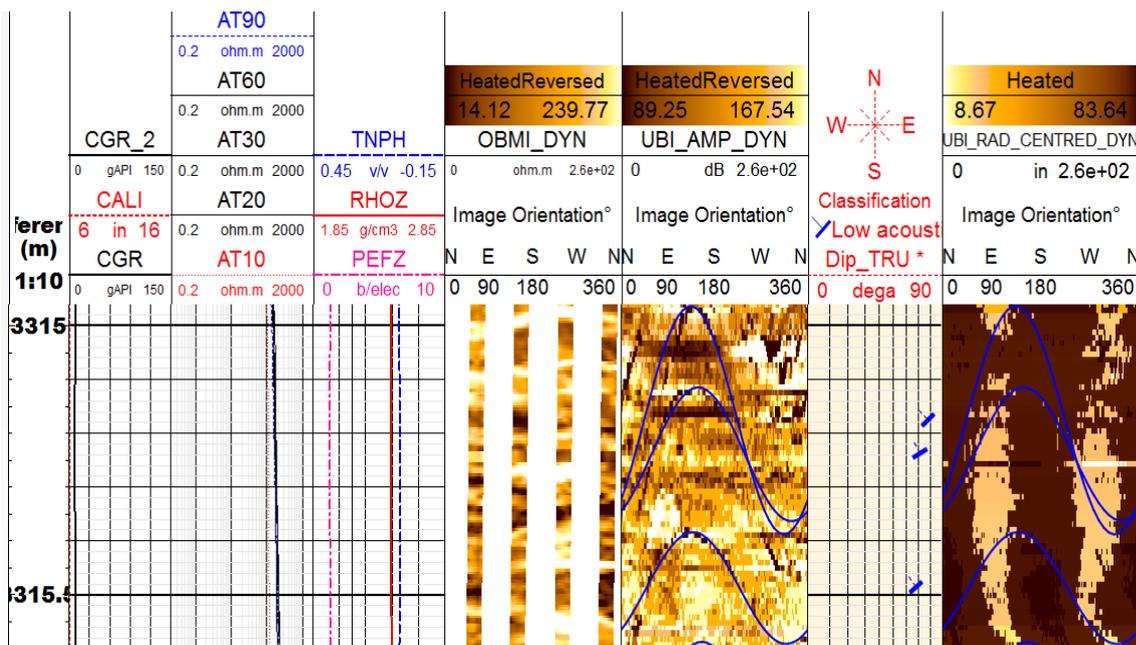


Figure 54: Exemple de LAAF interprétées à partir des images acoustiques

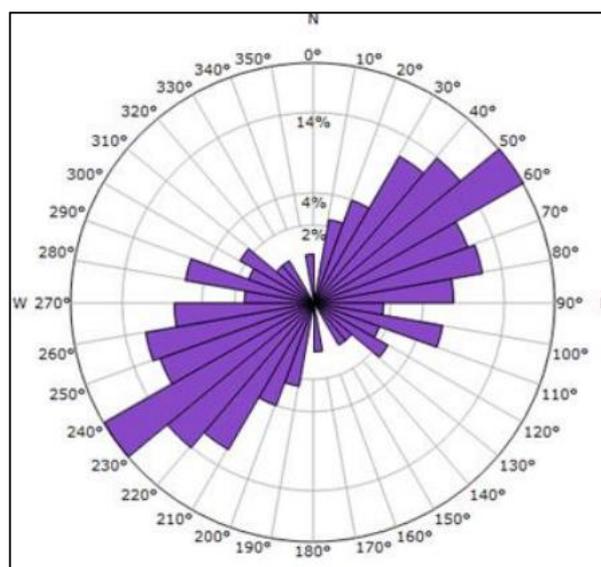


Figure 55: Direction des LAAF (NE-SO)

¹³ LAAF Low Acoustic Amplitude Fracture

4.4.2.3 Analyse de breakouts

Sur les images, les breakouts apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre (Fig56).

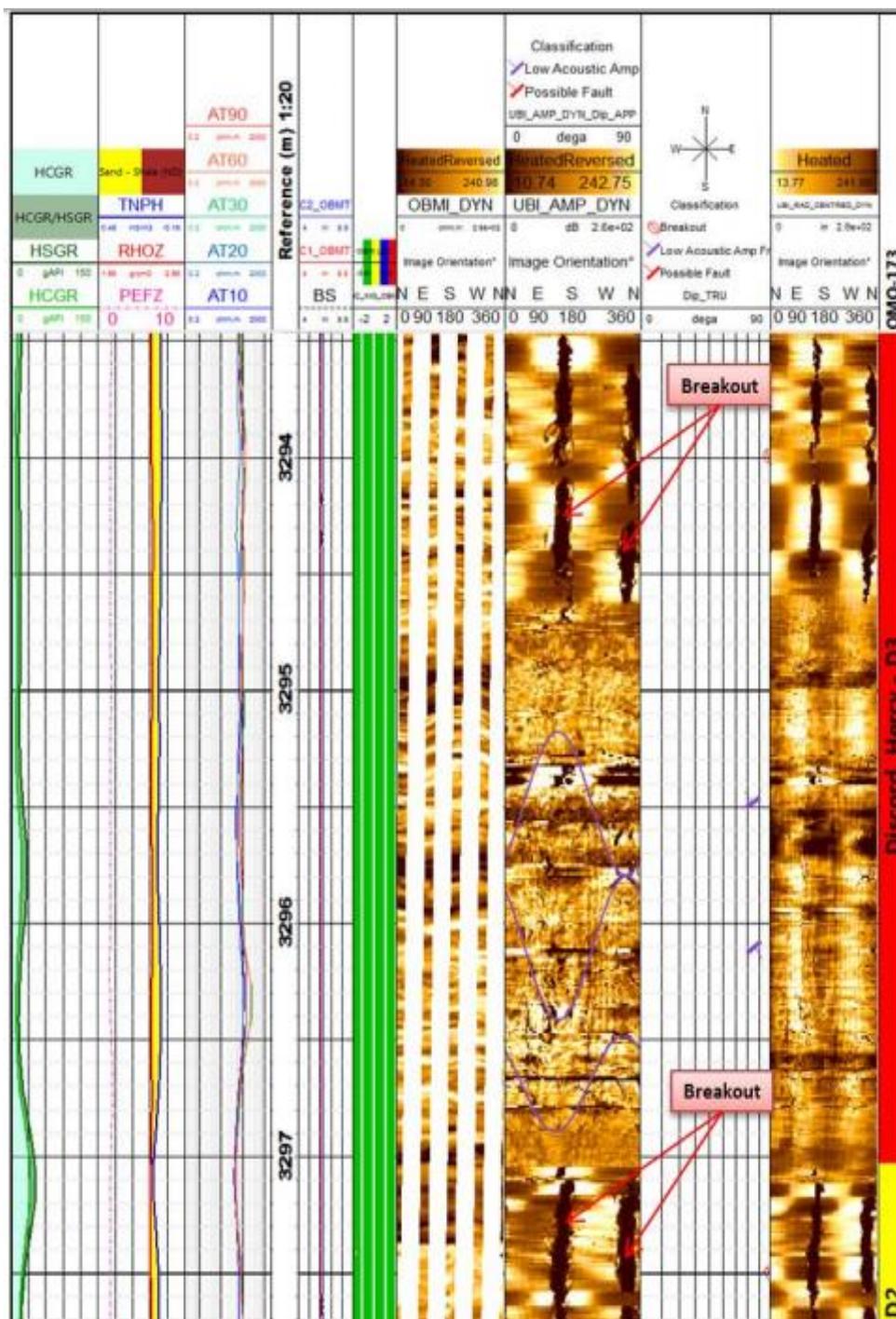


Figure 56: Structure induites (breakouts) identifiées par les images de l'OBMI et l'UBI

Dans le puits vertical OMO-173, la direction des contraintes actuelles horizontales minimales et maximales a pu être identifiée à partir de l'analyse des structures induites (breakouts et fractures induites) révélées sur les images le long de l'intervalle interprété. La direction des Breakouts a été portée sur une rosace.

L'orientation principale des Breakouts est NE-SO avec une direction moyenne de N30°, elle représente la direction de la contrainte horizontale minimale actuelle. Sur l'image, les Breakouts apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre (Fig57).

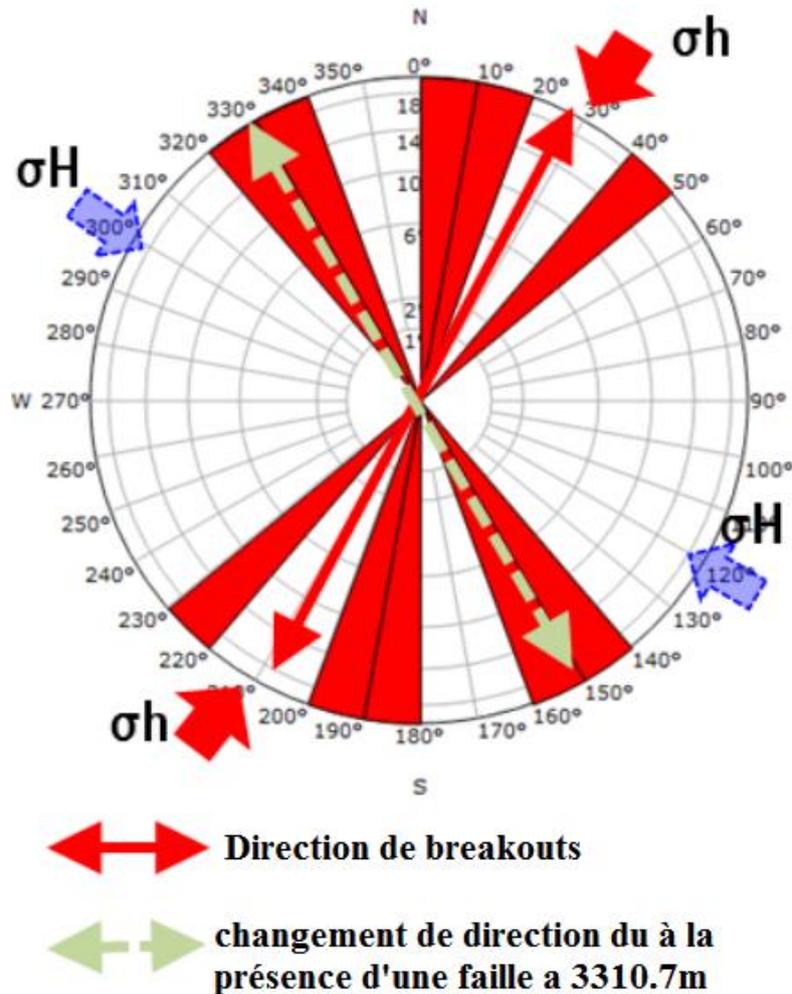


Figure 57: Direction de breakouts

Il faut noter que dans ce puits nous avons constaté un changement de direction de breakouts (NNO-SSE) qui est expliqué par la présence d'une faille à 3310.7 m de profondeur. En effet, les contraintes subissent des réorientations au voisinage des failles.

Dans le puits OMO-173, la direction NNE-SSO (N30°) correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale actuelle et la direction perpendiculaire NNO-SSE (N120) correspond à l'orientation de la contrainte horizontale maximale actuelle.

4.5. Conclusion

Le traitement des images est une étape indispensable pour l'interprétation, car il permet d'établir des corrections sur les données brutes pour arriver à créer des images qui reproduisent et traduisent mieux les structures et les figures géologiques. Ce traitement consiste essentiellement et brièvement en :

- L'ajustement des mesures d'inclinométrie.
- La correction de variations de vitesse.
- La détection et correction du mauvais fonctionnement des boutons.
- La conversion de l'image en temps de transit en une image en rayon.
- L'égalisation des réponses de boutons.
- La normalisation d'images.

En effet tous les outils d'imagerie permettent d'identifier et d'orienter les fractures naturelles, les fractures induites et les Breakouts avec plus ou moins de fiabilité. Le type de fracture (ouverte ou cimentée) et le type de ciment (argile, calcite...) seront plus ou moins faciles à identifier selon l'outil. Pour réaliser l'analyse de fractures, l'interpréteur doit pointer manuellement les pendages puis projeter les diverses structures observées sur une rosace pour mieux visualiser leurs directions.

Afin de bien illustrer ces notions, un exemple réel de traitement et d'analyse a été établi sur des données d'UBI et d'OBMI issues d'une opération de logging dans le puits OMO-173, à l'aide du logiciel TECHLOG version 2013.4.

Le traitement d'images a montré que les outils OBMI et UBI ont fonctionné correctement et ont tourné régulièrement le long de l'intervalle. Par conséquent, la qualité de l'imagerie UBI-OBMI est jugée de moyenne à bonne.

De plus l'analyse des fractures a révélé ce qui suit :

- Un total de 107 fractures en faible amplitude acoustique, montrant une famille de fractures principale orientée N050-N060
- Une seule faille de direction NE-SO(N030) a été interprétée à partir des images ultrasoniques à 3310.7 m de profondeur.
- La direction NE-SO (N030) correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale actuelle et la direction perpendiculaire NO-SE (N120) correspond à l'orientation de la contrainte horizontale maximale actuelle.

Chapitre 5 : Analyse des breakouts, discussions et recommandations

5.1. Introduction

La direction des contraintes actuelles horizontales minimales et maximales peut être identifiée à partir de l'analyse des structures induites (breakouts et fractures induites) révélées sur les images UBI le long de l'intervalle d'étude.

A travers ce chapitre il sera question de déterminer l'orientation des figures de stress observées sur les images de douze puits situés dans la région nord du champ de HASSI-MESSAOUD, ensuite, d'établir une carte d'orientation qui permettra d'avoir une idée qualitative sur le sens de la contrainte maximale.

Il sera également question tout au long de ce chapitre, de déterminer à partir de l'interprétation des Breakouts, l'orientation de la contrainte maximale qui, par définition, est perpendiculaire à la contrainte minimale sachant qu'il est fortement recommandé, de forer dans la direction de la contrainte maximale afin d'intercepter le maximum de chenaux conducteurs, failles et couloirs de failles.

Pour finir et dans le souci de mieux apprécier l'apport de l'imagerie à la modélisation du réseau de fractures, nous nous sommes attachés à montrer brièvement le rôle de cette dernière en la confrontant aux résultats sismiques.

5.2. Etude de cas : Analyse des breakouts sur 12 puits verticaux du champ de Hassi Messaoud

→ **OMG-812**

Les outils OBMI et UBI ont été combinés dans le puits vertical **OMG-812 (Fig.58)**. Cette section a été forée avec une boue à base d'huile.

La direction des contraintes actuelles horizontales, minimales et maximales a pu être identifiée à partir de l'analyse des breakouts révélées sur les images UBI le long de l'intervalle interprété. La direction des breakouts correspond à la direction de la contrainte minimale horizontale (Sigma h) perpendiculairement à la direction de la contrainte In Situ horizontale maximale (Sigma H).

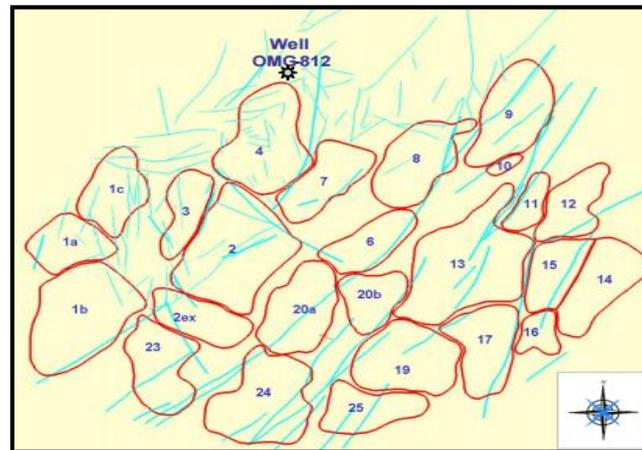


Figure 58: Carte de positionnement du puits OMG-812

Plusieurs breakouts ont été identifiés dans le puits avec une direction NE-SO. De ce fait, la contrainte minimale horizontale (Sigma h) est de direction **NE-SO (N40°)** et la contrainte horizontale maximale est de direction **NO-SE (N130°)** (Fig.59).

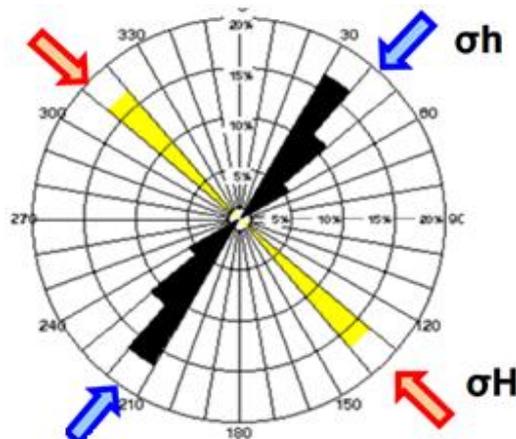


Figure 59: Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMG-812

→ **OMG-513**

L'outil UBI et l'OBMI ont été combinés dans la section 6'' du puits vertical **OMG-513 (Fig.60)**. Cette section a été forée avec une boue à base d'huile.

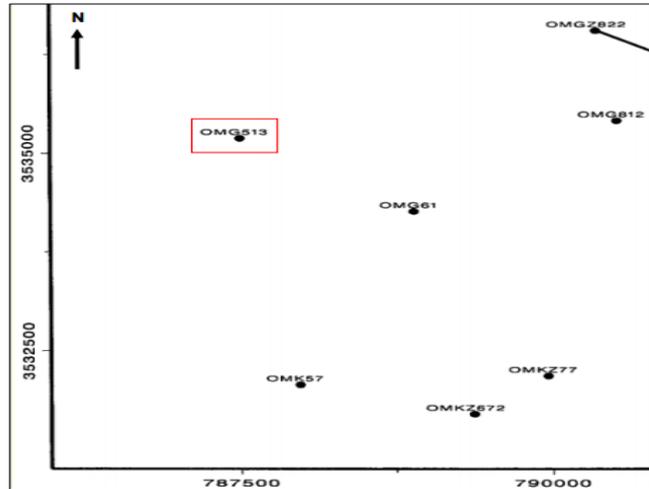


Figure 60: Carte de positionnement du puits OMG-513 (Sonatrach-DP)

La direction des contraintes actuelles horizontales minimales et maximales a pu être identifiée à partir de l'analyse des structures induites révélées sur les images UBI le long de l'intervalle interprété. L'orientation des breakouts **NE-SO (N30°)** représente la direction de la contrainte horizontale minimale actuelle. La direction perpendiculaire **NO-SE (N120°)** correspond à l'orientation de la contrainte horizontale maximale (**Fig.61**).

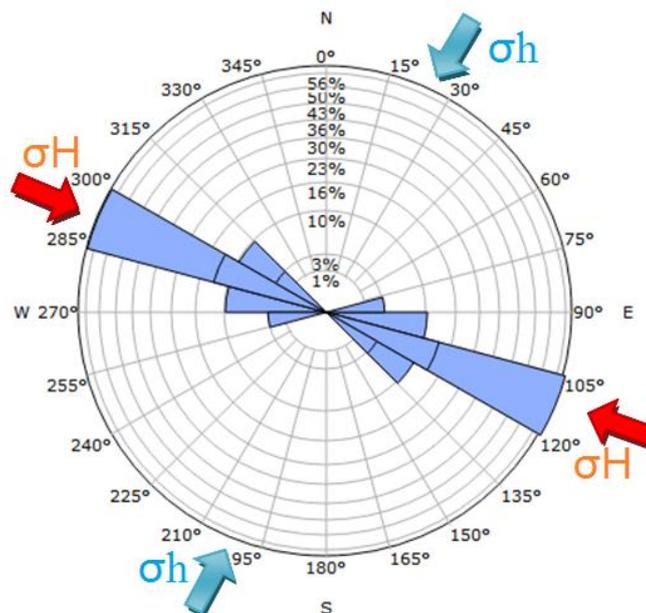


Figure 61 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMG-513

→ **OMJ-22**

L'outil UBI et l'OBMI ont été combinés dans la section 6'' du puits vertical **OMJ-22** (**Fig.62**). Cette section a été forée avec une boue à base d'huile.

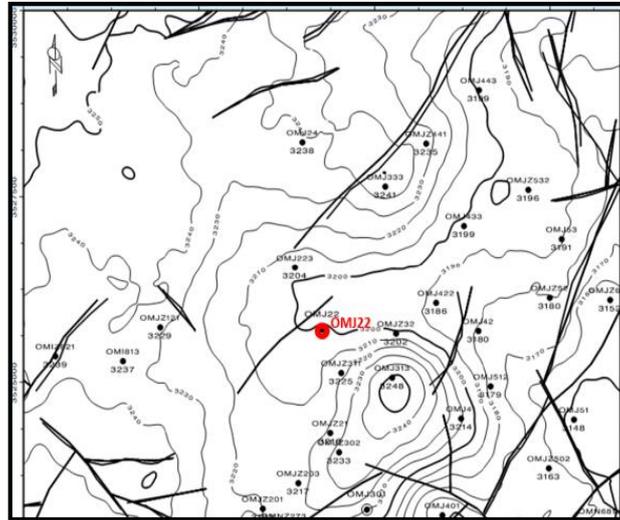


Figure 62 : Carte de positionnement du puits OMJ-22 (Sonatrach-DP)

La direction des contraintes actuelles horizontales minimales et maximales a pu être identifiée à partir de l'analyse des breakouts révélées sur les images UBI le long de l'intervalle interprété. L'orientation des breakouts **NE-SO (N40°)** représente la direction de la contrainte horizontale minimale actuelle. La direction perpendiculaire **NO-SE (N130°)** correspond à l'orientation de la contrainte horizontale maximale (**Fig.63**).

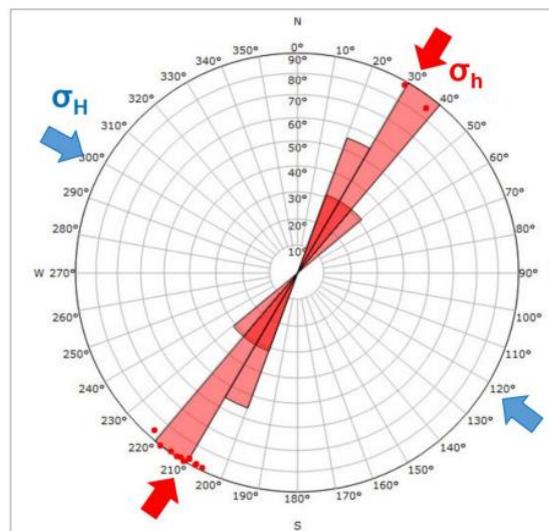


Figure 63 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMJ-22

→ **OMJ-512**

L'outil UBI a été combiné dans la section 6'' du puits vertical **OMJ-512**. Cette section a été forée avec une boue à base d'huile (**Fig.64**).

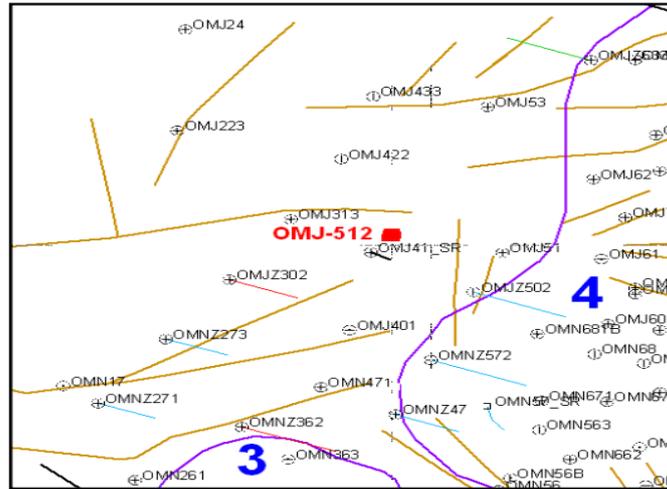


Figure 64 : Carte de positionnement du puits OMJ-512 (Sonatrach-DP)

La direction des contraintes actuelles horizontales minimales et maximales a pu être identifiée à partir de l'analyse des structures induites révélées sur les images UBI le long de l'intervalle interprété. Dans un puits vertical, la direction des breakouts correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_h). Par conséquent, dans ce puits, la contrainte horizontale minimale est indiquée dans la direction **NNE-SSO (N30°)** orientée perpendiculairement à la contrainte horizontale maximale qui prend une direction **NNO-SSE (N120°)** (**Fig.65**).

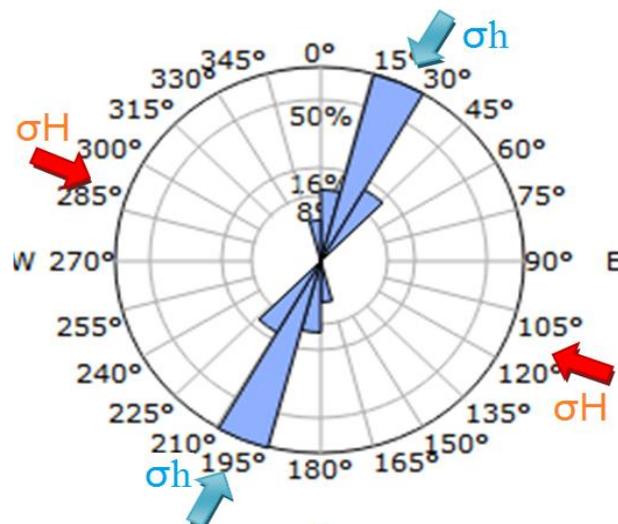


Figure 65 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMJ-512

→ **OML-55**

L'outil UBI et l'OBMI ont été combinés dans la section 6'' du puits vertical **OML-55** (**Fig.66**). Cette section a été forée avec une boue à base d'huile.

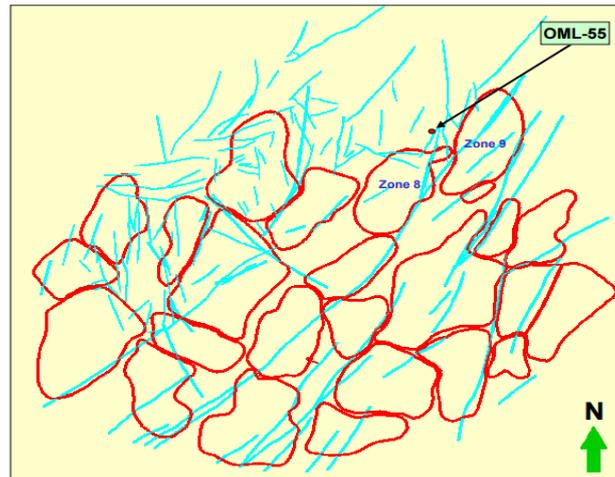


Figure 66 : Carte de positionnement du puits OML-55 (Sonatrach-DP)

L'analyse des breakouts dans ce puits vertical suggère que la contrainte in situ horizontale minimale actuelle est orientée **NNE-SSO (N20°)** alors que la contrainte in situ horizontale maximale actuelle est orientée **NNO-SSE (N110°)** (**Fig.67**).

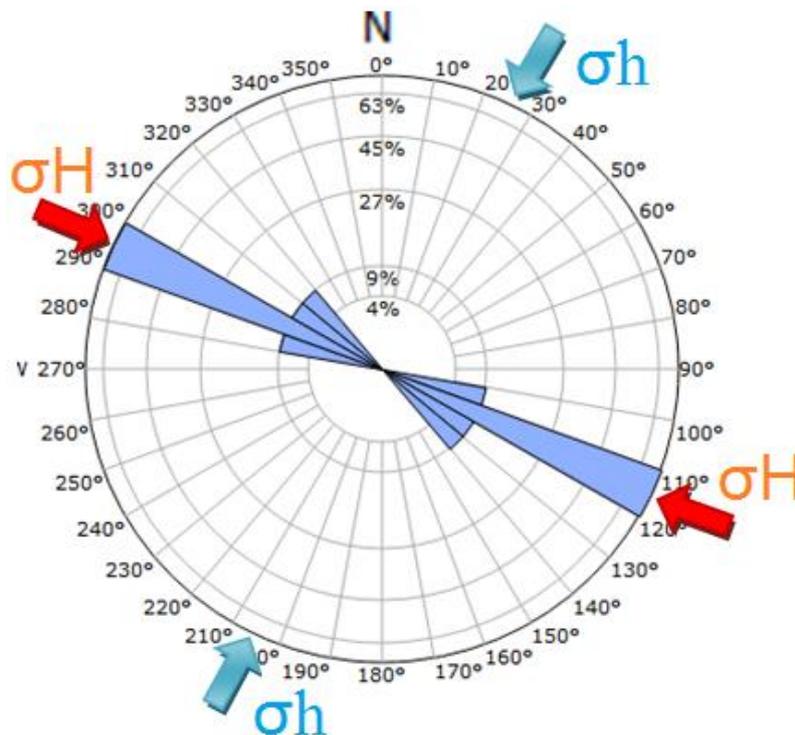


Figure 67 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OML-55

→ **OMK-60**

Les outils UBI et OBMI ont été combiné dans la section 6'' du puits vertical **OMK-60** (Fig.68). Cette section a été forée avec une boue à base d'huile.

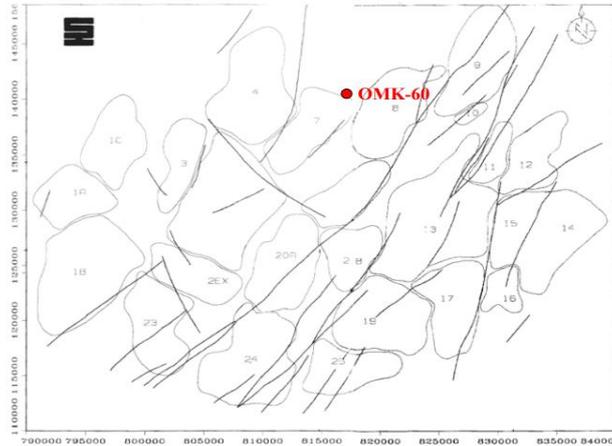


Figure 68 : Carte de positionnement du puits OMK-60 (Sonatrach-DP)

Les breakouts ont été observés d'une façon continue dans l'intervalle étudié. L'orientation de breakouts est **NE-SO (N30°)** indiquant une orientation de contrainte maximale horizontale de **NO-SE (N120°)** (Fig.69).

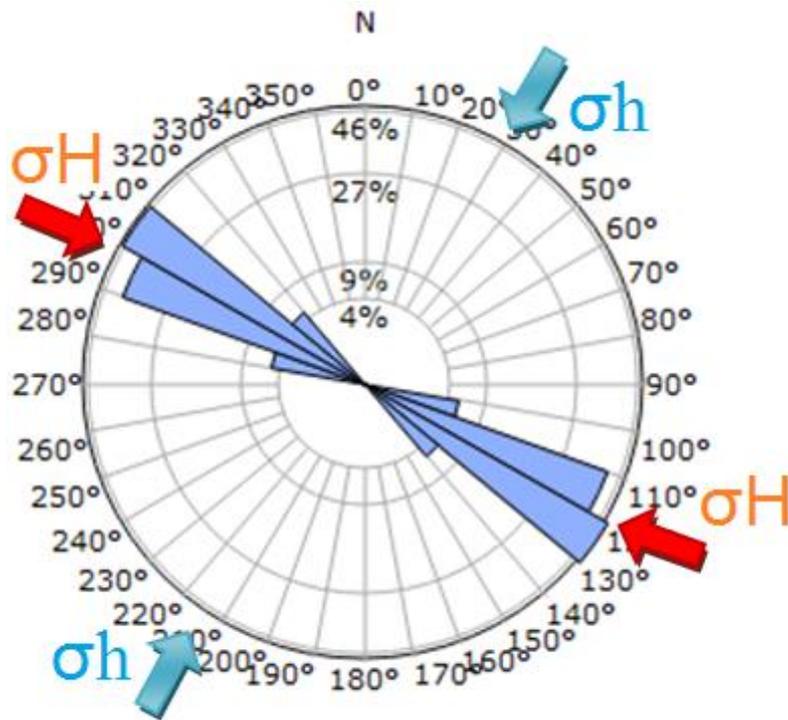


Figure 69 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits OMK-60

→ **ONI 171**

Les outils OBMI et UBI ont été combinés dans le puits vertical **ONI-171 (Fig.70)**. Cette section a été forcée avec une boue à base d'huile.

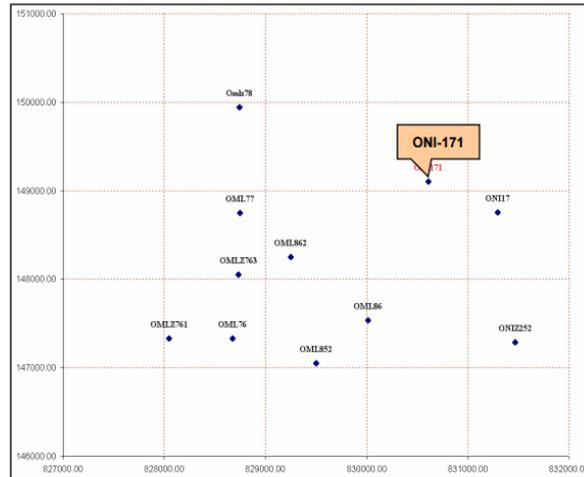


Figure 70 : Carte de positionnement du puits ONI-171 (Sonatrach-DP)

L'analyse des structures induites (breakouts), a permis de déterminer la direction actuelle des contraintes in situ horizontales minimale et maximale. Les breakouts ont été identifiés sur les images UBI, orientés **NNE-SSO (N30°)**. Cette direction représente donc l'orientation de la contrainte horizontale minimale in situ. La direction perpendiculaire **NNO-SSE (N120°)** correspond à l'orientation de la contrainte maximale horizontale in situ (**Fig.71**).

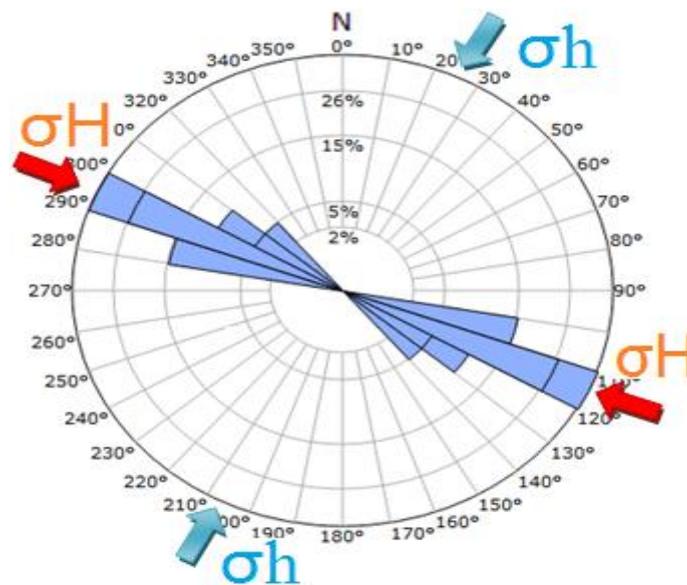


Figure 71 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-171

→ **ONI-353**

Les outils OBMI et UBI ont été combinés dans le puits vertical **ONI-353**. Cette section du puits a été forée avec une boue à huile.

Les breakouts sont très peu présents au niveau de l'intervalle étudié avec une orientation **NNE-SSO (N30°)**, indiquant une orientation **NNO-SSE (N120°)** de la contrainte maximale horizontale (**Fig.72**).

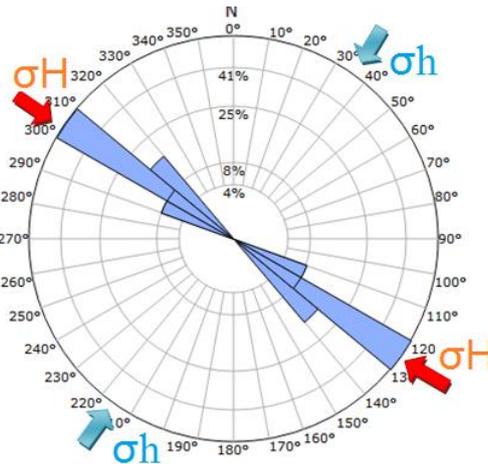


Figure 72 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-353

→ **ONE-321**

Les outils d'imagerie acoustique et électrique ont été combinés dans la section 6'' du puits vertical **ONE-321**.

L'analyse des structures induites révélées sur les images le long de l'intervalle interprété a permis d'identifier l'orientation des breakouts **NNE-SSO (N30°)** représente la direction de la contrainte horizontale minimale actuelle. La direction perpendiculaire **NNO-SSE (N120°)** correspond à l'orientation de la contrainte horizontale maximale (**Fig.73**).

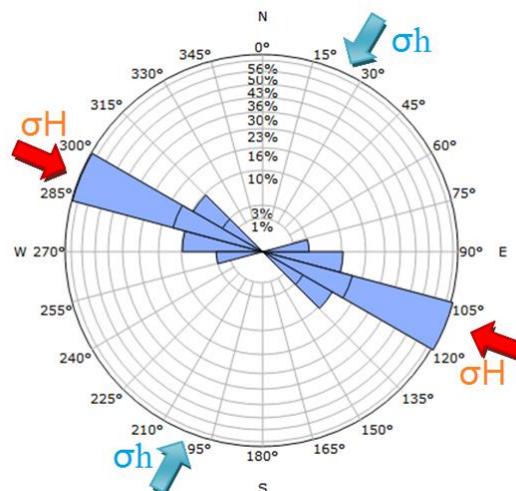


Figure 73 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONE-321

→ **ONI-652**

Les outils OBMI et UBI ont été combinés dans la section 6 pousse du puits vertical **ONI-652**. Cette section du puits a été forée avec une boue à huile.

L'analyse des structures induites sur l'image UBI (breakouts et fractures induites), a permis de déterminer la direction actuelle des contraintes in situ horizontales minimale et maximale. Les breakouts, d'orientation **NNE-SSO (N20°)**, représentent la direction de la contrainte horizontale minimale in situ (σ_h), puisque le puits est vertical. La direction perpendiculaire **NNO-SSE (N290°)** correspond à l'orientation de la contrainte maximale horizontale in situ (σ_H) (**Fig.74**).

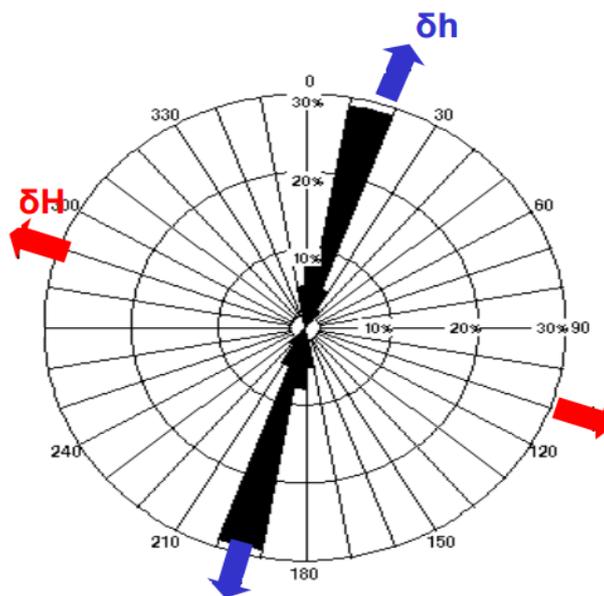


Figure 74 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-652

→ **ONI-23**

Les outils OBMI et UBI ont été combinés dans la section 6 pousse du dans le puits vertical **ONI-23**. Cette section du puits a été forée avec une boue à huile.

L'analyse des breakouts dans ce puits vertical suggère que la contrainte in situ horizontale minimale actuelle est orientée **NNE-SSO (N030)** alors que la contrainte in situ horizontale maximale actuelle est orientée **NNO-SSE (N120°)** (**Fig.75**).

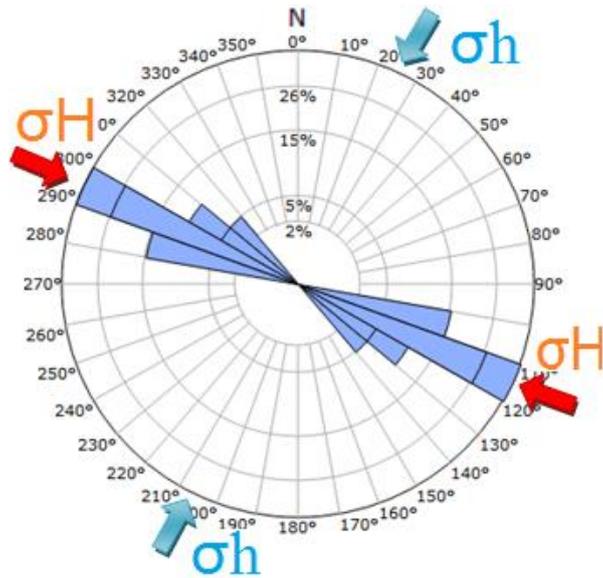


Figure 75 : Orientation des contraintes horizontales au niveau du puits ONI-23

5.3. Résultats de l'analyse des breakouts

Notre objectif principal est de trouver l'orientation adéquate du forage horizontal afin d'intercepter le maximum de chenaux conducteurs, de failles et de couloirs de failles (linéaments). A cet effet, nous nous attachons à déterminer premièrement, la direction de la contrainte maximale, en utilisant l'imagerie de puits puis, en second lieu, de la confronter aux profils et coupes sismiques, afin de mettre en valeur l'apport et l'intérêt de l'imagerie dans la caractérisation des réservoirs.

Dans notre cas d'étude, l'analyse des breakouts réalisée sur onze puits verticaux, situé dans la région Nord du champ de Hassi Messaoud, a révélé pour tous les puits une direction de breakouts NNE-SSO.

En effet après avoir porté les directions de la contrainte maximale sur des rosaces puis, de les avoir projetées sur une carte de positionnement (**Fig.76**), la direction de la contrainte maximale de notre zone d'étude a été identifiée NNO-SSE.

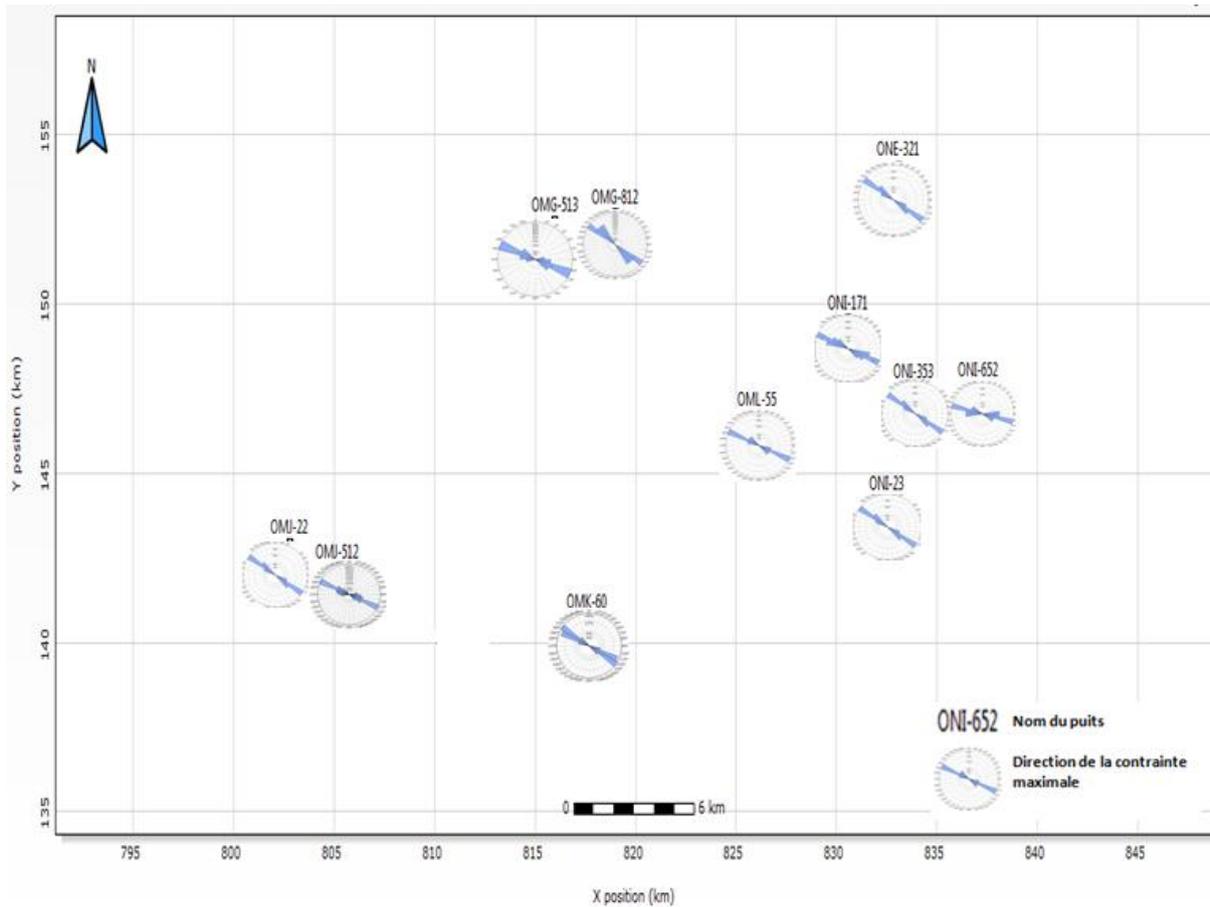


Figure 76 : Directions de la contrainte horizontale maximale projetées sur une carte de positionnement

Une fois la direction de la contrainte horizontale maximale déterminée à partir de l'imagerie de puits, l'orientation moyenne de celle-ci nous permet d'estimer l'orientation de des failles, qui seront perpendiculaires à la direction de la contrainte horizontale maximale. Nous avons confirmé l'existence et l'orientation des failles en les confrontant aux coupes sismiques (**Fig.77**).

Effectivement nos estimations ont été confortées par celles résultantes de la sismique ou l'aspect structural, en l'occurrence les failles, correspond parfaitement à l'orientation donnée par notre interprétation.

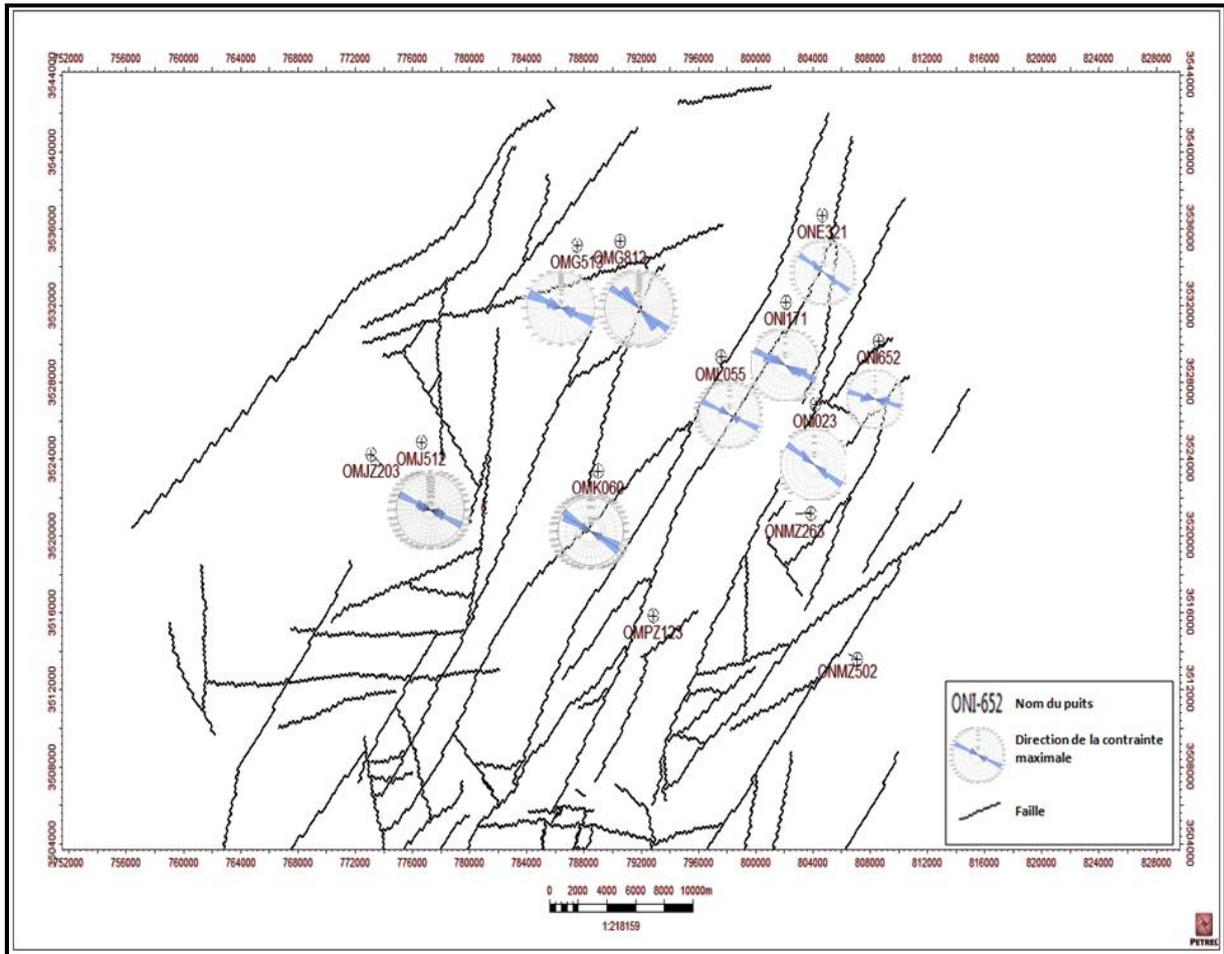


Figure 77 : Confrontation des résultats avec les coupes sismiques

5.4. Discussions et recommandations

Dans notre cas d'étude, l'analyse de breakouts réalisée sur onze puits verticaux, situé dans la région Nord du champ de Hassi Messaoud, a révélé pour tous les puits une direction de breakouts, bien entendu de la contrainte horizontale minimale NNE-SSO.

De plus, notre étude a révélé que la région répondait à un régime de stress dont la direction de la contrainte maximale est de NNW-SSE. L'imagerie a confirmé l'interprétation structurale plus exactement celle des failles issues des données sismiques.

Par ailleurs, ceci a également été démontré par des études antérieures de caractérisation des réservoirs ; la plupart des barrières de perméabilité et des chenaux conducteurs (perméabilité maximale) se trouvaient dans une direction NNE-SSO parallèle à l'orientation générale des failles du réservoir. De plus, une analyse d'ovalisation dans le champ de Hassi Messaoud a montré que la contrainte maximale présentait une orientation

NNO-SSE à l'exception des puits proches des failles ; l'azimut de forage pour la plupart des tronçons horizontaux a donc été choisi parallèle à la direction NNO-SSE.

Tous ces résultats laissent penser que, dans le champ de Hassi Messaoud, le meilleur azimut d'un forage horizontal serait la direction de la contrainte horizontale maximale NNO-SSE afin d'intercepter le maximum de chenaux conducteurs, de failles et les couloirs de failles (linéaments). Ceci étant, plusieurs approches ont démontré que la contrainte horizontale minimale était la meilleure direction à suivre pour garantir la stabilité du puits.

A cet effet et pour un choix optimal d'azimut, il serait plus judicieux et pertinent d'intégrer les résultats issus de la sismique, de réaliser un profil de contrainte basé sur des études géo-mécaniques pour éviter les éboulements, de réaliser un modèle dynamique basé sur une étude sédimentologique afin d'identifier les paléo courants et enfin, de prendre en compte l'interprétation pétrophysique et les cartes de perméabilité et porosité établies.

5.5. Conclusion

La direction des contraintes actuelles horizontales minimales et maximales a pu être identifiée à partir de l'analyse des breakouts réalisée sur les images de l'UBI le long de l'intervalle interprété. La direction des breakouts correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_h) et perpendiculaire la contrainte horizontale maximale.

Dans notre cas, l'analyse des breakouts réalisée sur onze puits verticaux situés dans la région Nord de du champ de Hassi Messaoud a révélé pour tous les puits une direction NNE-SSO.

En effet, après avoir porté les directions de la contrainte maximale sur des rosaces puis, de les avoir projetés sur une carte de positionnement, la direction de la contrainte maximale a été identifiée NNO-SSE, recommandée pour le forage horizontal afin d'intercepter maximum de chenaux conducteur, de failles et les couloirs de failles (linéaments).

Une fois la direction de la contrainte maximale déterminée à partir de l'imagerie de puits, nous nous sommes attachés à confirmer l'existence et l'orientation des failles en les confrontant aux coupes sismiques. Effectivement nos estimations ont été confortées par celles résultantes de la sismique ou l'aspect structural, en l'occurrence les failles, correspond parfaitement à l'orientation donné par notre interprétation.

Tous ces résultats laissent penser que, dans le champ de Hassi Messaoud, le meilleur azimut d'un forage horizontal serait la direction de la contrainte horizontale maximale NNO-SSE afin d'intercepter le maximum de chenaux conducteurs, de failles et de couloirs de failles (linéaments). Cela dit, plusieurs approches ont démontré que la contrainte horizontale minimale était la meilleure direction à suivre pour garantir la stabilité du puits.

A cet effet et pour un choix optimal d'azimut, il serait plus judicieux et pertinent d'intégrer les résultats issus de la sismique, de réaliser un profil de contrainte basé sur des études géo-mécaniques pour éviter les éboulements, de réaliser un modèle dynamique basé sur une étude sédimentologique afin d'identifier les paléo courants et enfin, de prendre en compte l'interprétation pétrophysique et les cartes de perméabilité et porosité établies.

Conclusion générale

L'imagerie de puits est considérée comme outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers, elle a été intégrée comme composante cardinale dans l'interprétation structurale. Elle fournit les informations utiles aux études structurales, stratigraphiques et géomécaniques. Notre étude s'est intéressée à l'application de l'imagerie de puits dans le champ de Hassi Messaoud, l'un des gisements les plus complexes au monde, intensément compartimenté par un réseau de failles régionales de direction principale NNE – SSO.

Tous les outils d'imagerie nous ont permis d'identifier et d'orienter les fractures naturelles, les failles, les fractures induites et les breakouts. En effet, les images issues des opérations de logging, dites brutes, nécessitent un traitement permettant d'établir des corrections. Le traitement d'image consiste essentiellement et brièvement en :

- Ajustement d'inclinométrie ;
- Correction de variations de vitesse ;
- Détection et correction du mauvais fonctionnement des boutons ;
- Conversion de l'image en temps de transit en une image en rayon ;
- Normalisation d'images ;

L'interprétation structurale des images a permis de mettre en évidence deux types de structures, les structures naturelles, représentées essentiellement par des failles et des fractures naturelles et des structures induites telles que les Breakouts et les fractures induites.

Afin de bien illustrer ces notions, nous avons établi un cas réel de traitement et d'interprétation sur des données d'UBI et d'OBMI issues d'une opération de logging dans le puits OMO-173 à l'aide du logiciel TECHLOG version 2013.4.

Pour répondre à notre problématique sur l'apport de l'analyse des breakouts sur la reconnaissance du régime de stress et l'orientation du forage horizontal, retenons d'abord que les déformations caractéristiques que subit le puits vertical sont dues essentiellement aux conditions du trou. Les breakouts apparaissent lorsque la pression de boue à l'intérieur du puits est inférieure à la pression de la formation. Tandis que Les fractures induites apparaissent lorsque la pression de boue dépasse la pression de formation. Il est clair qu'une densité de boue idéale n'engendre ni des breakouts ni des fractures induites.

En outre, l'orientation de ces endommagements est liée à celle des contraintes actuelles. La direction des breakouts correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_h), quant à la direction de fractures induites; elle correspond à celle de la contrainte horizontale maximale (σ_H).

Dans notre cas d'étude, l'analyse des breakouts réalisée sur onze puits verticaux, situé dans la région Nord du champ de Hassi Messaoud, a révélé pour tous les puits une direction NNE-SSO. Après avoir porté les directions de la contrainte maximale sur des rosaces, nous les avons projetés sur une carte de positionnement. La direction de la contrainte maximale est NNO-SSE, perpendiculaire aux réseaux de failles.

Tous ces résultats laissent penser que, dans le champ de Hassi Messaoud, le meilleur azimut d'un forage horizontal serait la direction de la contrainte horizontale maximale, c'est à dire NNO-SSE afin d'intercepter le maximum de chenaux conducteurs, de failles et les couloirs de failles (linéaments). Cela dit, plusieurs approches ont démontré que la contrainte horizontale minimale était la meilleure direction à suivre pour garantir la stabilité du puits.

A cet effet et pour un choix optimal d'azimut, il serait plus judicieux et pertinent d'intégrer les résultats issus de la sismique et des études géo-mécanique et sédimentologique. De plus il faut prendre en compte l'interprétation pétrophysique et les cartes de perméabilité et porosité établies.

Annexe

CD contenant :

- Mémoire sur format PDF
- Vidéo illustrant les étapes de traitement et d'interprétation sur des données d'UBI et d'OBMI issues d'une opération de logging dans le puits horizontal OMMZ-653 à l'aide du logiciel TECHLOG version 2013.4.

Bibliographie

- [01] Bourque, P. a. (2010). *La déformation des roches*. Site internet Planète Terre: <http://www2.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s1/deform.html>
- [02] EAGE. (Octobre 2016). *Second EAGE Borehole Geology Workshop*. Malta
- [03] O.serra. (2001). *Diagraphie-Acquisition et applications*. pau: Elf-Aquitaine.
- [04] Poppelreiter Michael, C. G.-C. (2010). *Dipmeter and Borehole Image Log Technology*. USA: AAPG.
- [05] SAS, L. (s.d.). *Imagerie Acoustique*. Site internet LIM SAS: <http://lim.eu/fr/services/logging/imagerie-de-paroi/imagerie-acoustique.html>
- [06] Schlumberge. (2016). *Geology and Geomechanics Analysis for Drilling Design*. alger: Schlumberger document inédit.
- [07] Schlumberger. (2010). *Basics of borehole image and dip interpretation*. Schlumberger document inédit.
- [08] Schlumberger. (2016). *Introduction to Borehole Imaging*. Alger: Schlumberger document inédit.
- [09] Schlumberger. (2004). *OBMI Brochure*. paris: Schlumberger document inédit.
- [10] Schlumberger. (s.d.). *tadpole*. Site internet Schlumberger: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/t/tadpole.aspx>
- [11] Schlumberger. (2013). *Techlog help*. Schlumberger document inédit.
- [12] Schlumberger. (2013). *The GPIT Inclinometry measurement system*. Alger : Schlumberger document inédit .
- [13] Schlumberger. (2006). *Ultrasonic Borehole Imager*. Alger: Schlumberger document inédit.
- [14] Schlumberger. (2007). *Well Evaluation Conference*. Algérie: Schlumberger document inédit.
- [15] Schlumberger. (2013). *Techlog for SH-Geologists*. Alger: Schlumberger document inédit.
- [16] Sonatrach-DP. *Fiche Technique Sonatrach-DP*.
- [17] Vincent, T. (2012). *Initiation à la cartographie géologique*. Cote d'ivoire: ministère d'enseignement supérieur et de la recherche scientifique.