

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA –

**FACULTE DES HYDROCARBURES, DES ENERGIES RENOUVABLE ET
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie.

Option : Géologie Pétrolière

THEME

***Etude de fracturation en vue d'une optimisation de
production dans le réservoir Quartzites de Hamra dans le
champ du Hassi Terfa (Algérie)***

Réalisé par :

KHELIFI Adel

Devant le jury :

Président :	KADRI.M	M.A.B Univ. Ouargla
Promoteur :	MEDJANI.F	M.A.A Univ. Ouargla
Examineur :	ZATOUT.M	M.A.B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2013/2014

REMERCIEMENTS

Tout d'abord je remercie notre Dieu de m'avoir donné le courage pour réaliser ce modeste travail.

Je remercie mes parents pour leur soutien et leurs précieux conseils et qui ont mis à ma disposition tout les moyens possibles pour terminer mes études dans de très bonnes conditions.

Et aussi tout les professeurs du Département des Sciences de la Terre et de l'Univers chacun à son nom

Je remercie beaucoup monsieur F. Medjani, qui a dirigé mon travail avec beaucoup d'attention, dont ses conseils et ses orientations m'ont toujours été précieux et enrichissants.

Je remercie aussi les membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter le jugement de mon travail.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

DEDICACE

Je dédie ce travail :

A Mon très cher père «Mohamed» lui je tant adoré.

A ma mère qui a tout soufferte.

A ma sœur et mes frères

A toute la famille Khelifi

A tous mes amies.

A mes collègues de l'université d'Ouargla.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	01
PARTIE I	
CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI TERFA	
I- PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI TERFA.....	03
I-1-SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI TERFA...	03
II- HISTORIQUE DE L'EXPLORATION.....	03
III- ASPECT STRATIGRAPHIQUE.....	04
➤ Paléozoïque	
➤ Mésozoïque	
➤ Cénozoïque	
IV- DESCRIPTION LITHOLOGIQUE.....	04
V- COMMENTAIRE STRATIGRAPHIQUE.....	06
➤ Paléozoïque	
➤ Mésozoïque	
➤ Cénozoïque	
VI- ASPECT STRUCTURAL.....	07
VI-1- EVOLUTION TECTONIQUE ET LES DIFFERENTES PHASES CONNUES.....	07
➤ Déformation anté-paléozoïques	
➤ Déformation Paléozoïque	
➤ Déformation Mésozoïque	
VI-2- CADRE LOCAL.....	09
VII- ASPECT GEOPHYSIQUE.....	11
VII-1- INTERPRETATION SISMIQUE.....	11
VIII- SYSTEME PETROLIER.....	12
➤ Roches mères	
➤ Roches réservoirs	
➤ Roche couvertures	
➤ Les pièges et les voix de migration	
CHAPITRE II : ESTIMATION DES RESERVES	
I-ETUDE PETROPHYSIQUE.....	14
I-1- LA POROSITE	14
I -1-1- DEFINITION	14
I -1-1- METHODES DE MESURES.....	15
I-2- PERMEABILITE.....	16

I -2-1- DEFINITION.....	16
I -2-2- METHODES DE MESURES.....	16
I-3- LA SATURATION	17
I-4- RESULTATS	18
I-4-1- ANALYSE DES CAROTTES.....	18
II-ESTIMATION DE RESERVOIR.....	19
II-1- EXTENSION DE RESERVOIR DES QUARTZITES DE HAMRA.....	19
II-2- METHODES D'ESTIMATION DES RESERVES.....	20
II-2-1- RESERVES PROUVEES	20
II-2-2- RESERVES PROBABLES.....	20
II-2-3- RESERVES POSSIBLES.....	20
II-3- TYPES DES RESERVES DE QUARTZITE DE HAMRA.....	20
II-4- METHODE DE CALCUL CHOISIE.....	21
II-5- RESULTATS D'ESTIMATION.....	21
III- LE DST (DRILL STEM TEST).....	22
III-1- DEFINITION.....	22
III-2- PRINCIPE DE L'OPERATION DST.....	22
III-3- TYPE DE DST.....	22
III-3-1- TEST EN TROU OUVERT.....	22
III-3-2- TEST EN BARE-FOOT.....	22
III-3-3- TEST EN TROU CUVELE.....	22
III-3-4-TEST DE COUCHE SELECTIF (STRADDLE TEST).....	22
III-4- LES PRINCIPAUX EQUIPEMENTS D'UN DST.....	23
III-5- LES OBJECTIFS DE DST.....	23
III-6- DONNEES GENERALES SUR LES PUIITS TESTES.....	24

PARTIE II

CHAPITRE I : NOTIONS GENERALES

I-APERÇUS SUR LA CARACTERISATION DES RESERVOIRS	
FRACTURES.....	26
I-1- INTRODUCTION.....	26
I-2- THEORIE SUR LA FRACTURATION.....	26
I-2-1- DEFINITION.....	26
I-2-2- LES DIACLASES.....	26
I-2-3- LES PARACLASES.....	26
I-2-4- LES FENTES DE TENSION.....	27
I-2-5- LES STYLOLITES.....	27
I-2-6- LES STRIES.....	27
I-2-7- LES BRECHES.....	27
I-3- LES TYPES DES FRACTURES.....	27
I-3-1- LES FRACTURES NATURELLES.....	27
I-3-2- LES FRACTURES INDUITES.....	27

I-3-3- LES FRACTURES PROVOQUEES.....	27
I-4- LES SYSTEMES DES FRACTURES.....	28
I-4-1- SYSTEME DES FRACTURES ASSOCIE AU FAILLE	28
I-4-2- SYSTEME DES FRACTURES ASSOCIEES AU PLI.....	28
I-5-CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DES FRACTURES.....	29
I-5-1- L'OUVERTURE DE LA FRACTURE ET SES SUR LA PERMEABILITE	29
I-5-2- DIMENSION DE LA FRACTURE DANS L'ESPACE....	29
I-5-3- ORIENTATION DES FRACTURES.....	29
I-5-4- DEPLACEMENT.....	29
I-5-5- INFLUENCE DES PARAMETRES SEDIMENTOLOGIQUES SUR LA FRACTURATION.....	30
II- LA DETECTION DES FRACTURATIONS.....	30
II-1- ANALYSE ET DESCRIPTION DES CAROTTES.....	30
II-2- IMAGERIE.....	31
II-2-1- DEVELOPPEMENT DE L'IMAGE.....	32
II-2-2- LES OUTILS D'IMAGERIE.....	33
II-2-3- LA COMBINAISON DES OUTILS D'IMAGERIE.....	34
II-2-4- PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT.....	35
II-2-5- L'AVANTAGE DES OUTILS D'IMAGERIES.....	36
II-2-5-1- L'imagerie de micro-résistivité.....	36
II-2-5-2- L'Imagerie ultra sonique.....	36
II-2-6- INTERPRETATION THEORIQUE DE L'IMAGERIE...	36
II-2-6-1- Mode d'interprétation de l'imagerie.....	37
II-2-6-1-1- Interprétation sédimentologique.....	37
II-2-6-1-2- Interprétation structurale.....	38
 CHAPITRE II : FRACTURATIONS DANS LE CHAMP	
I- ANALYSE DES CAROTTES.....	42
I-1- ANALYSE MACROSCOPIQUE DES CAROTTES.....	42
I-1-1- PUIITS HTF-1.....	42
I-1-2- PUIITS HTF-2.....	42
I-1-3- PUIITS HTF-4.....	43
I-2- ANALYSE MICROSCOPIQUE DES LAMES MINCES.....	44
I-2-1- PUIITS HTF-1	44
I-2-2- PUIITS HTF-2.....	44
I-2-3- PUIITS HTF-3.....	45
II- IMAGERIE.....	46
II-1- PUIITS HTF-1.....	46
II-2- PUIITS HTF-2.....	50
II-3- PUIITS HTF-5.....	53
II-4 PUIITS HTF-8.....	56
CONCLUSION GENERALE.....	59

NOMENCLATURE

HTF	:	Hassi Terfa
HTF-1	:	Nom De Puits à Hassi Terfa
QH	:	Quartzite De Hamra
m	:	Mètre
m ²	:	Mètre carré
md	:	Millidarcy
d	:	Darcy
3D	:	Trois Dimensions
≈	:	Presque Egal
Φ	:	Porosité
Q	:	Débit
DST	:	Drill Stem Test
Dx	:	Epaisseur
S	:	Section
μ	:	Viscosité
V	:	Volume
K	:	Perméabilité

LISTE DES FIGURES

Fig. n°01 : Situation du champ de Hassi Terfa	03
Fig. n°02 : Colonne lithologique type de la région Hassi Terfa.....	05
Fig. n°03 : Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra.....	10
Fig. n°04 : Profil sismique NO-SE.....	11
Fig. n°05 : Profil sismique SO -NE.....	12
Fig. n°06 : Coupe géologique NW-SE.....	13
Fig. n°07 : Coupe géologique NE-SW.....	13
Fig. n°08 : Extension de réservoir des Quartzites de Hamra.....	19
Fig. n°09 : Schéma présentatif des équipements de fond et de surface de DST.....	23
Fig. n°10 : Les relations directionnelles entre fractures et pli.....	28
Fig. n°11 : Le modèle d'intrados/extrados.....	29
Fig. n°12 : Fractures au niveau d'une carotte.....	31
Fig. n°13 : Présentation du développement de l'imagerie.....	33
Fig. n°14: La combinaison des outils d'imagerie (OBMI et UBI)	34
Fig. n°15 : Outils de micro-résistivité OBMI 1&2.....	35
Fig. n°16 : Principe de fonctionnement des outils d'imagerie.....	35
Fig. n°17: Représentation théorique des structures existante.....	36
Fig. n°18 : Représente des limites de banc.....	37
Fig. n°19 : Représente des discordances.....	38
Fig. n°20 : Représentation des fractures par les outils.....	39
Fig. n°21 : La différence entre la représentation des fractures ouverte et les fractures fermé.....	40
Fig. n°22 : Représentation des failles.....	40
Fig. n°23 : Identification des fractures.....	41
Fig. n°24: Présentation de breakout.....	41

Fig. n°25 : Photo du carotte N°1 réalisée au niveau du Puits HTF-1 (3335,6 m).....	42
Fig. n°26 : Photo du carotte N°4 réalisée au niveau du Puits HTF-2 (3390 à 3422 m).....	43
Fig. n°27 : Photo de la carotte N°1 et2 réalisée au niveau du Puits HTF-4 (3560 à 3580m)	43
Fig. n°28 : Photos de Fracturation sur lames minces de puits HTF-1.....	44
Fig. n°29 : Photos de des fractures non colmatées sur lames minces de puits HTF-2.....	44
Fig. n°30 : Photos de des fractures non colmatées,connectée Sur lames minces de puits HTF-3	45
Fig. n°31 : Analyse des fractures HTF-1.....	47
Fig. n°32 : Orientation des fractures HTF-1.....	48
Fig. n°33 : Direction de breakout HTF-1.....	49
Fig. n°34 : Analyse des fractures HTF-2.....	50
Fig. n°35 : Orientation des fractures HTF-2.....	51
Fig. n°36 : Direction de breakout HTF-2.....	52
Fig. n°37 : Analyse des fractures HTF-5.....	54
Fig. n°38 : Direction de breakout HTF-5.....	55
Fig. n°39 : Analyse des fractures HTF-8.....	57
Fig. n°40 : Direction de breakout HTF-8.....	58

LISTE DES TABLEAUX

Tableau n°01: Les phases tectoniques majeures avec leur orientation.....	09
Tableau n°02: Représente les principales caractéristiques pétrophysiques des puits HTF..	18
Tableau n°03: Estimation des réserves.....	21
Tableau n°04: Données générales sur le DST des puits HTF1, 2, 4,5 et 8.....	24

INTRODUCTION

Vu la croissance démographique et le développement socioéconomique, le besoin d'énergie ne cesse pas à augmenter jour par jour face la demande croissante. Sachant que les hydrocarbures sont la première source d'énergie à l'échelle mondiale, Les projets de recherches et d'exploration sont lancés partout dans la terre et la mer. Actuellement on parle des hydrocarbures non conventionnels comme le gaz de schiste.

Depuis sa découverte, le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord, avec les promesses offertes par l'exploration, qui trouve un nouvel élan dans cette région.

Après chaque découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les gens dirigent vers les techniques d'exploration et exploitation, ces derniers dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qui les contiennent, cela détermine la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de rentabilité économique. Dans certains cas, cette rentabilité est sous mise à des contraintes qui présentent un déficit dans l'industrie pétrolière, surtout dans les gisements profonds où le jeu de compacité est plus grand influe directement sur le taux de production en réduisant les caractéristiques pétrophysiques primaires du gisement.

Dans ce sens vient ce travail, comme un essai d'étudier la fracturation au niveau d'un réservoir compact en prenant l'exemple de Quartz de Hamra dans le champ de Hassi Tarfa ces fractures jouent un rôle très important dans l'amélioration des caractéristiques du gisement, donc optimiser la production et valoriser les réserves estimés en place.

PARTIE

I

PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

PARTIE

II

ETUDE DE FRACTURATION

I- PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI TERFA :

I-1- SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI TERFA :

Le champ de Hassi Terfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, se trouvant dans le bloc n° 427 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-Dzabat et le champ de Hassi Messaoud.

Il est limité par :

- Les parallèles 31° et 32° Nord.
- Les méridiens 6° et 7° Est.

La structure de Hassi Terfa est située dans la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud sur la bordure de trend El Gassi- El Agreb-Hassi Messaoud, (Fig. n°01).

Le champ de Hassi Terfa est limité par:

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- Structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest.
- A l'Est est situé le champ de Mesdar.
- Au Sud on a le champ d'El Gassi.

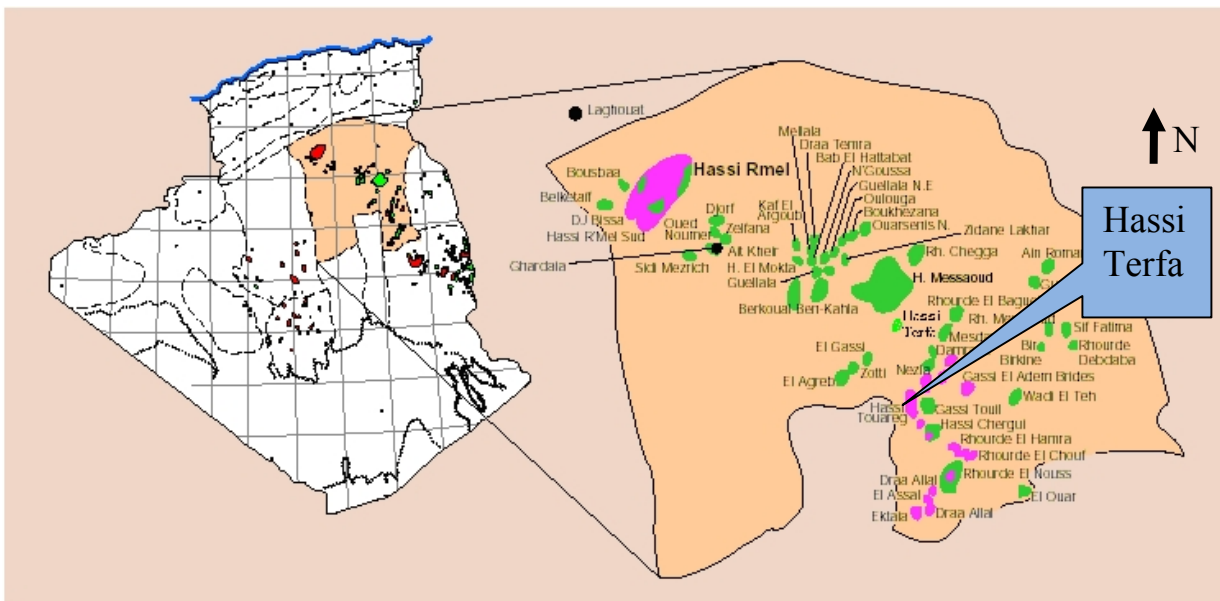


Fig. n°01 : Situation du champ de Hassi Terfa (Dép. EXP/SONATRACH).

II- HISTORIQUE DE L'EXPLORATION :

Le bassin d'Oued Mya est l'une des régions les plus productives d'Algérie avec les gisements de Haoud Berkaoui, Berkaoui – Benkahla, Guellala, Kef El Agroub, Drâa Et Tamra, et Boukhezane.

Hassi Terfa c'est une structure récemment découverte. Elle est en phase d'exploitation avec quelques puits de production.

Le premier puits (HTF-1) a été foré en septembre 1999, situé entre les gisements de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et, El Gassi qui sont productifs d'huile dans le Cambrien.

L'objectif primaire de ce puits était l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

Le forage des réservoirs Ri et Ra se sont avérés aquifères, par contre les Quartzites de Hamra se sont avérés à huile.

III- ASPECT STRATIGRAPHIQUE :

La série stratigraphique de la région de Hassi Terfa est essentiellement composée des dépôts Mésozoïques avec 3118 m d'épaisseur, reposant en discordance sur le Paléozoïque qui a 407 m d'épaisseur. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire de 300 m repose en discontinuité sur le Mésozoïque (Fig. n°02).

1- Paléozoïque :

La tranche détritique reconnue par les sondages est constituée par les formations cambro-ordoviciennes.

Elles sont prédominées par de grands épandages régionaux de roches détritiques grossières ayant progradé à partir du sud vers le nord en discordance sur un socle hétérogène affecté par la phase panafricaine. Ces formations sont surmontées par d'épaisses séries d'argile et grès issues des grandes périodes de transgression-régression marine à partir du nord.

Le Cambro-ordovicien connaît sporadiquement des épisodes volcaniques sans grande extension latérale.

2- Mésozoïque :

Les roches détritiques argilo gréseuses datés du Trias supérieur débutent la séquence sédimentaire mésozoïque en discordance angulaire sur les termes paléozoïques. Sur l'ensemble de la partie Nord ces dépôts correspondent à une période de lente régression marine à partir de l'Est. Tout ce territoire est marqué par une influence continentale avec installation d'un régime fluvial. A la suite de cette période de dépôts détritiques une autre période de dépôts évaporitiques de Trias terminal est relayée au Lias.

3-Cénozoïque :

Durant le Tertiaire les dépôts de type plateforme épicontinentale et lagunaire persisteront durant le Paléocène et l'Eocène ; cette période est caractérisée par l'orogénèse alpine et ses phases compressives.

IV- DESCRIPTION LITHOLOGIQUE :

La description lithologique a été faite à l'aide des fiches techniques de différents puits dans le champ de Hassi Tarfa.

AGE	Système	EPAI	ETAGE FORMATIONS	STRATIGR	LITHOLOGIE
CENOZOIQUE	NEOGENE	178	Mio-Plio		Sable Grès et argiles
		123	Eocene		Calcaire crayeux
MESOZOIQUE	CRETACE	109	sen - carbon		calcaire et dolomie
		217	Sen - anhy		Anhydrites et dolomie
		150	Sen -salif		Sel massif incolore à blanc
		127	Turonien		Calcaire crayeux
		186	Cénomanien		Argile grise, Anhydrite blanche, dolomie et mame
		396	Albien		Grès fin à moyen et intercalation d'Argile brun rouge et de sable grossier à la base
		27	Aptien		Dolomie et Mame
	435	Barremien + Néocomien		Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Mame et Anhydrite. Présence de lignite.	
	JURASSIQUE	229	Malm		Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Mame
		77	Dogger, argil		Argile indurée, Dolomie Grès et Anhydrite.
		244	Dogger, lag		Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile silteuse
			LD-1		Anhydrite + Argile
		226	LS-1		Sel + Argile
			LD-2		Anhydrite + Argile
		59	LS-2		Sel + Argile
28		H.B		Argile et Dolomie	
474	S1 + S2 + S3		Sel rose massif à la base, avec passées d'Argile plastique indurée et Anhydrite		
96	Lias argileux		Argile brun rouge parfois salifère		
PALEOZOIQUE	TRIAS	68	roches éruptives		Roches éruptives
	ORDOVICIEN	126	Quartzites de Hamra		Grès quartzitiques à quartzites
		25	Grès atchane		grès gris clair+ argile
		100	Argile d'el Gassi		Argile gris sombre
	CAMBRIEN	29	Camb "ZA"		Argile + grès
		49	Camb "Ri"		Grès gris beige fin à moyen, Tigilite
		92	Camb "Ra"		Grès blanc beige moyen à grossier

Fig. n°02 : Colonne lithologique type de la région Hassi Terfa (Dép. EXP/SONATRACH).

V- COMMENTAIRE STRATIGRAPHIQUE :

1-Paléozoïque :

- **Cambrien** : il est représenté par les trois niveaux Ra, Ri, et zone d'alternance
 - **Ra** : il est reconnu par son faciès hétérogène à stratification horizontale et rarement entrecroisé nettement visible sur les carottes; cette succession d'origine continentale est caractéristique des séquences fluviatiles; le gradient d'épaississement étant constant.
 - **Ri** : son faciès est homogène à stratification subhorizontale appartenant à un milieu marin côtier peu profond. L'épaisseur est presque constante à HTF-1(49m).
 - **Zone des alternances** : cette formation isopaque présente des stratifications obliques parfois horizontales et des niveaux à nombreuses tigillites, elle est caractéristique d'un milieu marin à influence continentale, cette zone ne présente pas des changements latéraux de faciès dans la région. L'épaisseur est de (29m) à HTF-1, (13m) à HTF-2 et HTF-3.
- **Ordovicien** : il est décapé par la phase hercynienne jusqu'au niveau de grès d'Ouargla; l'Ordovicien est représenté par les quatre termes.
 - **Les argiles d'El-Gassi** : c'est ensemble homogène, la puissance argilo-silteuse montre que la sédimentation s'est faite dans un milieu marin transgressif.
 - **Les grès d'El-Atchane** : ils présentent des stratifications obliques à subhorizontales et de nombreux galets d'argile traduisant un milieu marin côtier.
 - **Les Quartzites de Hamra** : ils sont remarquables en surface par leur morphologie massive et des structures sédimentaires mal conservées. La fissuration intense est le caractère typique de cette couche dont l'origine est un environnement côtier avec rares fluctuations marines, les Quartzites de Hamra ne présentent pas de variations de faciès dans la région. Ils ont relativement la même épaisseur HTF-1(116m), HTF-2 (104m), HTF-3(126m).

2-Mésozoïque :

- **Trias** : il est peu développé dans la région ou décapé par la phase hercynienne, il est représenté uniquement par les roches éruptives et la Série Inférieure. Son environnement est un milieu fluviatile à méandre. L'épaisseur est beaucoup plus importante vers HTF-2 situé à l'ouest (68m).
- **Jurassique** : l'individualisation d'un milieu évaporitique initié au cours du Lias argileux comme en témoignent les niveaux de sel dans le terme inférieur se poursuit pendant le Jurassique. Une grande subsidence durant le Lias montre d'épaisses séries salifères qu'accompagnent des ouvertures sporadiques sur la mer. L'épaisseur du Jurassique à un gradient sensiblement du Sud vers le Nord; HTF-2(1333m), HTF-1(1361m), HTF-3(1372m).
- **Crétacé** : Le membre inférieur caractérisé par une sédimentation détritique d'origine continentale est la conséquence d'une régression vers le Nord entre coupée par un épisode marin

transgressif ou cours de L'Aptien. Le membre supérieur au faciès essentiellement carbonaté est intercalé par de dépôts évaporitiques.

3-Cénozoïque :

Durant le Tertiaire la sédimentation de type plate forme épicontinentale et lagunaire se poursuit pendant l'Eocène qui surmonte en discordance le Sénonien carbonaté.

VI- ASPECT STRUCTURAL :

VI-1.EVOLUTION TECTONIQUE ET LES DIFFERENTES PHASES CONNUES :

➤ Déformations anté-paléozoïques :

• Phase panafricaine :

Elle est interprétée comme le résultat de la collision continentale entre deux cratons :

- Le craton Ouest africain rigide.
- Le craton Est africain plus plastique.

Ce régime de contrainte persistant jusqu'au Cambrien a engendré un réseau de failles d'orientation Nord-Sud et Nord Est-Sud Ouest qui jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration de la plate forme saharienne.

Le bouclier touareg s'est initié durant cette période.

➤ Déformations paléozoïques :

• La phase taconique :

Cette phase correspond à un mouvement compressif d'orientation ouest, entraînant un soulèvement régional.

Les boucliers reguibat et touareg ont subi une érosion.

Parallèlement un changement climatique important a mis en phase une calotte glaciaire située dans le Sahara central. Sa fusion a été à l'origine d'une transgression généralisée sur tout le Sahara

Un mouvement de distension succède cette phase compressive au cours du Silurien.

• La phase du Dévonien inférieur :

Les variations d'épaisseur le long des accidents, ainsi que les coulées volcaniques indiquent une période de distension qui avait eu lieu au cours du Sieginien-Gédinien.

• La phase hercynienne :

C'est la phase principale qui a engendré des trends, orientés nord est – sud ouest dans la dépression d'oued Mya.

• Au Dévonien moyen et supérieur :

Un mouvement de serrage a provoqué le soulèvement graduel de la zone de Hassi Messaoud déplacé le centre de la dépression d'oued Mya vers l'Ouest ou les dépôts du Dévonien se

développent à l'Est de la voûte d'Allal.

- **Durant le Carbonifère moyen et le Permien Tardif :**

Un mouvement de serrage s'est produit de nouveau accélérant le soulèvement du bassin d'Oued Mya qui est devenue un haut plateau émergé. Ce ci n'a pas permis le dépôt du Carbonifère à cet endroit.

A la fin de l'orogénèse hercynienne, l'érosion des reliefs était intense parfois elle a atteint le socle; cependant dans la région d'étude le Silurien est la formation paléozoïque la plus jeune.

- **Les déformations du Mésozoïque :**

- **La phase rifting triasique :**

Au Trias supérieur il y a un début de phase de rifting accompagné de vastes épanchements de roches volcaniques.

La subsidence était forte à l'hétangien. Il se dessine un sillon orienté Nord Est-Sud Ouest bordé de failles de même direction.

- **La phase autrichienne :**

Elle est caractérisée par une phase de raccourcissement Est-Ouest entraînant une structuration importante le long des accidents subméridiens.

Des anticlinaux d'axe Nord Sud ont permis l'accumulation des hydrocarbures.

Cette phase est l'origine d'une inversion tectonique. A l'Albien une phase de relaxation a eu lieu; elle a persisté au moins jusqu'au Turonien accompagnée d'une transgression marine.

- **La phase pyrénéenne :**

A la fin de l'Eocène, on assiste à un soulèvement des zones structurales créant ainsi des anticlinaux d'axe Nord Est-Sud Ouest, qui se sont bien traduits à la fin de Miocène.

- **La phase Atlasique :**

Au Villafranchien un raccourcissement de direction Nord Sud affecte le Nord du bassin d'Oued Mya entraînant ainsi un soulèvement de sa partie méridionale.

**Tableau n°01: Les phases tectoniques majeures avec leur orientation
(Dép. EXP/SONATRACH).**

Période d'activité maximale	Tectonique	Orientation
Pré-Cambrien	Phase panafricaine	Compression horizontale E-W
Cambro-Ordovicien	Cycle d'érosion, distension	Distension NW-SE
Silurien-Dévonien	Phase calédonienne	Compression E-W
Dévonien inférieur	Variation des faciès	Distension NW-SE
Viséen	Phase hercynienne	Compression NE
Permien	Phase hercynienne	Compression NW
Trias	Phase de rifting	Distension NW-SE
Aptien	Autrichienne	Compression EW,ENE-WSW
Eocène	Pyénéenne	Compression NS et NWSE
Miocène	Phase alpine	Compression N-S
Post-Villafranchien	Phase alpine	Compression

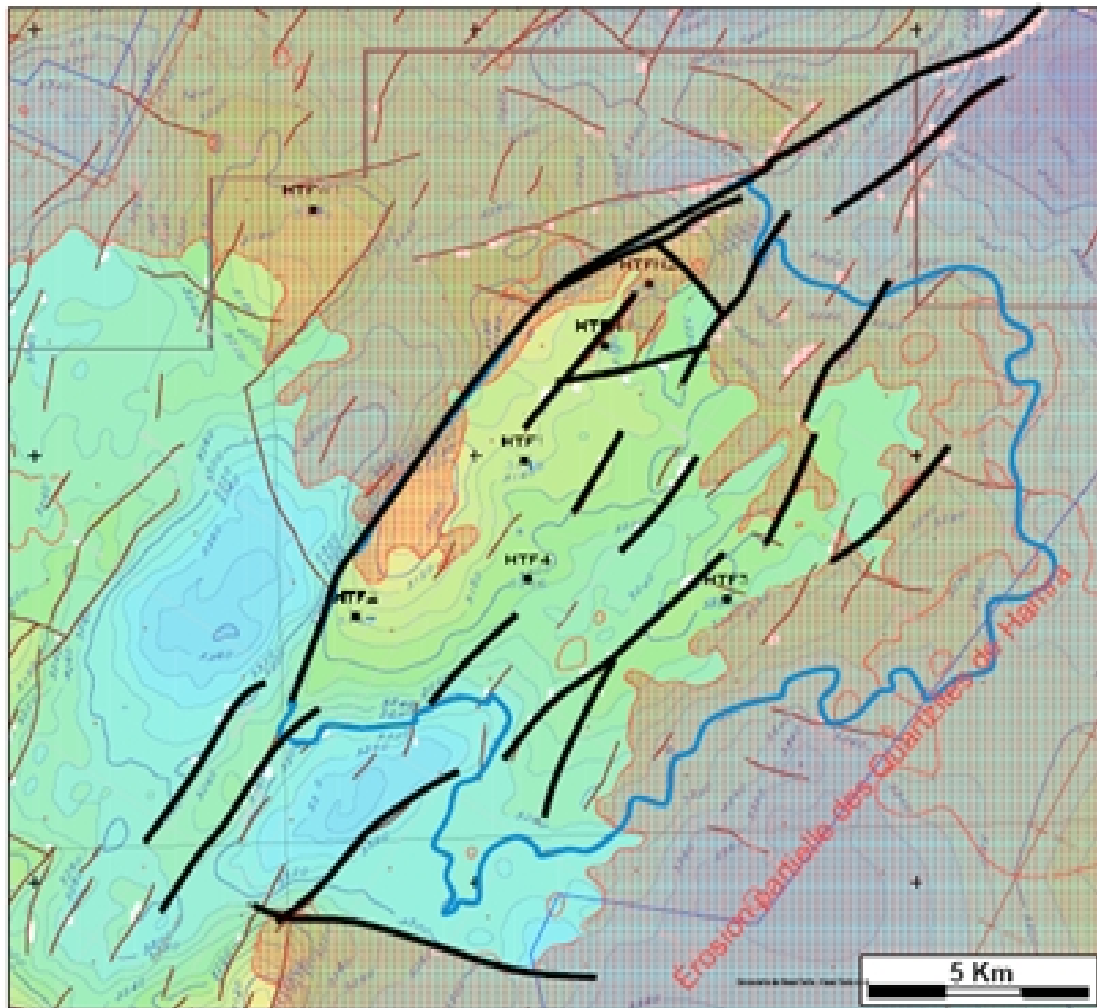
VI-2 CADRE LOCAL :

La structure de Hassi Terfa appartient au prolongement septentrional de l'axe d'El Agreb-Hassi Messaoud, dans lequel s'insèrent des différents plis anticlinaux d'orientation NE-SW, recoupés parfois par des failles subméridiennes, de moindre ampleur.

L'image structurale actuelle est le résultat d'une tectonique polyphasée, ayant affecté la région depuis l'orogénèse panafricaine; la phase hercynienne est la plus importante le long du trend El Agreb-Hassi Messaoud et ses structures associées.

L'individualisation des structures s'est effectuée durant le paléozoïque. Les mouvements tectoniques d'âge Jurassique voire même Actuel, ont également un impact non négligeable sur le schéma structural final où on peut distinguer localement des horsts et des mini grabens.

Le gisement de Hassi Terfa a une forme anticlinale allongée, orientée NE-SW, avec fermeture contre faille à l'ouest. Elle est bordée par des failles majeures et secondaires de même direction.



Légende

- Position de puits.
- HTF-1 Nom de puits.
- Faille.
- Isoligne

Fig. n°03 : Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra (Dép. BEICIP 2007).

VII- ASPECT GEOPHYSIQUE :

VII-1- INTERPRETATION SISMIQUE :

Le cube sismique 3D de Hassi Terfa est localisé dans une zone géographique d'intérêt maximal pour les Quartzites de Hamra, puisque il s'y développe un domaine de préservation partielle voire totale des Quartzites de Hamra entre les secteurs fortement érodés d'Hassi Messaoud au nord, d'El Gassi El Agreb au sud et le secteur oriental de Mesdar/Baguel.

Les failles ont une orientation dominante $N30^\circ$, c'est-à-dire suivant la direction classiquement associée à l'extension liasique, et appartiennent à l'axe positif régional d'El Gassi – El Agreb – Hassi Dzabat-Hassi Terfa cet axe se poursuit vers le nord par le mole de Hassi-Messaoud.

Au Nord de HTF-2, on constate également la présence d'un accident $N45^\circ$

Généralement associé l'ouverture de la thétys au Trias.

Les directions $N100^\circ - N110^\circ$ sont également présentes sur cette sismique 3D.

La présence et probablement l'activité tectonique de ces accidents de direction $N100^\circ - N110^\circ$ semblent s'intensifier vers le sud du cube. Ainsi, au toit du Ri, on observe des rejets associés aux activités successives de tels accidents pouvant atteindre 50m au Nord

L'analyse sismique conduit à identifier les zones structurales suivantes :

Dans la moitié Nord du cube HTF/3D une zone structurale en position haute, reconnue par les puits HTF-1 à HTF-4, est limitée à l'Ouest et au Nord par une faille d'orientation $N30^\circ$ à $N45^\circ$ appartenant au trend régional El Gassi – El Agreb – Hassi Dzabate ; Hassi Terfa .

A l'Ouest du cube HTF/3D, plusieurs hauts structuraux isolés sont mis en évidence : ils appartiennent à un second trend $N30^\circ$ situé à l'Ouest de la zone haute HTF, et constitué de failles discontinues. On a reconnu une structure délimitée par des accidents respectivement d'orientation $N30^\circ$ à l'Est et $N100^\circ$ au Nord.

(Fig. n°04,05)

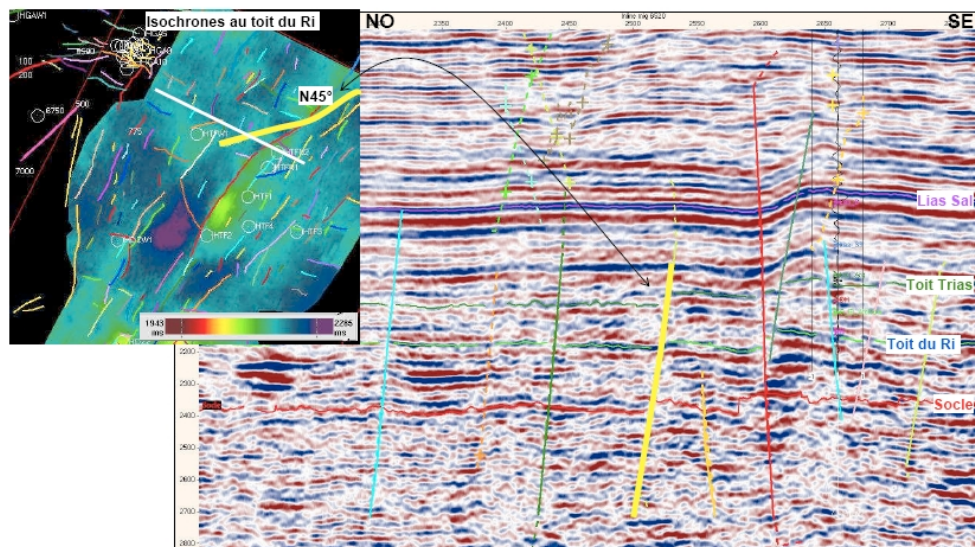


Fig. n°04 : Profil sismique NO-SE (Dép. BEICIP 2007).

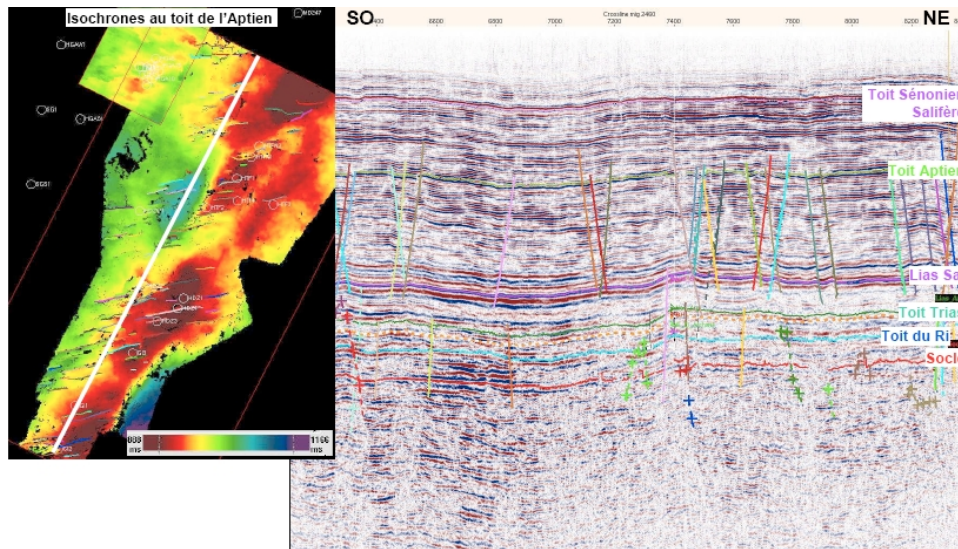


Fig. n°05 : Profil sismique SO –NE (Dép. BEICIP 2007).

VIII- SYSTEME PETROLIER :

➤ Roches mères :

Les analyses des extraits de matière organique présentent les caractéristiques d'une huile légère d'origine marine déposée dans un milieu réducteur. Elle est en phase à huile à l'ouest et le Nord Est, et au stade à gaz sec au Sud Ouest de bassin d'oued Mya.

Les autres roches mères possibles ou éventuelles dans l'Ordovicien peuvent être représentées par les argiles d'Azzel, d'El-Gassi. Les argiles microconglomératiques. Elles ont une faible richesse en matière organique car leur COT est inférieur à 1%.

➤ Roches Réservoir:

• L'Ordovicien :

Dans l'Ordovicien, le réservoir le plus important est formé par les Quartzites de Hamra, avec des nombreuses quantités d'huile prouvées autour de gisement de Hassi Mesaoud.

• Cambrien :

La production principale vient essentiellement des lithozones réservoirs Ra et Ri.

➤ Roches Couverture :

Les formations argilo-salifères du Lias et les roches éruptives de Trias, constituent d'excellentes roches couverture pour les Quartzites de Hamra.

Localement le Cambrien (Ri+Ra) à pour couverture les argiles d'El-Gassi.

➤ **les pièges et les voies de migration :**

La majorité des pièges dans les réservoirs cambro-ordoviciens sont liés :

- soit à des pièges structuraux (horst, anticlinal).
- soit à des pièges stratigraphiques (biseaux par troncature d'érosion hercynienne).
- soit à des pièges mixtes (biseaux ordovicien en amont pendage d'une structure anticlinale).
- les études géochimiques définissent deux périodes de migration :

1- la première a lieu a la fin de Paléozoïque.

2- la seconde qui est plus importante a lieu vers la fin de Jurassique début du Crétacé.

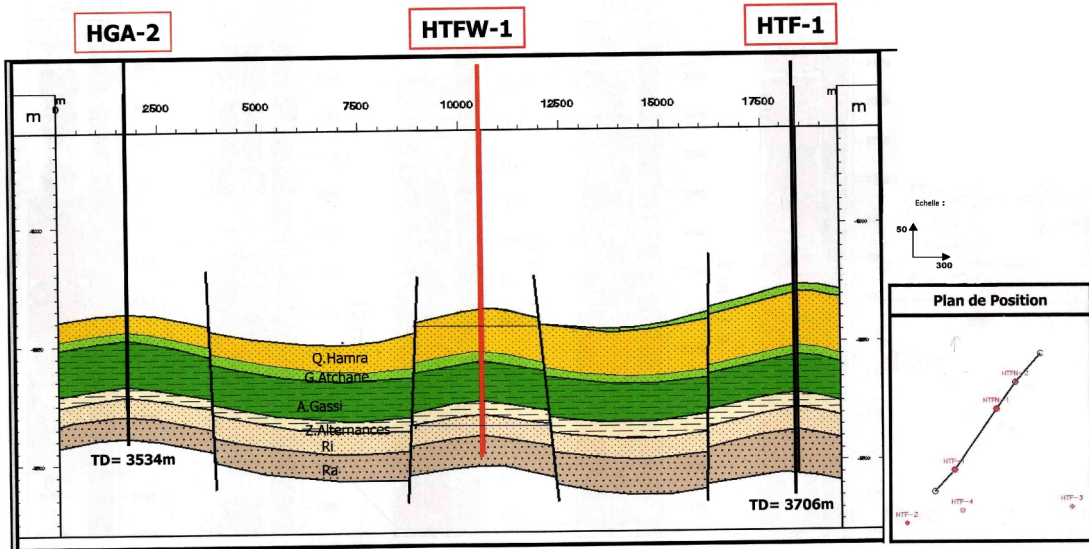


Fig. n°06 : Coupe géologique NW-SE (Dép. EXP/SONATRACH).

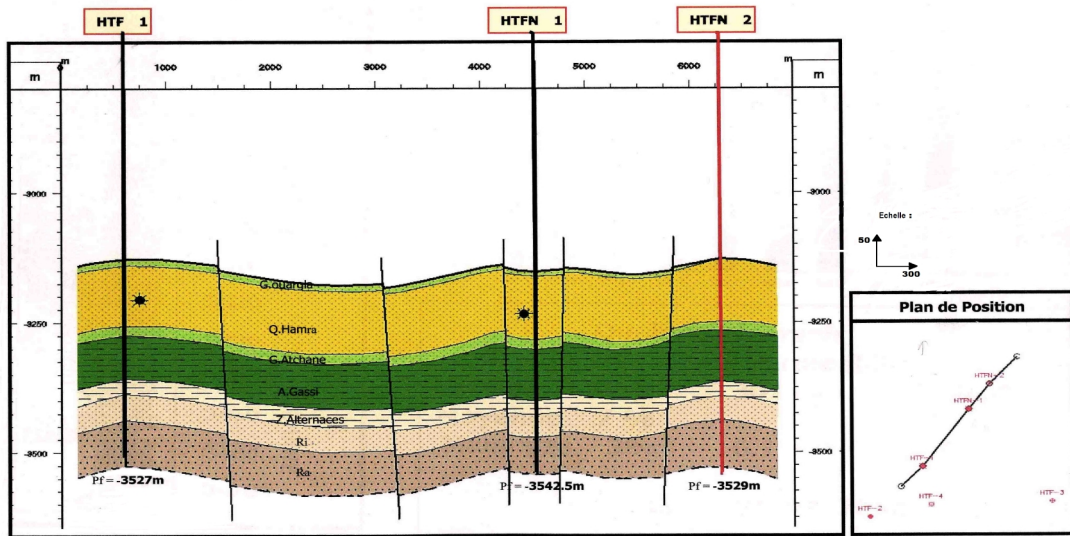


Fig. n°07 : Coupe géologique NE-SW (Dép. EXP/SONATRACH).

I-ETUDE PETROPHYSIQUE :

I-1- LA POROSITE :

I -1-1- DEFINITION :

La porosité (Φ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, poreux et fissure. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume de pores par rapport au volume total de roche.

$$\Phi\% = \frac{V_V}{V_T} \cdot 100 (\%)$$

V_V = volume des vides.

V_T = volume total de la roche.

On défini aussi la porosité utile, c'est la porosité correspondant aux vides reliés entre eux, elle correspond à la porosité totale diminuée du volume occupé par l'eau irréductible.

Cette porosité utile ou effective est en général inférieure de 20 à 25%, parfois de 50% à la porosité.

On dit souvent que (selon Monicard) la porosité est :

- ❖ Faible si $\Phi < 5 \%$.
- ❖ Médiocre si $5 \% < \Phi < 10 \%$.
- ❖ Moyenne si $10 \% < \Phi < 20\%$.
- ❖ Bonne si $20 \% < \Phi < 30\%$.
- ❖ Excellent si $\Phi > 30 \%$.

On oppose la porosité matricielle qui est le résultat de vides intergranulaire de la porosité de fissures, celle-ci présente très généralement de faibles valeurs par rapport à la première mais peut la compléter.

Dans les roches détritiques présentant une granulométrie homogène, la porosité est indépendante de la taille des grains, mais non de leur forme. Elle diminue en profondeur d'enfouissement, ou précisément avec l'élévation de la température.

On détermine la porosité des formations d'après les carottes et les diagraphies, c'est les carottes qui donnent les plus précises valeurs de la porosité.

I-1-2- METHODES DE MESURES :

➤ **Méthodes directes :**

Les méthodes de mesure de la porosité sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions, parmi ces méthodes on cite celle utilisée à Hassi Messaoud (CRD).

La méthode consiste à mesurer le volume solide à l'aide d'un porosimètre à immersion dans le mercure de type CORELAB.

Le volume de la phase solide (V_s) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède dans le xylène après saturation des échantillons par ce liquide.

Le volume total est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon en calculant le poids spécifique de la phase solide.

$$\Phi = V_v / V_t$$

$$\Phi = (V_t * V_s) / V_t - 1 - (V_s / V_t)$$

➤ **Méthodes indirectes.**

La mesure s'effectue grâce aux :

- ✓ Neutron C. N. L (Compensated Neutron Log).
- ✓ F. D.C (Formation Density Compensated).
- ✓ Macro et Micro résistivités.

Les mesures par les diagraphies électriques se font en se basant sur la formule **d'Archie** qui lie le facteur de formation (F) avec la porosité, mais également à la forme et la taille des pores, qui est lui-même en fonction avec la résistivité de la formation.

$$F = \frac{a}{\Phi^m} = \frac{R_O}{R_W}$$

Où :

- ✓ **a** : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes).
- ✓ **m** : Coefficient de sédimentation =2.
- ✓ **F** : Facteur de la formation.
- ✓ **R_O** : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Om).
- ✓ **Φ** : Porosité utile en %.
- ✓ **R_w** : Résistivité de la formation saturée en eau (Om).

I-2- PERMEABILITE :

I-2-1- DEFINITION :

Elle caractérise l'aptitude d'une roche à laisser circuler les fluides contenus dans ses pores, par un écoulement laminaire d'un débit de fluide monophasique (Q) de viscosité (μ) à travers un échantillon de roche d'épaisseur (dx) et de section (s). Occasionnant une différence de pression (dP) à la rentrée et à la sortie.

Elle se déduit de la loi DARCY, et s'exprime en darcy (d) ou plus souvent en milidarcy (md)

$$Q = \frac{K.S}{\mu} \cdot \frac{dP}{dX} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

On détermine la perméabilité des roches réservoirs d'après les carottes, les données de production des puits et par fois d'après les données de diagraphies, les carottes permettent de déterminer la perméabilité absolue des roches réservoirs, on fait ces déterminations dans le sens parallèle et perpendiculairement aux stratifications des roches. On dit souvent que (selon Monicard) la perméabilité est :

- ❖ Très faible : $K < 1 \text{ md}$.
- ❖ Faible : K de 1 à 10 md.
- ❖ Médiocre : K de 10 à 50 md.
- ❖ Moyenne : K de 50 à 200 md.
- ❖ Bonne : K de 200 à 500 md.
- ❖ Excellente : K est $> 500 \text{ md}$.

I-2-2- METHODES DE MESURES :

➤ **Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies.**

A partir du gradient de la résistivité, la perméabilité est donnée par

$$K = C \left[\frac{\Delta R}{\Delta D} \frac{1}{R_0} \frac{2,3}{\rho_m - \rho_h} \right]^2$$

Avec :

- ✓ C : constante généralement =2.
- ✓ ΔR : changement de la résistivité de R_0 à R_x en ohm.
- ✓ ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR .

- ✓ R_o : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.
- ✓ ρ_w : densité de l'eau de la formation en gr/cm^3 .
- ✓ ρ_H : densité de l'huile en gr/cm^3 .

Actuellement ; il existe des outils qui contribuent à mesurer es perméabilités au fond du puits tels que CMR et EMRIL.

➤ Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits.

$$Kh = \frac{526,7 \times Q \times \mu_o \times b_o}{m}$$

Avec :

- ✓ Q : Débit en m^3/s ou en $1/\text{s}$.
- ✓ μ_o : Viscosité d'huile = 0.2cp.
- ✓ B_o : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = $1.7\text{m}^3/\text{m}^3$.
- ✓ m : Pente du graphe $P = f [\log (T+t / t)]$.

Et en connaissant la valeur de la hauteur utile on tire la perméabilité

$$K = HK/h$$

La perméabilité tirée par les essais des puits est la plus correcte pour le calcul de la moyenne dans un intervalle producteur par rapport à celle calculée à partir des carottes, car cette dernière n'est pas toujours représentative à cause des raisons suivantes :

- ❖ Mesurer en surface et non pas dans les conditions de fond (pression et température).
- ❖ Mesurer par rapport à un gaz parfait (hélium).
- ❖ Trop de manipulations causent beaucoup des déformations dans l'échantillon.

I-3 - LA SATURATION :

On appelle saturation en fluide la qualité de fluides contenue dans les pores exprimée en pourcent du volume poreux.

L'eau interstitielle est présente dans tous les réservoirs d'huile ou de gaz. Cette eau entoure les grains, occupe les petits pores. Les hydrocarbures occupent en général le centre des larges pores et les fissures.

La discontinuité des mesures faites sur carottes, nous a obligés de prendre les données des diagraphies.

CHAPITRE II : ESTIMATION DE RESERVE

La saturation en eau est donnée par la relation expérimentale d'ARCHIE.

$$S_{nw} = \frac{f \times R_w}{R_t}$$

Permettant, la détermination de S_w d'une roche in-situ à partir des mesures de résistivité.

ARCHIE a établi une relation entre la résistivité de la roche R_t et la saturation en eau de la roche (plus S_w diminue et plus R_T augmente).

F = facteur de formation (lié à la porosité et à la cimentation)

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

(a et m se sont des constantes caractéristiques de la roche).

R_w : Résistivité de l'eau de formation déterminée à l'aide de la P.S.

S_w : Saturation en eau, elle représente la quantité d'eau contenue dans les pores exprimée en pourcent du volume poreux.

$n = 2$, si la roche est mouillée par l'eau

$2 < n < 4$; si la roche est mouillée par l'huile

I- 4- RESULTATS :

I-4-1- ANALYSE DES CAROTTES :

Tableau n°02 résume l'étude pétrophysique faite sur des carottes issues de six puits de champ de Hassi Terfa.

Tableau n°02: Représente les principales caractéristiques pétrophysiques des puits HTF.

Puits	Intervalle	Carotte	Porosité(%)			Perméabilité (md)		
			min	max	Moyenne	min	max	Moyenne
HTF1	3339m à 3322m	N°1	3	6	4.5	0.01	0.1	0.055
HTF2	3320m à 3346m	N°1-2	4	11	7.5	0.1	0.5	0.3
HTF3	3374m à 3364m	N°1	2	3.5	5	0.05	0.14	0.095
HTF4	3562m à 3572m	N°2	4	6	5	0.1	0.3	0.20
HTF5	3366m à 3372m	N°1	6	12	9	0.1	0.5	0.3
HTF8	3445m à 3462m	N°1-2	3.6	8	5.8	0.06	0.2	0.13

D'après le tableau ci-dessus, résume on remarque que la porosité dans ces puits est médiocre car elle présente une moyenne de 6,13%.La perméabilité est très faible et présente une moyenne ne dépasse pas (0,3md) dans ces puits, Ces valeurs reflètent clairement le caractère compact de ce réservoir.

II-ESTIMATION DE RESERVOIR

II-1-EXTENSION DE RESERVOIR DES QUARTZITES DE HAMRA :

La carte (Fig. n°08), Présente une forme allongée de direction NE-SW. Cette forme est plus étroite dans sa partie NE.

Le réservoir est très faillé, Il présente de faille de direction opposée (NE-SW) et (NW-SE), On remarque des failles qui jouent le rôle des barrières et d'autres sont connectées, Se qui donne une allure générale présente deux blocs de dimension presque égaux, Ils sont liés par une zone très réduite localisée au milieu de ces deux blocs.

Le réservoir a une longueur de 150 Km et une largeur de 45 Km.

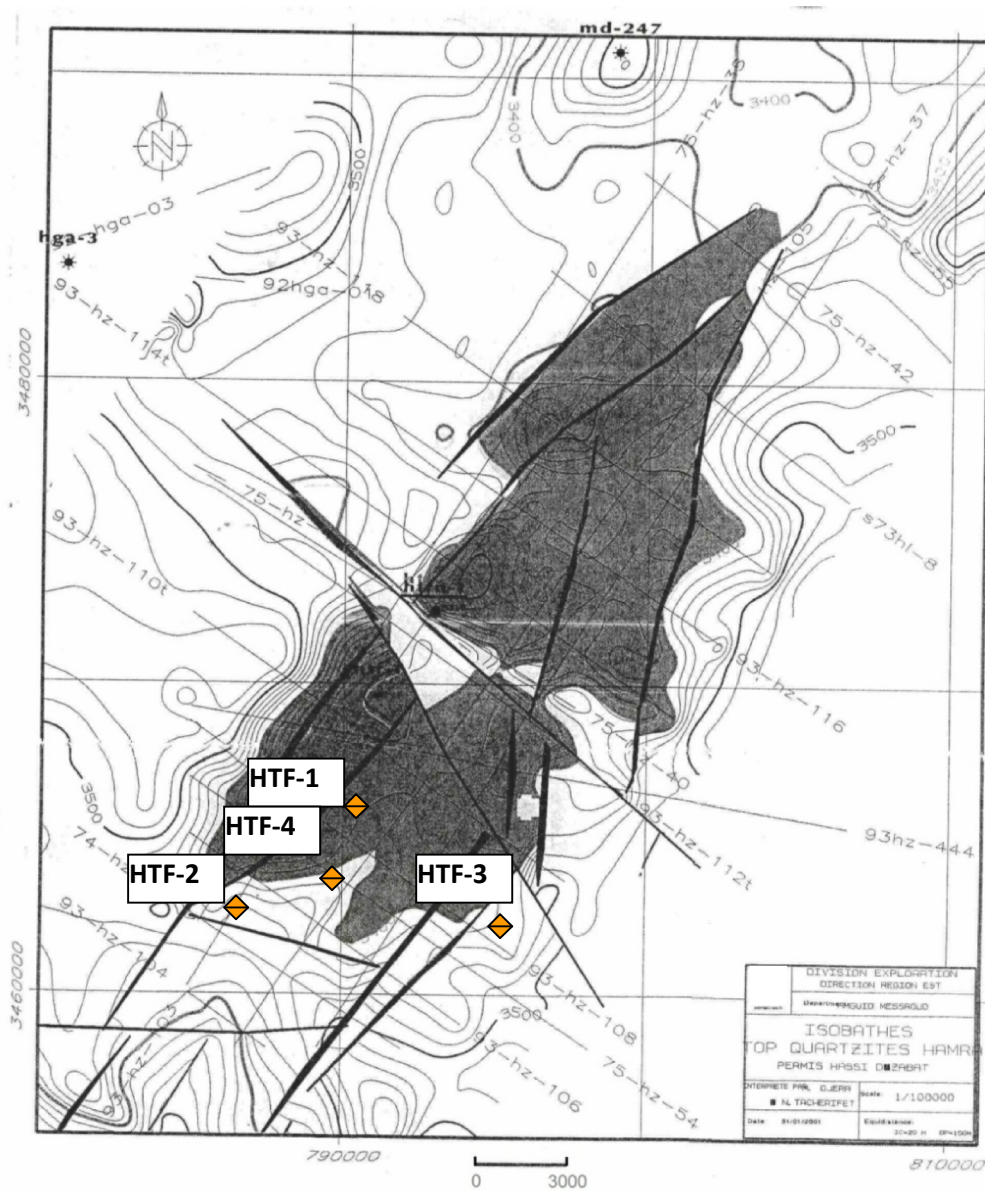


Fig. n°08: Extension de réservoir des Quartzites de Hamra (Document Sonatrach).

II-2-METHODES D'ESTIMATION DES RESERVES :

On appelle réserves en hydrocarbures les volumes récupérables que l'on estime pouvoir produire,

La classification des réserves est la suivante, elle est à la fois technique et économique.

II-2-1- RESERVES PROUVEES : Réserves découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions économiques et techniques actuelles.

II-2-2- RESERVES PROBABLES : réserves découvertes qui ont une probabilité raisonnable de production avec une technologie et une rentabilité de supposer voisines de celle qui existent actuellement.

II-2-3- RESERVES POSSIBLES : Réserves non encore découvertes, mais dont on a lieu de supposer l'existence avec un degré raisonnable de probabilité.

Le calcul des réserves de pétrole et de gaz correspond au stade final de recherche, prospection et l'exploitation.

Pour le calcul des réserves d'huile et de gaz, plusieurs méthodes existent:

- Méthodes volumétriques.
- Méthodes statistiques.
- Méthode Bilan - matières.

Le choix de la méthode de calcul des réserves dépend de:

- La quantité et la qualité des données de base.
- Le degré d'exploration et d'exploitation du gisement.
- Le régime de production des gisements.

II-3- TYPES DES RESERVES DE QUARTZITE DE HAMRA :

Les réserves de Quartzite de Hamra sont classées :

- ✓ D'après la classification **Russe**, nos réserves sont classées « **catégorie A** ».
- ✓ D'après la classification **Française**, QH classées réserves géologiques en couche récupérable.
- ✓ D'après la classification **Américaine**, nos réserves sont classées, réserve prouvée récupérable.

II-4- METHODE DE CALCUL CHOISIE :

Au niveau de l'Exploration/Sonatrach, ils utilisent la méthode de Monte-Carlo (probabiliste) et la méthode de cartographie (déterministe).

➤ Cette méthode s'exprime par La formule suivante :

$$\mathbf{R = S . Hu . \emptyset . Shc/Bo}$$

S : Superficie en m².

Hu : Epaisseur utile en mètres.

∅ : Porosité utile en fraction d'unité.

Shc : Saturation en hydrocarbures en fraction d'unité (Shc= 1 - Sw)

Bo : Facteur volumétrique d'huile (oil) de compressibilité.

R : Réserves en place en m³

II-5- RESULTATS D'ESTIMATION

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule volumétrique proprement dite, on peut déterminer les réserves d'huiles en place initiale pour toute la zone (Tab. n°03).

Tableau n°03: Estimation des réserves.

structure	surface (km²)	Epaisseur utile (m)	porosité (%)	saturation (%)	Facteur volumétrique	Estimation des réserves (m³)
HTF/HTFN	168,8	73,5	7,7	70	1,47	4,54916 10⁸
HTFW	28,3	19,5	7,3	70	1,47	1,9183357 10⁷
Réserves récupérables						4,7409935 10⁸

Les découvertes évaluées dans la région de Hassi Terfa s'organisant suivant deux structures HTF /HTFN et HTFW, Les deux structures sont séparés par une faille majeure, Et qui présentent une forte potentialité en hydrocarbures liée au réservoir Quartzite de Hamra et qui a fait un objectif principal dans les différentes recherches pétrolières.

Cette potentialité a fait un intérêt économique très important pour l'exploitation.

III- LE DST (DRILL STEM TEST):

III-1- DEFINITION :

Les tests en cours du forage (Drill Stem Test) sont généralement réalisés dans les puits d'exploration ou de la délimitation du champ. Ils consistent à la mise en production temporaire d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures.

III-2- PRINCIPE DE L'OPERATION DST :

Les fluides ou les gaz présents dans une formation sont maintenus pendant le forage par la pression de la boue qui dépasse la pression de formation (over balance).

Le test est un moyen d'isoler la zone à tester, de canaliser les fluides ou le gaz présents dans la formation, tout en maintenant le reste du puits sous contrôle.

III-3- TYPE DE DST :

Il existe quatre types de test, selon la disposition du packer et le positionnement de la zone testée (trou ouvert ou cuvlé) :

III-3-1- TEST EN TROU OUVERT :

Dans ce cas le packer de la garniture de test est ancrée dans le découvert. Le packer peut être du type activité par compression ou de type gonflable.

III-3-2- TEST EN BARE-FOOT :

Dans ce cas la zone testée est en trou ouvert, mais le packer de la garniture de test est ancré dans la section cuvelée qui se trouve au dessus du découvert. Cela permet de limiter ou d'éviter certains problèmes relatifs au test en trou ouvert.

III-3-3- TEST EN TROU CUVELE :

Dans ce cas l'ensemble de la garniture de test se trouve dans le cuvelage.

III-3-4-TEST DE COUCHE SELECTIF (STRADDLE TEST) :

Si la zone à tester est loin du fond du puits ou au dessus d'un autre niveau réservoir, la partie inférieure du puits peut être isolée de cette zone à tester par un packer supplémentaire.

III-4- LES PRINCIPAUX EQUIPEMENTS D'UN DST :

L'installation d'un DST comporte des équipements de fond et de surface (Fig. n°11).

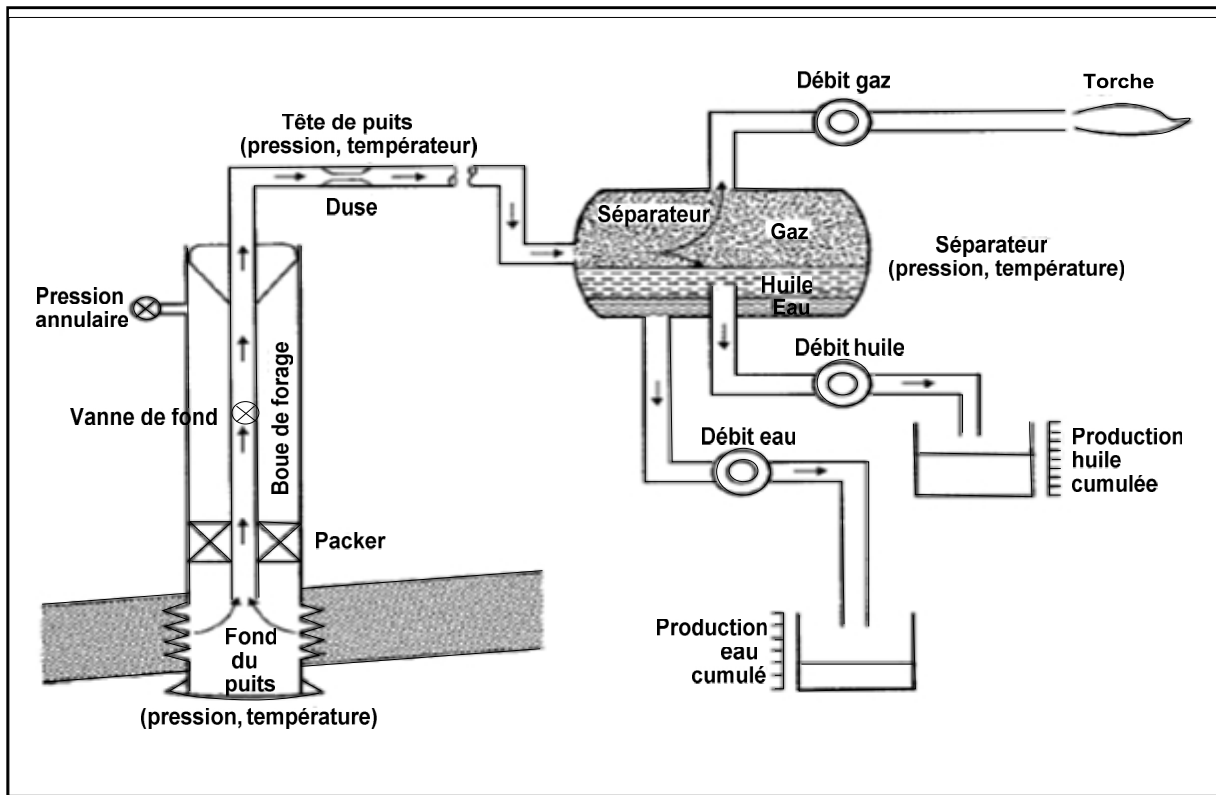


Fig. n°09 : Schéma présentatif des équipements de fond et de surface de DST.

III-5- LES OBJECTIFS DE DST :

Le DST consiste essentiellement à mesurer les pressions dans le puits, au niveau du réservoir, au début et pendant la production. Il a pour but la connaissance :

- ✓ De la capacité de production du puits.
- ✓ De la pression statique du gisement.
- ✓ Du produit hk (hauteur qui produit, multipliée par la perméabilité de la couche, au-delà de la zone proche du trou).
- ✓ Du degré de modification des caractéristiques de cette zone proche du puits (altération due au forage et à la complétion ou amélioration due à une stimulation, appelées Skin).
- ✓ Du rayon de drainage R du puits.
- ✓ De l'existence de certaines hétérogénéités des roches et de la structure (failles...etc).
- ✓ De la nature et l'évolution des fluides produits.
- ✓ Des quantités des fluides en place et des mécanismes de drainage.

III-6- DONNEES GENERALES SUR LES PUITTS TESTES :

Le tableau.5.illustre des informations générales sur le test DST dans les puits HTF 1, HTF 2, HTF 4, HTF 5 et HTF 8, (Tab. n°04).

Tableau n°04: Données générales sur le DST des puits HTF1, 2, 4,5 et 8.

Puits	Types de test	Formation testé	Intervalle testé (m)	Débit (m ³ /h)
HTF 1	Casing	QH	3352 - 3416	0.60
HTF 2	Bare-foot	QH	3330 - 3412	0.80
HTF 4	Casing	QH & GA	3391 - 3460	0.00
HTF 5	Bare-foot	QH	3360 - 3427	0.52
HTF 8	Bare-foot	QH	3376 - 3502	0.00

Généralement, Les puits produisent par circulation inverses, Avec des débits faibles. Ce rendement ne traduit pas le potentiel prouvé en place.

Conclusion :

D'après l'estimation des réserves, Le réservoir Quartzite de Hamra de structure Hassi Terfa est énorme mais à un faible débit dû que les paramètres pétrophysiques sont faible.

Cette dégradation des paramètres pétrophysiques représentée par de faibles valeurs de porosité et de perméabilité, s'explique par l'action intense des processus diagénitiques (Réservoir compact).

Face à ce problème, la recherche de réseau de fracturation apparait comme une solution qui peut améliorer les caractéristiques du réservoir, et ça soit naturellement ou bien par une fracturation induite qui entre dans le terme de stimulation.

I-APERÇUS SUR LA CARACTÉRISATION DES RÉSERVOIRS

FRACTURES:

I-1- INTRODUCTION :

Un réservoir fracturé est constitué de dépôts initialement continus, qui, sous l'effet du tassement, de la diagenèse et de la déformation, se sont fracturés. Ce type de réservoir renfermerait entre 20 à 25% des réserves mondiales disponibles d'hydrocarbures. La fracturation est un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut avoir plusieurs effets sur les performances de production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire.

I-2- THÉORIE SUR LA FRACTURATION :

I-2-1-DEFINITION :

La fracturation désigne toute cassure de roche, avec ou sans déplacement relatif des zones déformées. Une fracture dans une roche représente deux lèvres et une ouverture qui se mesure perpendiculairement aux lèvres. Ces fractures peuvent être associées à un événement local, ou régional.

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

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

I-2-2- LES DIACLASES :

Ce sont des fractures de roches ou de terrain sans déplacement relatif des parties séparées, Ces fractures sont parfois régionales, ou se présentent dans des zones de la croûte terrestre, elles sont utilisées plus spécialement pour des cassures perpendiculaires aux couches sédimentaires. Et possédant des espacements réguliers et relativement importants.

I-2-3- LES PARACLASES :

Le mouvement des paraclases se fait parallèlement au plan de la fracturation, elles sont souvent désignées aussi comme cisaillement.

I-2-4- LES FENTES DE TENSION :

Elles apparaissent à la faveur d'un régime décrochant, compressif et extensif, elles sont caractérisées par un déplacement dont la composante principale est perpendiculaire aux lèvres, qui s'écartent l'une de l'autre.

La plupart du temps elles se déposent en échelon, ces fentes souvent remplies de silice ou de calcite.

I-2-5- LES STYLOLITES :

Elles apparaissent généralement sous forme de dents et de scie, on distingue deux types :

- Les stylolites portées par des plans horizontaux, qui sont dus à la compaction des sédiments.
- Les stylolites portées par des plans verticaux, dus à la tectonique.

I-2-6- LES STRIES :

Elle nous renseigne généralement sur la direction du mouvement, et leur pitch nous permet de définir le régime de déformation (mouvement décrochant ou non).

I-2-7- LES BRECHES:

Elles correspondent au remplissage des espaces dans la roche, elles sont généralement constituées par des éléments broyés. Se sont des indicateurs majeurs de failles.

I-3- LES TYPES DES FRACTURES :

I-3-1- LES FRACTURES NATURELLES :

Elles existent réellement dans la formation, on distingue trois types :

- **Fracture naturelles vides** : Elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.
- **Fractures naturelles colmatées** : Ce sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.
- **Fractures partiellement ouvertes** : Ce sont des fractures qui ont colmatées partiellement mais elles comportent encore du vide.

I-3-2-LES FRACTURES INDUITES : Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit par l'extraction des carottes.

I-3-3-LES FRACTURES PROVOQUEES :

Elles sont provoquées artificiellement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien dans des formations fortement endommagés, dont la production est toujours faible.

Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits améliorant la perméabilité qui deviendra supérieure à celle de la matrice dans le cas de réussite de l'opération elle même.

I-4- LES SYSTEMES DES FRACTURES :

I-4-1-SYSTEME DES FRACTURES ASSOCIE AU FAILLE :

➤ **Fractures tectoniques :**

On regroupe dans cette classe toutes les fractures dont l'origine peut être attribuée ou associée à un événement tectonique local compte tenu de leur orientations, distributions et morphologie (failles normales, inverses, décrochantes et fente de tension).

➤ **Fractures régionales :**

Les fractures régionales sont des fractures présentes dans de larges zones de la croûte terrestre avec de faibles variations dans l'orientation ; elles ne présentent pas de rejet évident le long du plan de rupture et sont toujours perpendiculaires à la stratification. Elles se développent en géométrie très simple et possèdent des espacements réguliers relativement importants.

I-4-2-SYSTEME DES FRACTURES ASSOCIEES AU PLI :

Pendant et durant le plissement d'une couche géologique, la morphologie des réseaux de fractures qui se développent est très complexe et fonction de la forme du pli.

Les joints extrados constituent une des familles des fractures parallèles à l'axe de la courbure des couches. Ils se forment dans les zones en extensions associées à un plissement, ces fractures s'effectuent dans des couches les plus campées puis se propagent dans les couches voisines moins compétentes progressivement et de façon radiale par rapport au centre de la courbure

(Fig. n°10,11).

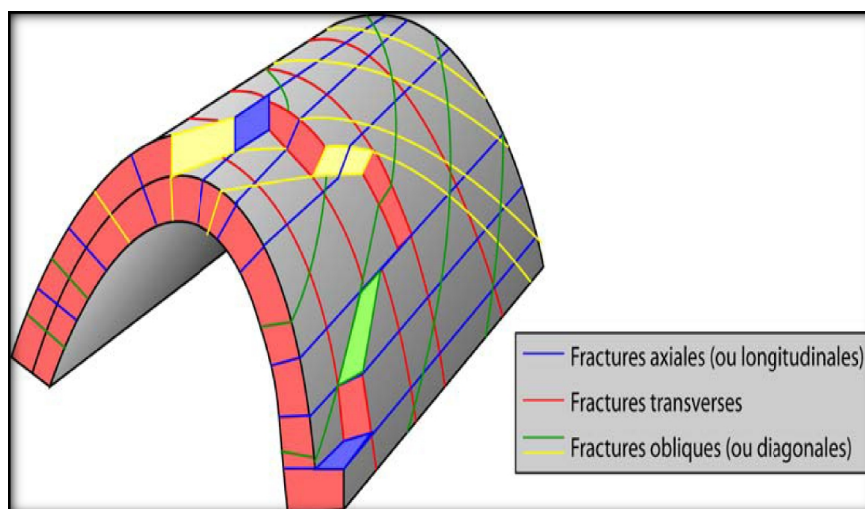


Fig. n°10 : Les relations directionnelles entre fractures et pli.

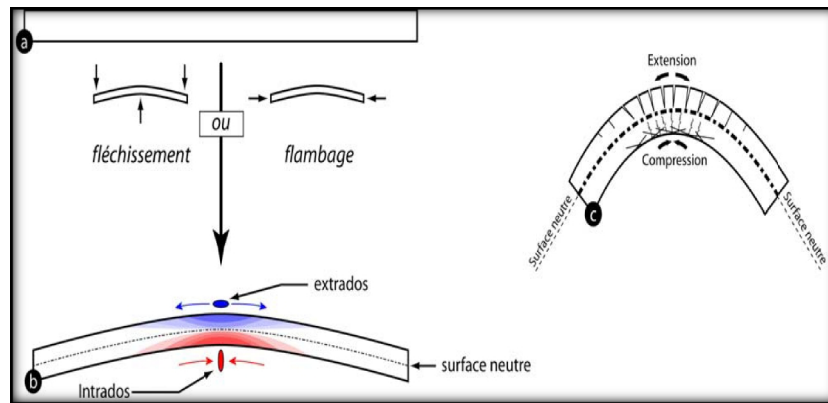


Fig. n°11 : Le modèle d'intrados/extrados.

I-5-CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DES FRACTURES :

I-5-1-L'OUVERTURE DE LA FRACTURE ET SES CONSEQUENCES SUR LA PERMEABILITE :

L'ouverture d'une fracture est variable, en particulier lorsqu'il a eu déplacement relatif des parois avec minéralisation totale ou partiel. La surface des fractures est ouverte à la libre circulation des fluides lorsqu'il n'y a pas obturation par excès de colmatant.

I-5-2-DIMENSION DE LA FRACTURE DANS L'ESPACE :

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

L'importance de l'extension des fractures est reconnue dans le transfert des fluides de la matrice en utilisant les fractures.

I-5-3-ORIENTATION DES FRACTURES :

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

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

I-5-4-DEPLACEMENT :

Les fractures peuvent effectuer un faible déplacement suivant un mouvement qui améliorera ou réduira les propriétés pétrophysiques de la roche ; s'il n'y a pas de cimentation, le déplacement des plans de fractures aura pour effet d'améliorer la porosité et la perméabilité.

I-5-5-INFLUENCE DES PARAMÈTRES SEDIMENTOLOGIQUES SUR LA FRACTURATION :

Plusieurs paramètres interviennent sur l'intensité de la fracturation naturelle des roches, parmi eux, on note :

➤ **l'influence de la lithologie :**

La nature lithologique des roches joue un rôle considérable sur les déformations produites et par conséquent sur la fracturation, sous l'effet de contraintes tectoniques.

Suivant leurs comportements rhéologiques on distingue :

✓ Les roches élastiques (quartzites) se déforment peu avant la rupture.

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

Il a été constaté que moins le banc gréseux est épais, plus le nombre de fractures n'est pas important.

II- LA DETECTION DES FRACTURATIONS :

La détection des fracturations fait pendant les diverses opérations dans les phases d'exploration et de production dans les gisements de pétrole et de gaz, La maîtrise de l'imagerie assure, En combinaison avec les données de carottes, Une bonne interprétation des milieux de dépôt et les événements tectoniques affectant la région à travers les temps géologiques, On peut citer les techniques suivent :

❖ Analyse et Description des carottes.

- Analyse macroscopique des carottes.
- Analyse microscopique des lames minces.

❖ Imagerie.

II-1- ANALYSE ET DESCRIPTION DES CAROTTES :

Cette méthode directe permet d'étudier le réseau de fracturations dans un réservoir pétrolier, et cela par description macroscopique faite à l'œil nu, Ou bien à l'échelle microscopique à partir des lames minces, Où on peut déterminer la répartition générales de fractures, Le nombre, L'orientation ainsi que le type (fermée ou ouverte). (Fig. n°12).

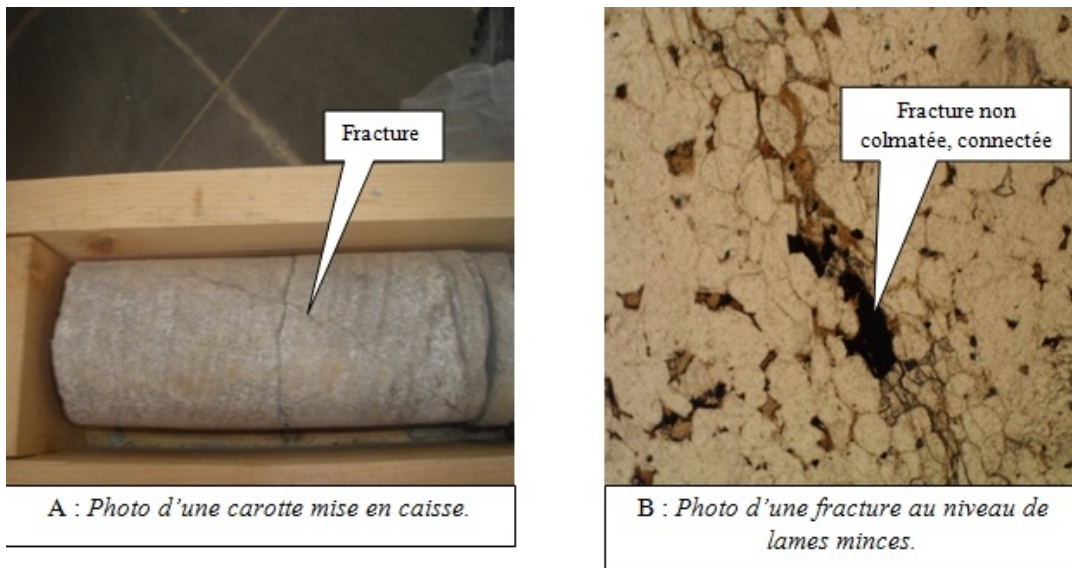


Fig. n°12: Fractures au niveau d'une carotte(CRD/ SONATRACH).

II-2- IMAGERIE :

L'imagerie a été introduite par SHLUMBERGER au milieu des années 80, elle a perfectionné la caractérisation géologique des réservoirs, Elle est devenu un outil essentiel dans les forages d'exploration et les puits de développement.

L'imagerie permet une visualisation précise et quasiment instantanée de la stratigraphie, du pendage, de la texture des couches, de la fracturation et de la distribution des principaux faciès. Ces renseignements contribuent à une estimation rapide du potentiel pétrolier d'un puits et permettent de prendre très tôt les décisions économiques qui s'imposent. Cet apport de l'imagerie à la caractérisation sédimentaire ou structurale des réservoirs est tellement important au moment du forage que l'on a tendance à confiner son utilisation à ce seul domaine et à ce seul moment de la vie du réservoir. Ou l'imagerie apporte des informations utiles à bien d'autres domaines que la géologie de puits :

La pétro-physique, La sismique, La mécanique des roches et la description géologique globale du réservoir.

Ces informations sont parfois simples à décrypter ou, Au contraire, Nécessitent des traitements plus complexes par un expert.

Son avantage principal est la possibilité de caractériser un réservoir en l'absence de carottes. En outre, elle permet d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical et au top du trou dans un puits horizontal.

Cette orientation est indispensable pour :

- La représentation complète du trou par image 360°.
- La détermination de pendage.
- La détection des fractures et les failles ainsi que leurs types et leur orientation.
- La détermination de la limite grés/argile des intervalles de stratification minces.

Elle fournit également des informations détaillées concernant:

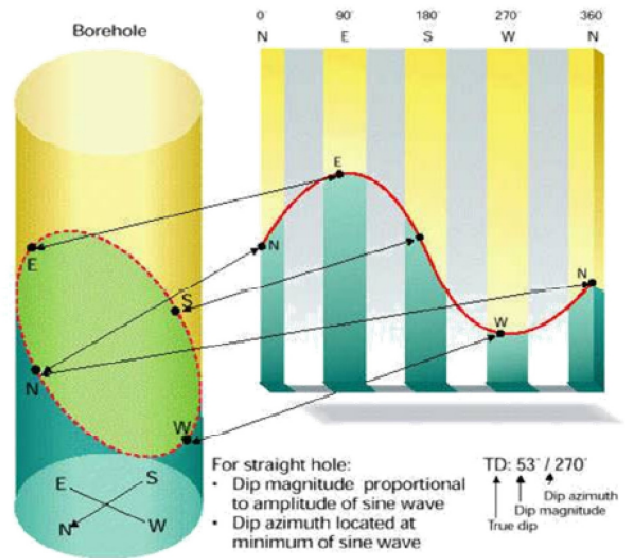
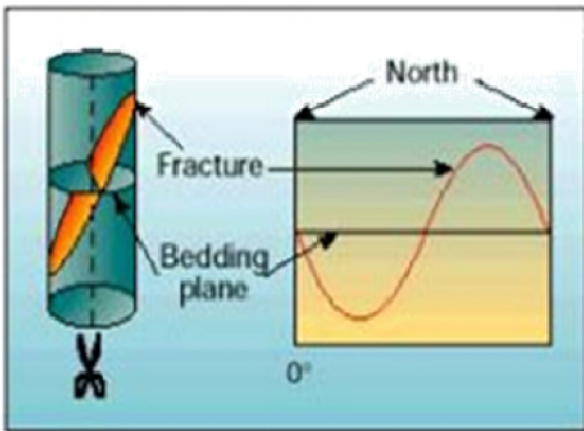
- Le diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- La géométrie de la paroi du trou.
- Localisation et l'évaluation des intervalles de corrosions, L'usage mécanique, L'orientation et la corrélation des carottes.

II-2-1- DEVELOPPEMENT DE L'IMAGE :

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture,...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace ; Ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions (Fig. n°13).

Ce développement se fait selon le schéma suivant :

Vertical Well



Horizontal Well

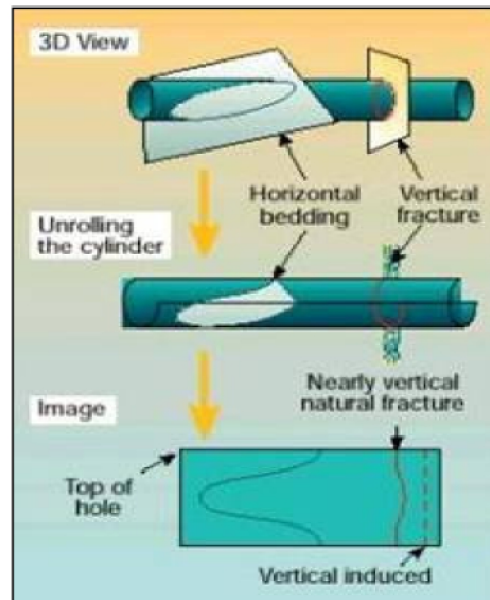
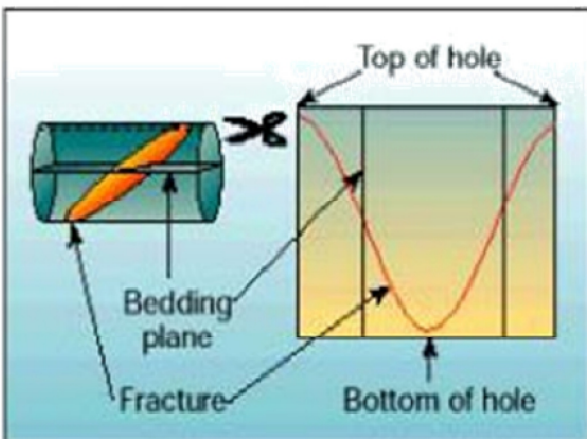


Fig. n°13 : Présentation du développement de l'imagerie.

Signalant qu'un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite

II-2-2- LES OUTILS D'IMAGERIE :

On distingue deux types d'imageries selon leur but et leur mode de fonctionnement :

➤ **L'outil Ultra-sonique** : Pour la détermination des fractures ouvertes ou fermées, par rapport à l'amplitude du signal acoustique. Il est utilisé dans les boues à base d'eau ou à base d'huile.

Il est muni, au sommet, d'un outil d'orientation nécessaire pour la détermination de la direction des différents paramètres (fractures, figures sédimentaires, pendages structural et stratigraphique).

➤ **L'outil de micro-résistivité** : Pour la détermination de la nature du ciment (selon le principe de conductivité ou de résistivité du ciment).

En fonction de la nature de la boue de forage, cet outil (de micro-résistivité) existe sous deux formes différentes : l'un opère dans la boue à huile, l'autre dans la boue à base d'eau.

Pour réaliser une caractérisation complète d'un réservoir, on descend dans le puits les deux outils combinés, ultra-sonique et de micro-résistivité. Et en fonction de la nature de la boue de forage, on utilise l'un ou l'autre des deux types d'outil de micro-résistivité.

II-2-3- LA COMBINAISON DES OUTILS D'IMAGERIE :

Cette méthode appliquée nécessite un appareillage, pour l'application de l'imagerie c'est outils peuvent être descendu dans le trou combiné (Ultra-sonique et micro-résistivité) ou bien séparément (Fig. n°14).

Les outils d'imagerie utilisés sont OBMI, UBI et FMI. Dans cette étude on a pris comme exemple l'OBMI et UBI.

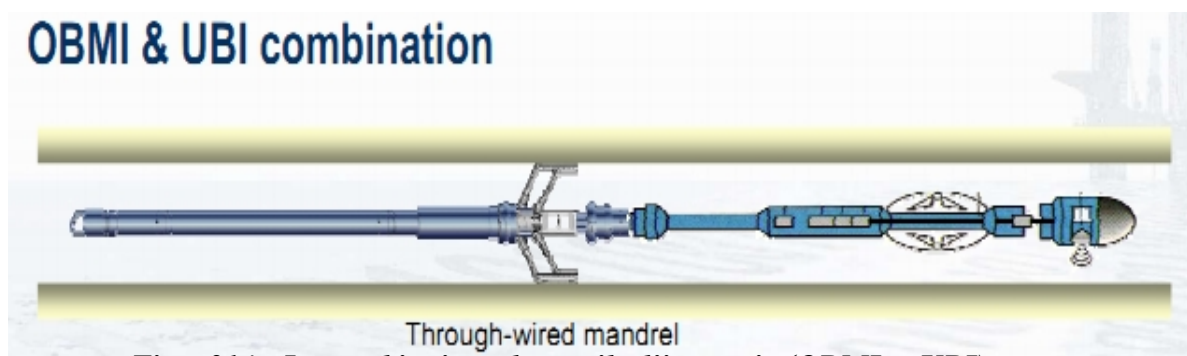


Fig. n°14 : La combinaison des outils d'imagerie (OBMI et UBI).

La combinaison entre l'outil OBMI et UBI fournit des données complémentaires et à résolution élevée pour l'analyse structurale et sédimentaire.

II-2-4- PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :

Il se base sur les principes fondamentaux de la physique (Fig. n°16) :

- Ultra-sonique : Propagation des ondes acoustiques dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchie.
- Micro-résistivité : Mesure de la micro-résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique (Fig. n°15).

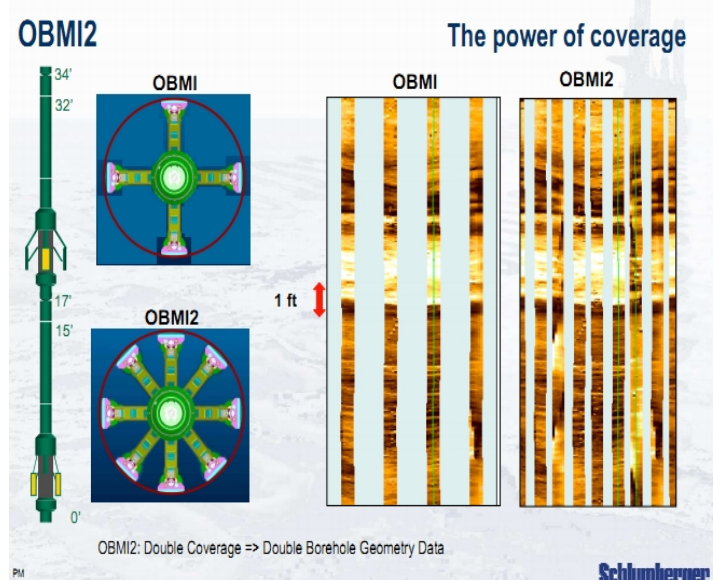


Fig. n°15 : Outille de micro-résistivité OBM1 & 2.

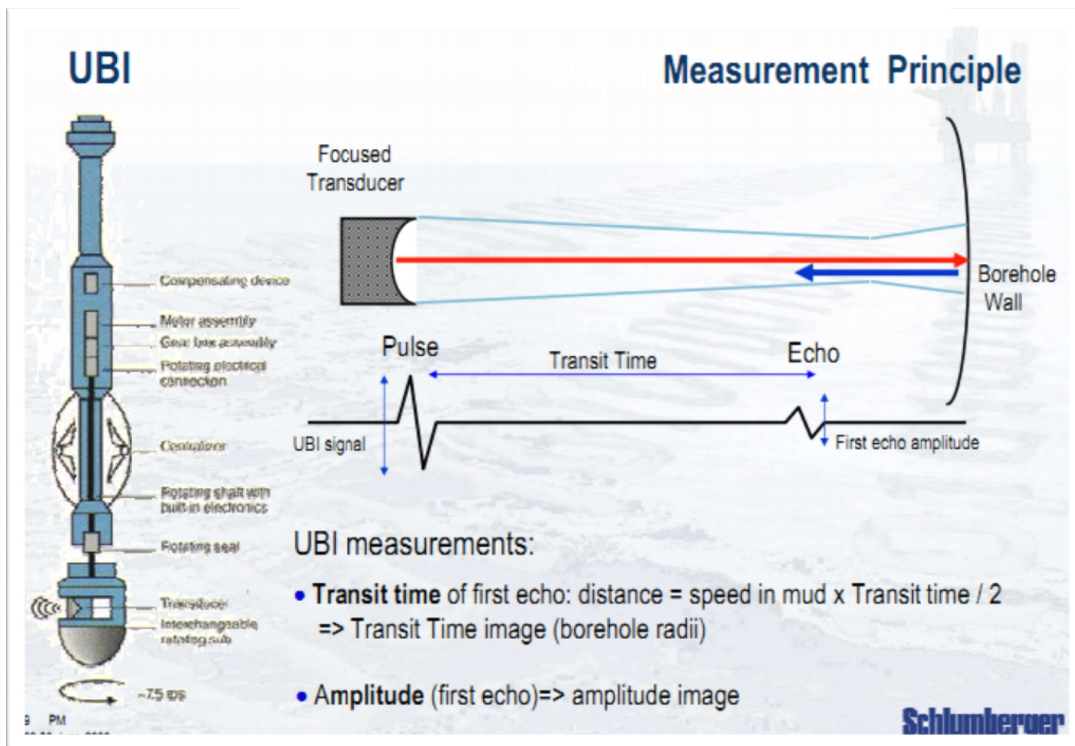


Fig. n°16 : Principe de fonctionnement des outils d'imagerie.

II-2-5- L'AVANTAGE DES OUTILS D'IMAGERIES :

II-2-5-1- L'imagerie de micro-résistivité :

- Détecter et mesurer les caractéristiques finement petites.
- Détecter les caractéristiques anisotropes.
- Différencier les caractéristiques structurales et stratigraphiques.
- Conserver une certaine souplesse dans le choix de systèmes de boue.

II-2-5-2- L'Imagerie ultra sonore :

- Permet d'analyser les fractures et le régime de stress (contraintes) et mener des études de stabilité des forages.
- Non influencé par le type de boue.
- Résolution d'image supérieure.
- Améliorer les interprétations structurales.
- Améliorer la résolution des images.
- Mesurer le temps de transition et l'amplitude avec précision.
- Obtention clairement et facilement des images du fond du trou en temps réelle.

II-2-6- INTERPRÉTATION THÉORIQUE DE L'IMAGERIE :

L'imagerie donne de précieuses informations concernant le comportement dynamique du réservoir étudié, alors on peut mieux caractériser ces paramètres, Les niveaux argileux et les chemins préférentiels de perméabilité (fractures ouvertes) (Fig. n°17).

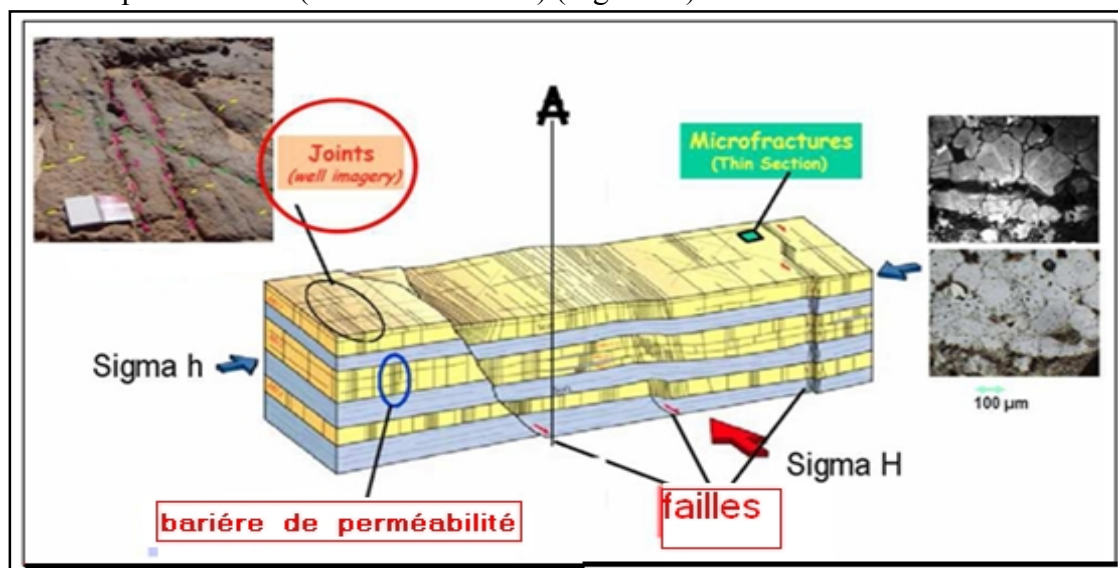


Fig. n°17 : Représentation théorique des structures existantes.

II-2-6-1- Mode d'interprétation de l'imagerie :

II-2-6-1-1- Interprétation sédimentologique :

L'interprétation sédimentologique s'appuie largement sur la description de faciès sédimentaires, qui associe des critères lithologiques et paléontologiques à la géométrie des structures sédimentaires. Ces critères participent à l'interprétation de l'origine du sédiment, de l'âge, du milieu et du mécanisme de son dépôt. Les associations de faciès et leurs successions verticales et latérales permettent l'interprétation en termes d'environnements de dépôt.

➤ Interprétation des limites des bancs :

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

Dans les dépôts silico-clastiques, la couleur varie en fonction de la taille des grains : les grès sont reconnus par une couleur claire, par contre les argiles se reconnaissent par une couleur plus sombre. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et, sa réponse sera une ligne droite ou, un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et, à forte amplitude dans un puits horizontal (Fig. n°18).

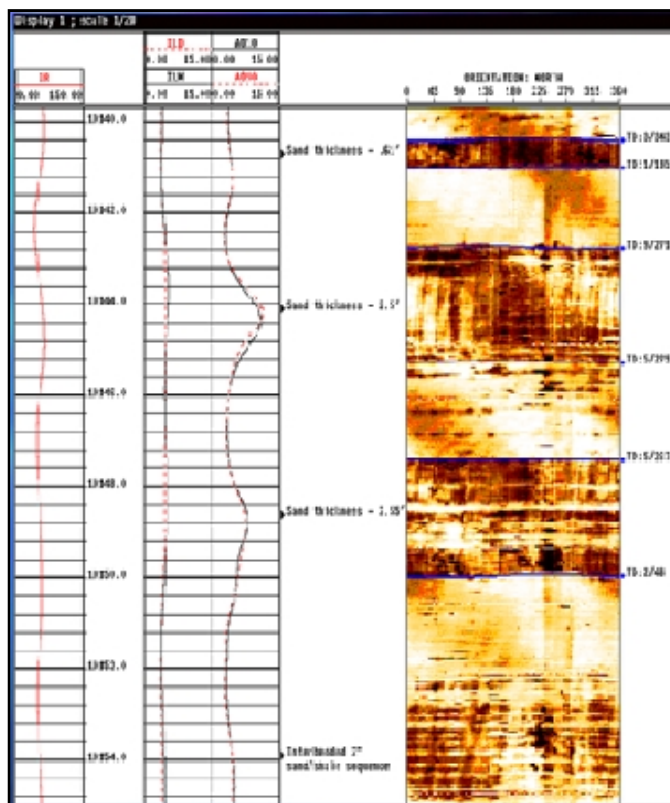


Fig. n°18 : Représentation des limites de banc.

➤ **Interprétation des surfaces d'érosions :**

Les surfaces d'érosion peuvent se manifester de deux façons dans une image acoustique :

- ✓ Soit par un changement brusque de couleur, signifiant le passage d'un banc à un autre de lithologie différente.
- ✓ Soit par une ligne irrégulière d'inclinaison variable, qui montre des sinuosités et des irrégularités significatives (Fig. n°19).

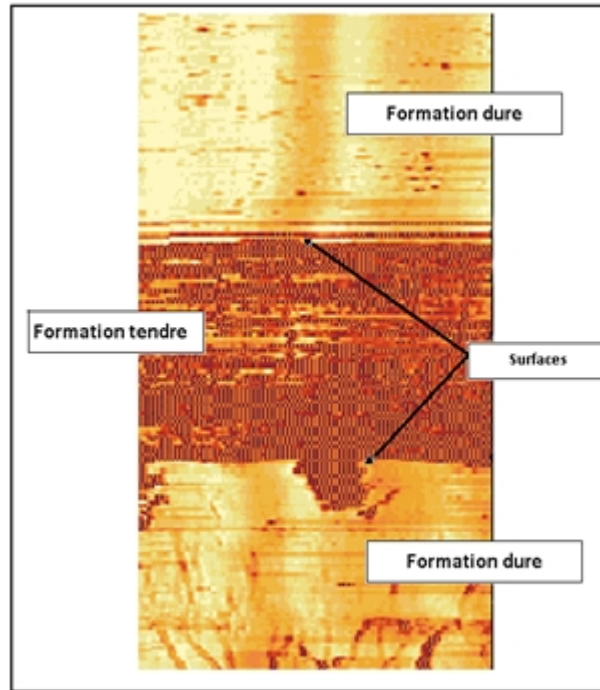


Fig. n°19 : Représentation des discordances.

II-2-6-1-2- Interprétation structurale : IL existe deux types de structures tectoniques :

- ✓ Les structures tectoniques naturelles.
- ✓ Les structures tectoniques induites.
- Les structures tectoniques induites :

Essentiellement des break-outs sont représentées par des élargissements de la paroi du trou du puits.

- Les structures tectoniques naturelles :

Sont les fractures ouvertes, partiellement ouvertes, cimentées et les failles (Fig. n°20).

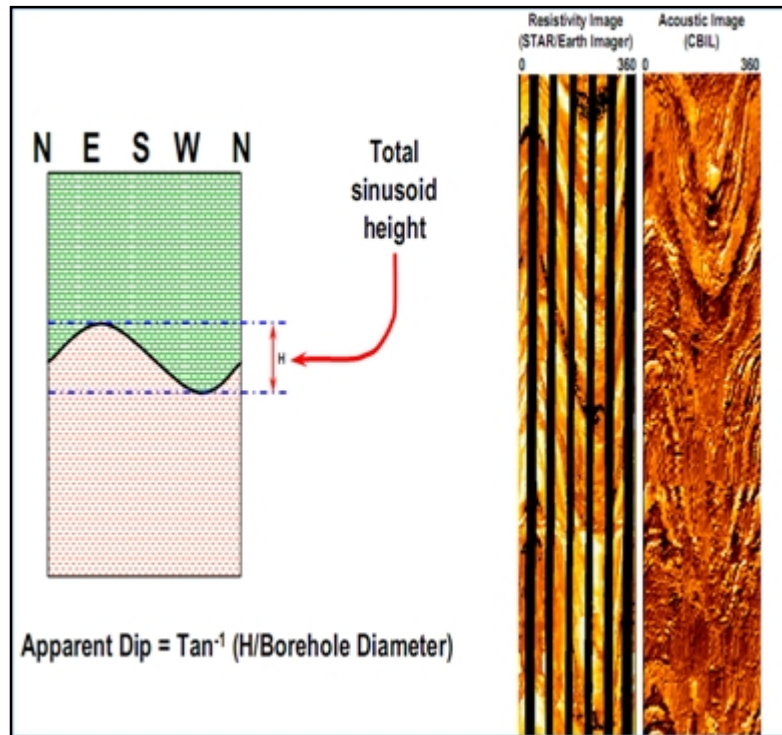


Fig. n°20 : Représentation des fractures par les outils.

➤ **Interprétation des fractures naturelle :**

L'image acquise du fond d'un puits permet de détecter les différents types de fractures, mais aussi de déterminer, leurs inclinaisons et orientation.

Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales.

L'inclinaison de la fracture contrôle l'amplitude de la sinusoïde sur l'image ; si cette inclinaison est importante, l'amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un puits horizontal mais, si elle est faible, l'amplitude de son empreinte sera faible dans un puits vertical et forte dans un puits horizontal. Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres ; par contre les fractures cimentées ont une couleur claire (Fig. n°21).

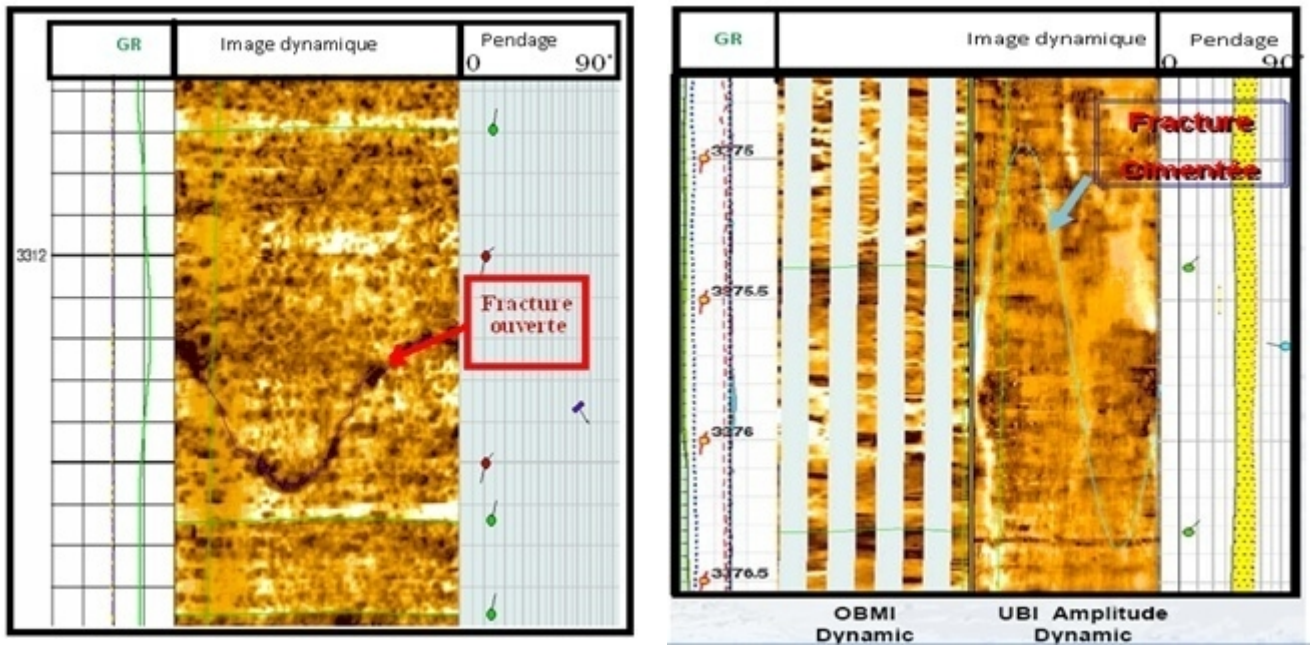


Fig. n°21 : La différence entre la représentation des fractures ouverte et les fractures fermé.

➤ **Interprétation des failles :**

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que les fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments

(Fig. n°22 et 23).

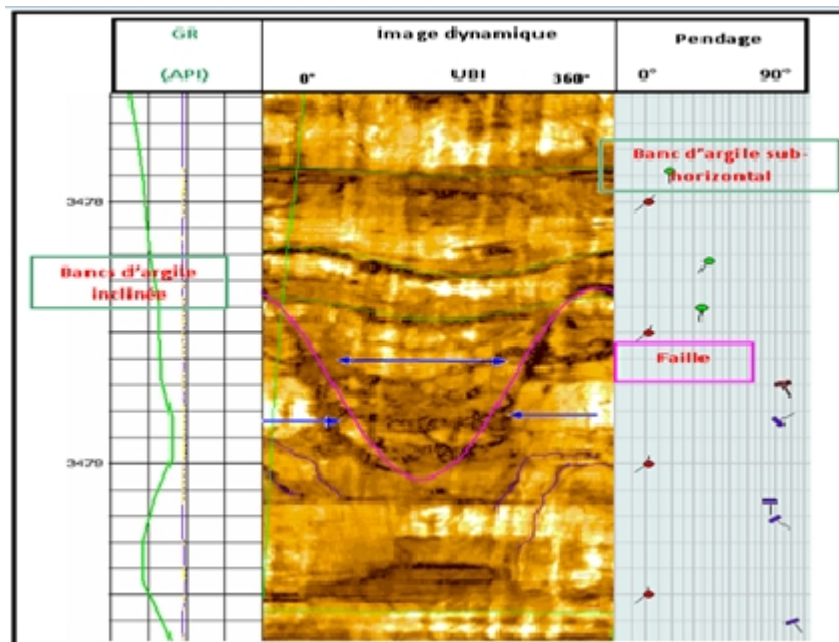


Fig. n°22 : Représentation des failles.

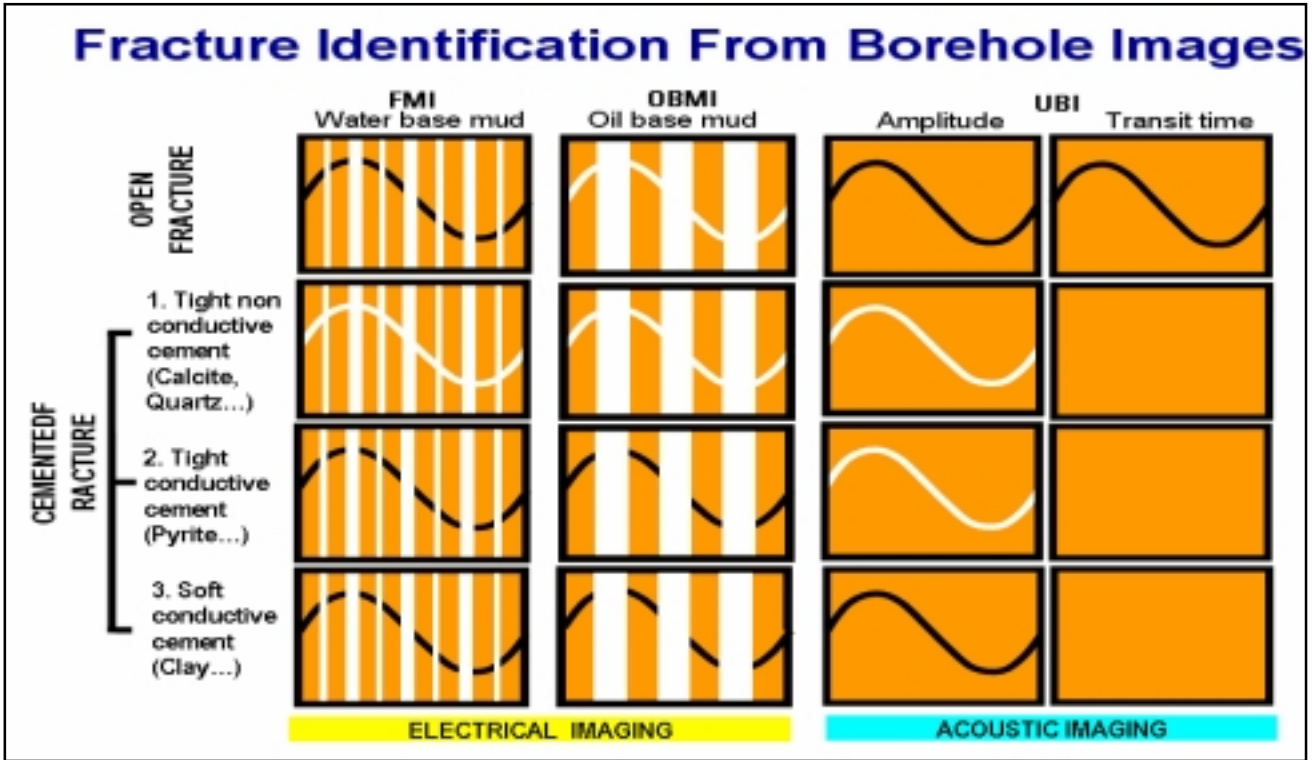


Fig. n°23 : Identification des fractures.

➤ **Interprétation des BREAKOUT :**

Ce sont des zones de faiblesse due à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques (Fig. n°24).

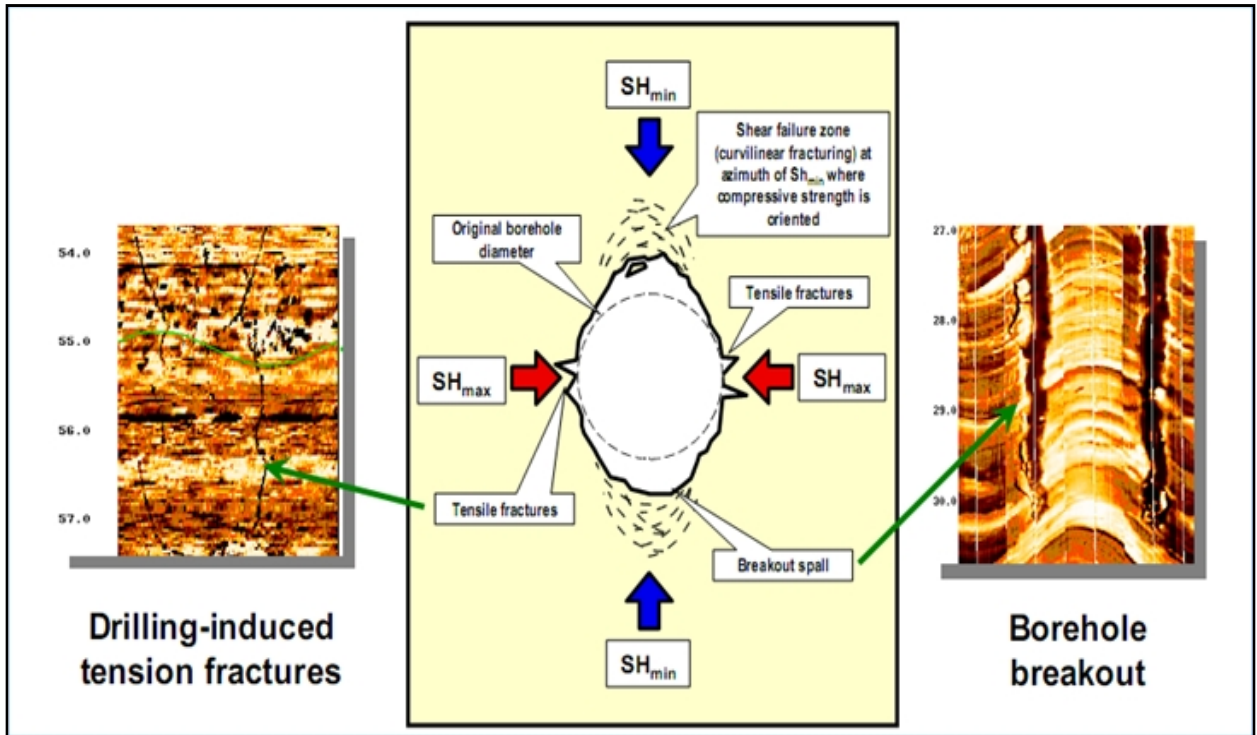


Fig. n°24: Présentation de breakout.

I- ANALYSE DES CAROTTES :

I-1- ANALYSE MACROSCOPIQUE DES CAROTTES :

I-1-1- PUIITS HTF-1 :

Au niveau de 3335,6m l'analyse de carotte N°1 montre que La partie supérieure montré un réseau des fractures colmatées par de bitume et des fractures ouverte non colmatées.

La partie inférieure de la carotte caractérisée par des fractures assez importantes colmatées par la pyrite et la silice.

Ces fractures sont sub-verticales et parfois recoupent les horizontales (Fig. n°25).

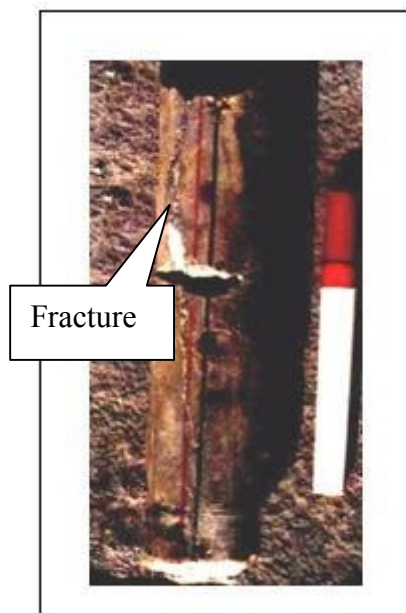


Fig. n°25 : Photo du carotte N°1 réalisée au niveau du Puits HTF-1 (3335,6 m).

I-1-2- PUIITS HTF-2 :

Au niveau de (3390,3422 m) l'analyse carotte N°4 montre que La partie supérieure de cette intervalle, Est relativement plus déformé montre un réseau des fractures colmatées par la pyrite.

La partie basale est caractérisée par des fractures essentiellement colmatées par des bitumes et de la silice.

Ces fractures sont sub-horizontales fermés à semi- ouvertes et rarement sub-verticales (Fig. n°26).

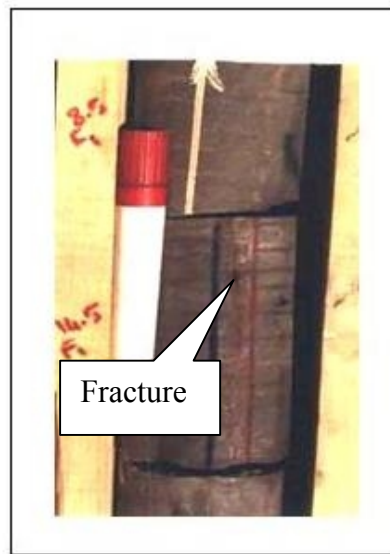


Fig. n°26: Photo du carotte N°4 réalisée au niveau du Puits HTF-2 (3390 à 3422 m).

I-1-3- PUITES HTF-4 :

Au niveau de (3560-3580m) l'analyse carotte N°1et 2 montre que :

La présence d'un réseau des fractures plus importantes. Au sommet, Ces fractures sont colmatées par la pyrite et localement par la silice et les carbonates. Elles sont verticales à sub-verticales au sommet et horizontales à la base (Fig. n°27).

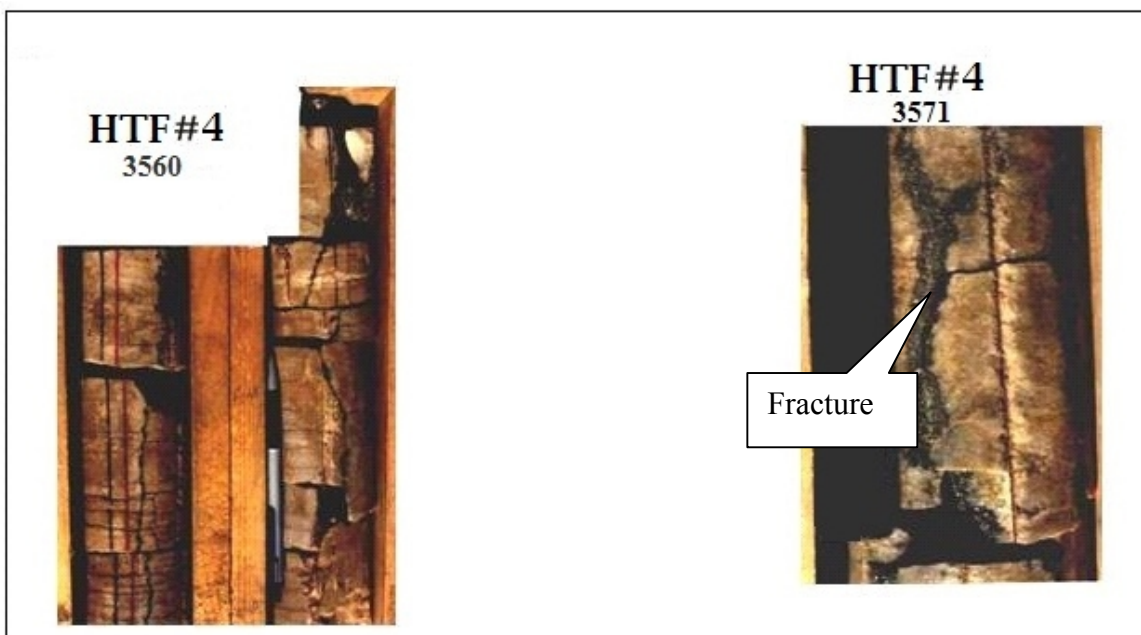


Fig. n°27 : Photo de la carotte N°1et2 réalisée au niveau du Puits HTF-4 (3560 à 3580 m).

I-2- ANALYSE MICROSCOPIQUE DES LAMES MINCES :

I-2-1-LE PUITTS HTF-1 :

Les lames minces montrent un réseau de fracturation pas très intense connectée non colmatée (Fig. n°28).

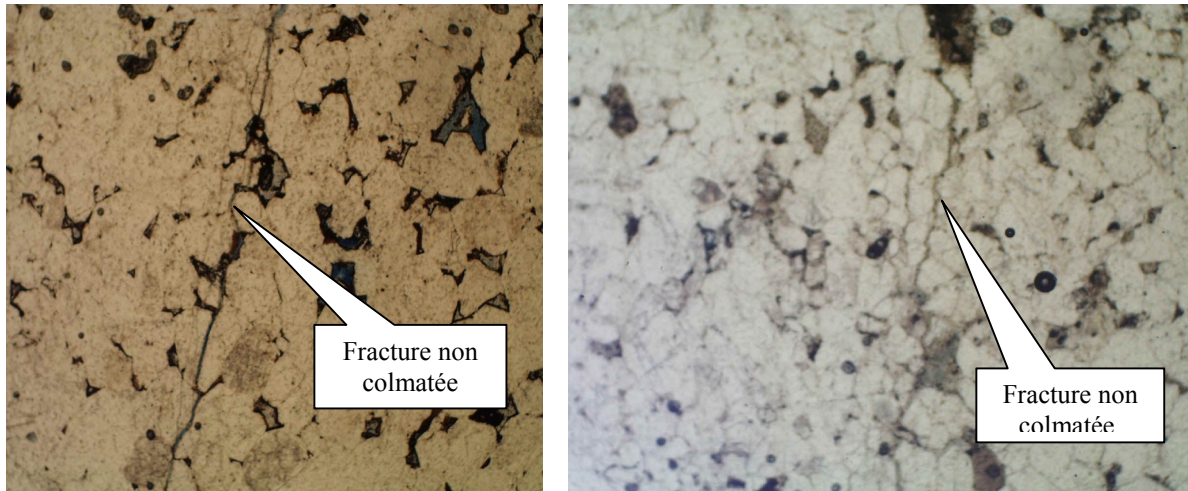


Fig. n°28 : Photos de Fracturation sur lames minces de puits HTF-1(CRD/ SONATRACH).

I-2-2-LE PUITTS HTF-2 :

Montre des fractures non colmatées permettant de circulation des fluides (Fig. n°29).

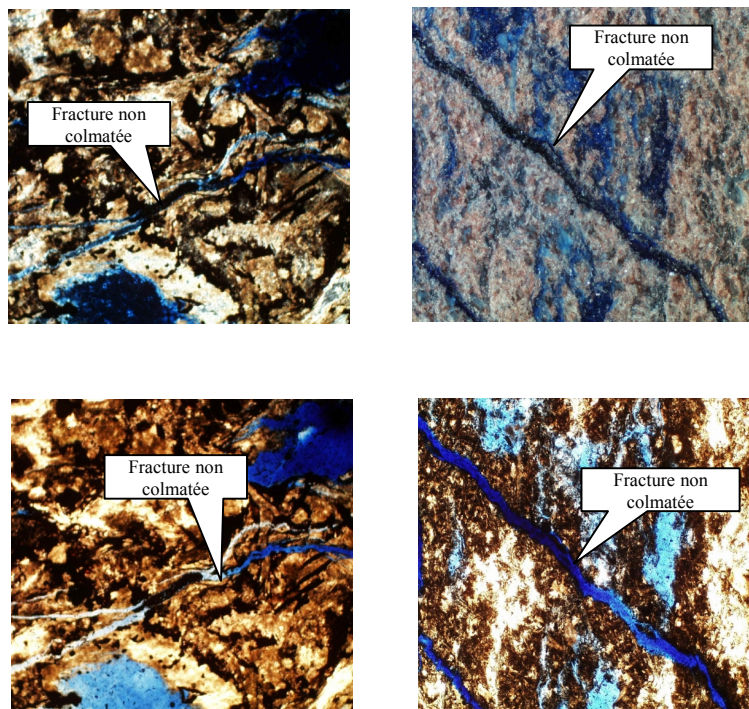
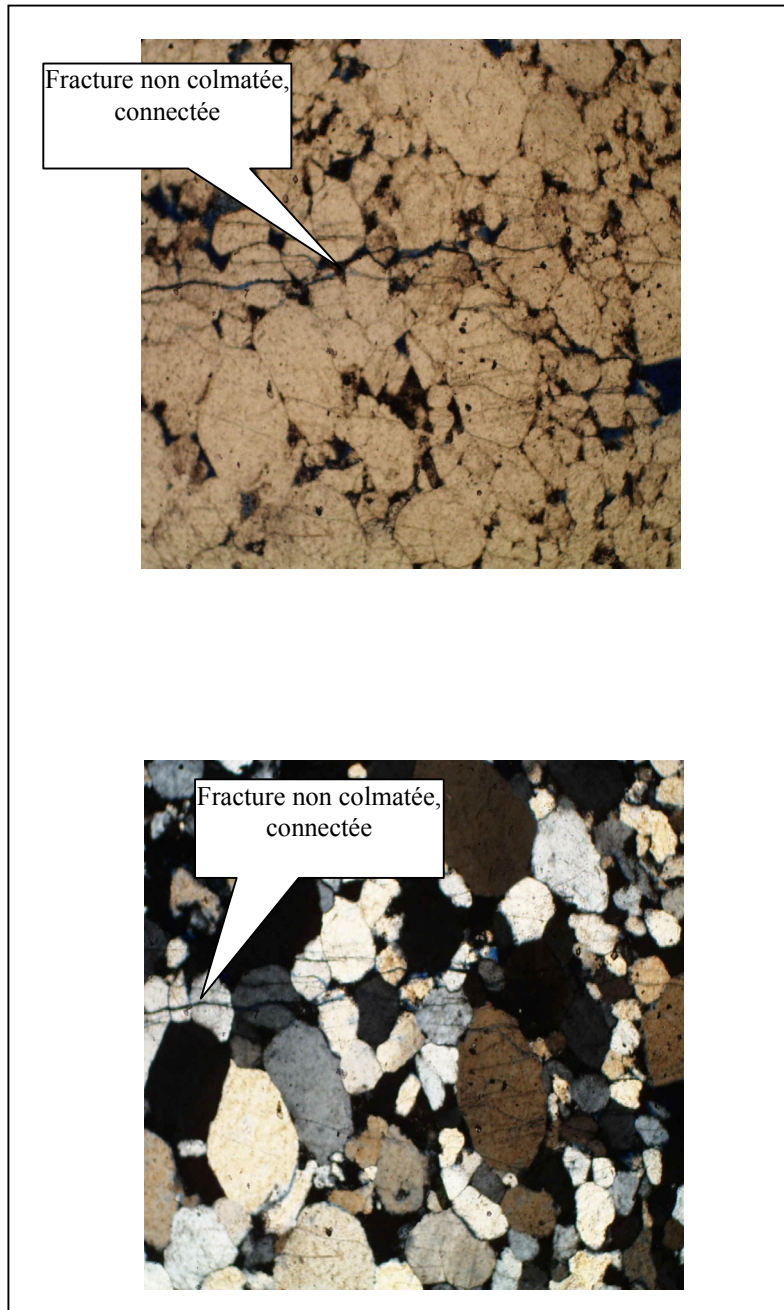


Fig. n°29 : Photos de des fractures non colmatées sur lames minces de puits HTF-2 (CRD/ SONATRACH).

I-2-3-LE PUIFS HTF-3 :

Les fractures sont non colmatées, Communicantes (Fig. n°30).



***Fig. n°30: Photos de des fractures non colmatées, connectée
Sur lames minces de puits HTF-3 (CRD/ SONATRACH).***

Par conclusion l'analyse des lames minces montrant l'existence des fractures non colmatées connectées permettant de circulation des fluides.

II- IMAGERIE :

II-1- PUIITS HTF-1 :

➤ **Les structures tectoniques naturelles :**

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 114 fractures totales, Dont 95 fractures ouvertes, 4 fractures colmatées, 15 fractures partiellement ouvertes (Fig. n°31, 32).

➤ **Les fractures ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NW-SE.

➤ **Les fractures partiellement ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NW-SE.

➤ **Les fractures colmatées :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures mettent en évidence une orientation dominante NE-SW.

➤ **Les break-outs :**

Le rose diagramme montre des break-outs de direction NNE-SSW, Direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc ESE-WNW (Fig. n°33).

➤ **Remarque :**

- ✓ Aucune faille ne traverse ce puits.
- ✓ Le puits HTF-1 présente une très forte concentration des fractures liées à la présence de grand nombre des failles dans le voisinage de ce puits.

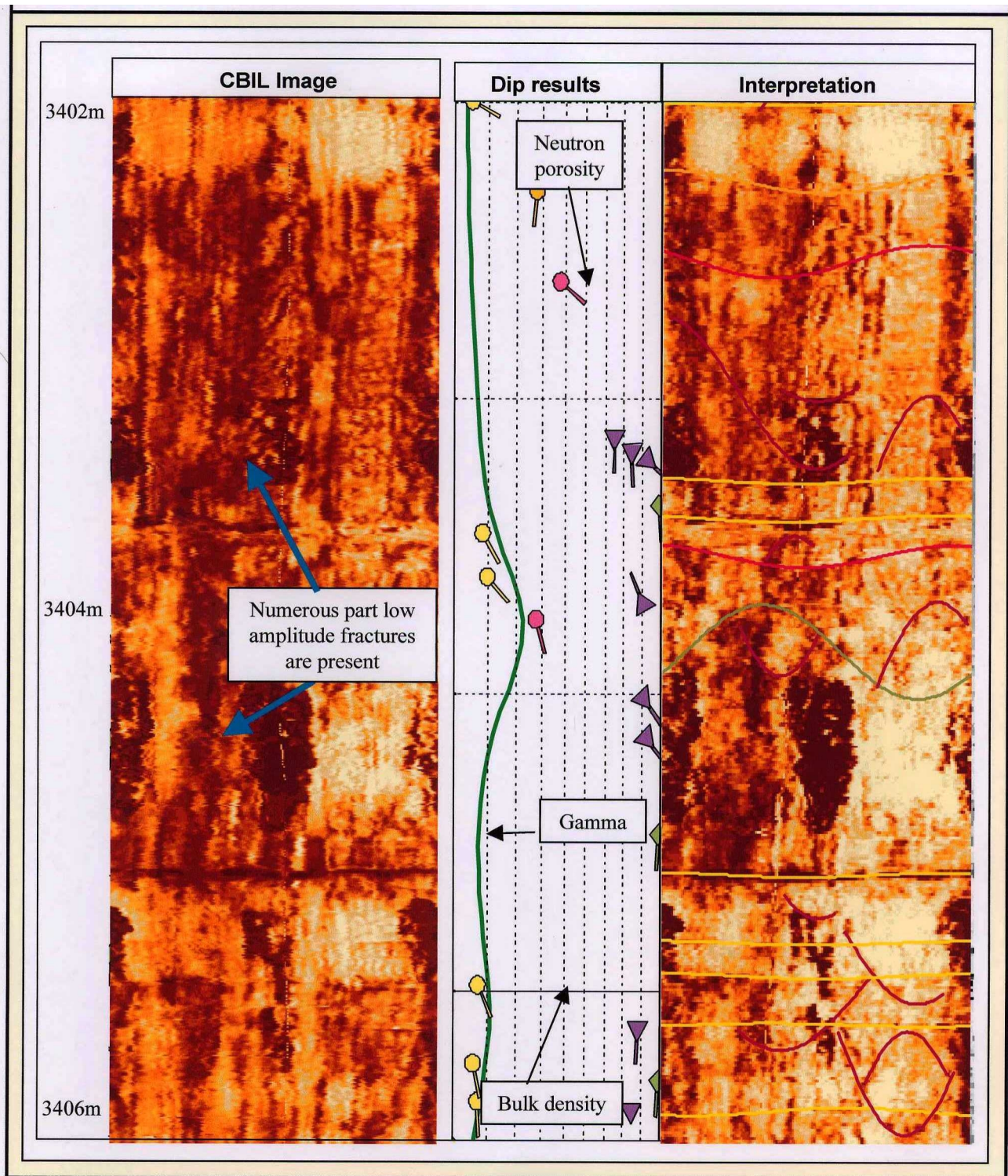


Fig. n° 31: Analyse des fractures HTF-1.

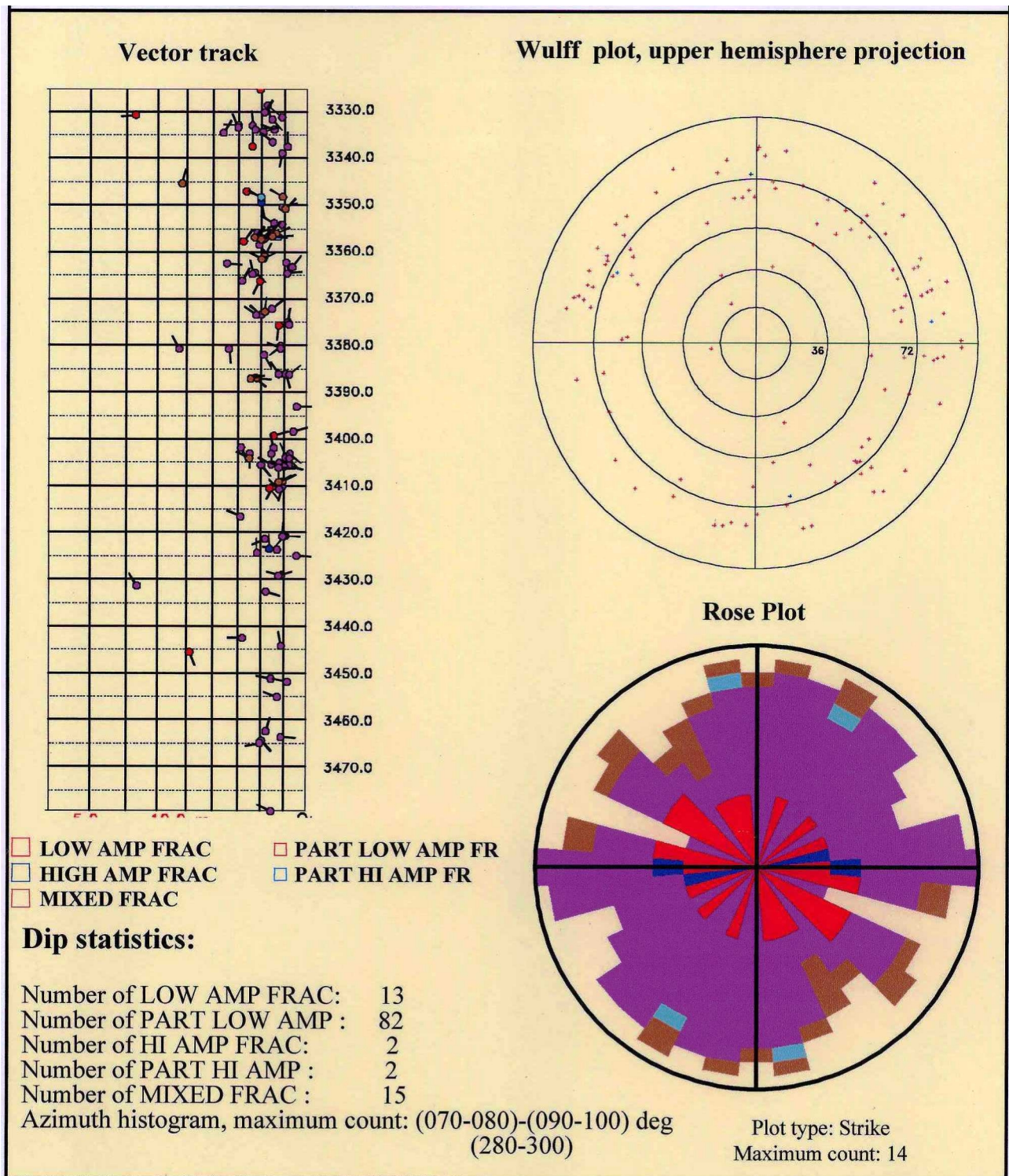


Fig. n° 32 : Orientation des fractures HTF-1.

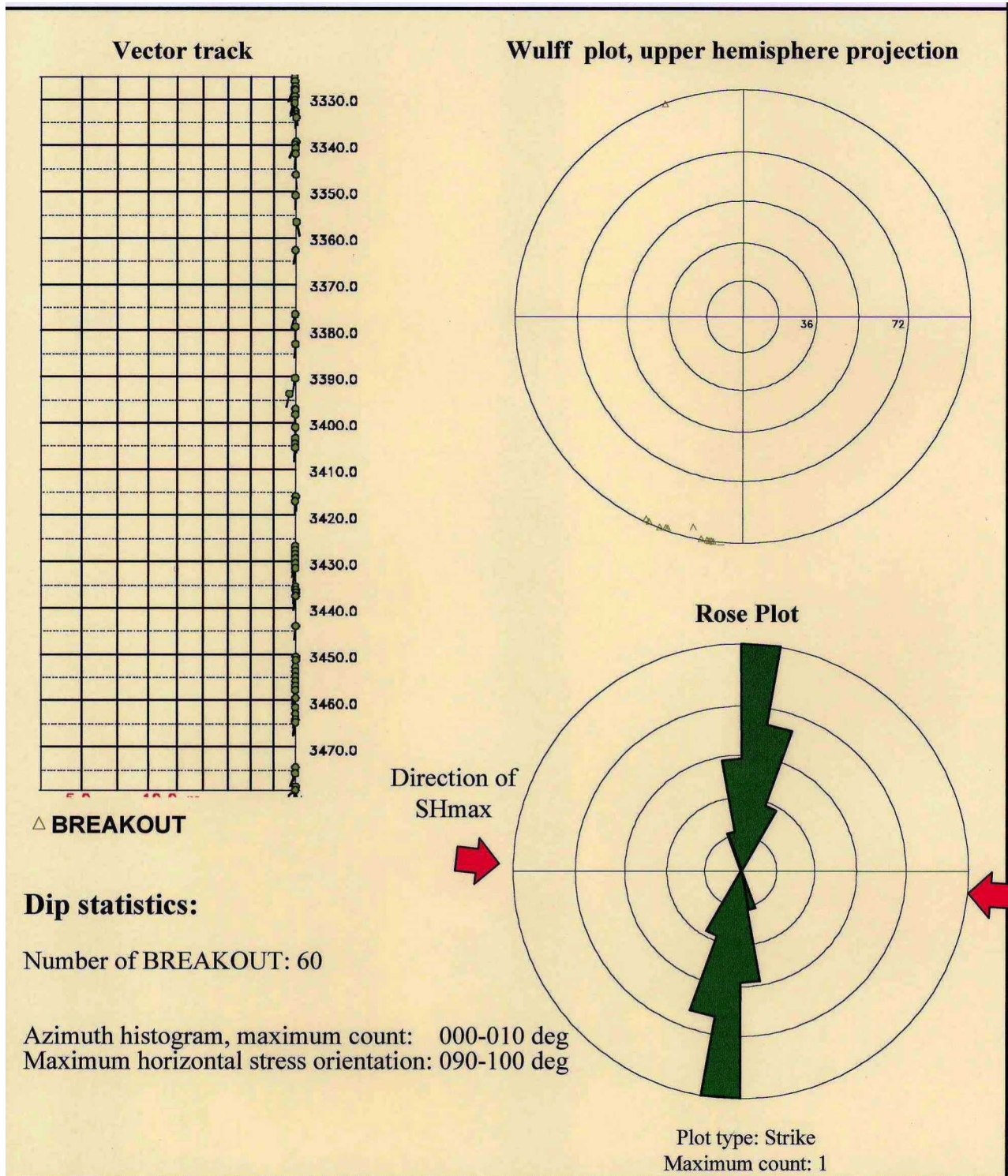


Fig. n° 33 : Direction de breakout HTF-1.

Les fractures ouvertes sont les plus dominantes.

II-2- PUIITS HTF-2 :

➤ **Les structures tectoniques naturelles :**

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 118 fractures ouvertes (Fig. n°34 et 35).

➤ **Les fractures ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NE-SW et une orientation secondaire Est-Ouest.

➤ **Les break-outs :**

Le rose diagramme montre des break-outs de direction NNE-SSW, Direction de la contrainte horizontale mineure. La direction de la contrainte horizontale majeure est donc ESE-WNW (Fig. n°36).

➤ **Remarque :**

- ✓ Aucune faille ne traverse ce puits.
- ✓ Absence des fractures colmatées et les fractures partiellement ouvertes.
- ✓ Le puits HTF-2 présente une très forte concentration des fractures liées à la présence de grand nombre des failles dans le voisinage de ce puits.

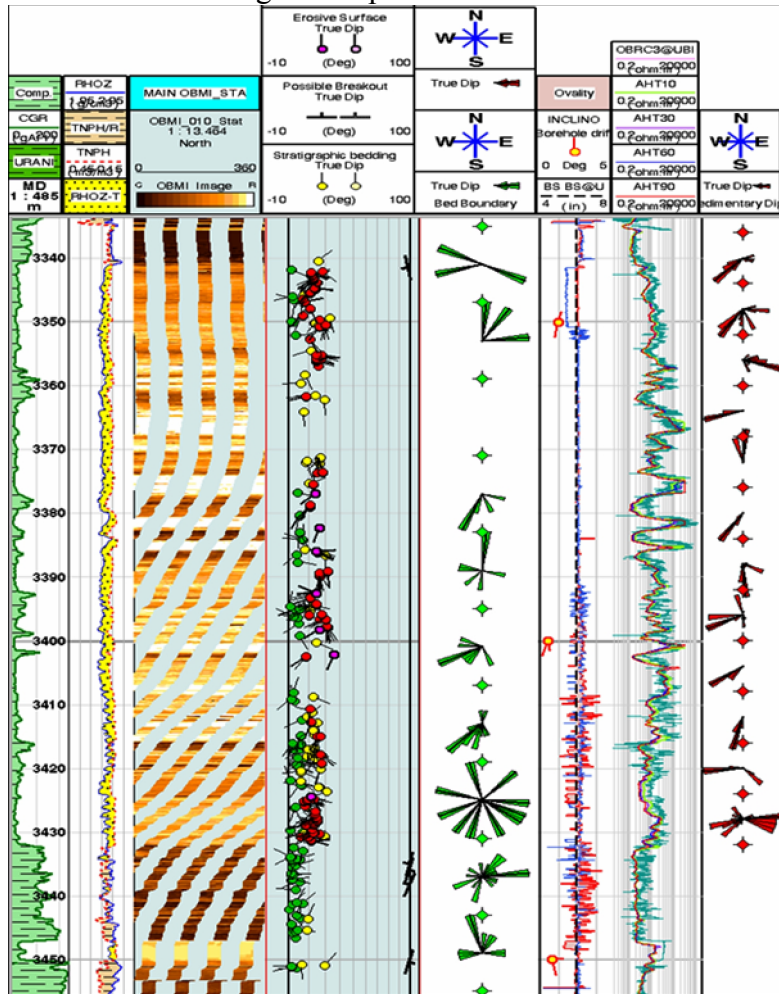
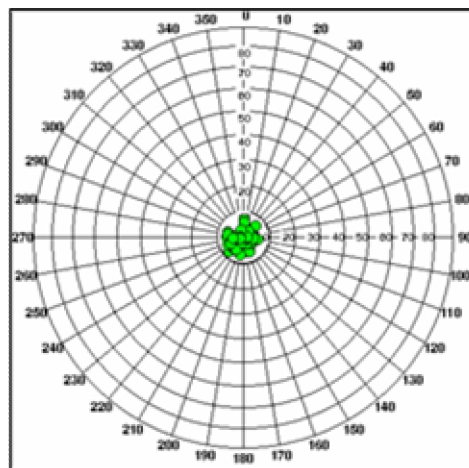
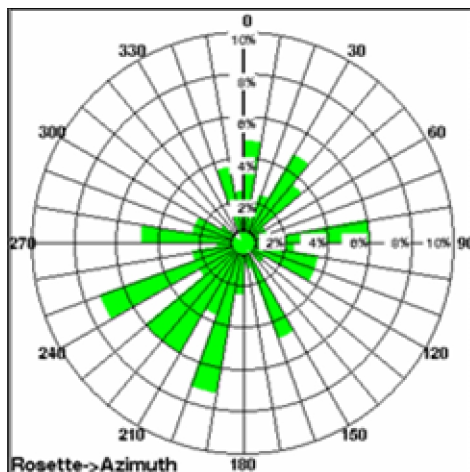
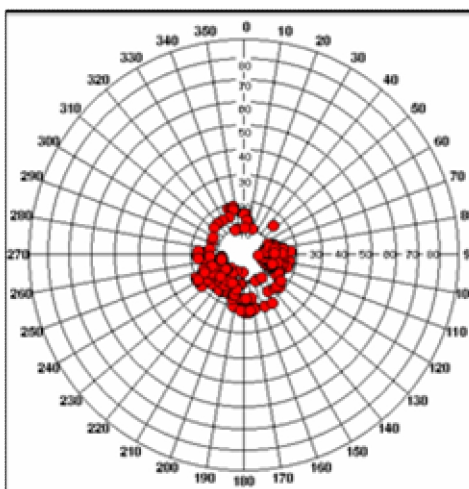
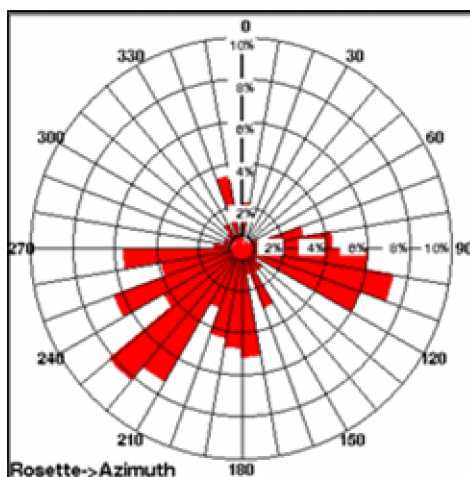


Fig. n° 34 : Analyse des fractures HTF-2.



a) azimuth Bed Boundaries



b) azimuth of Cross Beds

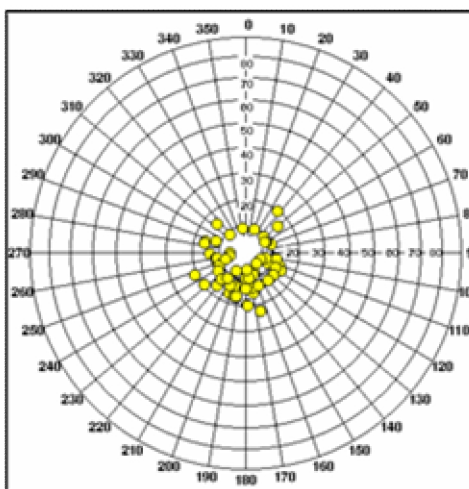
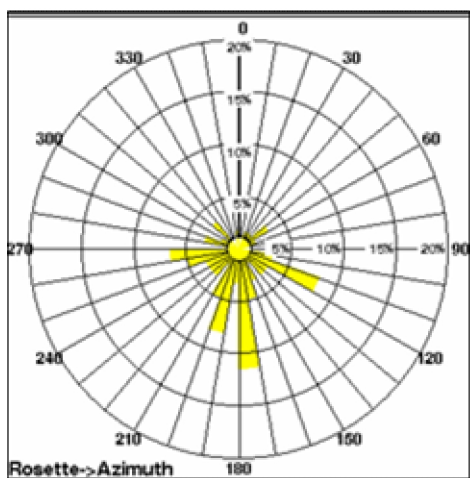
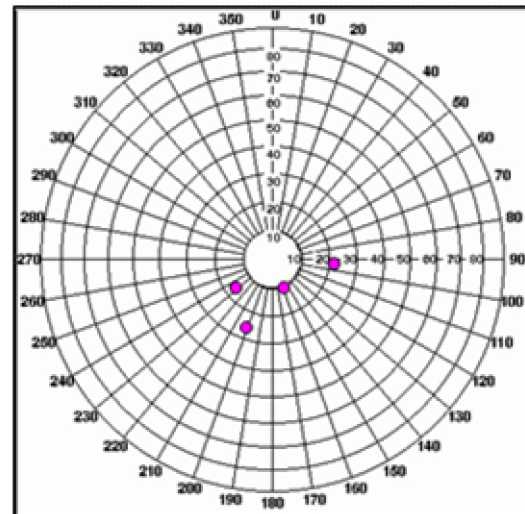
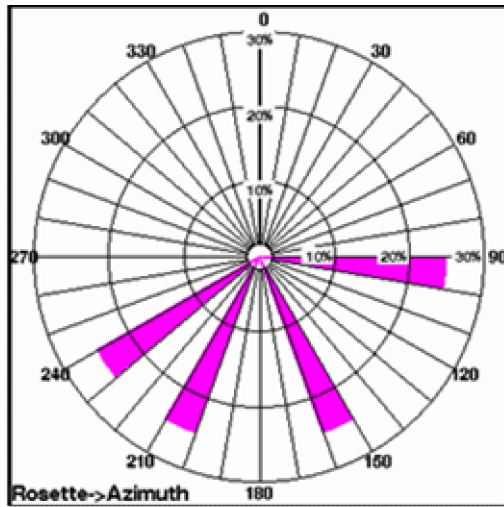
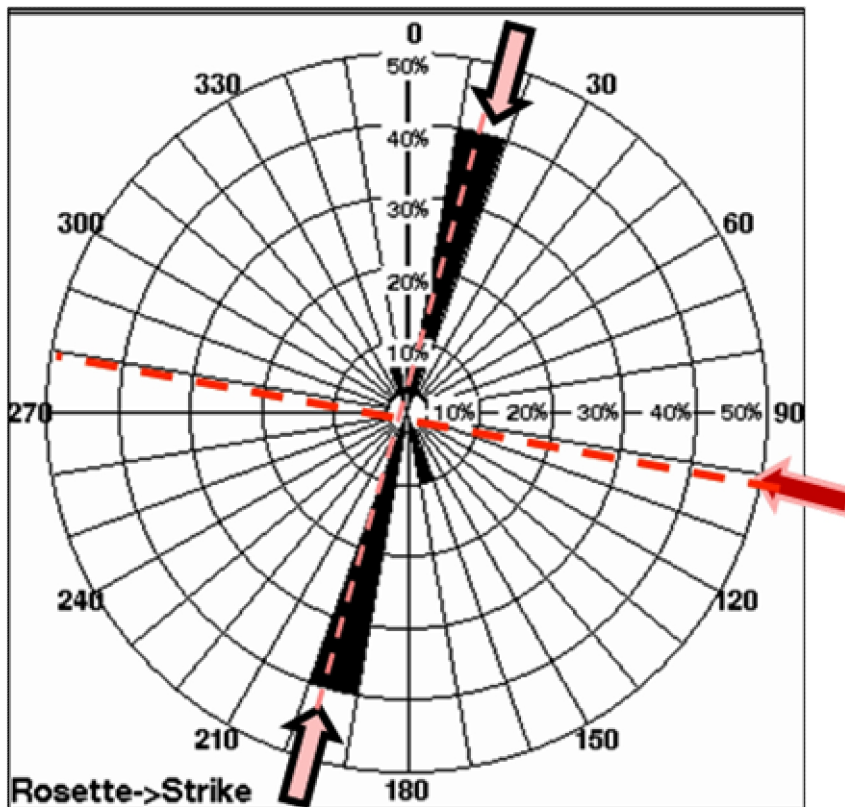


Fig. n° 35 : Orientation des fractures HTF-2.



d) Erosive surface



σ_h = strike of present-day minimum horizontal stress (from borehole breakouts picked on UBI image) :
North-South

Fig. n° 36 : Direction de breakout HTF-2.

II-3- PUIITS HTF-5 :

➤ **Les structures tectoniques naturelles :**

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 68 fractures totales, Dont 56 fractures ouvertes, 7 fractures colmatées, 5 fractures partiellement ouvertes (Fig. n°37).

➤ **Les fractures ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NE-SW.

➤ **Les fractures partiellement ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation NE-SW.

➤ **Les fractures colmatées :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NW-SE.

➤ **Les breakouts :**

Le rose diagramme montre des break-outs de direction NE-SW, Direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc NW-SE (Fig. n°38).

➤ **Remarque :**

- ✓ Aucune faille ne traverse ce puits.
- ✓ Le puits HTF-5 présente une très forte concentration des fractures liées à la présence des failles dans le voisinage de ce puits.
- ✓ Les fractures ouvertes sont les plus abondantes.

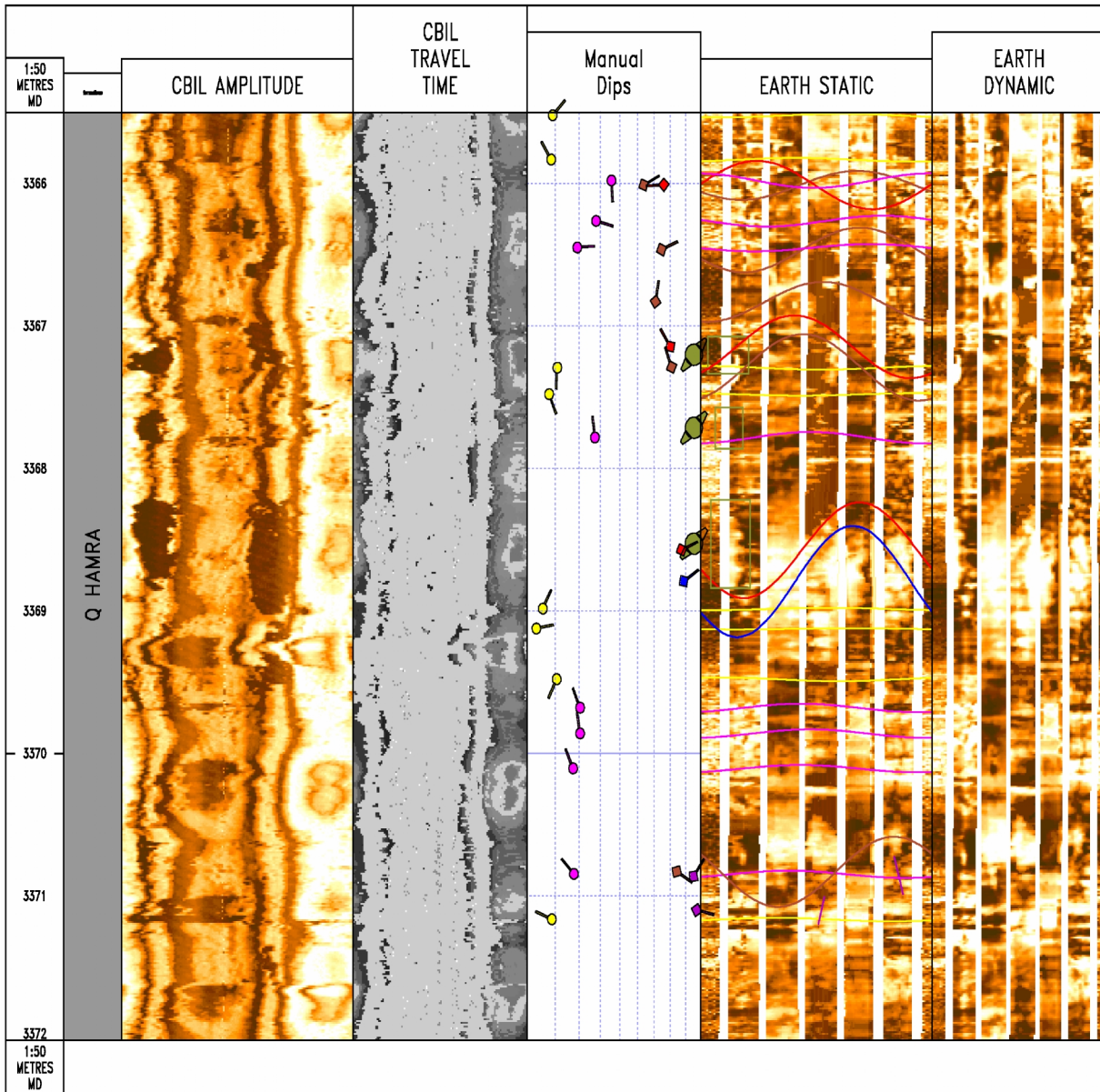


Fig. n° 37 : Analyse des fractures HTF-5.

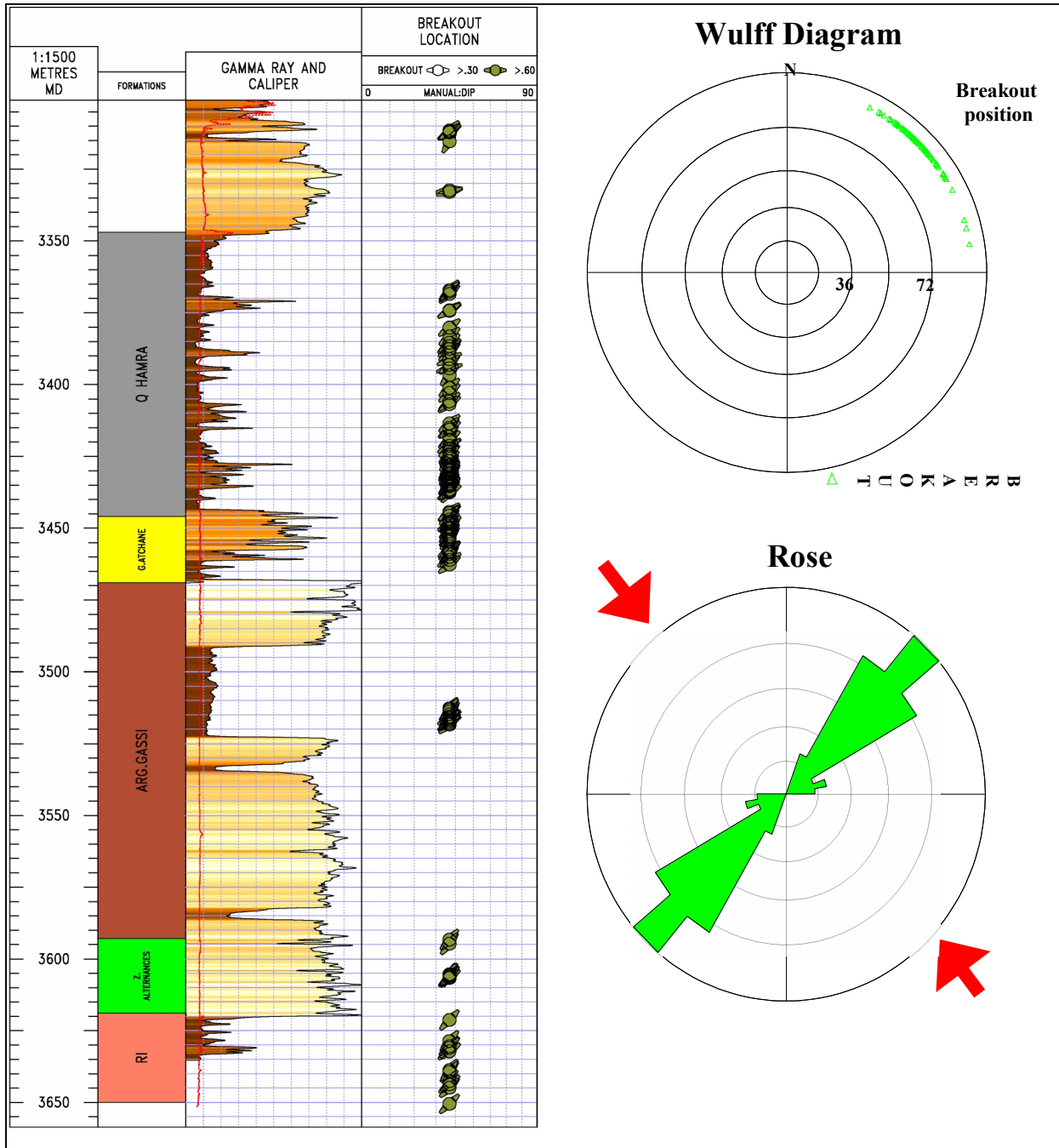


Fig. n° 38 : Direction de breakout HTF-5.

II-4- PUIITS HTF-8 :

➤ **Les structures tectoniques naturelles :**

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 37 fractures totales, Dont 7 fractures ouvertes, 9 fractures colmatées, 21 fractures partiellement ouvertes (Fig. n°39).

➤ **Les fractures ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NW-SE.

➤ **Les fractures partiellement ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation NE-SW.

➤ **Les fractures colmatées :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation dominante NE-SW.

➤ **Les breakouts :**

Le rose diagramme montre des break-outs de direction WSW-ENE, Direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc ESE-WNW (Fig. n°40).

➤ **Remarque :**

- ✓ Aucune faille ne traverse ce puits.
- ✓ Le puits HTF-8 présentant une forte concentration des fractures liées à la présence des failles dans le voisinage de ce puits.
- ✓ Abondances des fractures partiellement ouvertes.

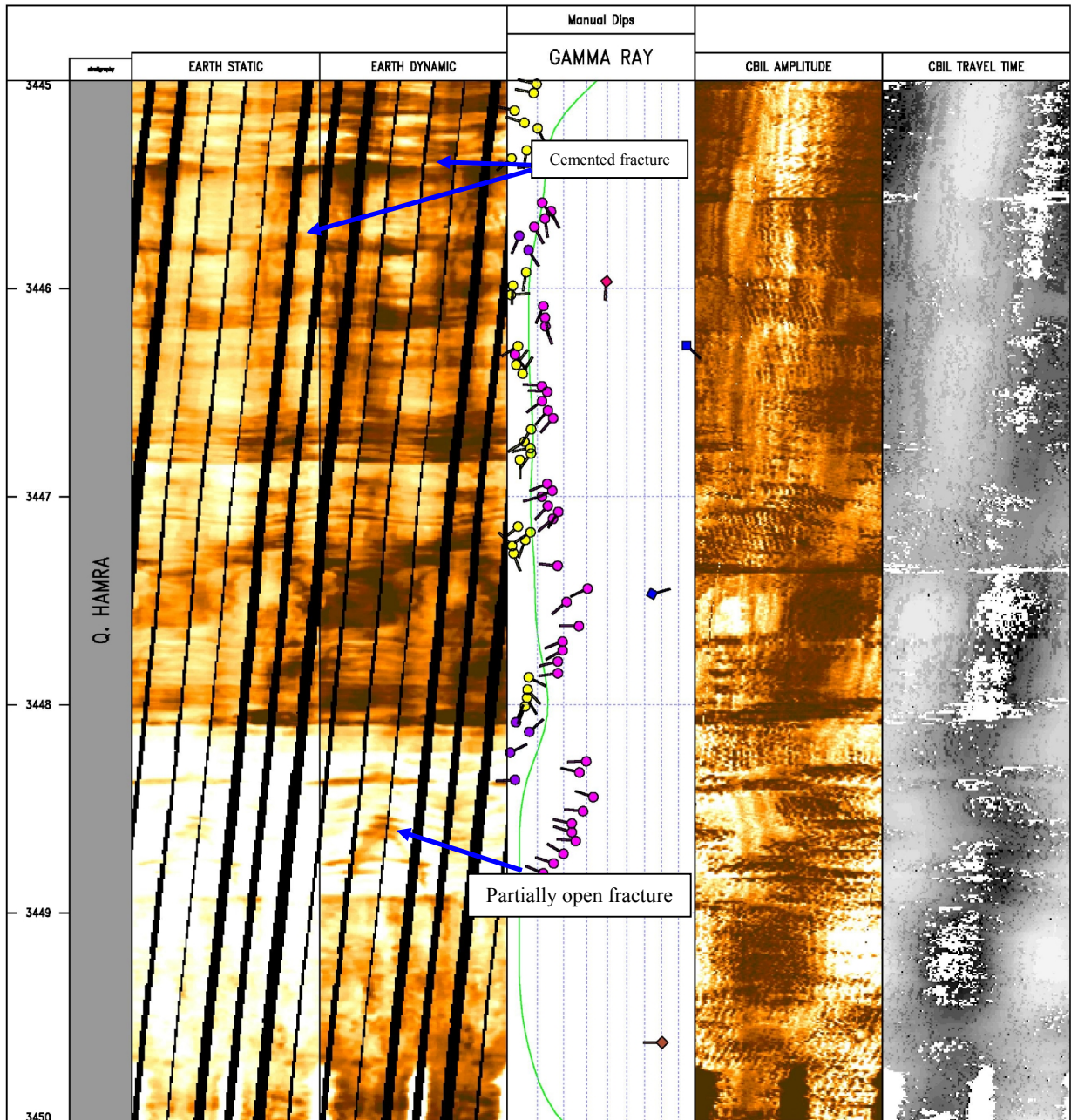


Fig. n° 39 : Analyse des fractures HTF-8.

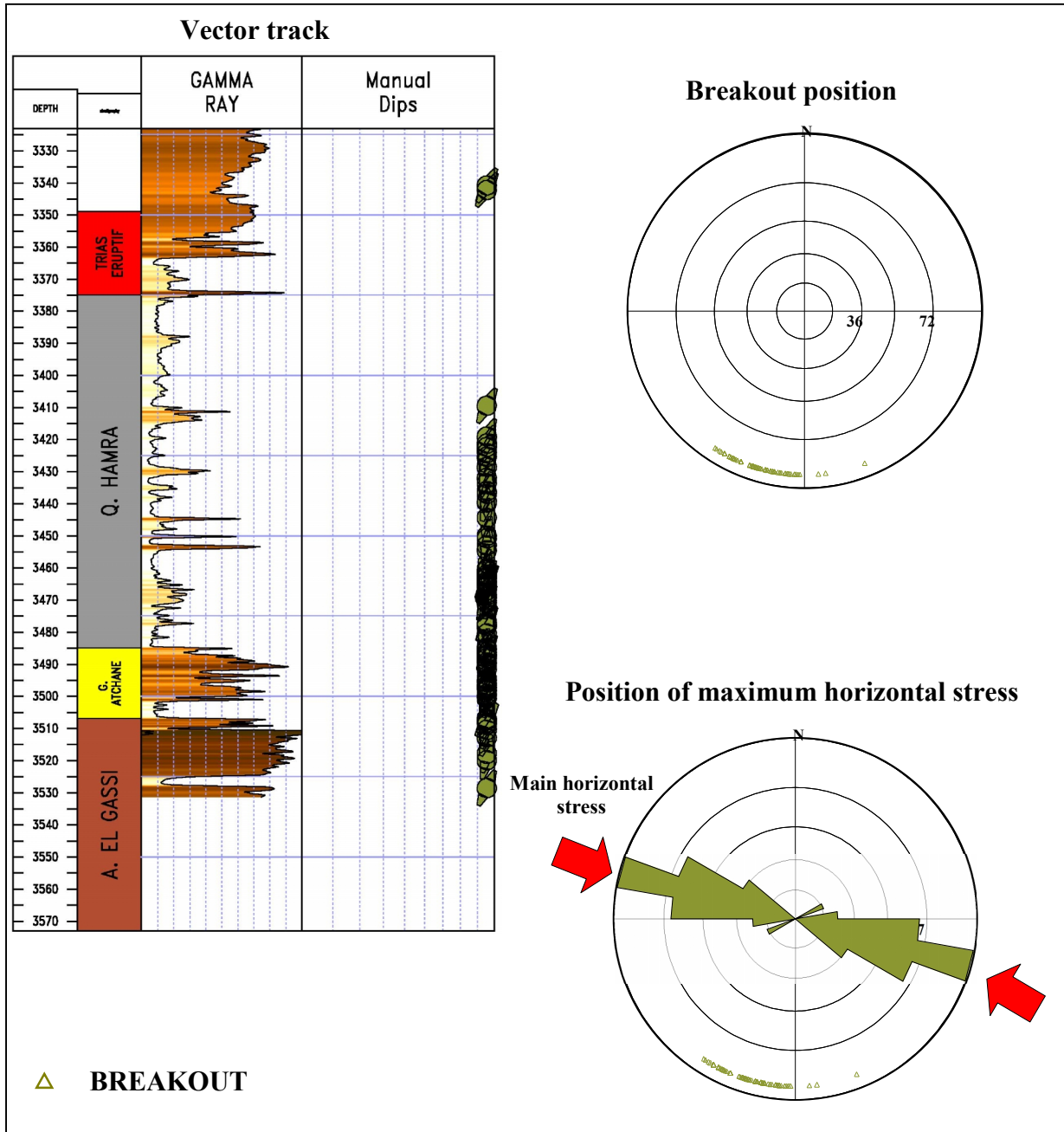


Fig. n°40 : Direction de breakout HTF-8.

Conclusion :

Le réservoir de Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Terfa renferme un réseau de fracturation important contribue à l'amélioration des paramètres pétrophysiques primaire de tel réservoir compact et participe dans la mise en valeur du potentiel d'hydrocarbures en place.

CONCLUSION :

Les Quartzites de Hamra sont considérés comme objectif principal dans la structure de Hassi Terfa.

L'interprétation des paramètres pétrophysiques du réservoir autour des puits étudiés montre qu'il est caractérisé par :

- ✓ Une porosité faible à médiocre.
- ✓ Une perméabilité très faible.

Généralement, Les puits produisent par DST, Avec des débits faibles. Ce rendement ne traduit pas le potentiel prouvé en place.

L'étude macroscopique ou à très petite échelle (lames mince) des fractures sur les carottes et l'étude de la fracturation a expliqué la productivité dans un réservoir très compacte, qui est caractérisée par des fractures colmatées et non colmatées permettant le passage des fluides.

L'analyse des résultats d'imagerie réalisée dans les puits étudiés montre une densité des fractures plus importantes dans l'intervalle des Quartzites de Hamra.

- ✓ L'existence des trois types des fractures : ouvertes, colmatées, et des fractures partiellement ouvertes.
- ✓ Abondance des fractures ouvertes avec une orientation plus dominante NW-SE et une orientation secondaire NE-SW .
- ✓ Les fractures partiellement ouvertes ont une orientation plus dominante NE-SW et une orientation secondaire NW-SE.
- ✓ Les fractures colmatées ont une densité faible avec une orientation dominante NE-SW.
- ✓ Les break-outs ont une orientation NNE-SSW et présentent la direction de contrainte horizontale minimale.
- ✓ La direction de contrainte horizontale maximale est ESE-WNW.
- ✓ Forte concentration des fractures dues à l'existence d'un grand nombre des failles au voisinage des puits.

Donc : Le réservoir des Quartzites de Hamra présente une forte concentration des fractures pouvant expliquer sa productivité.

Les fractures ouvertes ont une densité plus importante améliorent la perméabilité.

BIBLIOGRAPHIE

BENDJAZIA Hichem & MADOUY Abdenour, 2009 ; Etude sédimentologique dans la région du périmètre de Hamra et évaluation des caractéristiques pétrolières de réservoir des Quartzite de Hamra. Mémoire d'ingénieur. Univ de Boumerdes. 153p.

BENOUAR Omar & TEGUIA Abd elhafid, 2008; Etude des propriétés pétrophysiques et évaluation des réserves du réservoir du Trias Argilo-Gréseux (Série inférieure) du gisement de Benkahla-Bassin d'Oued Mya. Mémoire d'ingénieur. Univ de Boumerdes. 97p.

BIECIP, Avril 2007; Caractérisation et évaluation des réservoirs ordoviciens de pourtour du Hassi Massaoud (volume I, III, IV) -Doc, SONATRACH.

ELAROUCI Adjoued, 2006; Distribution des fluides dans le champ de Sif-Fatima. Mémoire d'ingénieur. Ecole nationale polytechnique.95p.

Généralités HTF, 2001; Documentation de Exploration /SONATRACH / Hassi Massaoud.

MESLEM Ismail & ZID Med Adel, 2000 ; Caractérisation sédimentologique du réservoir F6 (Dévonien inférieur) du champ de Tin-Fouye Nord, Tin Fouye Tabankorte dans le bassin d'Illizi. Mémoire d'ingénieur. Univ de Bab-azzouar.90p.

Rapport des carottes des puits HTF-3 ; HTF-2 ; HTF-1, (2001, 2002) ; CRD/ SONATRACH /Hassi Massaoud.

Rapport final d'interprétation diagraphique HTF-3, HTF-1,(2001-2002) ; Exploration /SONATRACH/ Hassi Massaoud.

Rapport fin de sondage HTF-1HTF-2 HTF-3 ,2002 ; Exploration/ SONATRACH/ Hassi Massaoud.

SERRA.O : « Diagraphies Différées base de l'interprétation » Mémoire1 Tome1. Services techniques Schlumberger. Edition Serralog, Paris 1979.

WEC (Well évolution conférence), 2007 ; Doc SONATRACH/SCHLUMBERGER /ALGER.

Résumé :

Toute recherche qui entre dans l'exploration et le développement des gisements d'hydrocarbure, vise d'améliorer ou bien le maintien de la production et la vie du gisement. Cette production est gênée parfois par des contraintes naturelles liées à la diagénèse, qui fait apparaître un réservoir de caractère compact. En Algérie, le réservoir de Quartzite de Hamra est un vrai exemple, où la récupération des hydrocarbures ne reflète pas le potentiel estimé en place, étant donné que les paramètres pétrophysiques primaires sont faibles. Ainsi, la recherche de réseau de fracturation est apparue comme une solution dans de telle situation.

Mots clés : Production, diagénèse, réservoir compact, fracturation.

Abstract:

All research which is related to the exploration and development of hydrocarbon field aims to improve production and or to maintain of field's life. This production is sometimes hampered by natural constraints related to the diagenesis, the result is compact reservoir. In Algeria, the Quartzite of Hamra reservoir is a true example, where the oil recovery does not reflect the potential estimated in place, because the primary Petrophysical parameters are low. The fracturing network research appears as a solution in such situation.

Key words: Production, diagenesis, compact reservoir, fracturing.

:

أي بحث في مجال استكشاف وتطوير خزانات النفط الباطنية، يهدف إلى تحسين أو الحفاظ على إنتاج وحياة هذه الودائع. وقد يواجه هذا الإنتاج في بعض الأحيان بعض المعوقات بسبب التأثيرات الطبيعية المتعلقة بالنشأة، التي تظهر في الخزانات الصلبة. في الجزائر، خزان كوارتزيت الحمراء هو مثال حقيقي لهذه الخزانات، حيث أن إنتاج هذا الخزان لا يعكس إمكانيات استخراج النفط المقدر في المكان وهذا راجع لضعف الخصائص البتروفيزيائية، ولهذا يبرز البحث عن شبكة التشققات كحل في مثل هذه الحالات.

الكلمات المفتاحية: إنتاج، النشأة، خزان صلب، التشققات