

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

OUCHAOU Rachid

MERZOUGUI Ammar

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Thème

**Impact des failles sur la répartition verticale des hydrocarbures dans
un cas réel : Sillon de Fersiga - NE du bassin de Taoudenni.**

Devant le jury :

ASSES Amar	MC(B)	UMBB	Président
LOUMI Khaled	MC(A)	UMBB	Rapporteur
ZELLOUF Khemissi	MC(B)	UMBB	Examineur
OUIBRAHIM Zohra	MC(B)	UMBB	Examinatrice
BENAYAD Soumia	MC(B)	UMBB	Examinatrice
GOUCEM Abdallah	ING	SONATRACH	Encadreur

Année universitaire : 2015 / 2016

Remerciements

A la lumière de ce travail, nous tenons à remercier, en premier lieu, Le bon Dieu

De nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la force, ces fabuleuses valeurs sans lesquelles nous n'aurions jamais puisé de nouvelles forces pour mener ce travail jusqu'à son terme.

Toute notre infinie gratitude va à notre professeur et promoteur, Monsieur K.Loumi qui fut pour nous l'exemple, le conseiller et le soutien. Nous le remercions énormément d'avoir accepté de nous offrir cette opportunité d'enrichir nos connaissances dans un domaine dans lequel nous étions totalement novices et qui est la géologie structurale. Mille mercis pour son orientation, sa patience, sa disponibilité et ses conseils précieux qui ont fait progresser cette étude, sans lui ce travail ne serait que l'ombre de lui même.

Un immense merci également aux membres du jury qui nous ont fait l'honneur de juger ce travail.

C'est avec un grand plaisir qu'on a passé ces quatre ans d'étude à FHC, nous tenons donc à remercier tous les enseignants du notre département pour leurs efforts qu'ils ont déployés pour nous transmettre leurs connaissances tout au long de notre cursus de formation universitaire.

Nos sincères respectueuses reconnaissances vont aussi à Mr R. Chaouchi, chef de département de gisements miniers et pétroliers.

Nous remercions chaleureusement Monsieur A. Goucem pour l'encadrement et le suivi durant le stage de mise en situation professionnelle effectué au niveau du département Ahnet /Gaurara-Sonatrach, Division exploration-Boumerdes.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué et collaboré de près ou de loin à l'élaboration de cette étude.

Merci à tous et merci pour tout.



Dédicace

*C'est avec toute mon affection que je dédie ce modeste travail à :
Ma très chère mère, le plus grand amour de ma vie,
elle m'a apporté sans cesse amour, soutien, encouragement
et compréhension et qu'elle trouve ici l'expression de mes
vives reconnaissances.*

*Mon cher père, source de mon courage
et de mon aspiration.*

Mes très chères sœurs Zina, Samira et Kahina.

Mon cher et unique frère Ahmed.

Mes deux petits anges Amine et Ania.

Mes beau frères Rabah et Hocine.

Mon binôme et mon deuxième frère Ammar.

*J'ai tout le plaisir de le dédier également aux personnes
les plus chères à mon cœur :*

*Mes amis d'enfance qui ont toujours partagé avec moi les moments
de joie et de peine Rabah, Massi et Sofiane.*

*Mes amis d'Afir avec qui j'ai vécu les plus beaux souvenirs
de ma vie Idir, Yanis, Ahmed, Karim et Bachir.*

*Madame Idir qui n'a jamais cessé de me soutenir et m'encourager
depuis qu'elle m'a enseigné en deuxième année secondaire jusqu'
à maintenant.*

*Mes amis de l'université que j'ai eu la chance de les connaître en
particulier Sid Ahmed, Madjed et Kahina. Je les remercie pour leur
irremplaçable et inconditionnel soutien.*

Mes amis de Corso Ghiles, Sedam, Tarek, Zaki et Moussa.

L'ensemble des étudiants du groupe MAGL11 sans exception.

Et à Tous ceux qui me sont chers de près ou de loin.

Rachid



Dédicace

*C'est avec toute mon affection que je dédie ce modeste travail à :
L'âme de mon très cher père qui a été toujours la source
de mon courage et de mon aspiration, je souhaiterai que
le Dieu l'accueille dans son vaste paradis.*

*Ma très chère mère, elle m'a apporté sans cesse amour,
soutien, encouragement et compréhension et qu'elle
trouve ici l'expression de mes vives reconnaissances.*

*Mes très chers frères Hamid, Djeloul, Abd El Karim,
Ismail et Hocine.*

Mes tres chères sœurs.

Mes beau frères et Mes belle sœurs.

*Mes très chers neveux et mes chères nièces notamment
Samira et Fouzia qui ont été toujours à mes cotés.*

*Mes chers cousins et mes chères cousines,
en particulier Moussa.*

Mon binôme et mon frère Rachid.

*J'ai tout le plaisir de le dédier également aux personnes
les plus chères à mon cœur :*

*Touts mes amis d'El Abadia qui ont toujours partagés avec moi
les moments de joie et de peine particulièrement les
trois Youcef, Salim, Yahia, Ahmed.*

*Mes amis de l'université avec qui j'ai vécu les plus beaux
souvenirs de ma vie.*

*Spécialement Madjed, Sid Ahmed, Said, Youcef, Adlen,
Abd El Rahmane, Nour El Dinne, Salah Abd El Malek et Zaki.*

L'ensemble des étudiants du groupe MAGL11 sans exception.

Et à Tous ceux qui me sont chers de prés ou de loin.

Ammar

SOMMAIRE

REMMERCIEMENTS	I
DEDICACE (RACHID).....	II
DEDICACE (AMMAR)	III
SOMMAIRE.....	IV
LISTE DES FIGURES	VIII
INTRODUCTION ET PROBLEMATIQUE	1

CHAPITRE.I. GENERALITES

I. APERÇU GEOLOGIQUE REGIONAL.....	2
I.1. CADRE GEOGRAPHIQUE DU BASSIN DE TAOUDENNI.....	2
I.2. SITUATION GEOLOGIQUE DU BASSIN DE TAOUDENNI.....	2
I.3. HISTORIQUE DE LA RECHERCHE PETROLIERE DANS LE BASSIN DE TAOUDENNI.....	4
I.4. STRATIGRAPHIE DU BASSIN DE TAOUDENNI.....	6
I.4.1. L'infra cambrien	7
I.4.2. Le protérozoïque.....	7
I.4.3. Le Paléozoïque	8
I.4.4. Le Mésozoïque	8
I.4.5. Le Cénozoïque et le Quaternaire (les formations récentes).....	8
II .GENERALITES SUR LA REGION DE FERSIGA.....	13
II.1. CADRE GEOGRAPHIQUE DU BASSIN DE FERSIGA	13
II.2. CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN DE FERSIGA.....	14
II.3. HISTORIQUE SUR LA RECHERCHE DANS LA REGION D'ETUDE	15
II.3.1. Les travaux de géologie.....	15
II.3.2. Les Travaux d'acquisition magnétométrique et gravimétrique	15
II.3.3. Les travaux sismiques	17
II.3.4. Les travaux des «cores drills»	17
II.3.5. Les travaux de forage	18
II.4. ASPECT STRATIGRAPHIQUE DE LA REGION DE FERSIGA	18
II.4.1. Le protérozoïque.....	18
II.4.2. Le paléozoïque	19
II.5. ASPECT STRUCTURALE	21

II.6. LE CONTEXTE PETROLIER DE LA REGION	21
II.6.1. Les roches mères	22
II.6.2. Les roches réservoirs	22
II.6.3. Les roches couvertures	23
II.6.4. Les pièges	23

CHAPITRE. II. SEDIMENTOLOGIE DE LA SERIE DE HANK

I. DESCRIPTION LITHOLOGIQUE DE LA SERIE DE HANK.....	24
I.1. DESCRIPTION STRATIGRAPHIQUE DE CD3	24
I.1.1. Ensemble argilo-gréseux inférieur.....	24
I.1.2. Ensemble carbonaté	24
I.1.3. Ensemble argilo-gréseux supérieur.....	24
I.2. DESCRIPTION STRATIGRAPHIQUE DU CD-4	26
I.3. DESCRIPTION STRATIGRAPHIQUE DU CD-5	28
II. ANALYSE SEQUENTIELLE	30
II.1. SEQUENCE1	30
II.1.1. Cortège transgressif « LST1 ».....	30
II.1.2. Cortège de haut niveau marin « HST1 ».....	30
II.2. SEQUENCE2	30
II.2.1. Cortège transgressif « TST2 ».....	30
II.2.2. Cortège de haut niveau marin « HST2 ».....	30
II.3. SEQUENCE3 :	31
II.3.1. Cortège transgressif « TST3 ».....	31
II.3.2. Cortège de haut niveau marin « HST3 »	31
II.4. SEQUENCE4	31
II.4.1. Cortège transgressif « LST4 ».....	31
II.4.2. Cortège de haut niveau marin « HST4 »	31
III. PROFIL DE CORRELATION	33

CHAPITRE.III. ANALYSE STRUCTURALE

I. RAPPEL THEORIQUE.....	36
I.1. THEORIE DE LA FRACTURATION.....	36
I.1.1. Les réservoirs pétroliers.....	36
I.1.2 Les réservoirs fracturés.....	36
I.1.3. Définition de la fracturation naturelle.....	36
I.1.4. Les différents modes de rupture.....	37
I.1.5. Les différents types des fractures naturelles.....	37
I.1.6. Le modèle de Reidel.....	43
I.1.7. Impact de la fracturation naturelle sur les propriétés pétrophysiques.....	44
I.2. L'IMAGERIE DU FOND.....	45
I.2.1. La représentation de l'image.....	45
I.2.2. Outils utilisés et principe de fonctionnement.....	46
I.2.2.1. OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER).....	47
I.2.2.2. UBI (ULTRASONIC BOREHOLE IMAGER).....	47
I.2.2.3. CBIL (CIRCUMFERENTIEL BOREHOLE IMAGE LOG).....	48
II. ANALYSE DES PROFILS SISMIQUES.....	54
III. ANALYSES DES CARTES.....	57
III.1. ANALYSE DES CARTES SATELLITAIRES.....	57
III.2. L'ANALYSE DE LA CARTE EN ISOBATHE AU TOIT DE LA SERIE DE HANK.....	63
III.3. ANALYSE DE LA CARTE EN ISOBATHE AU TOIT DU RESERVOIR DES CARBONATES DE HANK.....	67
III.4. ANALYSE DE LA CARTE EN ISOBATHE AU TOIT DU RESERVOIR DES GRES DE SBEITA....	67
IV. ANALYSE DES CAROTTES.....	70
V. L'INTERPRETATION DE L'IMAGERIE DU FOND.....	75

CHAPITRE. IV. ETANCHEITE DES FAILLES

I. LA THEORIE DES PIEGES CONTRE-FAILLE ET NOTION D'ETANCHEITE	83
.....	
I.1. MECANISME D'ETANCHEITE DES FAILLES	84
I.1.1 La juxtaposition	84
I.1.2. Etanchéité par capillarité	84
I.1.3. Etanchéité par injection d'argile	84
I.1.4. Fracturation.....	85
II. DESCRIPTION STRATIGRAPHIQUE DU PUITIS-A.....	86
III. L'INTERPRETATION DE LA COUPE GEOLOGIQUE.....	89
CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS.....	92
BIBLIOGRAPHIE.....	XI

LISTE DES FIGURES

Fig.I. 1: La Situation géographique du bassin de Taoudenni (Wikipédia)	2
Fig.I. 2: Principales unités structurales de l’Afrique occidental (Peucat et al. 2005).....	3
Fig.I. 3: La répartition des différentes compagnies sur les blocs pétroliers du Mali (AUREP 2015)5	
Fig.I. 4: La répartition des différentes compagnies sur les blocs pétroliers du Mauritanie (ministère de pétrole et des mines, juillet 2008).....	6
Fig.I. 5: Colonne stratigraphique des séries sédimentaires de l’Adrar mauritanien (In BRGM- GEO/Assabet ej Hassiane Project)	10
Fig.I. 6: Colonne stratigraphique des séries sédimentaires de Hank mauritanien (Lahondere et al, 2003).....	11
Fig.I. 7: Colonne stratigraphiques des séries sédimentaires de Hank algérien (Marchand et al, 1971; Bertrand-Sarfati et al, 1996).....	12
Fig.I. 8: Position géographique de Fersiga sur une d'image satellitaire (In Rapport de synthèse sur le perimetre de recherche chenachene centre).....	13
Fig.I. 9: Situation de la région d'étude sur une carte géologique du Nord-Ouest d'Afrique (Fabre 2005).....	14
Fig.I. 10: Extrait de la Carte gravimétrique (Anomalies de Bouguer, Densité 2.67) de Tanezrouft par A. Bourmatte (1975)	16
Fig.I. 11: Image satellitaire montrant la situation du bassin de Fersiga sur un fond de carte de l'anomalie de Bouguer (Sonatrach 2007)	17
Fig.I. 12: Plan de situation des cores drills sur une photo satellitaire de périmètre de Chénachene (In Rapport de synthèse sur le périmètre de recherche Chenachene centre).....	18
Fig.I. 13: Colonne stratigraphique du la région de Chenachene (In Rapport de synthèse sur le périmètre de recherche Chenachene centre).....	20
Fig.I. 14: schémas explicatifs des éléments structuraux de la région Chenachene (Algérie WEC 2007)	21
Fig.II. 1: Colonne stratigraphique du CD3(CHAREF-KHODJA Younes -2015).....	25
Fig.II. 2: Colonne stratigraphique du CD4(CHAREF-KHODJA Younes -2015).....	27
Fig.II. 3: Colonne stratigraphique du CD5(CHAREF-KHODJA Younes -2015).....	29
Fig.II. 4: Découpage séquentiel du puits CD3.....	32
Fig.II. 5: Correlation E-W à travers les Cores-Drills.....	34
Fig.II. 6: Schéma explicatif de la distribution des formations d’ Oued Souss et de Chenachene dans le périmètre de Chenachene.	35

LISTE DES FIGURES

Fig.III. 1: Les trois modes de propagation d'une fissure	37
Fig.III. 2: Principaux types de diaclases rencontrées à l'affleurement définis en fonction de leur persistance verticale. Modifié d'après (Bazalgette, 2004)	38
Fig.III. 3: Fentes de tension formant deux systèmes en échelon conjugués.....	38
Fig.III. 4: Fentes de tension et joints stylolithiques. σ_1 est vertical dans ce dessin.....	39
Fig.III. 5: Anatomie d'une faille.....	40
Fig.III. 6: Classification des failles.....	42
Fig.III. 7: Modèle de Riedel.....	43
Fig.III. 8: Représentation 2D et 3D d'une image d'un puits vertical.....	46
Fig.III. 9: Représentation 2D et 3D d'une image d'un puits horizontal.....	46
Fig.III. 10: Outil OBMI.....	47
Fig.III. 11: Outil UBI.....	48
Fig.III. 12: Outil CBIL.....	48
Fig.III. 13: Image d'un puits montrant les limites des bancs.....	49
Fig.III. 14: Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical.	50
Fig.III. 15: L'apparition d'une fracture ouverte dans une image du fond d'un puits vertical.	51
Fig.III. 16: L'apparition d'une fracture colmatée dans une image du fond d'un puits vertical.	51
Fig.III. 17: Une faille dans une image du fond d'un puits vertical.....	52
Fig.III. 18: Les Break-out dans l'imagerie du puits.....	53
Fig.III. 19: Section sismique E-W (In Sonatrach-Division exploration).....	55
Fig.III. 20: Section sismique NE-SW (In Sonatrach-Division exploration).....	56
Fig.III. 21: Schéma montrant les principales séries sédimentaires et les grands accidents de la région de Hank.....	57
Fig.III. 22: Schéma structural illustrant les différentes fractures de la région de Hank.....	58
Fig.III. 23: Rosace montrant les directions des fractures extrait d'une image satellitaire de la region de Hank.....	59
Fig.III. 24: photo satellitaire prise dans la région de Mokrid montre un réseau de fractures et des failles (In Sonatrach-Division exploration).....	61
Fig.III. 25: photo satellitaire prise dans le périmètre de Chenachene montre un réseau de fractures et un réseau de faille (In Sonatrach-Division exploration)s.....	62
Fig.III. 26: Carte structurale au toit de la série de Hank (In Sonatrach-Division exploration).....	64
Fig.III. 27: Schéma structural illustre les fractures extrait de la carte structurale au toit du Hank.....	65
Fig.III. 28: Rosace montrant les directions des fractures au toit de Hank.....	66
Fig.III. 29: Carte en isobathe au toit du réservoir de Hank (In Sonatrach-Division exploration).....	68
Fig.III. 30: Carte en isobathe au toit du réservoir de Sbeitia (In Sonatrach-Division exploration).....	69

LISTE DES FIGURES

Fig.III. 31: Réseau de fractures observé sur une carotte prélevée à 228.4m profondeur(CHAREF-KHODJA Younes -2015)	70
Fig.III. 32: Réseau de fractures observé sur une carotte prélevée à 318.10m de profondeur(CHAREF-KHODJA Younes -2015)	71
Fig.III. 33: Fracture induite et stylolithe observées à la profondeur de 326.80m et des vacuoles de dissolution observées à la profondeur de 323.50m(CHAREF-KHODJA Younes -2015)	72
Fig.III. 34: Stylolithes sédimentaires et tectoniques(CHAREF-KHODJA Younes -2015)	73
Fig.III. 35: Vacuoles de dissolution(CHAREF-KHODJA Younes -2015).....	74
Fig.III. 36: Premier intervalle (In Sonatrach-Division exploration).....	75
Fig.III. 37: Deuxième intervalle (In Sonatrach-Division exploration)	76
Fig.III. 38: Troisième intervall (In Sonatrach-Division exploration).....	77
Fig.III. 39: Quatrième intervalle (In Sonatrach-Division exploration).....	78
Fig.III. 40: Rosace montrant les directions des fractures ouvertes.....	80
Fig.III. 41: Direction des breaks outs dans le deuxième intervalle.....	81
Fig.III. 42: Direction des breaks-outs dans le troisième intervalle.....	82
Fig.IV. 1: Schéma simplifié montrant le comportement d'une faille vis-à-vis d'un fluide.	84
Fig.IV. 2: Coupe schématique montrant les différents mécanismes d'étanchéité des failles (Faerseth et al 2007).....	85
Fig.IV. 3: Colonne stratigraphique du Puits-A (In Sonatrach-Division exploration).....	88
Fig.IV. 4: Coupe geologique E-W de la zone d'etude	91

INTRODUCTION

ET

PROBLEMATIQUE

Introduction et Problématique

Le présent travail vient couronner un processus de cinq années de préparation au sein de l’FHC pour l’obtention d’un diplôme de Master II en géologie pétrolière.

Le thème de cette étude est intitulé « Impact des failles sur la répartition verticale des hydrocarbures dans un cas réel : Sillon de Fersiga-NE du bassin de Taoudenni » et a été proposé par le département Ahnet /Gourara de la division exploration Sonatrach et qui tenterait de répondre à une problématique qui concerne l’étanchéité des failles dans une zone mal connue située dans le plateau de Tanezrouft en bordure du bassin de Taoudenni.

Les formations constituant la couverture sédimentaire de cette région sont constituées de la superposition de deux ou trois ensembles sédimentaires séparés par des discordances :

L’ensemble de base est constitué de formation d’âge protérozoïque discordant sur un socle d’âge éburnéen.

L’ensemble supérieur est constitué de formations d’âge paléozoïque dites « séries de Fersiga », attribué au cambrien d’après certains travaux (A. Ait Kaci et Moussine Pouchkine-In Fabre).

Dans ce mémoire nous allons nous intéresser à l’étanchéité des failles, dans une zone qui a révélé l’existence d’hydrocarbures dans certains réservoirs contrairement à d’autres sus jacents aux premiers.

Pour mener à bien cette étude, nous avons établi le plan de travail suivant :

- Généralités sur la région d’étude.
- Sédimentologie de la série de Hank.
- Analyse structurale.
- Etanchéité des failles.
- Conclusion générale et recommandations.

CHAPITRE:

I.

GENERALITES

I. Aperçu géologique régional

I.1. Cadre géographique du bassin de Taoudenni

Situé en Afrique de l'Ouest, le bassin intra cratonique de Taoudenni est le plus large des bassins sédimentaires en Afrique avec une superficie d'environ 1 500 000 km² et une répartition géographique qui s'étale sur trois pays voisins, Il est situé dans sa partie Nord-Est aux confins Sud-Ouest de l'Algérie et recouvre aussi les parties septentrionales du Mali avec une superficie de 800 000 km² et orientales de la Mauritanie où ce qui représente plus de la moitié du son territoire. (Fig.I. 1)

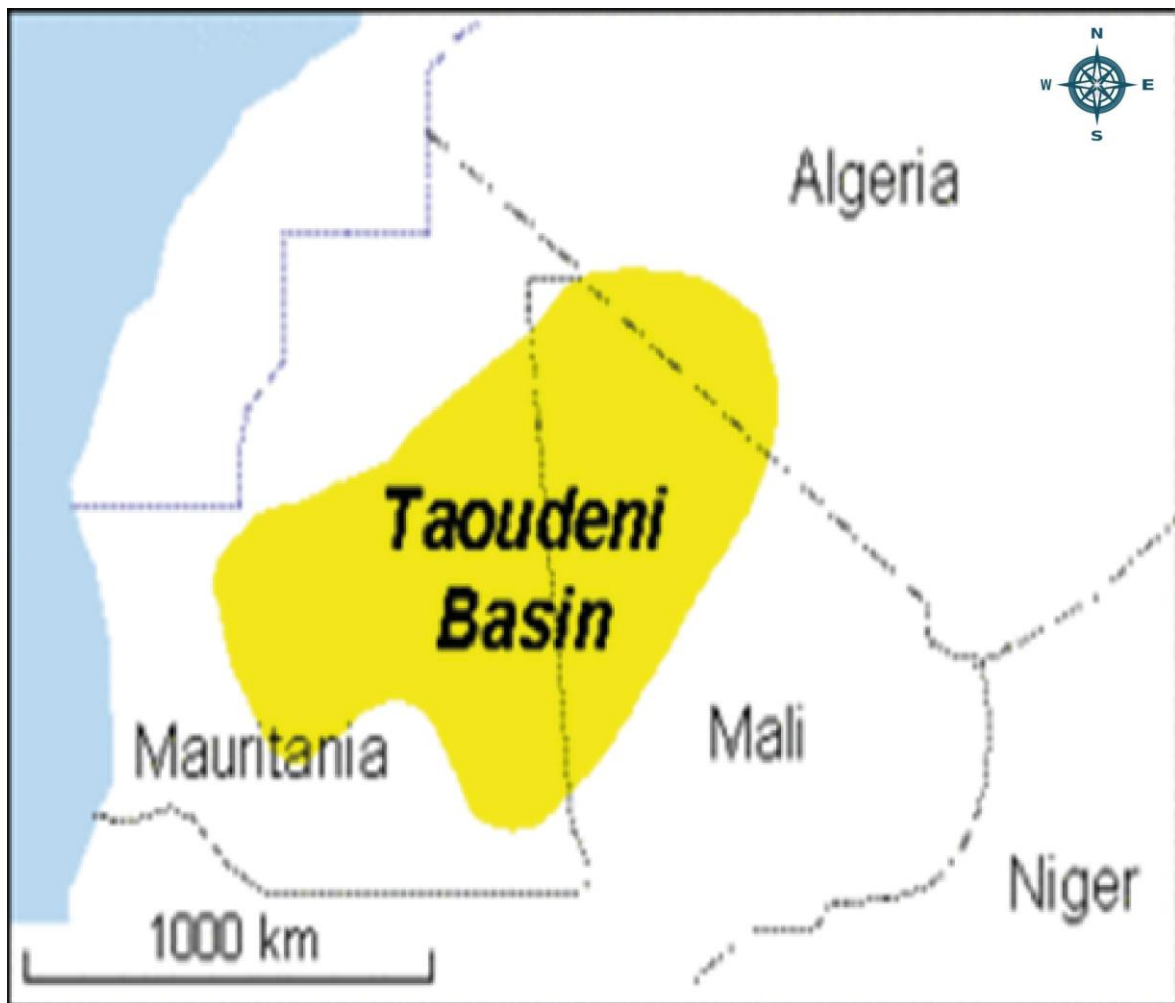


Fig.I. 1: La situation géographique du bassin de Taoudenni (Wikipédia).

I.2. Situation géologique du bassin de Taoudenni

Occupant la partie centrale du craton ouest africain, le bassin de Taoudenni est un élément géologique majeur dans l'Afrique de l'Ouest. Il est composé de la juxtaposition de deux boucliers d'âges, Archéen et Eburnéen. Ce bassin représente avec les bassins, de Tindouf, du Burkina-Faso (Haute Volta) ainsi que les Tassilis péri Hoggar, l'extension du Craton

Ouest Africain et occupe deux tiers de sa superficie de ce craton. Il se présente sous la forme d'une vaste synclise limitée par les unités (entités) structurales suivantes (*Fig.I. 2*) :

- La dorsale Reguibat (orientée : ENE-WSW) au Nord, Elle est subdivisée en deux domaines structuraux bien distincts : le domaine Yetti à l'Ouest et le domaine Eglab à l'Est.
- Le bouclier de Man et la dorsale Léo au Sud.
- La chaîne panafricaine (le bouclier Touareg) à l'Est.
- Les massifs hercyniens (la chaîne des Mauritanides) à l'Ouest.

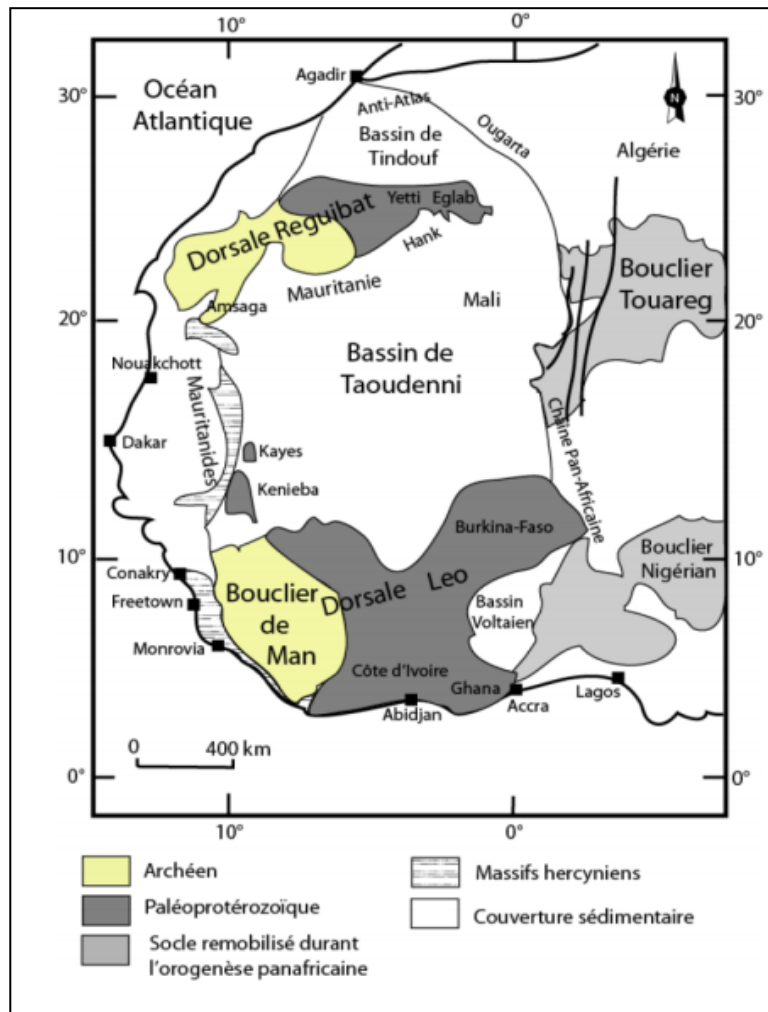


Fig.I. 2: Principales unités structurales de l'Afrique occidentale (Peucat et al. 2005).

Sur le plan géo-morphologique, le bassin de Taoudenni englobe :

- En Mauritanie les zones de l'Assaba, du Tagant, de l'Adrar, de l'Affolé, de Khat, de Hank et d'El Hodh.
- Au Mali le plateau de Khenachich au Nord, le bassin d'Azaouad au centre, le delta intérieur de fleuve de Niger et le fossé de Nara au Sud.
- En Algérie la zone méridionale de Tanezrouft ainsi que les affleurements de Hank algérien situés au Sud immédiat des Eglab.

I.3. Historique de la recherche pétrolière dans le bassin de Taoudenni

Les premiers travaux de recherche des hydrocarbures dans le bassin ont débuté durant l'année 1960 par des campagnes de géologie de terrain en Mauritanie et au Mali ce qui allait fournir un socle pour des travaux de recherche pétrolière ultérieurement.

14 764 km de profils sismiques ont été acquis sur le bassin de Taoudenni dont 13 096 km au Mali et 1668 km en Mauritanie durant la période allant de 1970 à 1980.

Quatre forages ont été réalisés dont deux en Mauritanie : Abolag-1 et Ouassa-1, et deux au Mali : Yarba-1 et Atouila-1 :

- **Abolag-1** foré en 1973 (Mauritanie) par la compagnie Texaco, en association avec AGIP. La profondeur finale atteinte est de 2941 m dans l'Infracambrien.

Un test dans l'intervalle 2523m – 2536m, a donné un indice de gaz avec un débit estimé à 13.600 m³/Jour. (83% de méthane accompagné de condensât).

- **Ouassa-1** foré en 1973 (Mauritanie) par les mêmes compagnies avec une profondeur finale de 3487 m dans l'Infracambrien. Ce puits a donné des résultats peu encourageants.
- **Yarba-1** foré en 1982 (Mali) par la compagnie SNEA et a atteint une profondeur finale de 2294 m dans les calcaires à Stromatolithes de l'Infracambrien.
- **Atouila-1** foré au cours de la période 1984-1985 par la compagnie Esso qui a réalisé 1500 km de sismique sur le permis Taoudenni durant les années 1981 et 1982, Ce forage a atteint la profondeur de 2452 m dans l'Ordovicien et s'est avéré sec..

Les travaux d'acquisitions récents réalisés en territoire malien se résument à :

- Entre 2006 et 2009 la Joint-Venture Baraka-Eni- Sipex et d'autres sociétés a réalisé des levés de gravimétrie- magnétométrie- radiométrie.
- Entre 2007 et 2009 les sociétés Eni et Sipex ont réalisé des compagnes d'acquisition sismique 2D au Mali sur les blocs 1, 2, 3, 4 et 9.
- En plus des travaux de géologie de terrain ont été effectués par l'AUREP aux alentours de fossé de Nara et dans le Gourma.

La répartition des nombreuses compagnies pétrolières sur les cartes des domaines miniers en Mauritanie et au Mali (Fig.I. 3 et Fig.I. 4) atteste du regain d'intérêt de l'exploration pétrolière dans ce bassin.

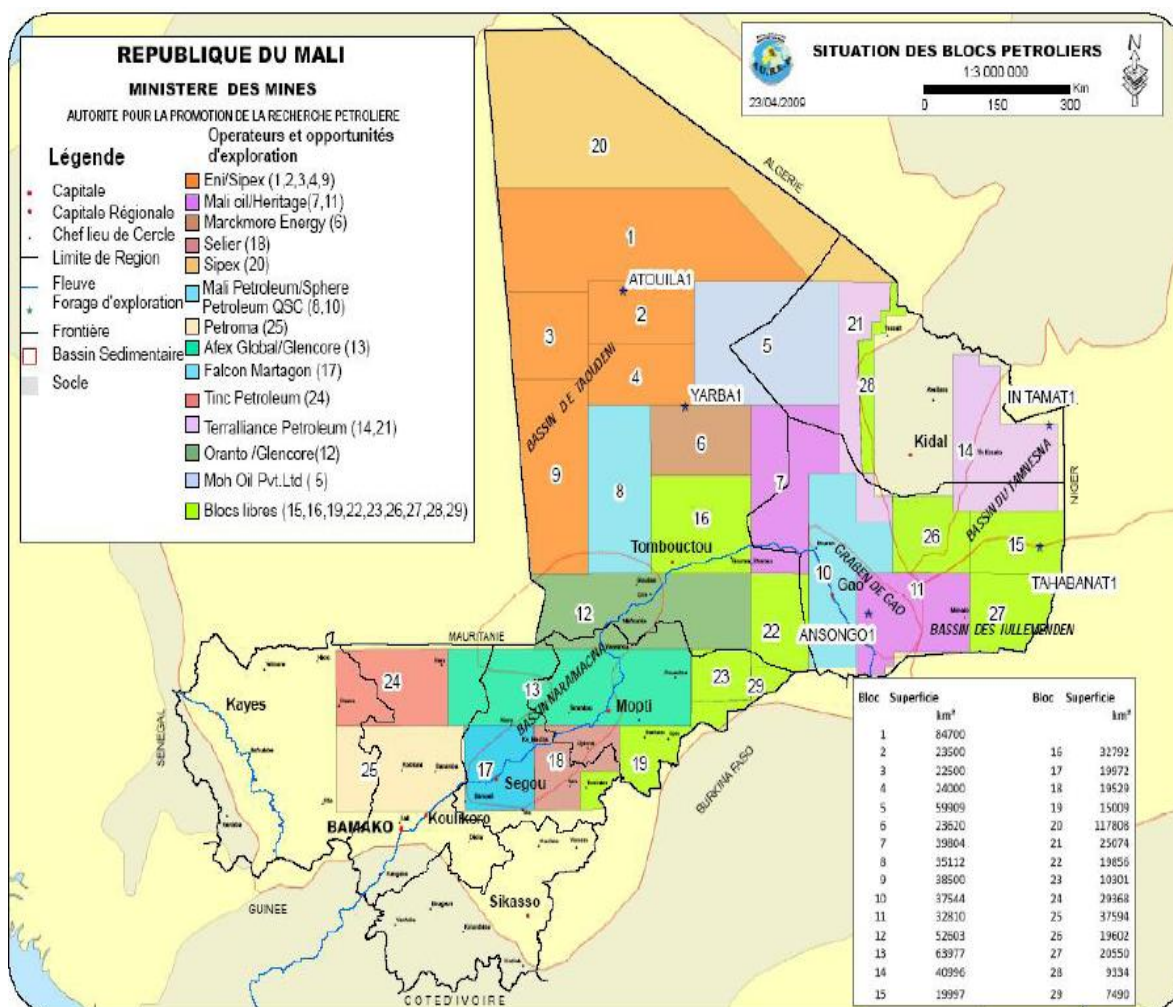


Fig.I. 3: La répartition des différentes compagnies sur les blocs pétroliers du Mali (AUREP 2015).

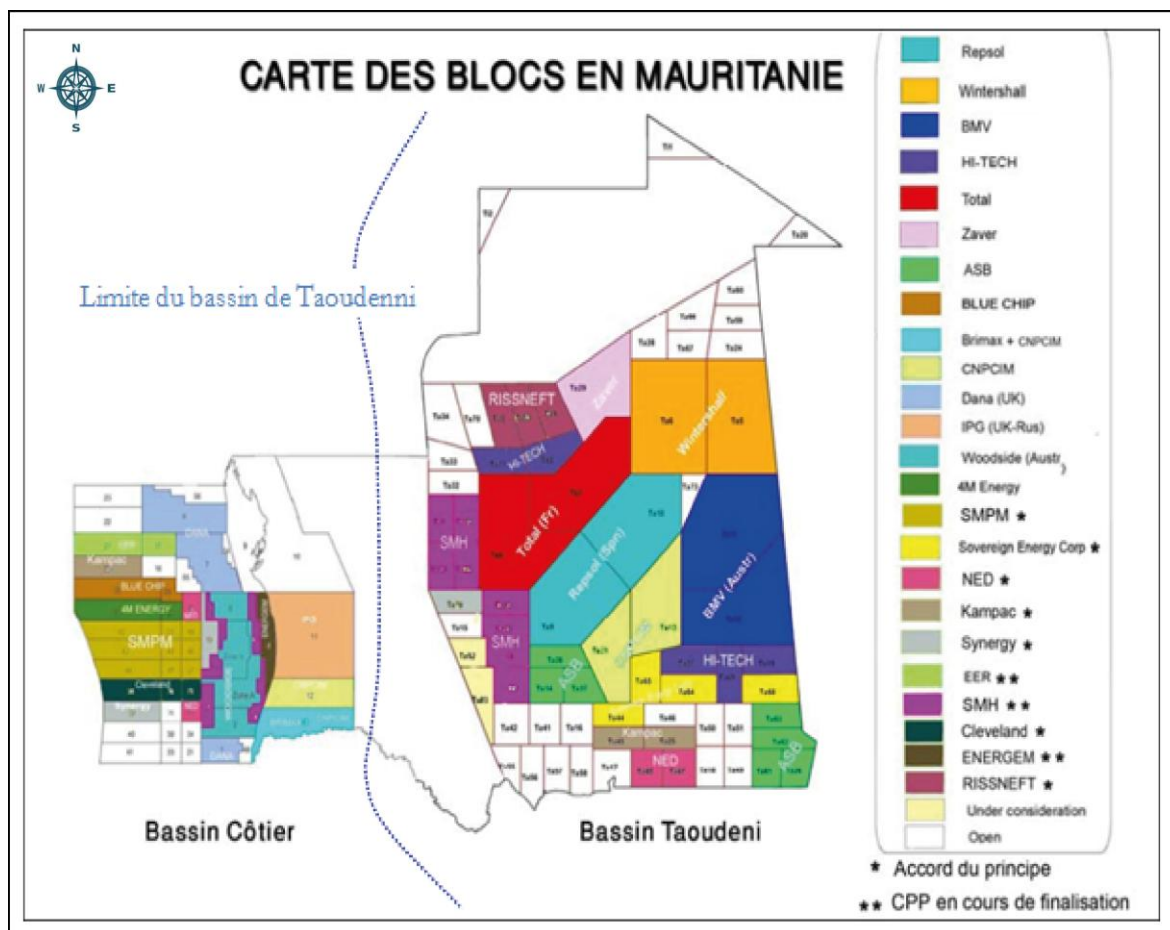


Fig.I. 4: La répartition des différentes compagnies sur les blocs pétroliers de Mauritanie (ministère de pétrole et des mines, Juillet 2008).

I.4. Stratigraphie du Bassin de Taoudenni

La couverture sédimentaire du bassin de Taoudenni est représentée par la superposition de deux grands ensembles constitués par des dépôts continentaux et de plateformes marines peu profondes:

- Un ensemble de base constitué par des séries du Protérozoïque.
- Un ensemble supérieur constitué d'épaisses séries du Paléozoïque.

L'extension verticale et latérale de ces séries est largement représentée sur les différentes colonnes stratigraphiques établies aux différents endroits du bassin comme celles réalisées sur l'Adrar mauritanien, le Hank mauritanien et le Hank algérien (**Fig.I. 5, Fig.I. 6 et Fig.I. 7**).

La colonne stratigraphique établie par Trompette en 1973 sur l'Adrar mauritanien (**Fig.I. 5**) sert de coupe modèle pour le reste du bassin de Taoudenni (**sciences géologiques par Jean Noël Proust 1992**). Elle renferme deux ensembles sédimentaires de nature lithologique et paléontologique différentes.

Le premier ensemble sédimentaire est composé de trois groupes principaux d'âge Néoproterozoïque arrangés de bas en haut par l'héritage suivant :

I.4.1. L'Infracambrien

Ce terme a été utilisé pour la première fois par **Menchikoff** en 1949 dans sa thèse géologique du Sahara occidental. Il fut presque aussitôt adopté par les géologues qui travaillaient en Afrique.

Il est constitué des séries anciennes discordantes sur le socle éburnéen ainsi que des formations du Protérozoïque. Ces séries sont mal connues aussi bien en territoire algérien que mauritanien. Elles sont attribuées au Birrimien (**In Mahdjoub.2009**) et elles se présentent sous des faciès variés, continentaux, lagunaires, marins, glaciaires, flyschoides ou volcaniques. Les fossiles y sont rares (**Pruvost.1951**).

I.4.2. Le Protérozoïque

➤ Le Groupe de Char

Il est composé par des dépôts terrigènes (grés et conglomérat) déposés sur un socle d'âge archéen, son épaisseur est d'environ 340 mètres. Ce groupe de base est absent dans les séries de Hank mauritanien ; l'équivalent latéral du Groupe de Char dans le Hank algérien est dit « le Groupe de Douik » (**V.Deynoux .1983**) caractérisé par une faible épaisseur (environs 58 mètres).

➤ Le Groupe d'Atar

Il est essentiellement carbonaté et constitué par des dolomies et des calcaires à Stromatolithes, son épaisseur totale est très importante (660 mètres). Son équivalent latéral dans le Hank mauritanien est le groupe d'El Mreiti ou il est représenté par des séries d'épaisseur avoisinante les 250 mètres. L'équivalent latéral de l'Atar inférieur dans le Hank algérien est le Groupe de Hank. L'Atar supérieur équivaut au Groupe de Dar Cheikh, il a aussi une épaisseur de quelques dizaines de mètres.

➤ Le groupe d'Assabet El Hassiane

Il est essentiellement formé par des dépôts argileux gréseux d'une épaisseur d'environ 350 mètres et son équivalent latéral dans le Hank mauritanien. Ce groupe est dit aussi « le Groupe Bir Amrane ». Il a une épaisseur d'environ 360 mètres. L'équivalent latéral dans le Hank algérien est le groupe de Cheikhia qui montre une épaisseur plus réduite (environs 200 mètres).

La caractéristique générale des dépôts Néo protérozoïques du bassin de Taoudenni est la ressemblance des propriétés lithologiques ainsi que la diminution d'épaisseur des groupes en allant de l'Adrar mauritanien vers le Hank algérien.

I.4.3. Le Paléozoïque

Ce deuxième ensemble est séparé des dépôts Néo protérozoïques par les tillites dite de Kayes. Il est constitué par trois cycles sédimentaires d'âge paléozoïque séparés également par des tillites (**synthèse des travaux G&G de la première année de recherche / Projet – Bloc 20- Taoudenni**). Ces différents cycles sédimentaires sont :

➤ **Cycle grés-argileux (Cambro-ordovicien)**

Il a une épaisseur de 970 mètres dans l'Adrar mauritanien et de 420 mètres dans le Hank mauritanien et peut atteindre une épaisseur de 1500 mètres environs dans le Hank algérien.

➤ **Cycle argileux (Silurien)**

Ce sont des argiles noires à graptolites exprimées uniquement dans l'Adrar mauritanien, il a une épaisseur de 100 mètres et semble être absent dans le Hank algérien et mauritanien.

➤ **Cycle argilo-gréseux (Dévonien)**

C'est la dernière unité lithologique apparente seulement sur la colonne litho stratigraphique de l'Adrar et de Hank mauritanien.

Les trois cycles sédimentaires sont totalement absents dans le Hank algérien

La quasi-totalité des affleurements de Carbonifère dans le bassin de Taoudenni se trouvent dans le Nord du Mali, cette zone les retient car elle correspond au centre du bassin (**Fabre.2005**).

I.4.4. Le Mésozoïque

La présence des dépôts de Trias et du Jurassique n'a jamais été démontrée dans le bassin de Taoudenni, le Mésozoïque est représenté seulement par les affleurements de Crétacé dans la région de Tanezrouft ainsi que sur le plateau de Khenachich (**J.Fabre ; 2005**).

I.4.5. Le Cénozoïque et le Quaternaire (les formations récentes)

Ce sont des formations récentes qui se présentent selon leur ordre d'ancienneté (**Jean-Remy Villemur 1967**) sous forme de :

➤ **Terrains de Hammada**

C'est un nom arabe qui s'applique à une surface tabulaire caillouteuse et se rencontre souvent dans la terminologie saharienne. Dans le bassin de Taoudenni, ces dépôts couvrent

des plateaux d'altitude apparemment constante et représente des témoins d'une même surface d'érosion.

➤ **Dunes anciennes**

Elles se présentent sous la forme de très longues collines sableuses grises en forme de dômes surbaissés recouvertes de cailloutis.

➤ **Tufs lacustres**

Ce sont des roches calcaires très légères parfois finement sableuses et poreuses avec nombreux moules en creux de tiges et de racines.

➤ **Sebkhas**

Ce sont des dépôts d'évaporites situés sur des fonds des cuvettes actuelles, certaines Sebkhas comportent des niveaux de selgemme qui ont fait l'objet d'exploitations artisanales.

➤ **Dunes vives actuelles**

Dans le bassin de Taoudenni les dunes appartiennent au système de dunaire d'Erg Chèche. Elles sont disposées en cordons étroits à crête aigue, ces dunes sont jaunes et constituées de grains de sable bien propres.

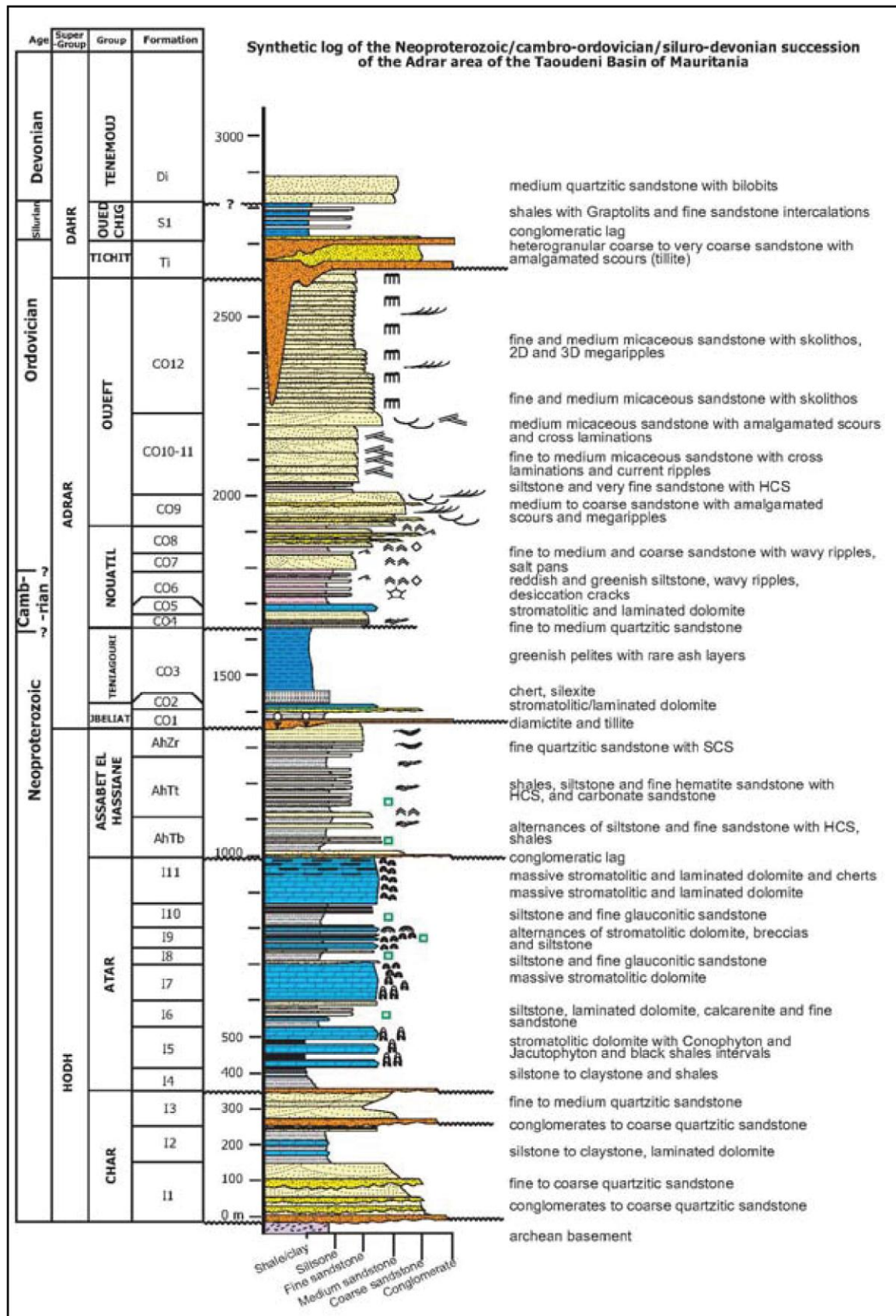


Fig.I. 5: Colonne stratigraphique des séries sédimentaires de l'Adrar mauritanien (In BRGM-GEO/Assabet el Hassiane Project).

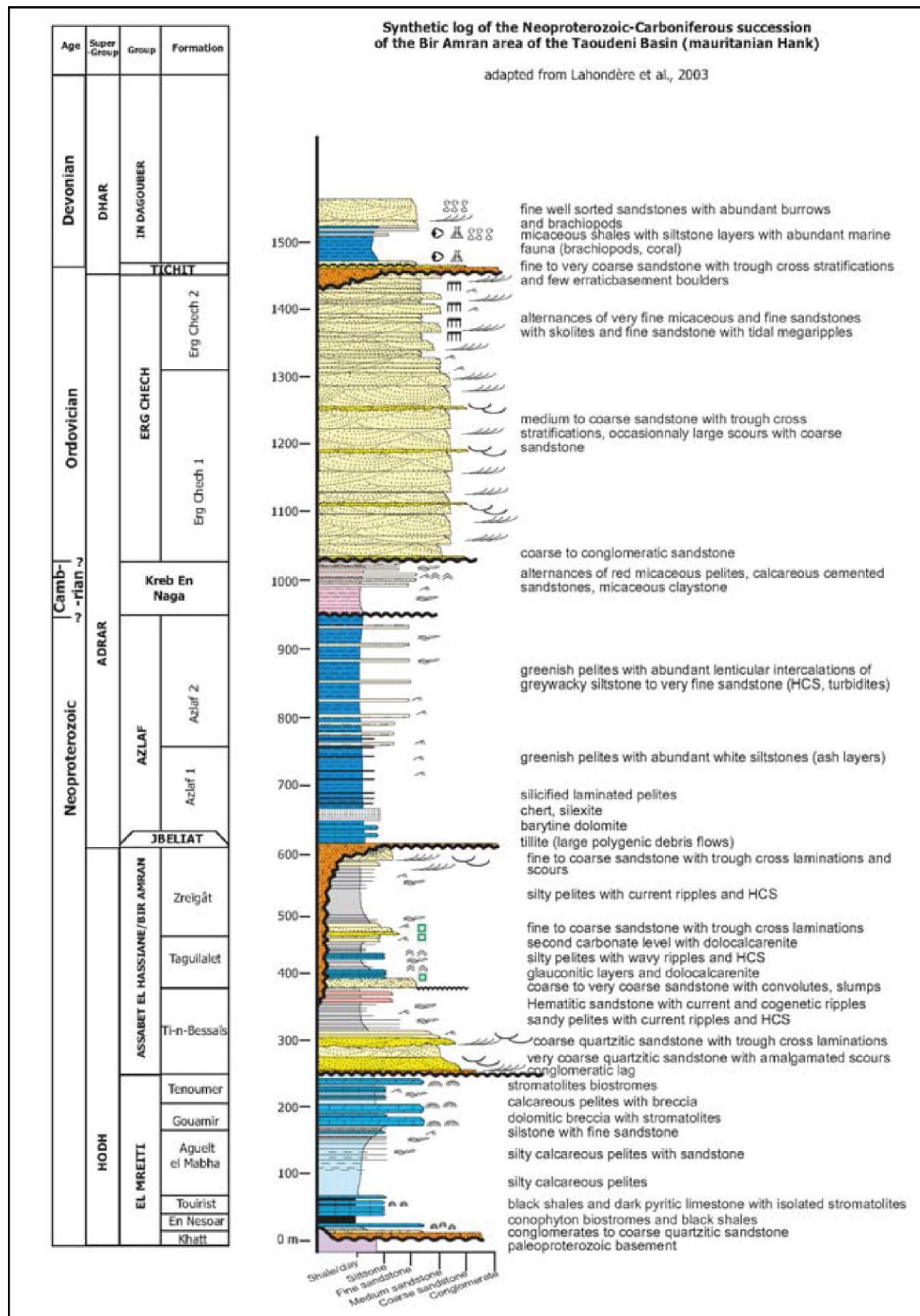


Fig.I. 6: Colonne stratigraphique des séries sédimentaires de Hank mauritaniennes (Lahondère et al, 2003).

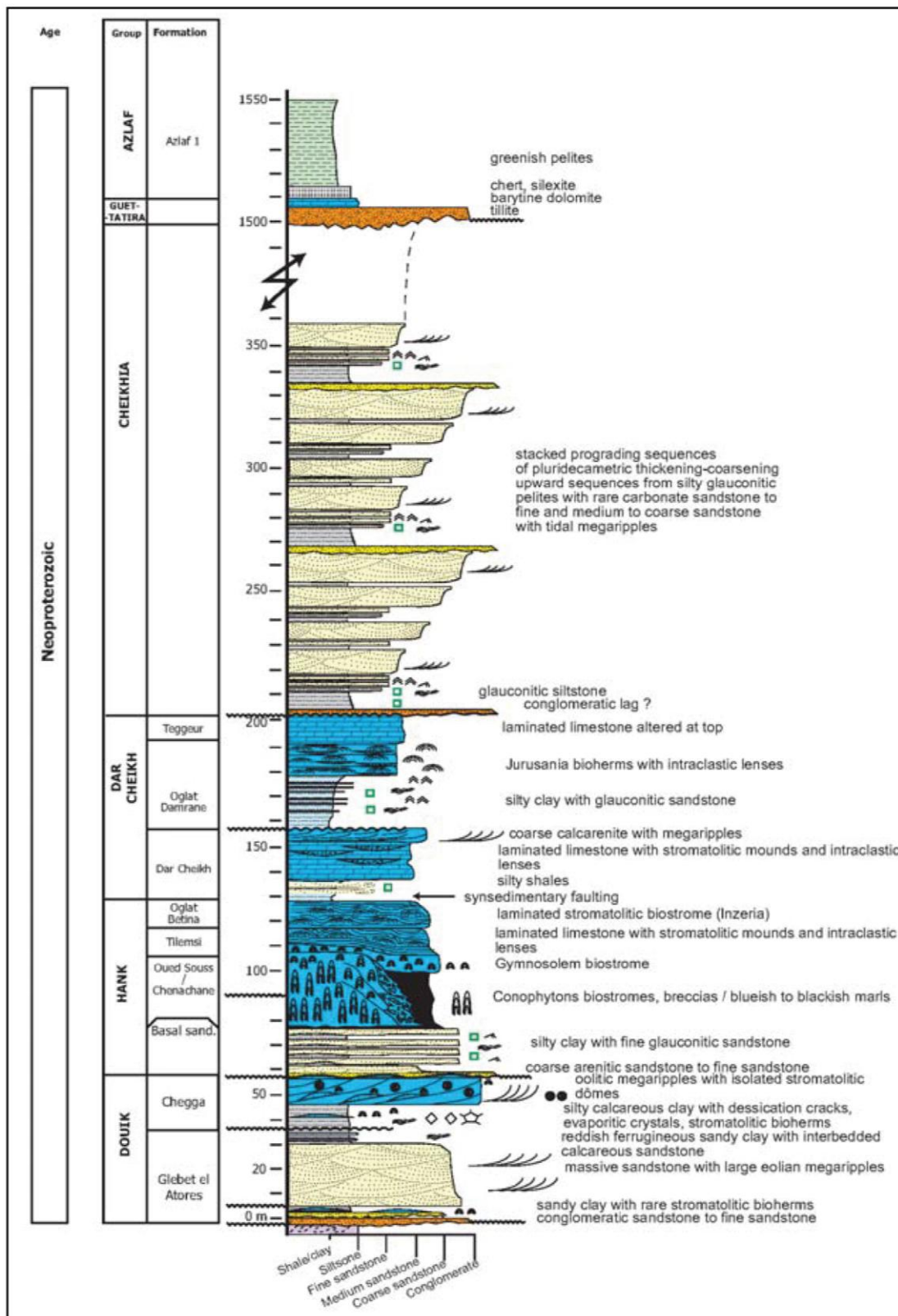


Fig.I. 7: Colonne stratigraphique des séries sédimentaires de Hank algériennes (Marchand et al, 1971; Bertrand-Sarfati et al, 1996).

II .Généralités sur la région de Fersiga

II.1. Cadre géographique du bassin de Fersiga

Fersiga est une petite région désertique inexploitée de l'immense Sahara algérienne où elle se localise dans sa partie Sud-ouest qui est appelée : Sahara de Tanezrouft. Administrativement elle appartient à la wilaya d'Adrar et plus exactement au périmètre de Chenachene à la limite de la frontière algéro-malienne. (Fig.I. 8)

Ce périmètre est situé à environ 600 km au Sud-Est du chef-lieu de la wilaya de Tindouf et à 400 km à l'Ouest de Bordj Badji Mokhtar avec une superficie totale est de 106322 .16 km².

Sur le plan géomorphologique, le périmètre exhibe un agencement de trois domaines totalement différents dans une direction Est-Ouest (Fig.I. 8) et qui sont :

1. Le plateau de Tanezrouft qui s'étale sur près du tiers de la surface du périmètre occupant la partie orientale du périmètre.
2. L'Erg-Chéch qui s'étale sur toute la partie centrale du périmètre.
3. Le domaine de Hank qui s'étale sur toute la partie occidentale du périmètre et qui est représenté par des affleurements des formations protérozoïques et paléozoïques discordantes sur les formations cristallophylliennes du craton Ouest africain.



Fig.I. 8: Position géographique de Fersiga sur une d'image satellitaire (In Rapport de synthèse sur le périmètre de recherche Chenachene centre).

II.2. Cadre géologique du bassin de Fersiga

Géologiquement la région d'étude appartient au craton Ouest africain qui renferme l'ample dépression de Taoudenni édifiée entre la dorsale Reguibat au Nord et le bouclier Man-Leo au Sud sous forme d'une vaste synclise, dont le sillon de Fersiga se localise dans sa bordure Nord-Est (Fig.I. 9).

Du point de vue structural le bassin de Fersiga est situé entre la dorsale Reguibat (à l'Ouest) et le bouclier Touareg à l'Est.

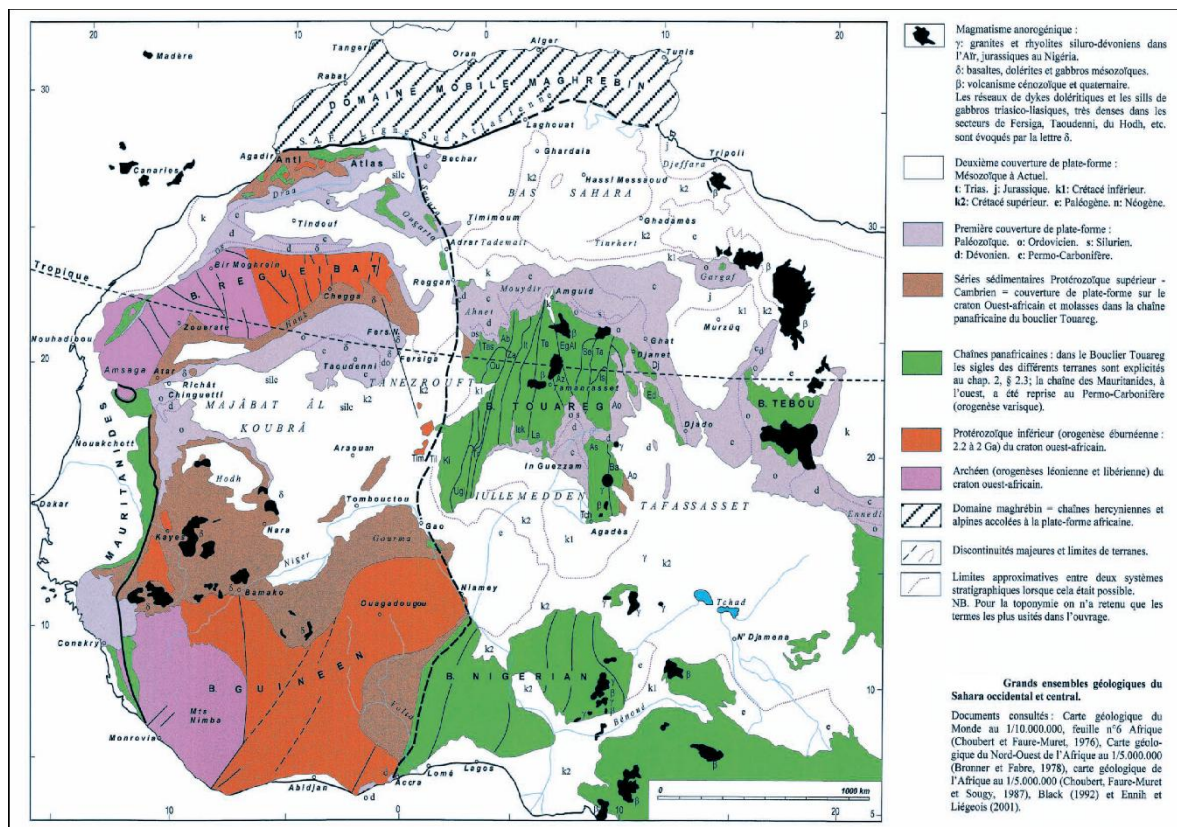


Fig.I. 9: Situation de la région d'étude sur une carte géologique du Nord-Ouest d'Afrique (Fabre 2005).

II.3. Historique sur la recherche dans la région d'étude

Les premiers travaux dans la région sont signalés à partir de 1975, dès cette date, Sonatrach a réalisé plusieurs travaux de géologie, gravimétrie magnétométrie, sismique et même de forage sur cette zone méconnue :

II.3.1. Les travaux de géologie

Suite à une longue période, Sonatrach, par le biais de la division exploration a repris les travaux de géologie et de géophysique sur la partie algérienne du bassin de Taoudenni.

En Mars 2005, plusieurs levés géologiques ont été réalisés sur les affleurements de Hank algérien (localité de Chénachene) ainsi que certains travaux d'échantillonnage et d'analyses de laboratoire.

Les analyses pétrographiques et pétrophysiques sur des échantillons de surface prélevés dans certains niveaux susceptibles de constituer des réservoirs, ainsi que certains échantillons destinés à des analyses géochimiques dans des niveaux argileux susceptibles de constituer des niveaux roches mères.

Une seconde mission de géologie de terrain a été réalisée en 2009 sur les affleurements de Hank et a eu à analyser essentiellement le volet structural afin de cerner de façon plus précise certains aspects du système pétrolier mis en évidence par la présence de niveaux d'argiles très riches en matières organiques se situant à la base des calcaires à stromatolithes, ainsi que des traces de bitumes dans des cavités karstiques sur des carottes prélevées à partir de certains cores drills et ce de ces mêmes calcaires.

II.3.2. Les Travaux d'acquisition magnétométrique et gravimétrique

Des travaux de gravimétrie sur terrain ont été effectués en 1975 par A.Bourmatte J.Rechenmann, A.Lesquer lors d'une mission commune de l'institut météorologie et de physique du globe d'Alger (I.M.P.G.A), de l'office de recherche scientifique et technique outre-mer (O.R.S.T.O.M), de centre géologique et géophysique de CNRS et de Sonatrach.

Durant cette mission Bourmatte a mis en évidence la présence d'un sillon subsidient dans sa région d'étude correspondant à une anomalie de Bouguer négative sur la carte gravimétrique de Tanezrouft. (Fig.I. 10)

En théorie, les différences de l'anomalie de Bouguer telles qu'observées sur une carte de l'anomalie sont reliées aux différences de densité de la roche. (L'anomalie de Bouguer est plus forte là où la densité est plus grande).

En 2007, une campagne d'acquisition gravimétrique et magnétométrique a été acquise par Sonatrach sur l'ensemble de périmètre de Chenachene qui a confirmé l'existence d'une anomalie de Bouguer (**Fig.I. 11**) étalée sur une grande partie du plateau de Tanezrouft et couvrant l'Erg Chèche. Cette anomalie est longue de quelque 280 Km dans la direction Nord - Sud et large de quelque 70 km dans une direction Est – Ouest.

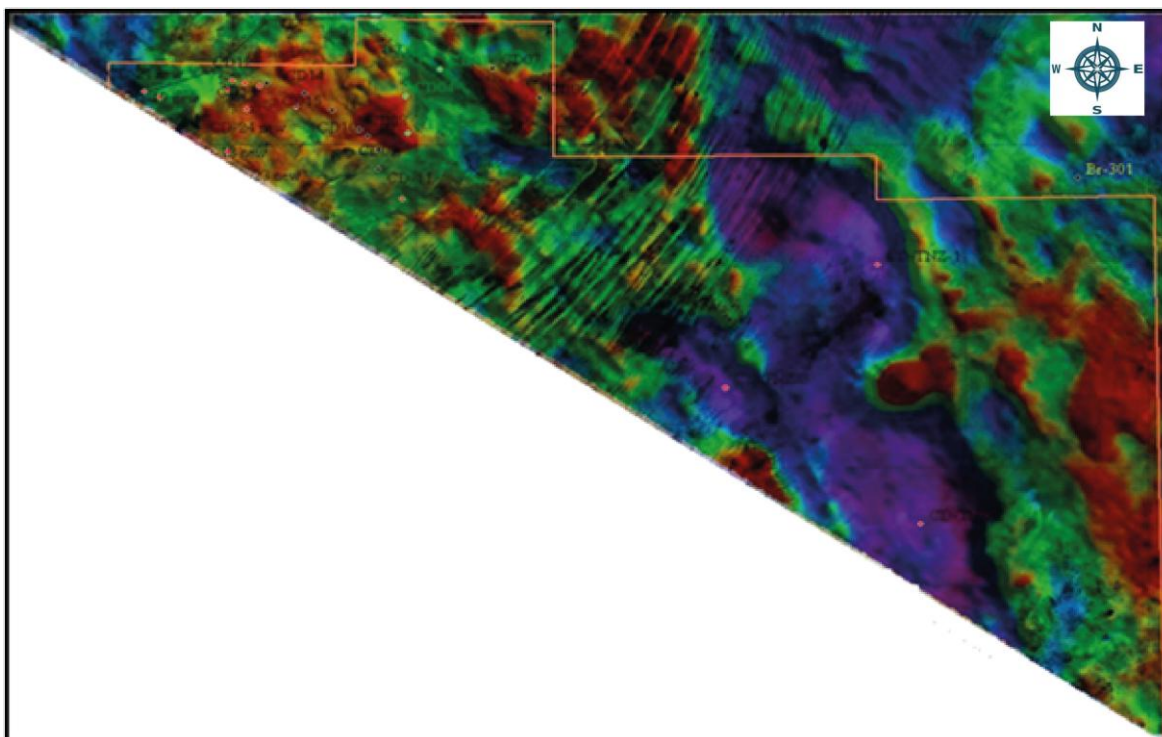


Fig.I. 11: Image satellitaire montrant la situation du bassin de Fersiga sur un fond de carte de l'anomalie de Bouguer (Sonatrach 2007).

II.3.3. Les travaux sismiques

Des travaux d'acquisition sismique 2D ont été entamés par la division exploration suite à la révélation de l'existence d'une anomalie de Bouguer signalée en 1975 par **A. Bourmatte** et confirmée par une acquisition aéro gravimétrique et magnétométrique en 2007.

II.3.4. Les travaux des « cores drills »

Dix-sept « core drills » ont été réalisés dans la région d'étude (**Fig.I. 12**) ce qui a permis l'acquisition de 2557 mètres de carottes sur lesquelles ont été réalisées un certain nombre d'analyses pétrophysiques et pétrographiques sur les niveaux considérés comme étant des roches réservoirs ou bien des analyses géochimiques sur des niveaux argileux et carbonatés afin de définir d'éventuelles roches mères.

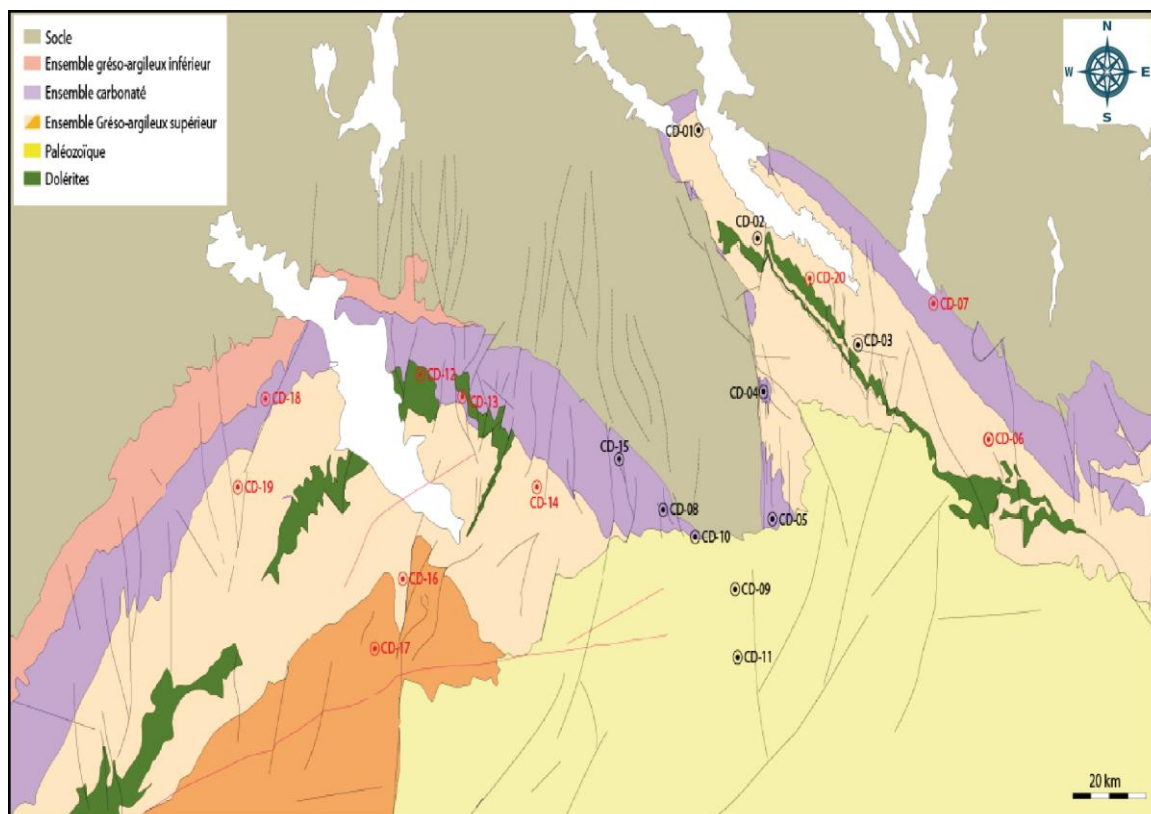


Fig.I. 12: Plan de situation des cores drills sur une photo satellitaire du périmètre de Chénachene (In Rapport de synthèse sur le périmètre de recherche Chenachene centre)

II.3.5. Les travaux de forage

En 2012, forage du premier puits stratigraphique qui a atteint une profondeur finale de 3200 mètres, il avait comme objectif la connaissance des différentes séries constituant la couverture sédimentaire de la région.

En 2013 a été effectué le premier forage pétrolier et entre 2014 et 2015 quatre autres puits pétroliers ont été forés.

II.4. Aspect stratigraphique de la région de Fersiga

La couverture sédimentaire de la région de Chenachene est composée de deux ensembles sédimentaires séparés par une discordance structurale de type angulaire, l'ensemble inférieur représente les terrains d'âge protérozoïque et l'ensemble sus-jacent daté du Paléozoïque. (Fig.I. 13)

II.4.1. Le Protérozoïque

La couverture sédimentaire de Protérozoïque est représentée seulement par les dépôts Néoproterozoïques qui se subdivisent en trois principaux groupes:

- Groupe du Douik qui représente un ensemble gréseux inférieur (**Sonatrach ,1975 et B. Serfati, A.Pouchkine, A. Ait Kaci en 1996**) : il est composé de grès grossiers et de conglomérats à stratifications entre croisées, reposant en discordance sur un substratum composé de granites roses du socle Reguibat. Son épaisseur varie de 20 à 40 mètres.
- Groupe du Hank qui correspond à l'ensemble carbonaté (**Sonatrach (1975) -B. Serfati, A. Pouchkine, A. Ait Kaci, 1996**) : cet ensemble est constitué par la superposition de trois séquences, l'une est silico clastique à la base formée par des grés à stratifications entrecroisées. Les deux séquences restantes sont carbonatées et formées principalement par des calcaires à stromatolithes, ces dernières sont utilisées comme indicateurs stratigraphiques et d'environnement de dépôts (**in M.E. Thucker et V.P. Wright, 1990**).
Ces dépôts ont une tendance globalement régressive vers le sommet. Son épaisseur varie de 400 à 700 mètres (**synthèse des travaux G&G de la première année de recherche / Projet – Bloc 20- Taoudenni.Sonatrach**).
- Ensemble grés-argileux supérieur (groupe de Dar Cheikh et de Cheikhia) (**B. Serfati, A. Pouchkine, A. Ait Kaci en 1996**) : il est exclusivement composé de dépôts silico clastiques représentés par des grés à stratifications entre croisées à la base surmontés par des argiles noires et des conglomérats au sommet. La tendance globale de cet ensemble est régressive.
Son épaisseur est de l'ordre de 1500 mètres.

II.4.2. Le Paléozoïque

L'ensemble supérieur daté d'âge paléozoïque est représenté seulement par les dépôts de Cambrien qui sont essentiellement gréseux. Ils débutent à la base par une tillite épaisse de quelques mètres qui marque la glaciation éo cambrienne (**Ait Kaci**).

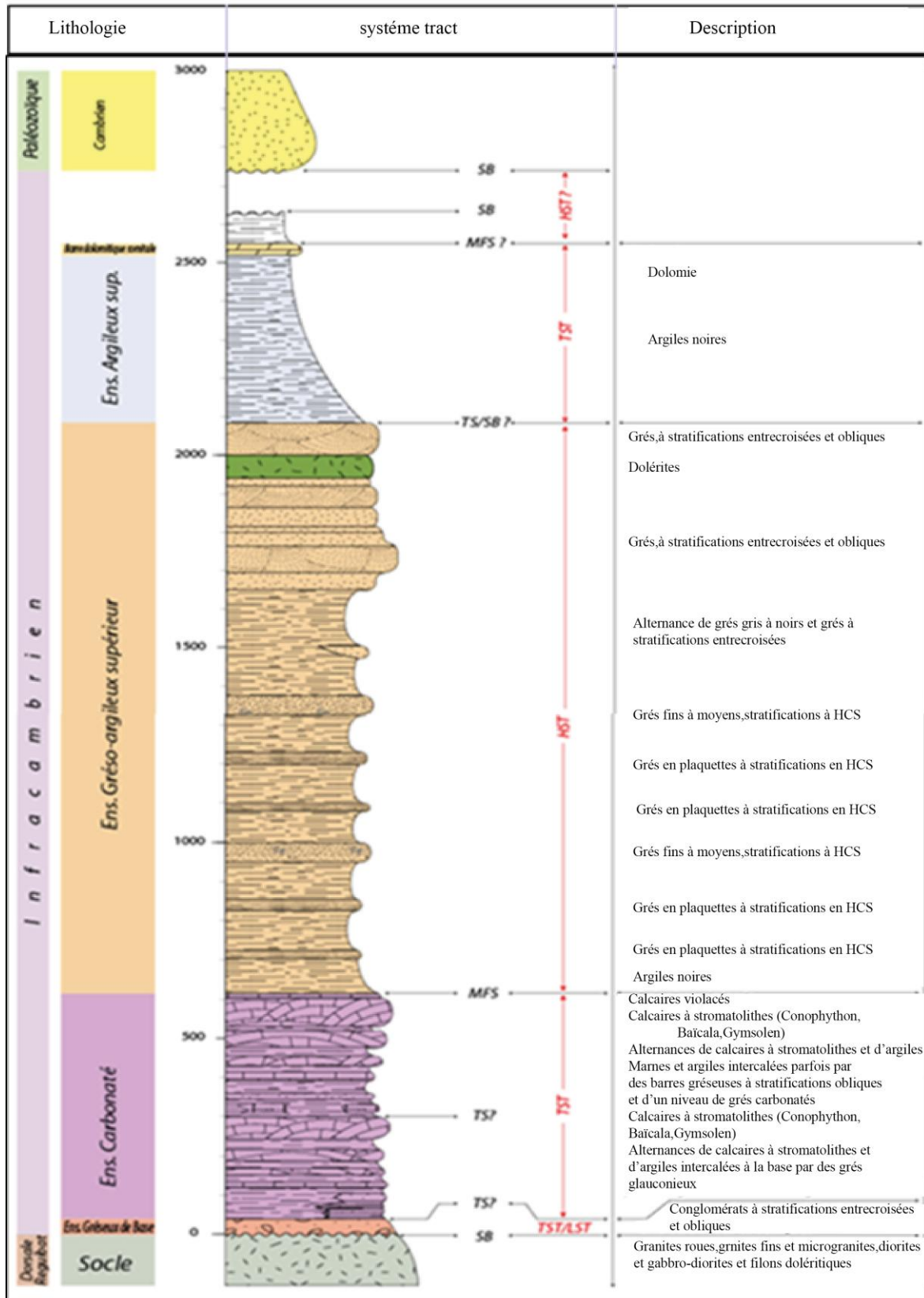


Fig.I. 13: Colonne stratigraphique du la région de Chenachene (In Rapport de synthèse sur le périmètre de recherche Chenachene centre.Sonatrach).

II.5. Aspect structural

L'interprétation des images satellitaires a permis de relever les éléments structuraux témoins des déformations ayant affectées la région, on distingue :

- Les accidents majeurs, ce sont des failles du socle d'orientation N-S.
- Deux catégories des failles de couverture, la première est orientée NNE-SSW et la deuxième a une direction WNW-ESE.
- Des plis d'orientation NNW-SSE.
- L'axe de Hamada Safra avec une direction NNW-SSE.

(In Synthèse des travaux G&G de la première année de recherche / Projet – Bloc 20-Taoudenni).

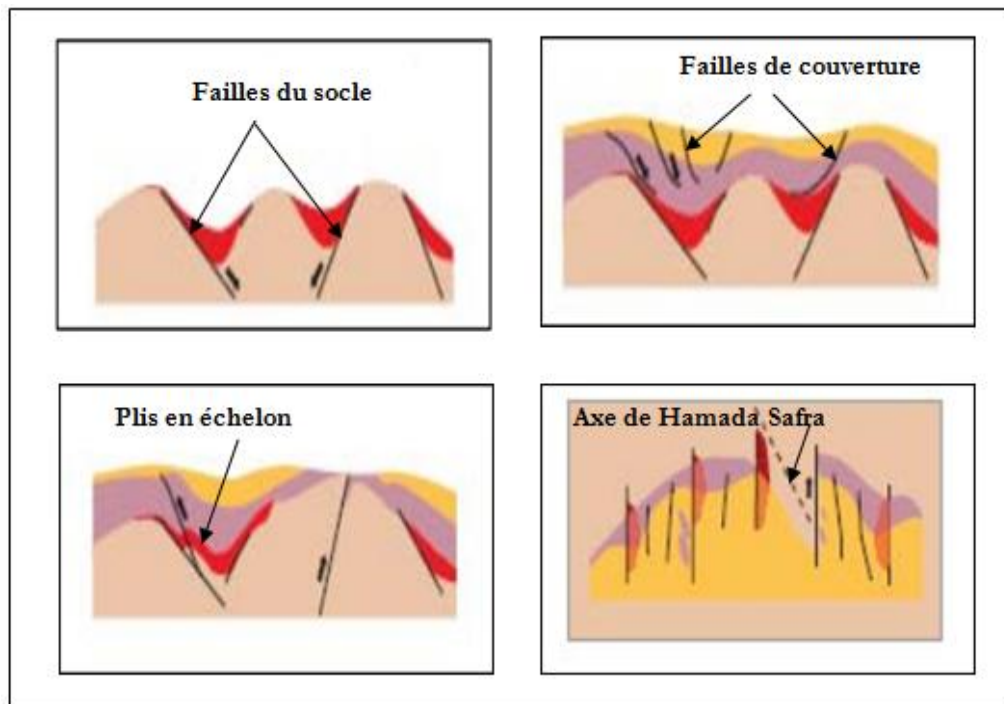


Fig.I. 14: Schémas explicatifs des éléments structuraux de la région Chenachene (Alegria WEC 2007).

II.6. Le contexte pétrolier de la région

L'ensemble des études anciennes et récentes effectuées sur la région montrent l'existence de tous les éléments nécessaires pour avoir un système pétrolier (roches mères, roches réservoirs, roches couvertures et les pièges) capable de générer et de préserver des hydrocarbures dans un gisement à découvrir.

II.6.1. Les roches mères

La roche mère est formée par les marnes noires de l'Infracambrien, ces marnes sont caractérisées par un excellent taux de COT ce qui permet de la qualifier comme une très bonne roche mère.

L'extension verticale et latérale de cette roche mère est mal connue mais la possibilité d'existence d'une sédimentation de type syn-rift dans la région d'étude renforce l'opportunité d'avoir de grande épaisseur de ces marnes noires.

II.6.2. Les roches réservoirs

Les réservoirs de la région d'étude sont représentés par les séries sédimentaires de Néoprotozoïques arrangées en trois groupes superposés qui sont du bas vers le haut : Le groupe de Douik, Le groupe du Hank et de Dar cheikh composés essentiellement par des dépôts silico clastiques et carbonatés.

➤ Groupe de Douik

Il est composé par trois réservoirs : G1, G2 et G3 de nature gréseuse avec des épaisseurs qui varie entre 50 à 150 m, la qualité de ces réservoirs est médiocre à bonnes avec des porosités oscillent entre 9 à 19%.

➤ Groupe Hank

Ce groupe est subdivisé en plusieurs niveaux réservoirs : de C1 à C9 formés principalement par les calcaires compacts à stromatolithes avec des caractéristiques pétrophysiques souvent nulles si bien que parfois elles peuvent être fracturés ce que donne des réservoirs a hydrocarbures mais à faible production, au-dessus de ces calcaires existe également un ensemble sédimentaires gréseux qui représente aussi des réservoirs.

➤ Groupe de Dar Cheikh

Ce groupe est découpé en quatre sous-groupes :

- Sous-groupe CG1 et CG3
- Sous-groupe CG4 et CG5
- Sous-groupe CG6 et CG7
- Sous-groupe CG8, CG9 et CG10

Ces réservoirs sont relativement gréseux avec des bonnes porosités.

II.6.3. Les roches couvertures

La couverture des réservoirs est assurée par les alternances argileuses des formations de Dar Cheikh ainsi que les épaisses séries argileuses du groupe de Cheikhia, et parfois par des roches magmatiques (dolerites).

II.6.4. Les pièges

Les analyses structurales et cartographiques réalisées sur la bordure Nord ont permis de dénombrer différents types de pièges susceptibles de se développer à l'intérieur du bassin de Taoudenni, quatre types de pièges ont été identifiés.

Type A : il s'agit d'un style purement structural correspondant au plissement induit par la tectonique transpressive à la fin du Protérozoïque. Ces structures s'observent bien au niveau de Chenachene (affleurements) mais aussi en subsurface vers le centre du bassin.

Type B : Les pièges mixtes ne concernent que la série gréseuse de base quand elle est recouverte par la série carbonatée. Ce type de piège est très intéressant de point de vue extension du fait que ce dispositif structural peut se rencontrer le long de tous les accidents Nord-Sud, notamment vers le Sud sous la série paléozoïque.

Types C : ce type englobe tous les pièges rencontrés dans une sédimentation contemporaine à une tectonique extensive, nous citons ici l'exemple type mer du Nord qui peut présenter des similitudes quant au mode de dépôt des séries infracambriennes en bordure de bassin.

Type D : représente un piège stratigraphique classique. Il peut se développer en relation avec la disposition de la série infracambrienne plongeante vers le Sud sous les séries paléozoïques.

CHAPITRE:

II.

SEDIMENTOLOGIE

de la série de

HANK

Ce chapitre représente une petite synthèse réalisée afin d'avoir un aperçu général sur la sédimentologie de réservoir de Hank ainsi que les caractéristiques lithologiques de la roche mère de la région d'étude.

Les données de ce chapitre sont prises à partir d'un mémoire de fin d'étude intitulé : « Etude sédimentologie de la série de Hank dans le périmètre de Chenachene » qui a été réalisé par **Younes Charef-Khodja (2015)**.

I. Description lithologique de la série de Hank

La description lithologique du réservoir de Hank ainsi que la roche mère est faite sur la base de la description des colonnes stratigraphiques des différents « cores drills » réalisés dans la région de Hank, dans cette partie on va utiliser seulement les résultats de trois « cores drills » qui sont CD3, CD4 et CD5.

I.1. Description stratigraphique du CD3

Il atteint le socle à une profondeur de 362m et traverse les groupes de Dar Cheikh et de Hank constitué par deux ensembles sédimentaires qui sont l'ensemble argilo-gréseux inférieur et l'ensemble carbonaté à stromatolithes (**Fig.II. 1**).

I.1.1. Ensemble argilo-gréseux inférieur

Ce sont des dépôts sillicoclastiques déposés en discordance sur le socle qui correspond à la formation des grés de base d'une épaisseur de 27m et située entre les cotes 328m et 355.3m.

I.1.2. Ensemble carbonaté

Il comporte les formations de Chenachene, Mokrid, Tilemsi et Oglat Betina, ce sont des calcaires de différents facies. Cet ensemble est caractérisé par les calcaires à stromatolithes qui représentent les principaux niveaux réservoir de la série de Hank.

I.1.3. Ensemble argilo-gréseux supérieur

Cet ensemble représente les dépôts de groupe de Dar Cheikh constitués par une alternance d'argile et de grés, il possède une épaisseur de 96m.

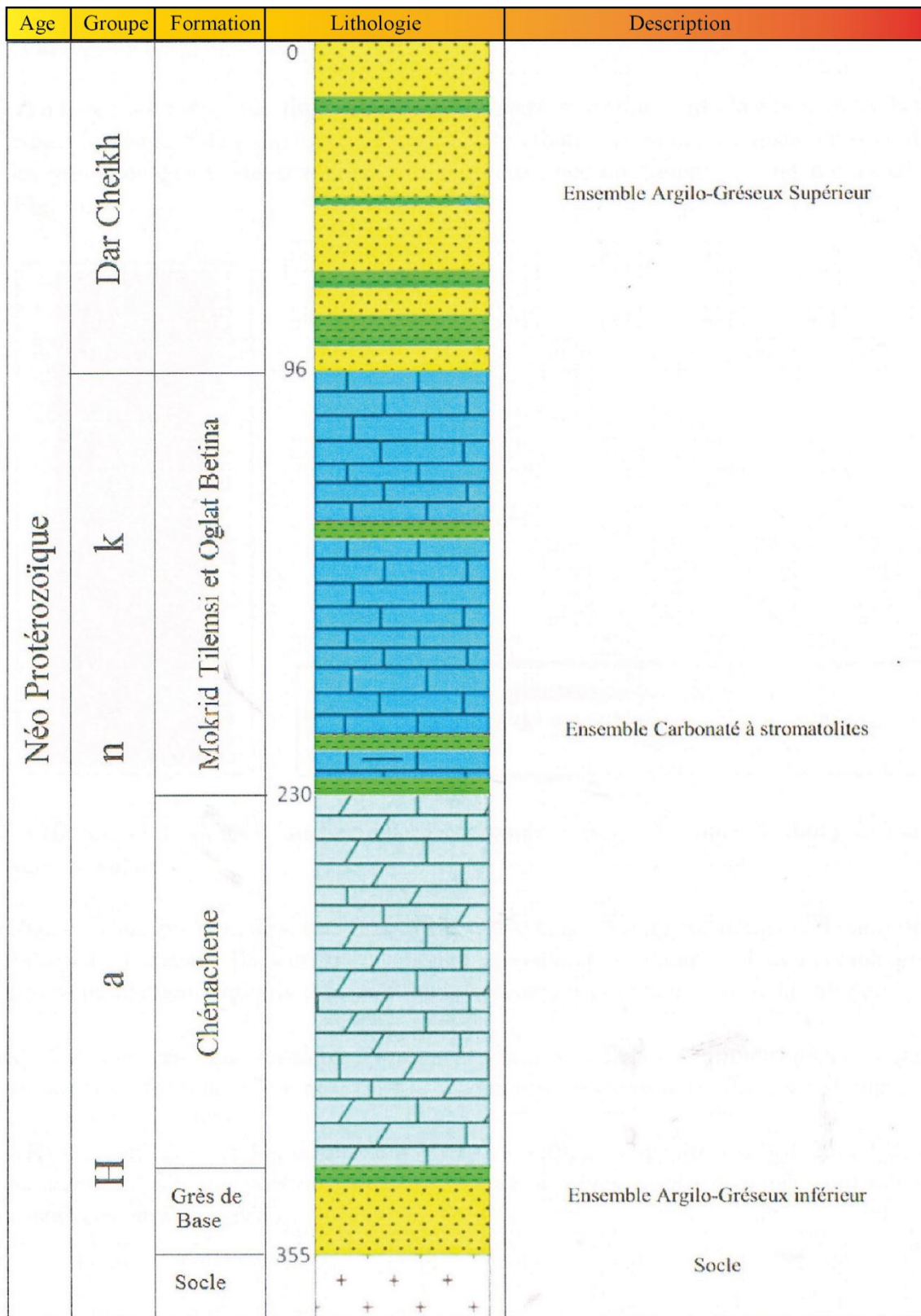


Fig.II. 1: Colonne stratigraphique du CD3(CHAREF-KHODJA Younes -2015).

I.2. Description stratigraphique du CD-4

IL atteint le socle à une profondeur d'environ 168m mais il traverse uniquement le groupe de Hank constitué par les ensembles sédimentaires suivants (*Fig.II. 2*)

- Un ensemble carbonaté d'environ 92m d'épaisseur, cet ensemble renferme les formations de Mokrid, Tilemsi et Oglat Betina.
- Un ensemble marneux de 20m d'épaisseur caractérisé par une couleur noir, cet ensemble représente la formation d'Oued Souss considérée comme la roche mère principale de la région.
- Un ensemble gréseux de vingtaine de mètre correspondant à la formation des grès de base.
- Un banc d'argile silteuse.
- Une coulée doléritique.

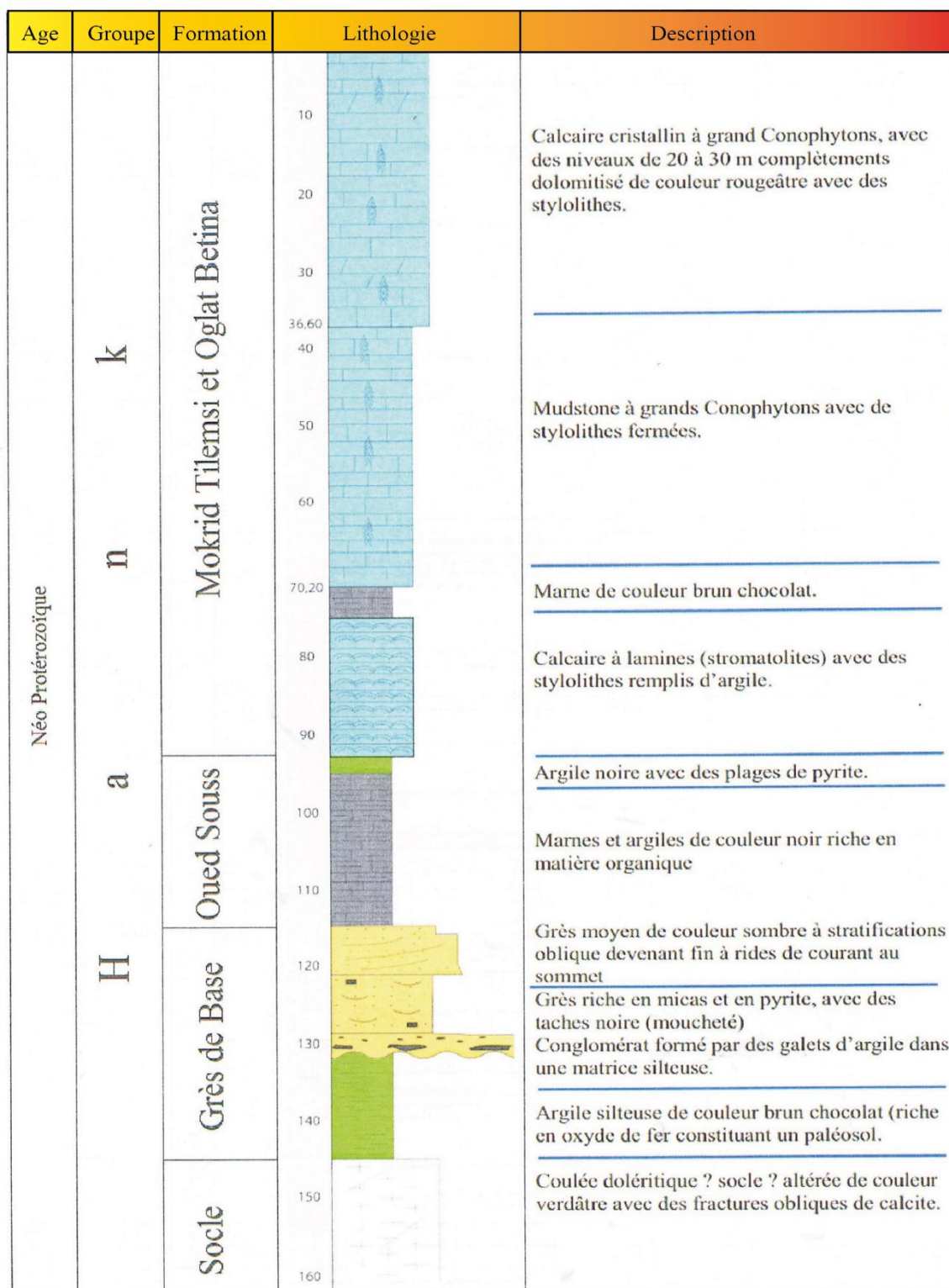


Fig.II. 2: Colonne stratigraphique du CD4 (CHAREF-KHODJA Younes -2015).

I.3. Description stratigraphique du CD-5

Il atteint le socle à une profondeur de 164m et traverse seulement le groupe de Hank formé également par les ensembles sédimentaires suivants (Fig.II. 3)

- Un premier ensemble carbonaté représenté par 75m de calcaires à stromatolithes intercalé par des petits bancs d'argile noire, cet ensemble comprend les formations de Mokrid, Tilemsi et Oglat Betina.
- Un deuxième ensemble carbonaté formé aussi par des calcaires à stromatolithes et des calcaires bréchifiés avec une épaisseur qui ne dépasse pas 65m, cet ensemble représente la formation de Chenachene qui est l'équivalent latérale de la formation d'Oued Souss.
- Un ensemble argileux gréseux de quelques dizaines de mètres qui correspond à la formation des grés de base.
- Une coulée doléritique.

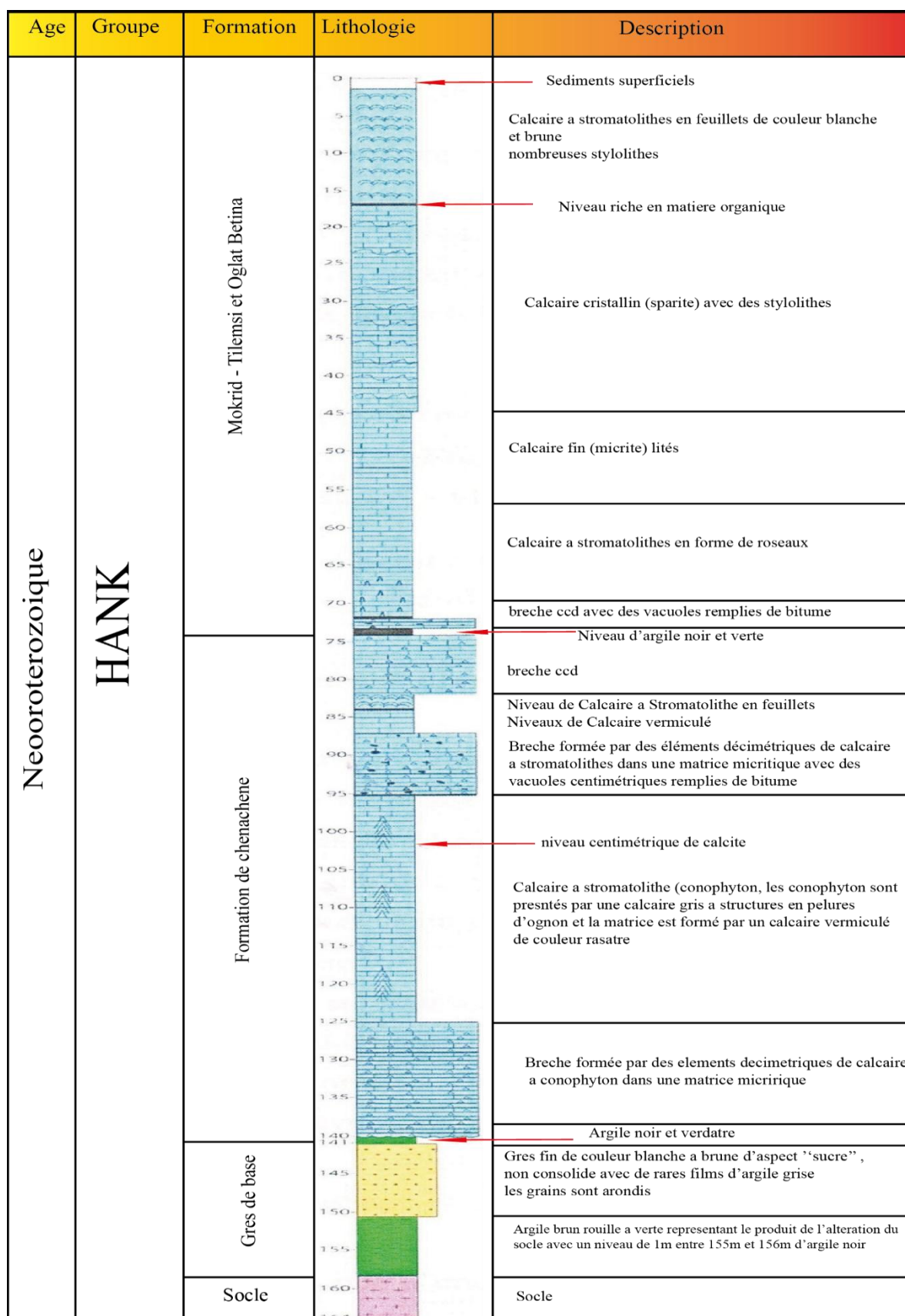


Fig.II. 3: Colonne stratigraphique du CD5 (CHAREF-KHODJA Younes -2015).

II. Analyse séquentielle

L'analyse séquentielle réalisée est basée sur la description des données des trois « cores-drills » cités précédemment notamment ceux de CD3, ce dernier a été pris comme une référence pour établir le découpage grâce à la disponibilité de ses données de carottes et même il contient pratiquement toutes les formations de la série de Hank.

L'analyse séquentielle montre que la colonne stratigraphique de la région est découpée en quatre séquences d'ordre trois dénommées S1, S2, S3 et S4 (**Fig.II. 4**) ; les trois premières séquences appartiennent au groupe de Hank et la dernière représente les dépôts du groupe de Dar Cheikh.

Les milieux de dépôts caractéristiques de ces séquences sont marins et varie de l'offshore, shorface au foreshore.

II.1. Séquence1

Cette séquence a une épaisseur de 125m, elle est limitée à la base par une SB et au sommet par une ST et elle est subdivisée en deux cortèges sédimentaires :

II.1.1. Cortège transgressif « LST1 »

Il a une épaisseur de 30m, il est caractérisé par une alternance d'argile et de grès qui se déposent en discordance sur le socle éburnéen pendant une période de monté de niveau marin, ce cortège se dépose dans le upper shoreface zone.

II.1.2. Cortège de haut niveau marin « HST1 »

Ce cortège est épais d'environ 100m, il est caractérisé par le dépôt des calcaires à stromatolithes (Tungussia, Jacutophyton et Conophyton) et des calcaires bréchifiés, ce prisme se dépose essentiellement dans la shoreface zone sauf les calcaires bréchifiés qui se déposent dans la zone de transition de l'offshore.

II.2. Séquence2

Cette séquence possède la même épaisseur que la première, elle est limitée à sa base par une discordance et au sommet par une SB et elle est également découpée en deux cortèges sédimentaires :

II.2.1. Cortège transgressif « TST2 »

Ce prisme est formé par des mudstones dolomités déposés sur une SB, son milieu de dépôt est la offshore transition zone.

II.2.2. Cortège de haut niveau marin « HST2 »

Ce cortège est caractérisé par le dépôt des calcaires à algal mat qui se déposent dans un milieu de dépôt qui passe régulièrement de la shorface zone à la foreshore zone.

II.3. Séquence3 :

C'est la dernière séquence appartenant au groupe de Hank, elle est moins épaisse que les deux premières car elle a seulement 50m et elle est limitée à la base et au sommet par une SB, cette séquence comprend deux prismes sédimentaires :

II.3.1. Cortège transgressif « TST3 »

Il est épais de 40m et limité à la base par une SB, il est constitué par des calcaires diagénitisés avec une passée de deux bancs centimétriques à métriques d'argile déposés dans un milieu un peu plus profond appelé le offshore.

II.3.2. Cortège de haut niveau marin « HST3 »

Il est composé par des dizaines de mètre de calcaires à algal mat qui se déposent dans le foreshore.

II.4. Séquence4

Cette séquence a une épaisseur d'environ 100m, elle est limitée à la base par une SB et marque le passage de groupe de Hank vers le groupe de Dar Cheikh ; elle est pareillement subdivisée en deux cortèges sédimentaires :

II.4.1. Cortège transgressif « LST4 »

Il est caractérisé par des dépôts argileux-gréseux déposés dans un milieu qui varie entre l'offshore et le shoreface.

II.4.2. Cortège de haut niveau marin « HST4 »

Il est constitué par 45m d'épaisseur de grés à wavy bedding intercalés parfois par des bancs centimétriques à métriques d'argile. Le milieu de dépôt de ce prisme est la shoreface zone.

III. Profil de corrélation

Un profil de corrélation orienté E-W a été réalisé (**Fig.II. 5**) afin de comprendre la distribution et la répartition verticale et horizontale des différentes formations constituant la série de Hank. Ce profil traverse les cinq « cores drills » suivants : CD1, CD2, CD3, CD4 et CD5 et montre ainsi les résultats suivants :

- La répartition latérale de la roche mère qui est représentée par la formation d'Oued Souss dans la région d'étude est discontinue car elle n'est présente que dans les « cores drills » CD1, CD2 et CD4 et elle est absente dans les « cores drills » CD3 et CD5 où elle a été remplacée par la formation de Chenachene ; alors ces deux formations sont considérées latéralement comme équivalentes (**Fig.II. 6**).
- L'épaisseur de la roche mère est de 32m dans le « core drill » CD1 ,42m dans le « core drill » CD2 et d'environ trentaine de mètre dans le « core drill » CD4.
- Le groupe de Douik est présent seulement dans les « cores drills » CD1 et CD2.
- L'épaisseur des calcaires à stromatolithes qui représentent la roche réservoir est quasiment constante dans les trois « cores drills » qui traversent la roche mère et il varie entre 45m et 65m.
- Le groupe de Dar Cheikh n'est traversé que dans le « core drill » CD3.

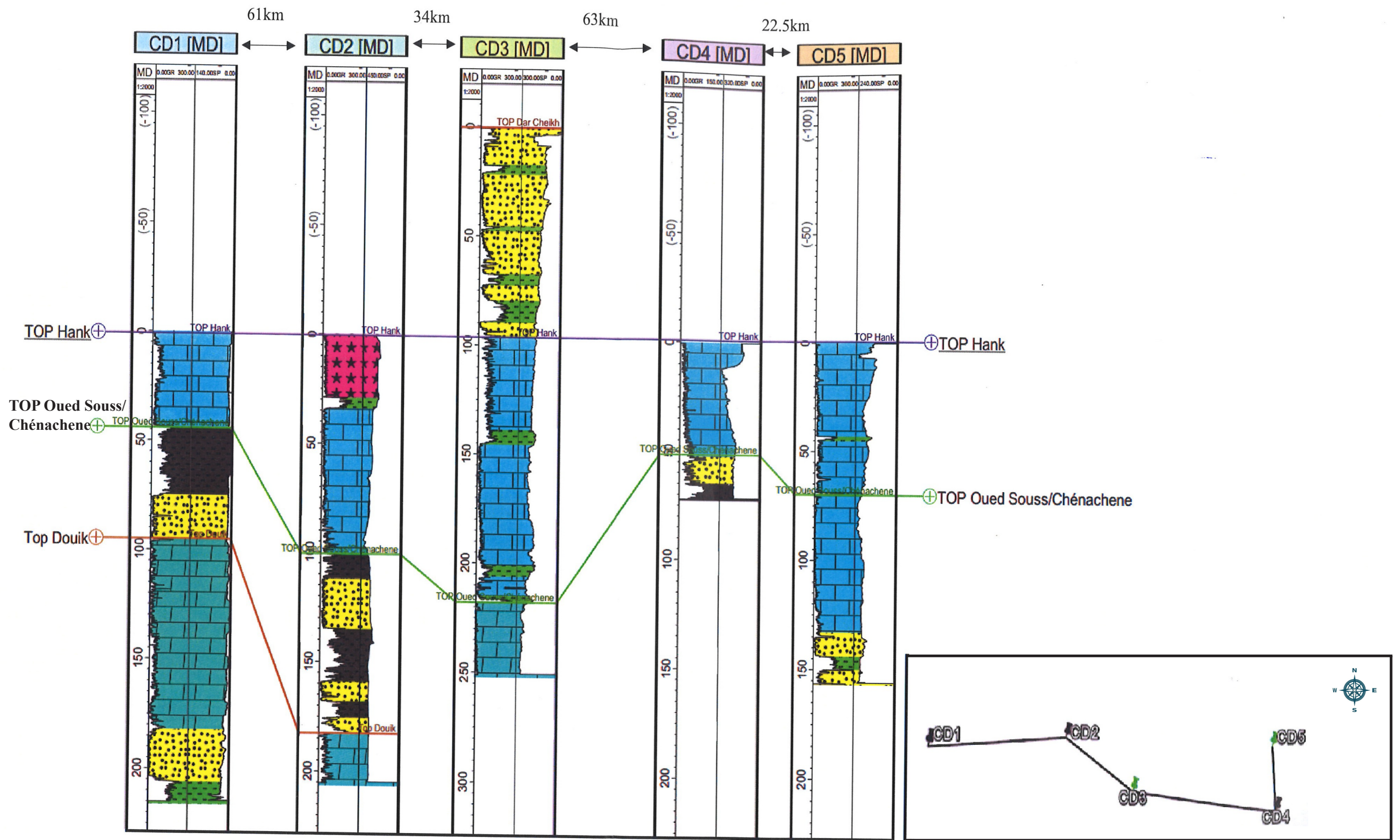


Fig.II. 5: Corrélation E-W à travers les Cores- Drills.

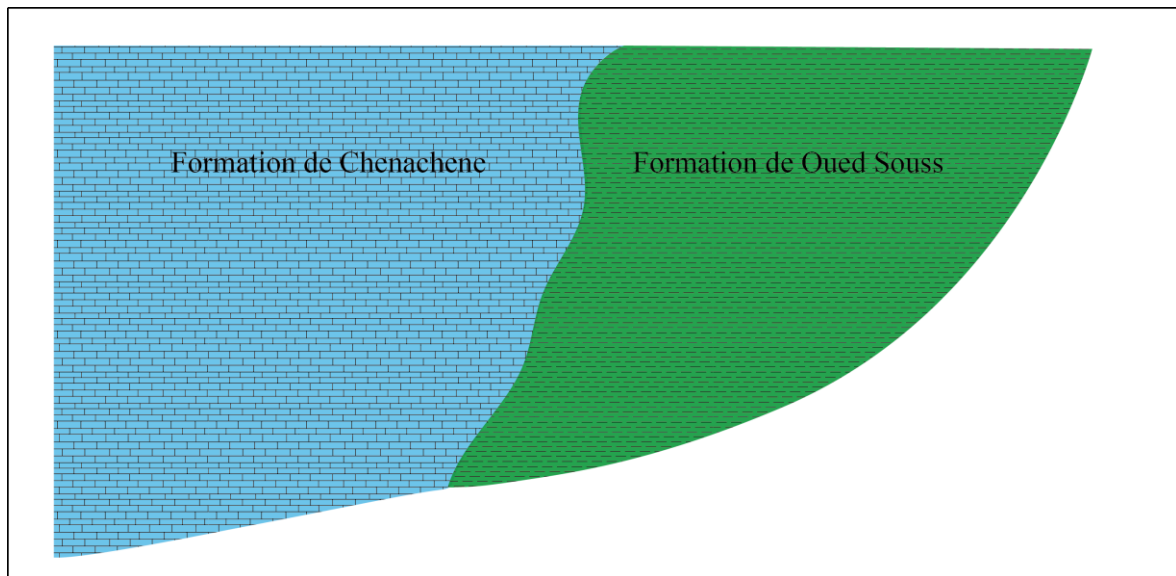


Fig.II. 6: Schéma explicatif de la distribution des formations d'Oued Souss et de Chenachene dans le périmètre de Chenachene.

CHAPITRE:

II.

S ANALYSE
STRUCTURALE

I. Rappel théorique**I.1. Théorie de la fracturation****I.1.1. Les réservoirs pétroliers**

Un réservoir est constitué d'un ensemble de formations rocheuses possédant à la fois la porosité et la perméabilité nécessaires pour simultanément contenir, retenir et rendre disponible, l'huile, le gaz, ou les deux. La taille horizontale des réservoirs exploitables est de l'ordre de la dizaine de kilomètres alors que sa profondeur varie de plusieurs centaines de mètres à quelques kilomètres.

I.1.2 Les réservoirs fracturés

Un réservoir fracturé est constitué de dépôts initialement continus, qui sous l'effet des contraintes des tassements, tectoniques, ainsi que la diagénèse, subit des déformations et des fissurations. La fracturation est évidemment un paramètre très important dans l'évolution d'un réservoir. Elle peut avoir plusieurs effets sur la qualité de ce dernier en termes de production.

La compaction de la roche influe sur le comportement mécanique (déformation ou rupture). Plus en se rapproche des grands accidents tectonique et plus le taux de fracturation augmente. On peut associer à cela d'autres facteurs qui peuvent jouer un rôle important :

- La nature lithologique.
- La compaction due à la pression lithostratigraphique.

I.1.3. Définition de la fracturation naturelle

Elles sont le résultat d'une déformation cassante au niveau des couches au cours d'une phase tectonique. Les fractures naturelles sont liées à des contraintes tectoniques (compression, tension) comme elles peuvent être formées par des processus de compaction et de diagénèse, notamment lors de la formation de stylolithes, ou de surpression de fluide contenus dans la roche, les fractures naturelles sont toujours associées aux failles ou aux plis.

I.1.4. Les différents modes de rupture

On distingue 3 types de fractures en fonction du déplacement relatif de leur lèvres pendant la propagation de la rupture (**Fig.III. 1**) : les fractures en Mode I, II et III (**Irwin, 1960; Lawn, 1993**) :

- Le mode I (mode dit "en ouverture") : les surfaces de la fissure se déplacent dans des directions opposées et perpendiculairement au plan de fissure.
- Le mode II (glissement de translation) : les surfaces de la fissure se déplacent dans le même plan et dans une direction perpendiculaire au front de la fissure.
- Le mode III (glissement de rotation ou anti plan) : les surfaces de la fissure se déplacent dans le même plan et dans une direction parelle au front de la fissure.

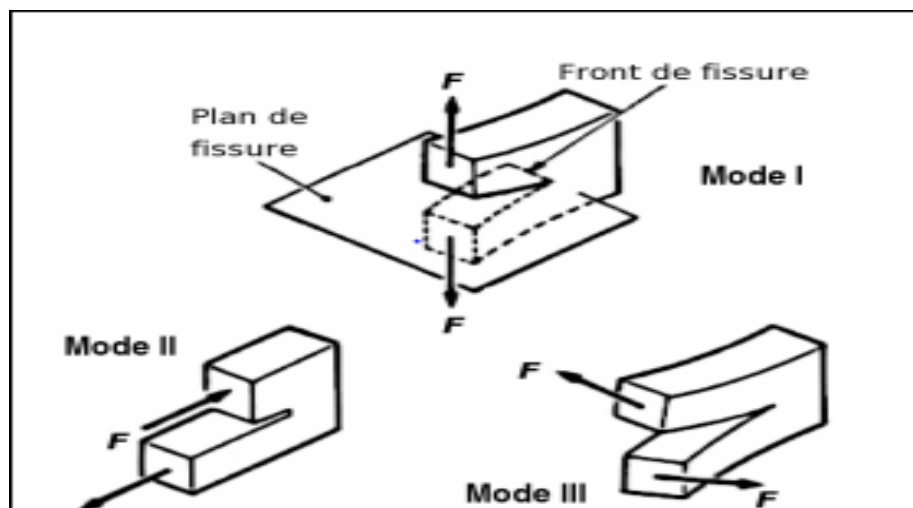


Fig.III. 1: Les trois modes de propagation d'une fissure.

I.1.5. Les différents types des fractures naturelles

I.1.5.1. Joints et diaclases

La plupart des masses rocheuses présentent une (ou plusieurs) fracturation(s) plus ou moins régulière, sans déplacement, qui le plus souvent définit la forme de l'affleurement : des joints (joints) ou diaclases (Fig.III. 2). Il n'y a en général pas de déplacement sur les joints, ce sont donc des fractures tensiles (et pas de la rupture cisailante).

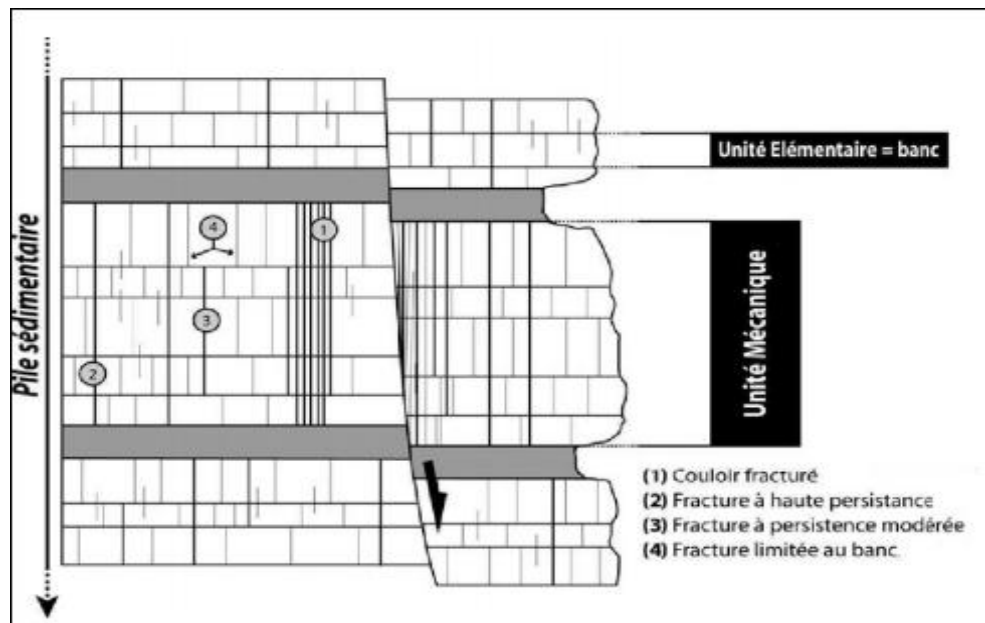


Fig.III. 2: Principaux types de diaclases rencontrées à l’affleurement définis en fonction de leur persistance verticale (Bazalgette, 2004).

I.1.5.2. Fentes de tension et stylolithes

Les fentes de tension (**Fig.III. 3**) sont en général de petites veines (quelques dizaines de centimètres, encore qu’il y ait des exemples de structures analogues de taille kilométrique) remplies de minéraux (calcite ou quartz). Ce sont des fractures tensiles, qui s’ouvrent dans la direction de σ_3 . Elles sont associées aux failles, et forment des systèmes en échelon le long des plans de faille, ou parfois à l’endroit où il y aurait dû y avoir une faille.

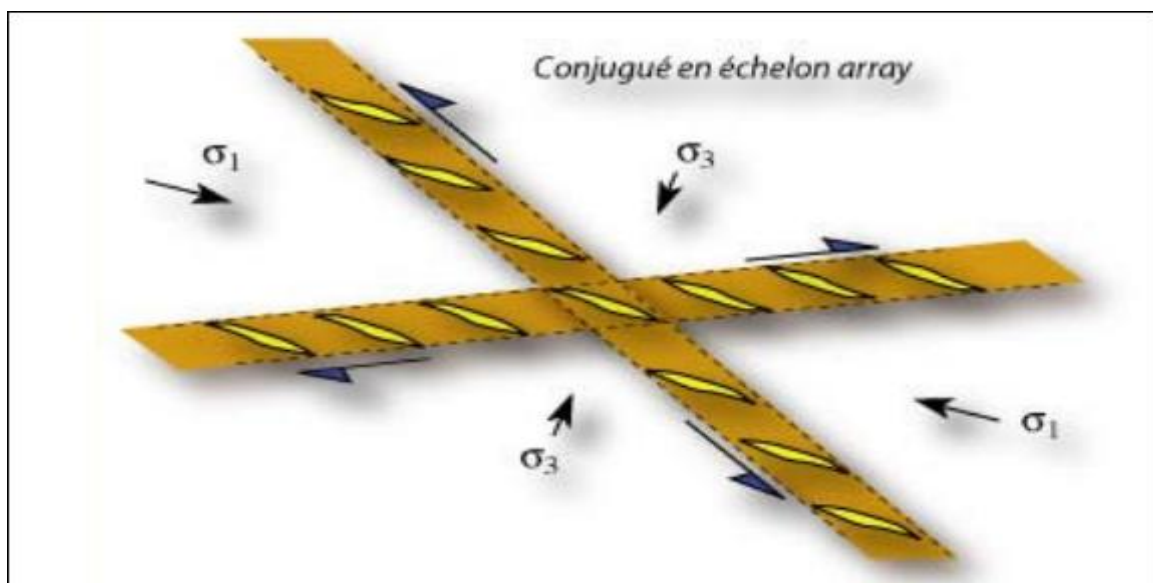


Fig.III. 3: Fentes de tension formant deux systèmes en échelon conjugués.

Les stylolithes (stylolithic joints) ne sont pas des fractures ; ils sont traités ici en raison de leur fréquente association avec les fentes de tension. Ce sont des surfaces portant des pics et des creux, formées par la dissolution sous pression de la roche. Ils sont perpendiculaires à σ_1 . Elles apparaissent généralement sous forme de dents et de scie, on distingue deux types :

- Les stylolithes portés par des plans horizontaux, qui sont dus à la compaction des sédiments.
- Les stylolithes portés par des plans verticaux, dus à la tectonique (**Fig.III. 4**)

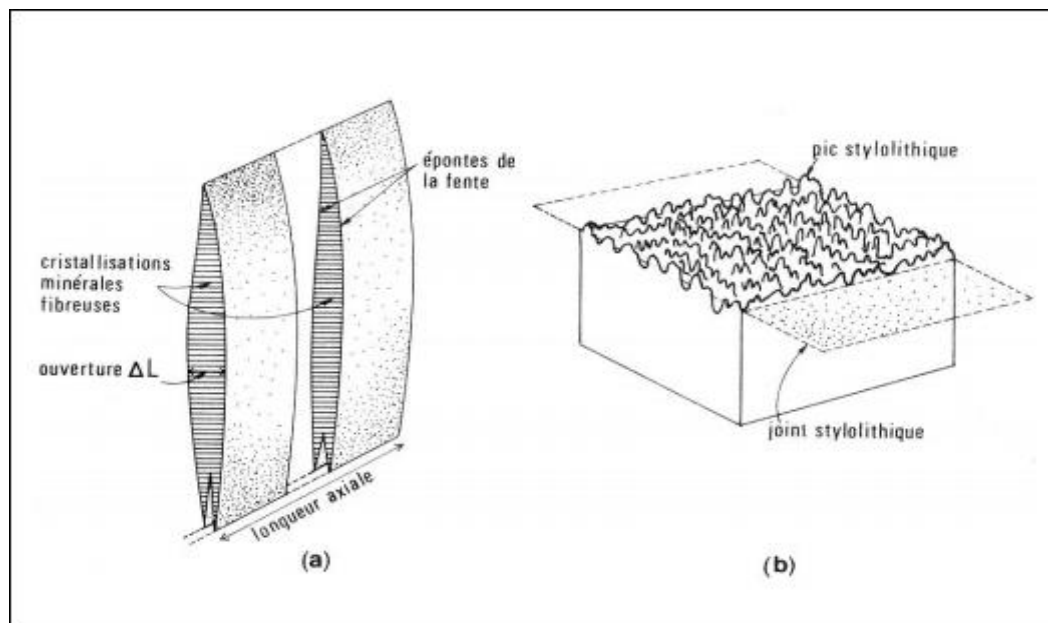


Fig.III. 4: Fentes de tension et joints stylolithiques. σ_1 est verticale dans ce dessin.

I.1.5.3. Les failles

Les failles (**Fig.III. 5**) sont des surfaces sur lesquelles a eu lieu un déplacement (le terme est à l'origine un terme de mineur, il fait allusion au fait qu'une couche « manque » sur une faille). Ce sont des fractures cisailantes.

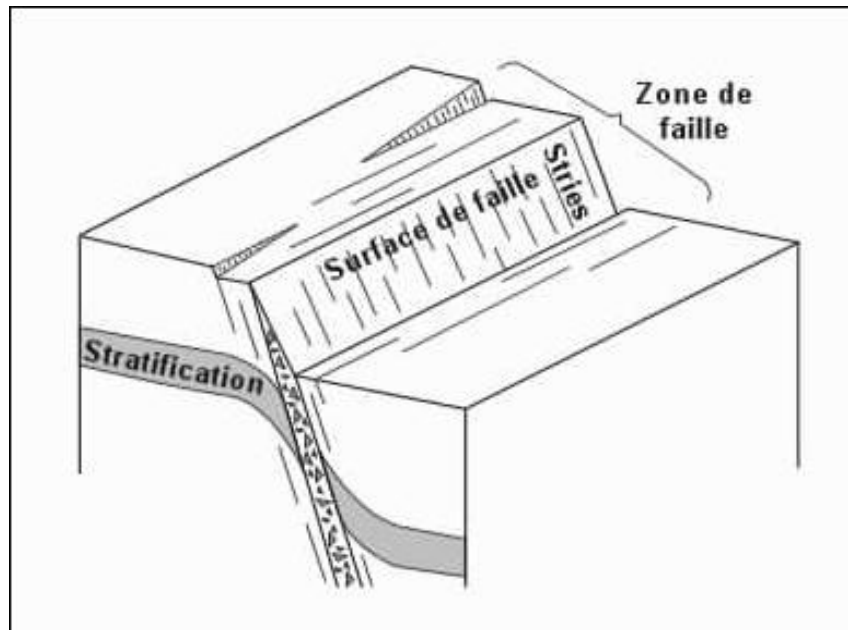


Fig.III. 5: Anatomie d'une faille.

Les principaux types de failles (**Fig.III.6**) sont :

- **Failles normales**
 - ❖ Le déplacement sur une faille normale (normal fault) est proche de la ligne de plus grande pente du plan de faille (down dip movement, ou dip-slip fault).
 - ❖ Le mur descend relativement au toit.
 - ❖ Il manque de la stratigraphie de part et d'autre de la faille.
 - ❖ Ce sont des failles en extension (σ_3 horizontale, perpendiculaire à la faille, σ_1 verticale), leur pendage typique est de 60° .
- **Failles inverses**
 - ❖ Le déplacement sur une faille inverse est aussi dans la ligne de plus grande pente.
 - ❖ Le mur monte par rapport au toit.
 - ❖ La stratigraphie est répétée de part et d'autre de la faille.
 - ❖ Ce sont des failles en compression (σ_1 horizontal, σ_3 vertical) ; en théorie elles devraient avoir un angle de 30° (mais en pratique on trouve aussi des failles inverses très pentées, souvent par réactivation d'anciennes failles normales).
- **Failles décrochantes**

Les failles décrochantes ont un mouvement essentiellement horizontal. On parle de décrochement pour une faille de décrochement à peu près verticale (c'est le cas général). Le mouvement sur une telle faille est définie par rapport à la direction dans laquelle se déplace le compartiment opposé à celui sur lequel on se trouve : à gauche, faille senestre ; à droite, faille dextre.

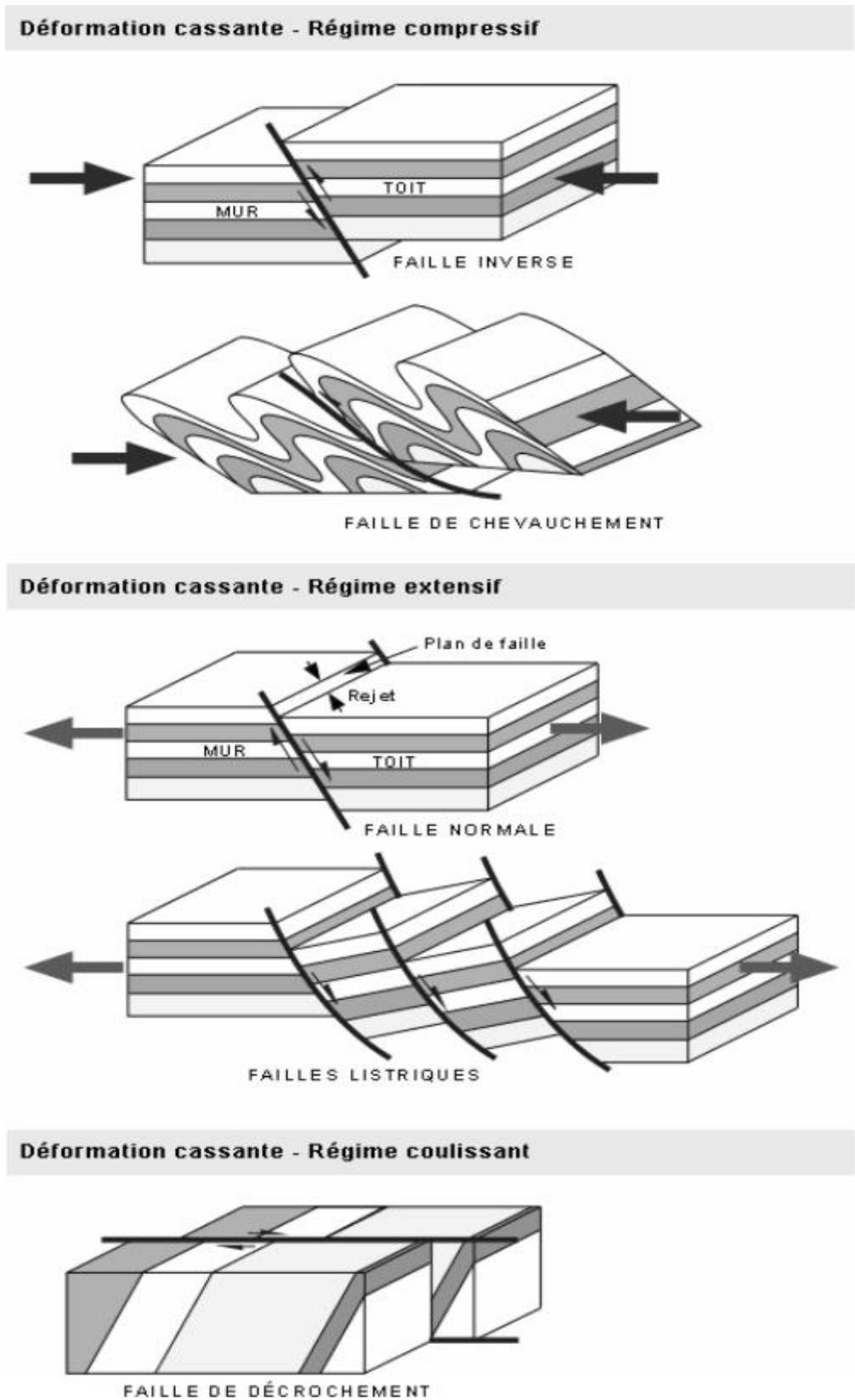


Fig.III. 6: Classification des failles.

I.1.6. Le modèle de Reidel

Ce modèle est réalisé par W. REIDEL en 1929, c'est un système de fractures qui se trouve réalisé dans les bandes de cisaillement. (Fig.III. 7)

Selon ce modèle dans une zone de décrochement les principales structures associées sont :

I.1.6.1. Les failles synthétiques du type « R »

Les failles synthétiques du cisaillement sont les premières à se former lors du fonctionnement d'un décrochement, elles se développent à 15° par rapport à la direction de cisaillement (Cloos, Riedel, 1929 ; Tchalenko, 1970).

I.1.6.2. Les failles « R' »

Elles sont antérieures au décrochement, ces failles apparaissent à 75° par rapport à la direction du cisaillement. Elles peuvent accompagner ou non le Riedel « R ». Lors du développement d'un décrochement, elles se développent préférentiellement entre deux R parallèles (Cloos, 1928 ; Riedel, 1929 ; Tchalenko, 1970).

I.1.6.3. Les failles synthétiques secondaires « P »

Le développement de ces failles correspond à un stade d'évolution plus avancé, elles sont synthétiques et ont une direction de 15° par rapport à la direction du cisaillement ; Les failles «P» anastomosent l'ensemble des failles «R» et «R'» et servent principalement de liaison entre les R.

I.1.6.4. Les failles normales et les tensions de fractures « T »

Leur développement n'est pas synthétique lors d'un décrochement, cependant elles sont très fréquentes dans les zones divergentes, se développant à 45° du plan de cisaillement parallèlement à σ_1 .

I.1.6.5. Les failles « Y »

Ces failles apparaissent en fin d'expérience et peuvent être assimilées à des «P» parallèles à la direction du déplacement général.

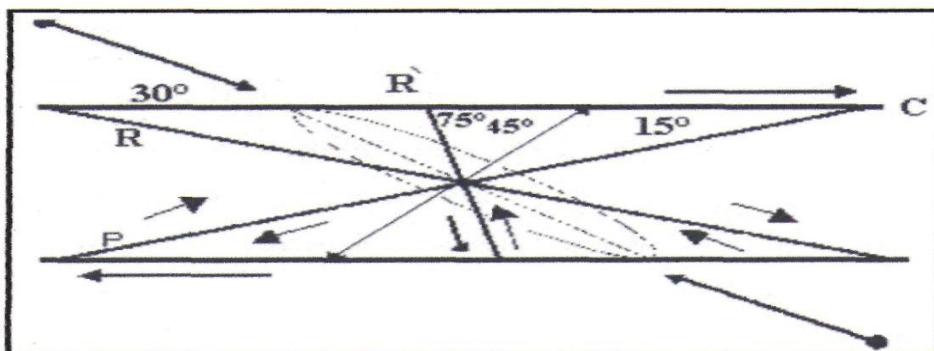


Fig.III. 7: Modèle de Riedel.

I.1.7. Impact de la fracturation naturelle sur les propriétés pétrophysiques

Le phénomène de fracturation naturelle a une influence considérable, positive ou négative, sur les propriétés pétrophysiques des roches, notamment la porosité et la perméabilité (Stearns et Friedman, 1972; National Research Council, 1996; Nelson, 2001). Egalement, la variabilité de cette fracturation en nature (comportement conducteur ou barrière des fractures) et en intensité détermine fortement les capacités de stockage et de production de matière au sein d'un réservoir.

La porosité gouverne notamment l'aptitude et la capacité volumique de stockage d'un réservoir. Deux principaux types de porosité peuvent être définis : une porosité matricielle dite primaire et une porosité de fractures dite secondaire (Warren et Root, 1963). Cette dernière régit fortement les capacités de stockage des fractures, généralement significativement inférieures à celles de la matrice environnante.

La perméabilité détermine le comportement hydrodynamique du réservoir. Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis : la perméabilité de matrice et la perméabilité de fractures. Cette dernière est principalement fonction (Schön, 2004) :

- du degré de fracturation des roches.
- de l'état d'ouverture des fractures.
- de leur type de remplissage.
- de la connectivité du réseau de fractures.
- de la porosité.

L'ouverture ou la fermeture des fractures modifient la continuité des propriétés pétrophysiques et affectent ainsi l'écoulement et le transport des fluides à travers la roche.

I.2. L'imagerie du fond

L'imagerie acoustique et électrique a fait un pas considérable dans le domaine de la reconnaissance des formations en sub-surface tout en apportant des réponses aux questions qui bien souvent ont fait l'objet de polémiques dans l'interprétation des milieux de dépôts. Cet apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche dans le domaine de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour une fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données de carottes (imagerie de surface).

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures dans le même endroit et en un temps réduit ; ce qui lui permet d'offrir une information détaillée de toute la paroi (couverte des fois jusqu'à 100%). Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au Top du trou dans un puits horizontal.

Cette orientation est indispensable pour :

- La 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 gré/argile, des intervalles de stratification minces.
- Fournit des données du diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- Fournit une image détaillée du trou, avec une boue salé et une boue à base d'huile.

I.2.1. La représentation 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. Un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite. Cette représentation se fait selon les schémas ci-dessous (**Fig.III. 8** et (**Fig.III. 9**).

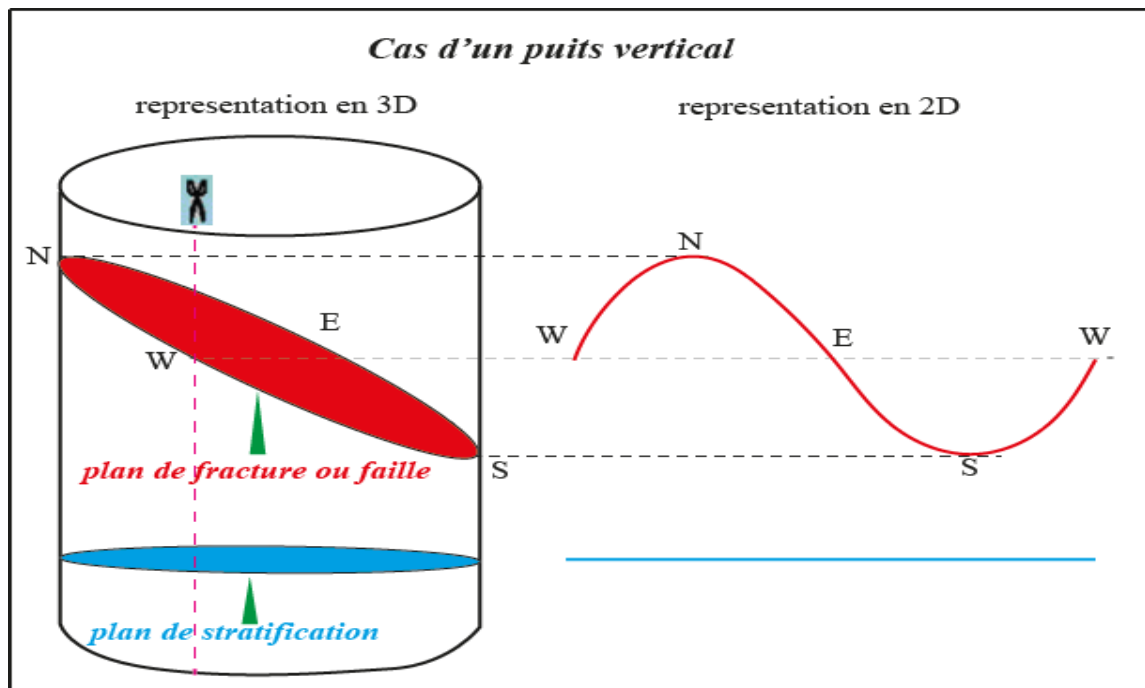


Fig.III. 8: Représentation 2D et 3D d'une image d'un puits vertical.

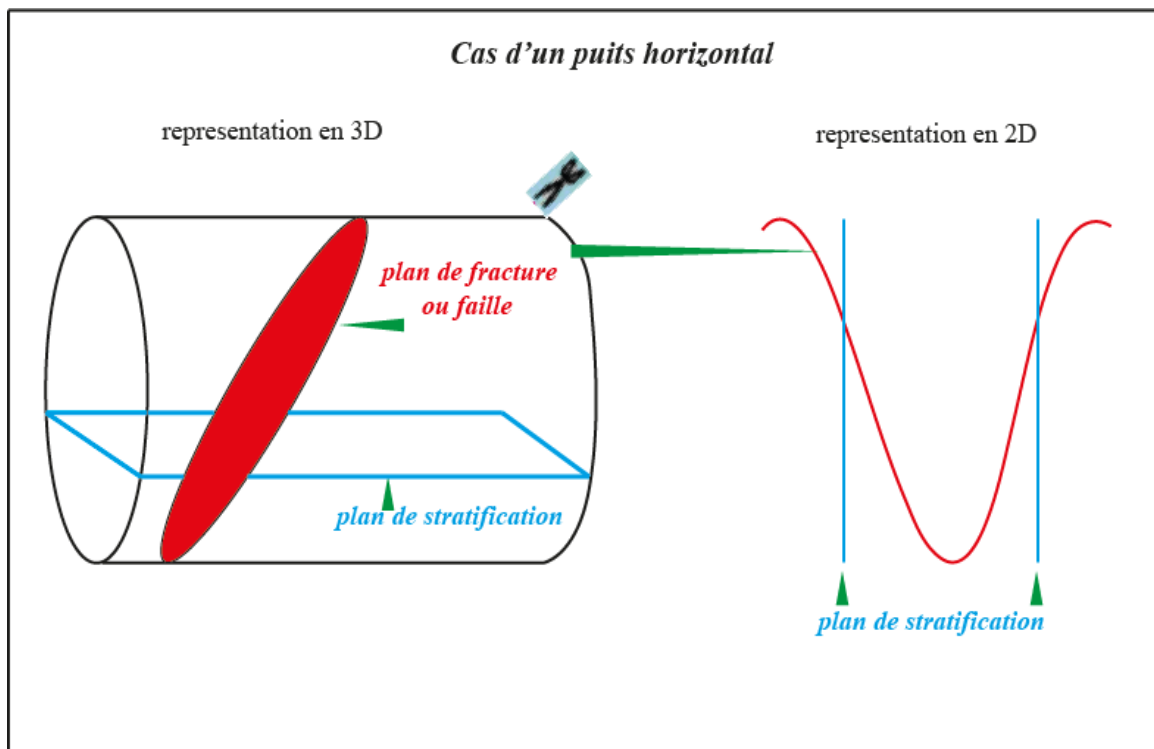


Fig.III. 9: Représentation 2D et 3D d'une image d'un puits horizontal.

I.2.2. Outils utilisés et principe de fonctionnement

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

- Propagation des ondes acoustique dans un milieux et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchiée.
- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

Le choix de l'outil dépend surtout de la nature de la boue utilisée en cour du forage, si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité et si elle ne l'est pas, on utilise un outil acoustique.

I.2.2.1. OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER)

OBMI (Fig.III. 10) est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagne internationale Schlumberger, fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice.



Fig.III. 10: Outil OBMI.

I.2.2.2. UBI (ULTRASONIC BOREHOLE IMAGER)

L'UBI (Fig.III. 11) est caractérisé par un transducteur à grande résolution qui pourvoit des images acoustiques en trou ouvert (openhole) même en boue à huile où les mesures de microrésistivités ne peuvent pas être enregistrées. Les informations sur la stabilité et la fracturation du puits peuvent être dérivées des enregistrements faits par l'outil. L'outil est muni d'un transducteur rotatif qui fait à la fois fonction de transmetteur et de récepteur.



Fig.III. 11: Outil UBI.

I.2.2.3. CBIL (CIRCUMFERENTIEL BOREHOLE IMAGE LOG)

Le CBIL (Fig.III. 12) de la compagnie Baker Atlas présente les mêmes caractéristiques que celles de l'UBI, avec une forme différente ; il se base sur le même principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour produire une image en continu des parois d'un puits tubé ou non tubé. L'outil comprend un transducteur acoustique monté sur une section rotative il envoie puis détecte l'impulsion acoustique réfléchiée par la paroi du trou. L'amplitude réfléchiée est en fonction du contraste acoustique de la formation et la boue dans le trou de forage.

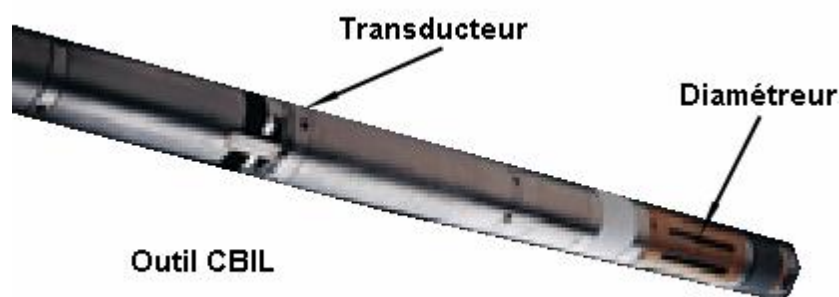


Fig.III. 12: Outil CBIL.

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

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

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

➤ Les limites des bancs

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

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.III. 13**)

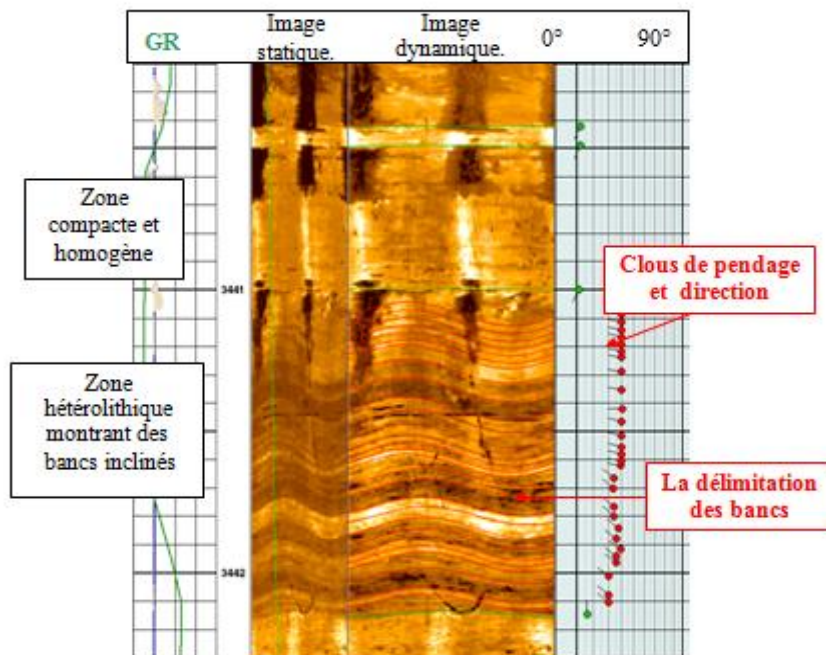


Fig.III. 13: Image d'un puits montrant les limites des bancs.

➤ Les surfaces d'érosion

Les surfaces d'érosion peuvent se manifester de deux façons dans une image acoustique (**Fig.III. 14**):

a. Soit par un changement brusque de couleur, signifiant le passage d'un banc à un autre de lithologie différente.

b. Soit par une ligne irrégulière d'inclinaison variable, qui montre des sinuosités et des irrégularités significatives.

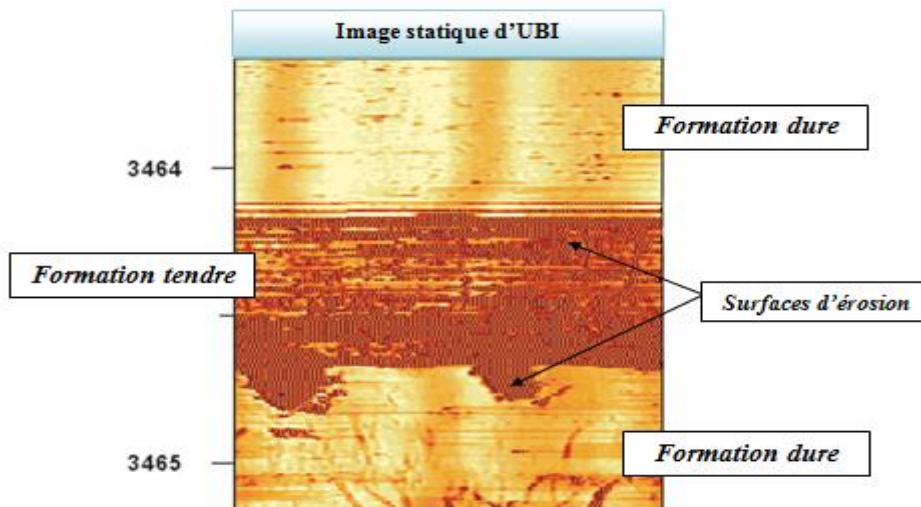


Fig.III. 14: Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical.

➤ Les fractures

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

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 colmatées ont une couleur claire.

Les fractures dites induites au cours du forage peuvent être déterminées sur l'image par deux lignes verticales rencontrées à 180° l'une de l'autre. (**Fig.III. 15** et (**Fig.III. 16**)

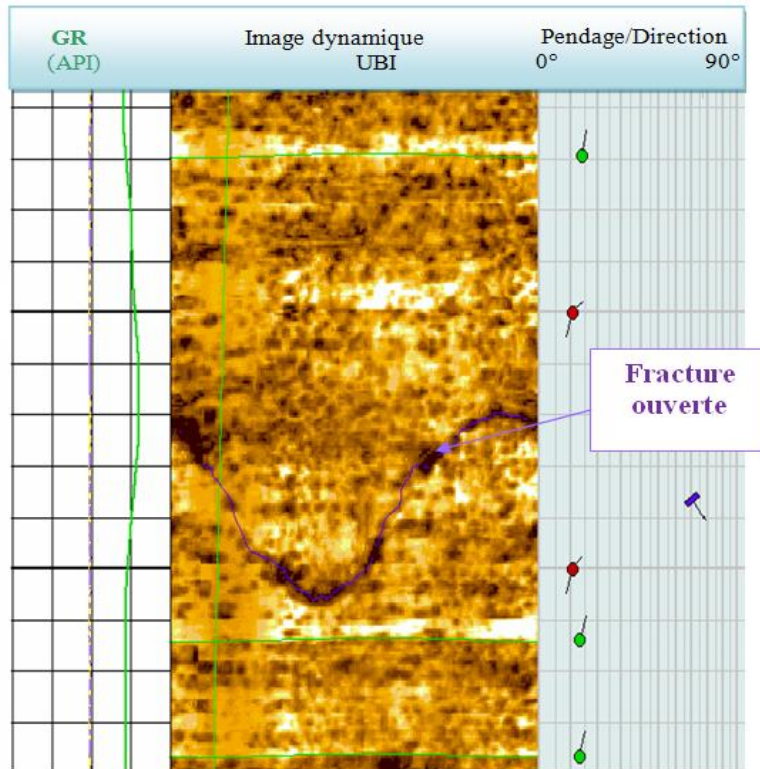


Fig.III. 15: L'apparition d'une fracture ouverte dans une image du fond d'un puits vertical.

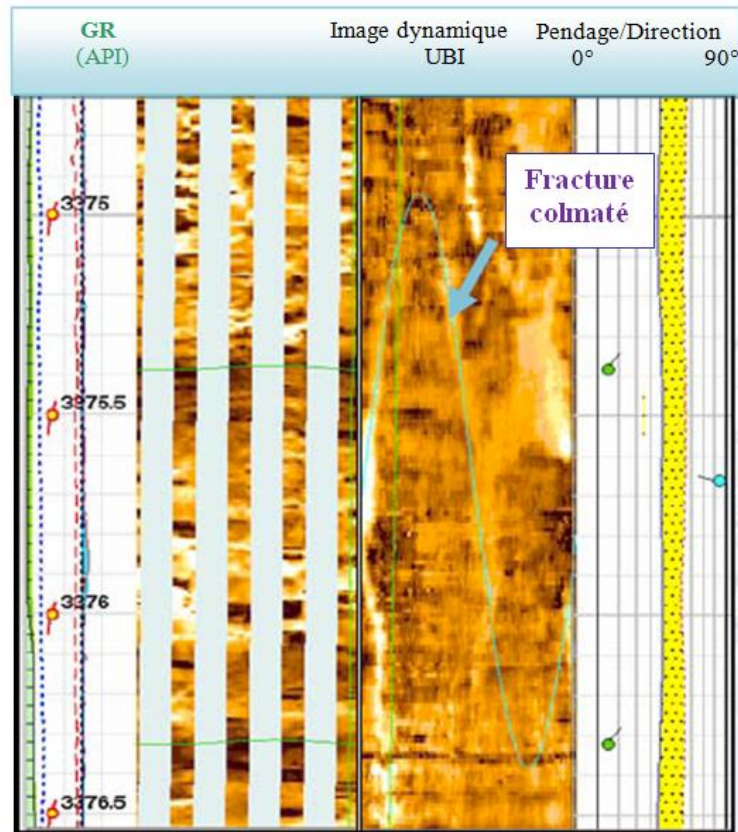


Fig.III. 16: L'apparition d'une fracture colmatée dans une image du fond d'un puits vertical.

➤ Les Failles

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que celle des fractures avec une empreinte plus intense (Fig.III. 17), elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments.

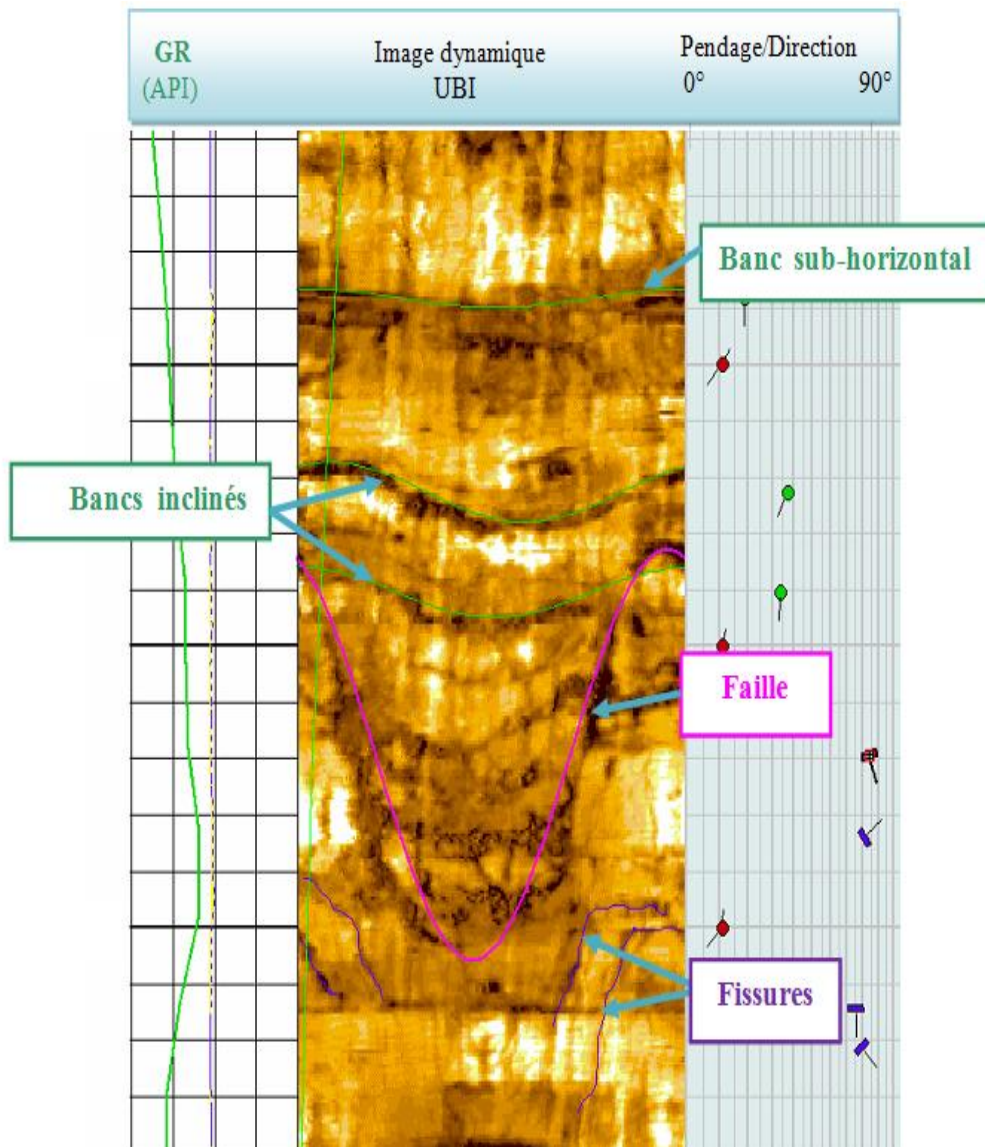


Fig.III. 17: Une faille dans une image du fond d'un puits vertical.

➤ Les Break-outs

Ce sont des zones de faiblesse due à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Les « break-outs » sont rencontrés suivant l'axe de l'allongement maximum. Sur l'image ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre (Fig.III. 18).

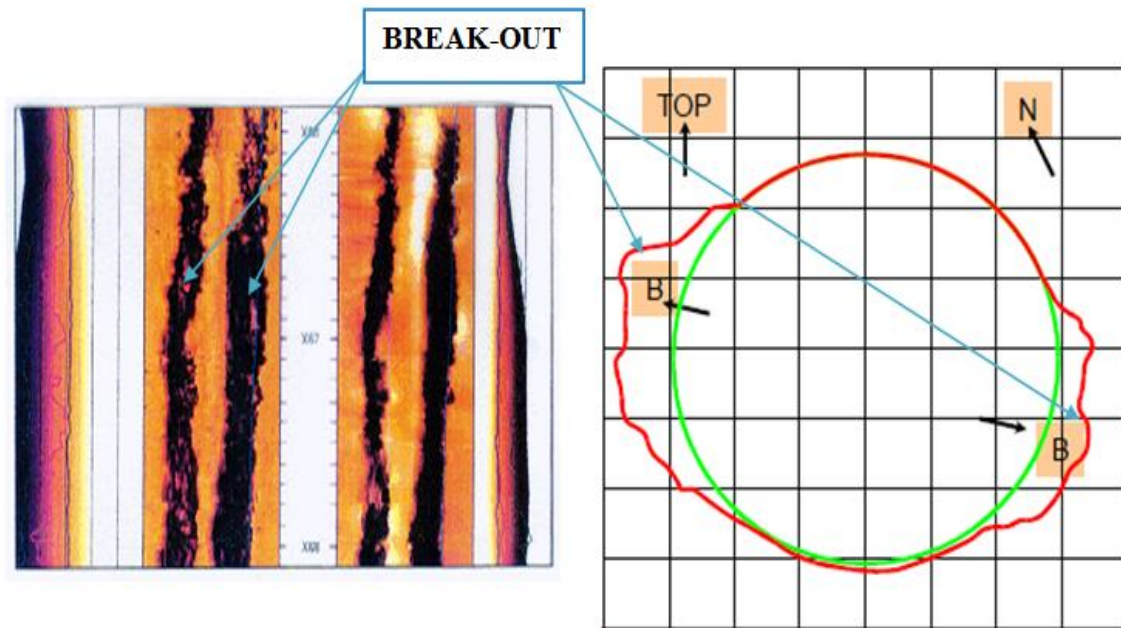


Fig.III. 18: Les Break-out dans l'imagerie du puits.

II. Analyse des profils sismiques

Dans le but d'établir un schéma structural au toit des réservoirs traversés par le puits-A à savoir : les grés de Mokrid, les grés de Sbeita, les grés de Damrane et les carbonates de Hank, il est nécessaire d'interpréter de nombreuses sections sismiques. Pour mener à bien cette tâche, nous avons choisi deux profils sismiques, le premier profil passe par les puits A et B selon une direction E-W et le deuxième profil composite de direction NE-SW et E-W passant par les puits A et C (**Fig.III. 19 et Fig.III. 20**).

Ces profils sismiques montrent que la structure de la région d'étude est caractérisée par une architecture complexe, cette structuration peut être expliquée par deux hypothèses différentes :

La première hypothèse définit la structure actuelle de la région comme le résultat d'une première phase tectonique compressive prouvée par la présence d'un grand pli au niveau du puits-A accompagné par plusieurs plissements successifs qui plongent vers l'Est, visibles au voisinage du puits-B et du puits-C ainsi que l'existence de quelques failles inverses .

L'interprétation de la section sismique montre également la présence de nombreuses failles normales verticales à sub-verticales témoins d'une deuxième phase tectonique extensive.

La deuxième hypothèse explique que la structuration de la région en zones hautes et en zones basses est due à une seule phase tectonique extensive qui a donné naissance à la formation des horsts qui peuvent être observés au niveau du puits-B et des grabens remarquables du part et d'autres des puits B et C.

Cette configuration en horsts et en grabens est la conséquence de jeu des failles normales d'orientation N-S caractérisées par un rejet important notamment à l'Est du puits-A, la majorité de ces failles représentent les accidents majeurs du socle traversant la totalité des séries infracambriennes et cambriennes et atteignant parfois la surface du sol.

La variation latérale d'épaisseur des niveaux situés entre les grés du Mokrid et la discordance infra-tassilienne peut être expliquée par l'érosion qui est très élevée dans les zones hautes que dans les zones basses, néanmoins la différence d'épaisseur dans les niveaux au-dessus de la discordance panafricaine est due aux dépôts qui comblent tout d'abord les zones basses, pour se déposer ensuite sur les zones hautes.

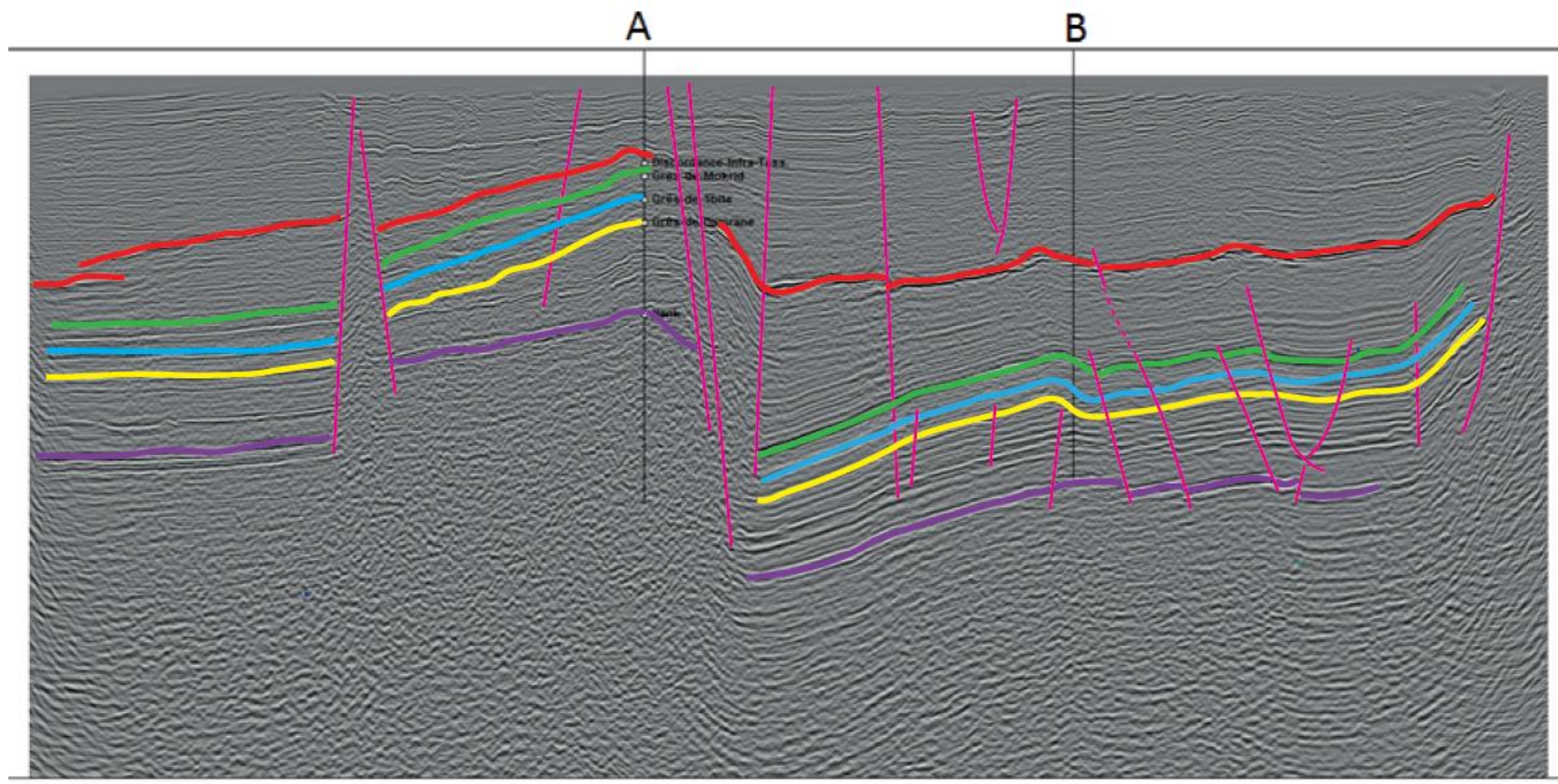


Fig.III.19: Section sismique E-W (In Sonatrach-Division exploration)

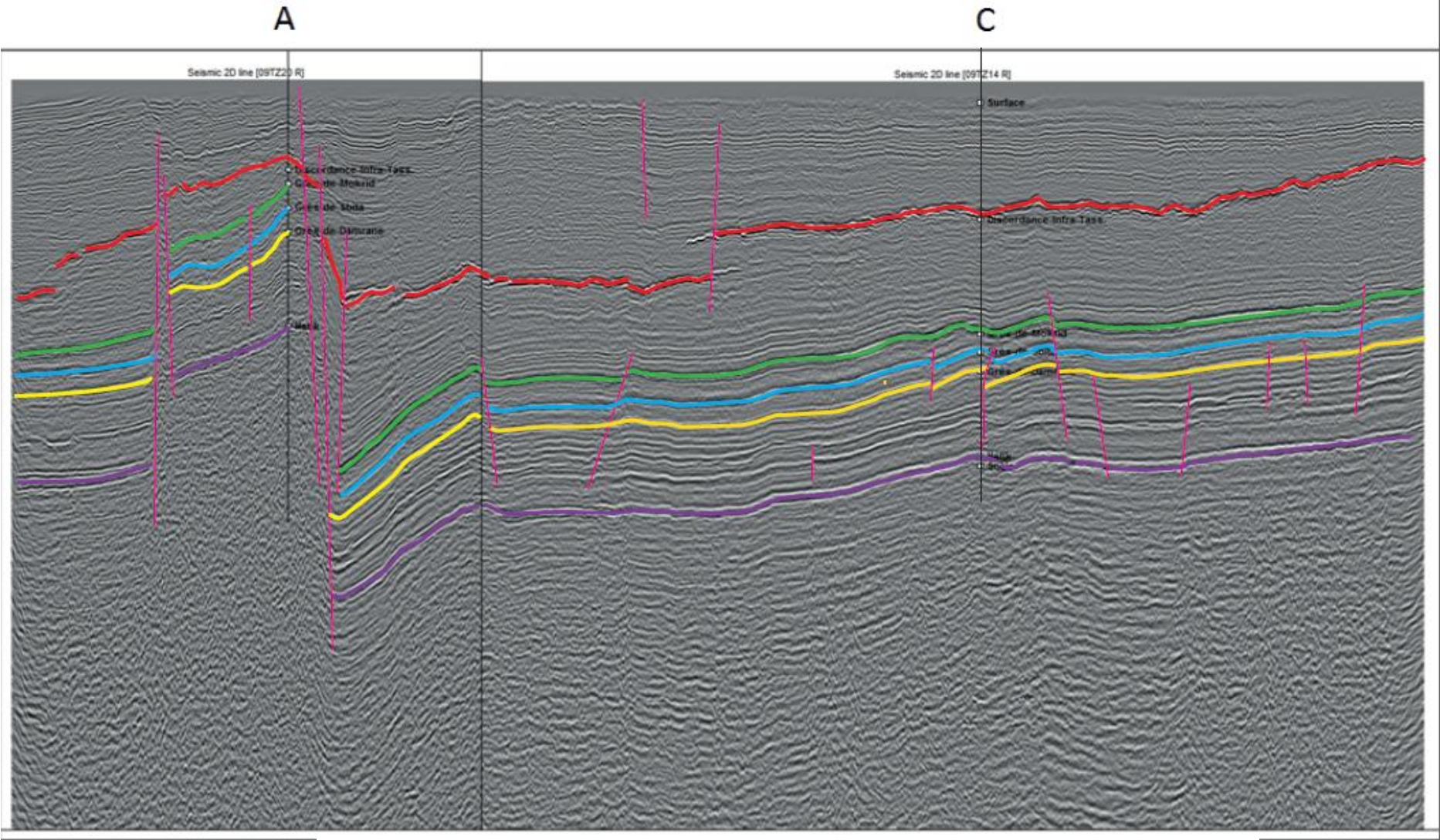


Fig.III. 20: Section sismique NE-SW (In Sonatrach-Divisin exploration).

III. Analyse des cartes

III.1. Analyse des cartes satellitaires

Les cartes ci-dessous sont les résultats de l'interprétation d'une image satellitaire prise dans la région de Hank, l'interprétation est réalisée grâce à l'Adobe Illustrator CC. Elles nous donnent un aperçu général sur la distribution des failles dans les différentes séries sédimentaires de la région d'étude.

L'interprétation de la carte (**Fig.III. 21**) montre que la région de Hank est constituée par des séries sédimentaires d'âge infracambrien et paléozoïque séparées par la discordance panafricaine.

Elle montre également que la région est affectée par deux accidents majeurs d'âge infracambrien sont ceux de Oued Souss et de Oued Chenachene dont les directions sont successivement NNE-SSW et NNW-SSE ainsi que d'autres accidents d'âge paléozoïque.

L'interprétation de la carte (**Fig.III. 22**) donne une idée sur la répartition et l'orientation des failles sur les affleurements de la région de Hank, l'analyse de ces fractures montre que les séries infracambriennes sont affectées par des failles de direction dominante N-S tandis que le Paléozoïque est soumis à des accidents généralement orientés NE-SW ou bien NW-SE et E-W.

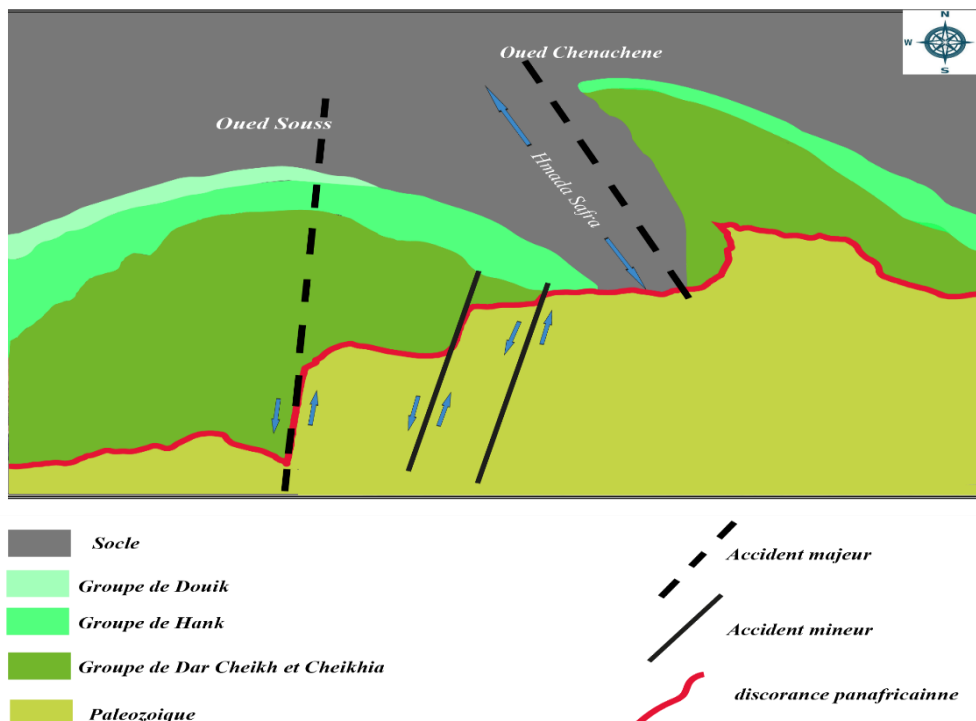


Fig.III. 21: Schéma montrant les principales séries sédimentaires et les grands accidents de la région de Hank.



Fig.III. 22: Schéma structural illustrant les différentes fractures de la région de Hank.

Un traitement statistique de 190 failles existantes sur la carte satellitaire a été effectué dans le but d'établir un rose diagramme directionnel, celui-ci est formé à l'aide d'un programme qui s'appelle : « Rose.Net » (**Fig.III. 23**).

La rosace obtenue a permis la distinction des quatre familles citées ci-après.

- Famille de failles de direction N 180, c'est la famille la plus dominante et elle correspond à l'ensemble des failles orientées N-S.
- Famille de failles de direction N 140, c'est une famille très fréquente qui correspond aux failles orientées NW-SE.
- Famille de failles de direction N 050, c'est une famille caractérisée par une faible densité et représente les failles de direction NE-SW.
- Famille de failles de direction N 090, c'est la famille la moins représentée avec des failles qui suivent une direction E-W.

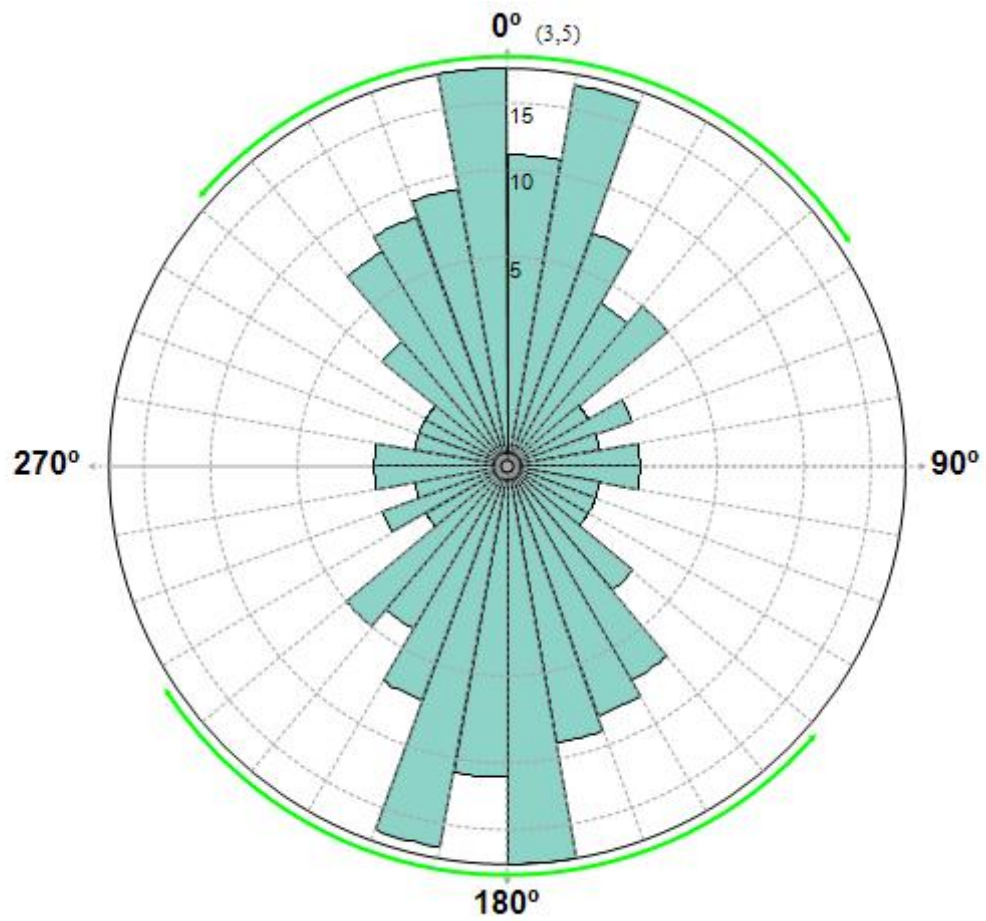


Fig.III. 23: Rosace montrant les directions des fractures extrait d'une image satellitaire de la région de Hank.

Les deux photos satellitaires ci-dessous sont prises dans le périmètre de Chenachene et donnent une illustration plus précise sur les différentes fractures cités ci-avant.

La première photo est prise dans la région de Mokrid, elle montre la présence d'un réseau de fractures dont les plus dominantes suivent une direction N-S, les autres fractures sont orientées selon des directions différentes car il existe celles qui suivent une direction NE-SW ou bien NNW-SSE.

Cette photo montre également la présence des failles qui montrent un déplacement des compartiments, ces failles sont orientées N-S et NE-SW, ces directions sont similaires à celles des fractures (**Fig.III. 24**).

La deuxième photo montre un réseau de fractures semblable à celui de la photo précédente mais il apparait aussi l'existence d'un réseau compliqué de failles avec deux direction majeures NNE-SSW et NW-SE (**Fig.III. 25**).

L'interprétation de toutes ces photos satellitaires indique que la répartition ainsi que la direction des fractures et des failles à la surface dans tout le périmètre de Chenachene est quasiment identique car il existe trois directions caractéristiques de la région qui sont : N-S, NNE-SSW et NNW-SSE.

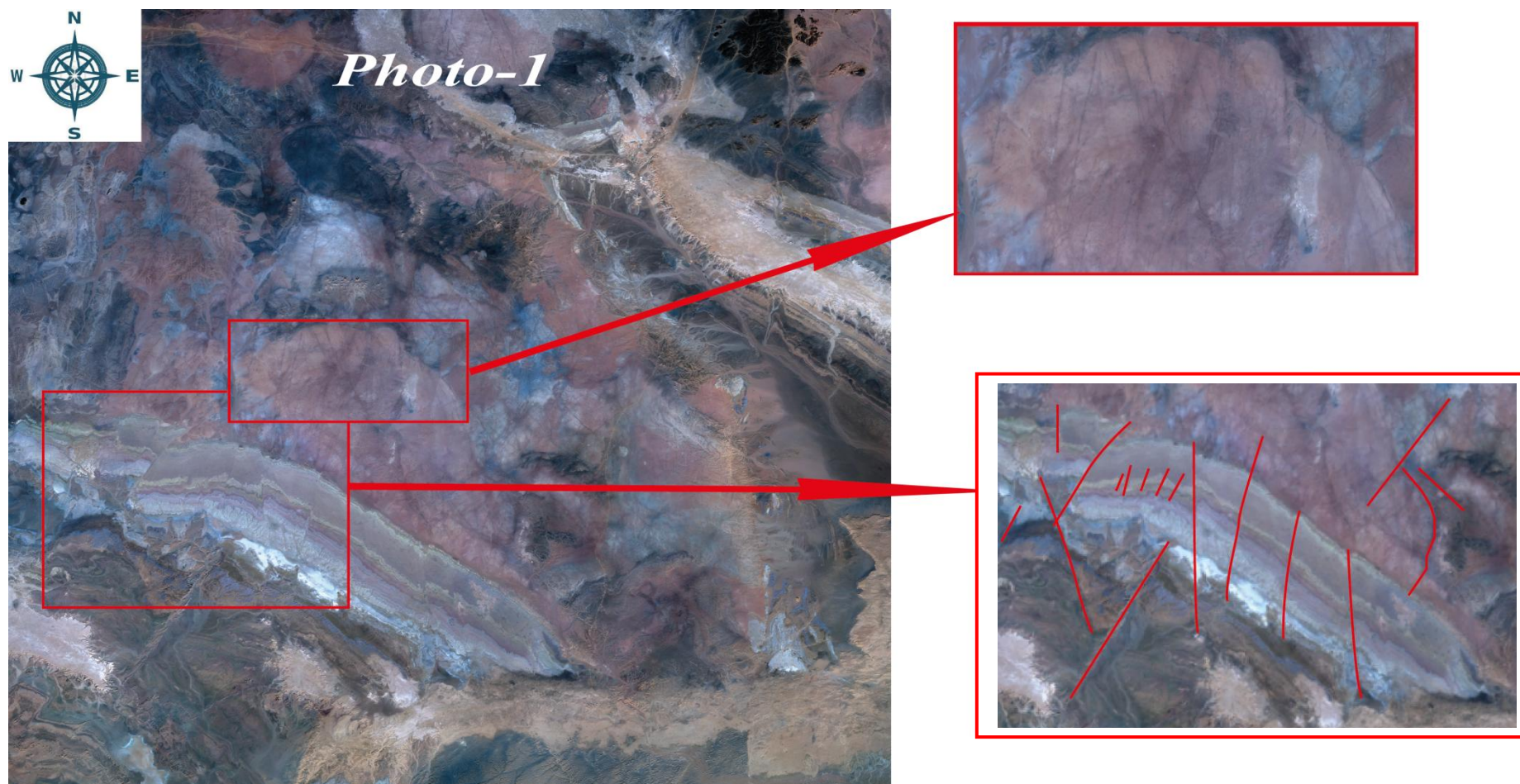


Fig.III. 24: Photo satellitaire prise dans la région de Mokrid montre un réseau de fractures et des failles (In Sonatrach-Division exploration).

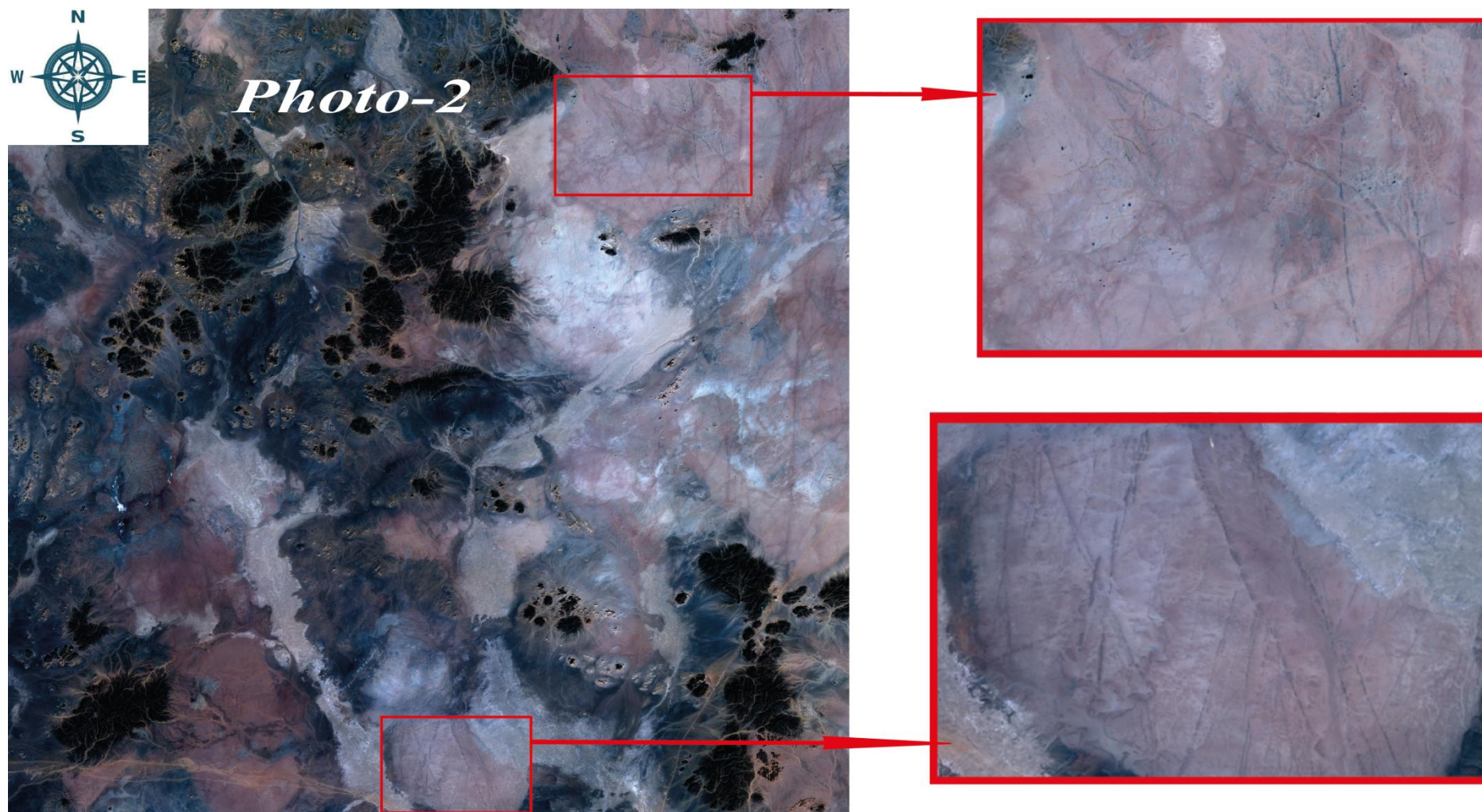


Fig.III. 25: Photo satellitaire prise dans le périmètre de Chenachene montre un réseau de fractures et un réseau de failles (In Sonatrach-Division exploration).

III.2. L'analyse de la carte en isobathe au toit de la série de Hank

La carte en isobathes a été réalisée par rapport au niveau de la mer et a été représentée avec une équidistance de 100m. Cette carte (**Fig.III. 26**) indique la présence de plusieurs structures coupées ou bien décalées par les différentes failles qui affectent la série de Hank. Il est remarquable aussi que ces structures s'organisent selon des différentes directions d'un endroit à l'autre de l'extension de la série, ces structures sont orientées suivant une direction NW-SE dans la partie orientale de la carte, cependant elles semblent organisées selon une disposition N-S dans sa partie centrale, et prennent une orientation E-W dans la partie occidentale.

La carte montre des failles majeures orientées N-S dans sa partie centrale et d'autres suivent une direction NW-SE dans la partie orientale et NE-SW dans la partie occidentale (**Fig.III. 26**) et (**Fig.III. 27**).

Les failles qui se trouvent dans la partie centrale de la carte donnent une forme d'une bande de cisaillement néanmoins dans la partie méridionale elles s'arrangent sous forme d'un faisceau.

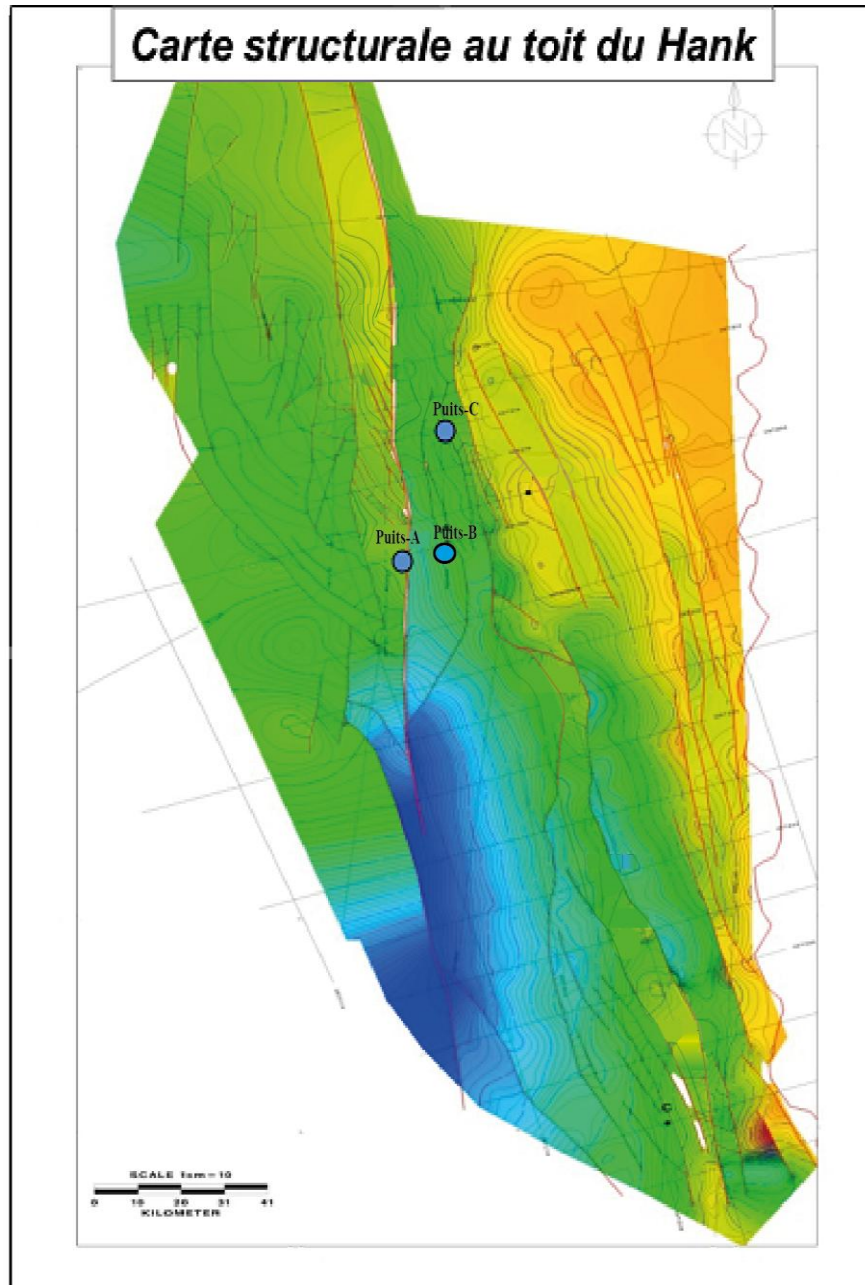


Fig.III. 26: Carte structurale au toit de la série de Hank (In Sonatrach-Division exploration).

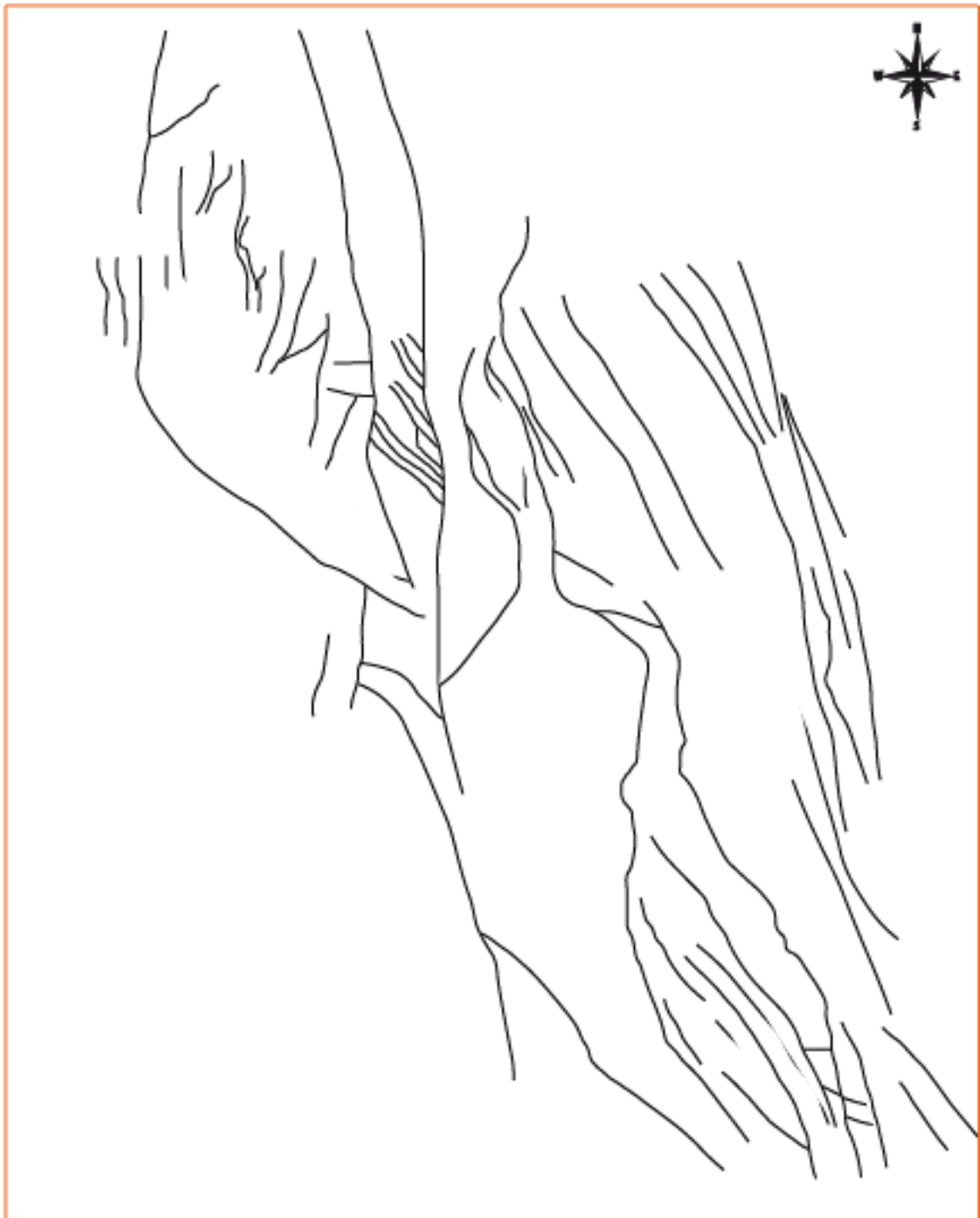


Fig.III. 27: Schéma structural illustrant les fractures extraites de la carte structurale au toit de Hank.

Un traitement statistique de ces failles a été effectué afin d'établir un rose diagramme directionnel (**Fig.III.28**), cette rosace est formée toujours à l'aide d'un programme appelé : « Rose.Net » en utilisant les directions de 75 failles existantes sur la carte en isobathe.

La rosace obtenue a permis la distinction des quatre familles suivantes :

- Famille de failles de direction N 140, c'est la famille la plus dominante et elle correspond à l'ensemble des failles orientées NW-SE.
- Famille de failles de direction N 180, c'est une famille très fréquente qui correspond aux failles orientées N-S.
- Famille de failles de direction N 050(NE-SW).
- Famille de failles de direction N 090(E-W).

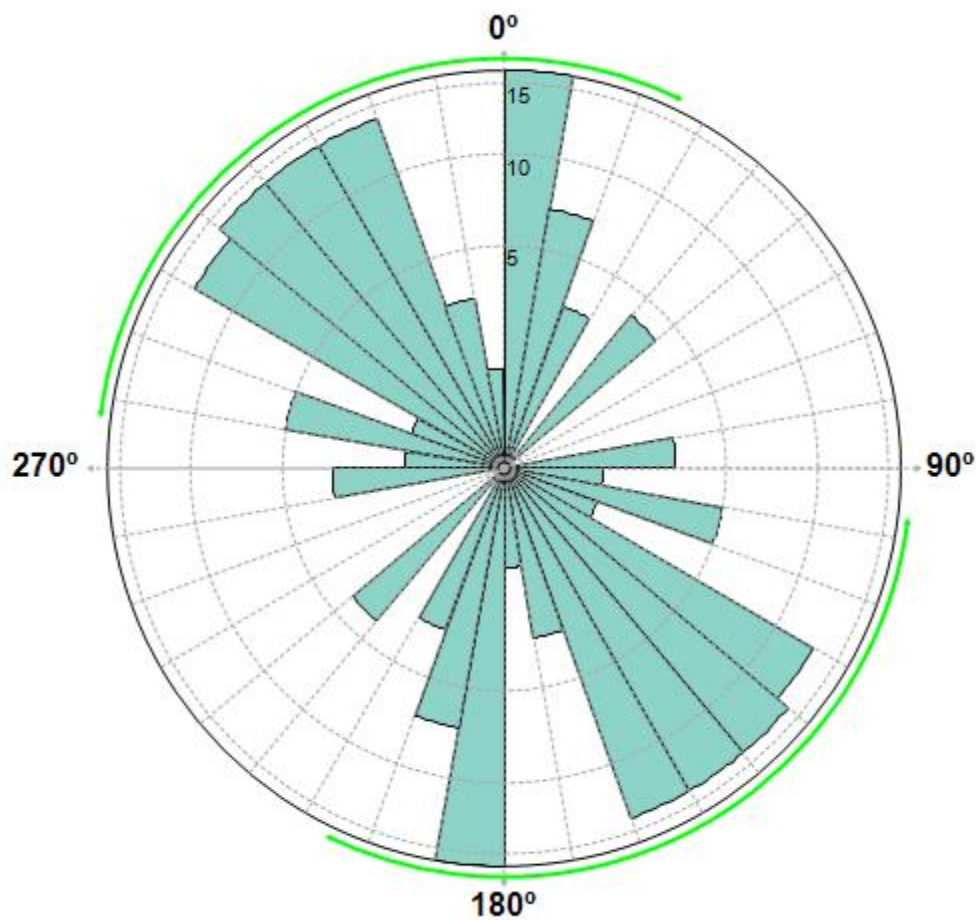


Fig.III. 28: Rosace montrant les directions des fractures au toit de Hank.

III.3. Analyse de la carte en isobathe au toit du réservoir des carbonates de Hank

La carte (**Fig.III. 29**) montre que la structure de réservoir est un anticlinal recoupé par des failles majeures de direction N-S à NW-SE caractérisées par un grand rejet ce qui a abouti à la création d'un bloc surélevé au centre et deux blocs affaissés dans le coté oriental et occidental, le réservoir est également affecté par des failles secondaires à faible rejet de directions NW-SE et E-W sécantes aux failles majeures.

Cette structuration révèle la possibilité d'avoir des pièges de type structural tel que les anticlinaux faillés ou bien des pièges contre failles.

III.4. Analyse de la carte en isobathe au toit du réservoir des grés de Sbeita

Comme le cas de réservoir précédant la carte (**Fig.III.30**) montre également que la structure de réservoir des grés de Sbeita est un anticlinal recoupé par des failles majeures de directions N-S à NW-SE caractérisées par un grand rejet ce qui a abouti à la création d'un bloc surélevé au centre de réservoir et deux blocs affaissés dans le coté oriental et occidental, les grés de Seita sont aussi affectés par des failles secondaires à faible rejet de directions NW-SE et E-W sécantes aux failles majeures cependant dans la partie septentrionale de la carte existe des failles secondaires sans rejet.

Cette structuration révèle pareillement la possibilité d'avoir des pièges structuraux tel que les anticlinaux faillés ou bien des pièges contre failles.

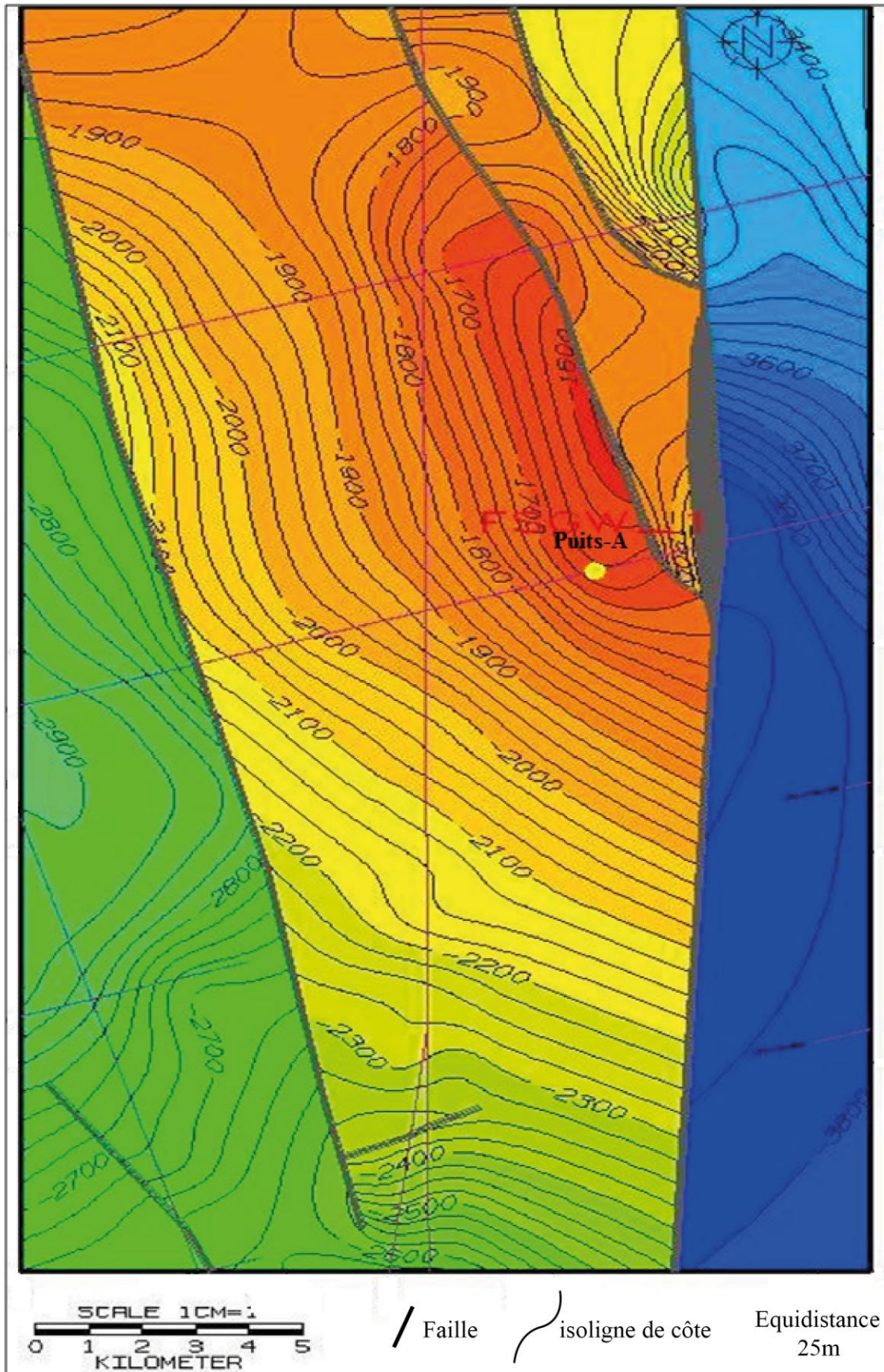


Fig.III. 29: Carte en isobathe au toit du réservoir de Hank (In Sonatrach-Division exploration).

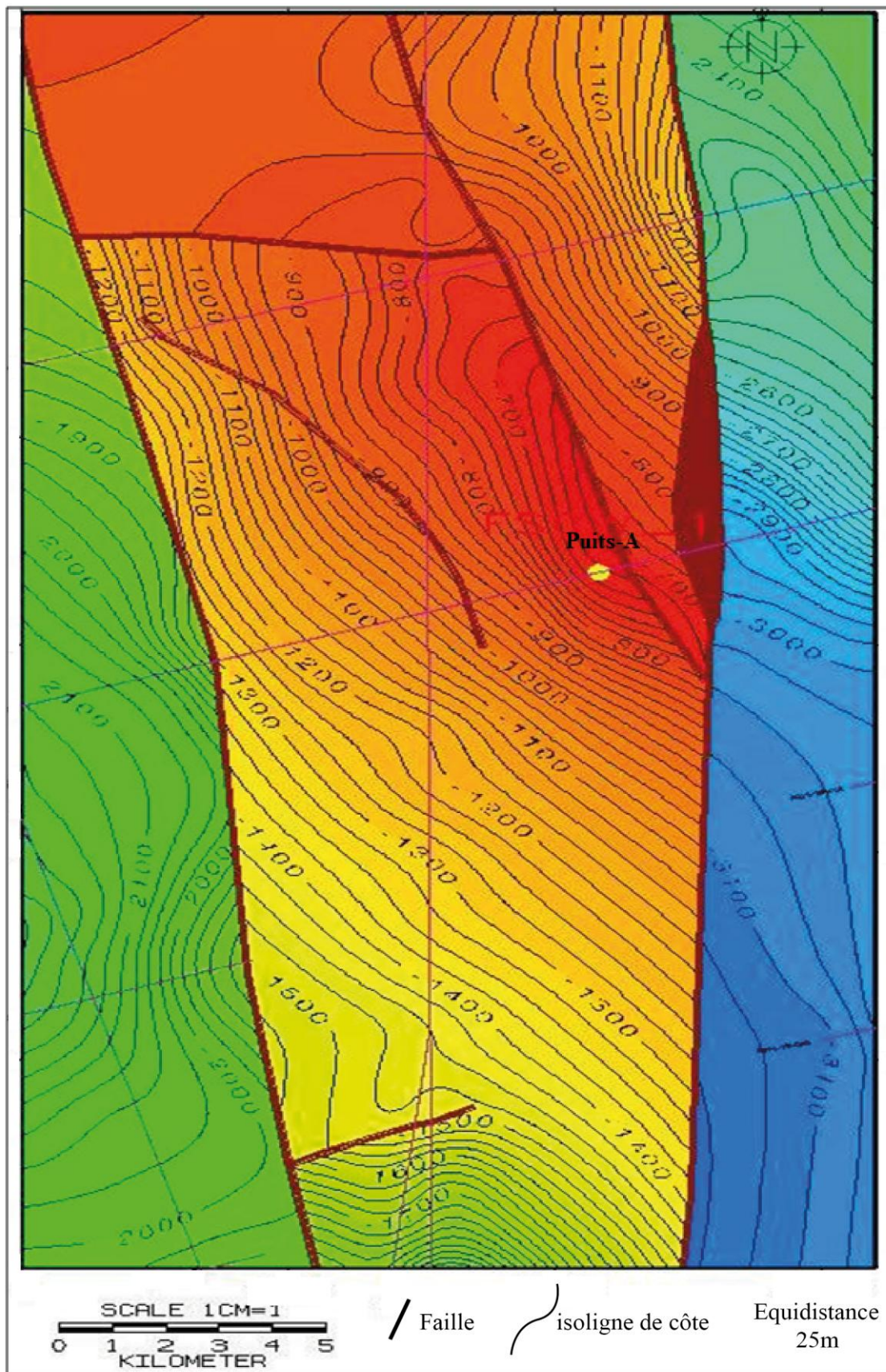


Fig.III. 30: Carte en isobathe au toit du réservoir de Sbeitia (In Sonatrach-Division exploration).

IV. Analyse des carottes

Les carottes utilisées sont prélevées au niveau de la série de Hank lors de forage de CD3 ; l'analyse de ces carottes donne une description détaillée sur l'aspect structural du réservoir de Hank.

Ces carottes montrent la présence d'un réseau de fractures à 228.4m et à 318.10m, la présence de ce réseau indique que le puits CD3 a traversé soit une unité mécanique, couloirs de failles ou bien couloirs de fracturation.

Ce réseau de fractures est semblable à celui des cartes satellitaires, les fractures s'organisent selon des directions : N-S, NNE-SSE et NNW-SSE (**Fig.III. 31 et Fig.III. 32**).

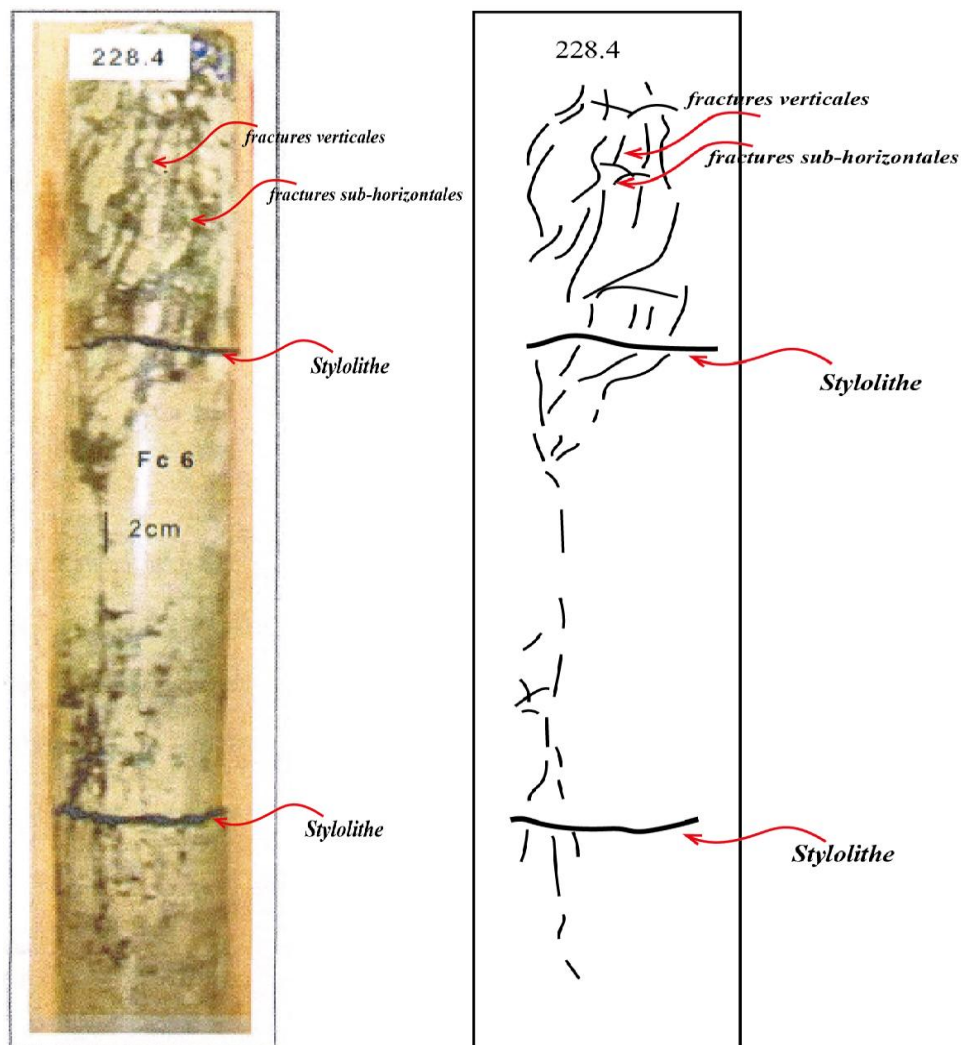


Fig.III. 31: Réseau de fractures observé sur une carotte prélevée à 228.4m de profondeur (CHAREF-KHODJA Younes 2015).

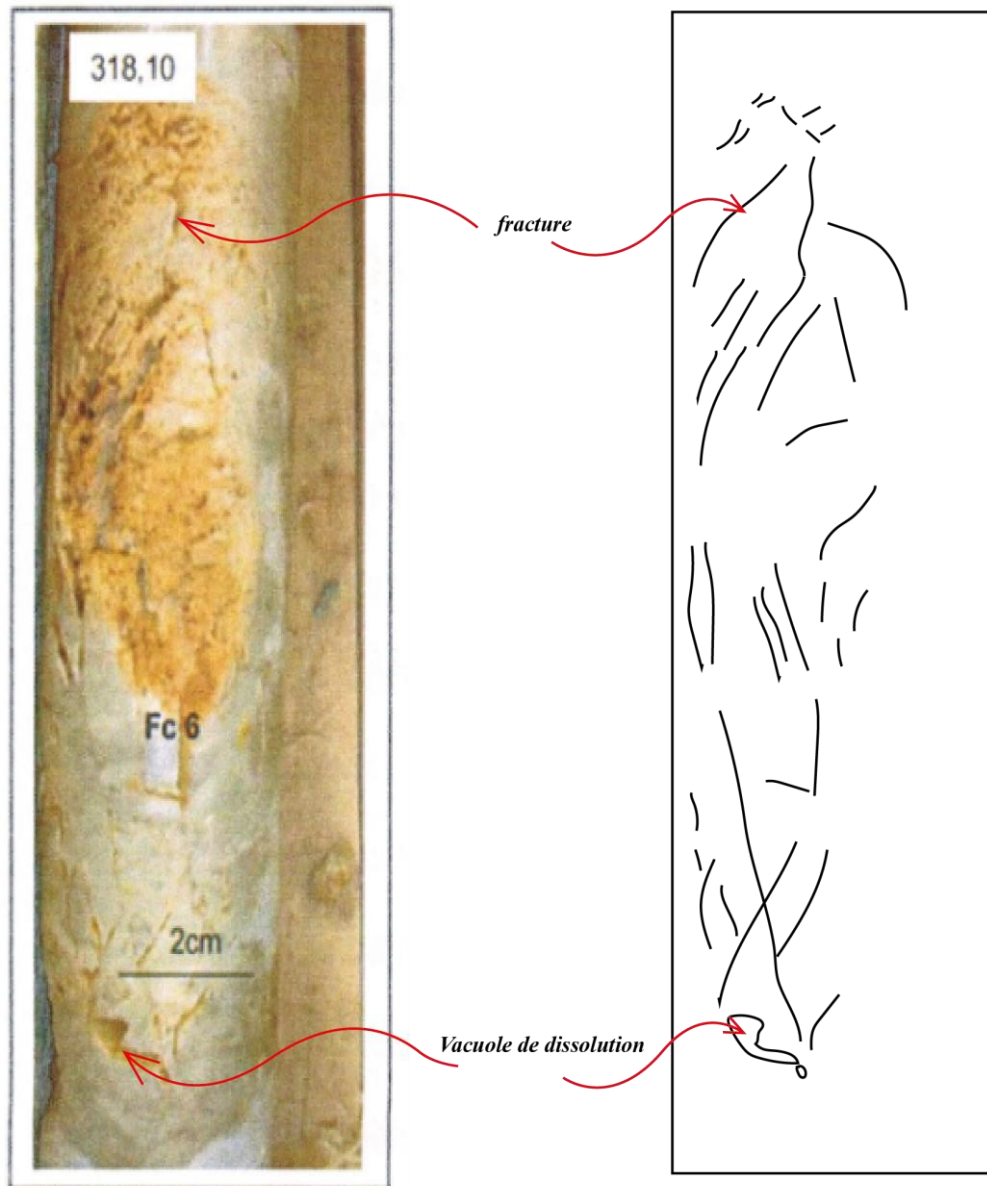


Fig.III. 32: Réseau de fractures observé sur une carotte prélevée à 318.10m de profondeur (CHAREF-KHODJA Younes 2015).

Il existe une fracture induite et des stylolithes apparentes à 326.80m (**Fig.III. 33**) d'autres stylolithes d'origine sédimentaires sont aussi marquées à 216.40m et à 228.4m (**Fig.III. 34** et (**Fig.III. 31**) ainsi que des stylolithes d'origine tectonique à 333.30m (**Fig.III. 34**)

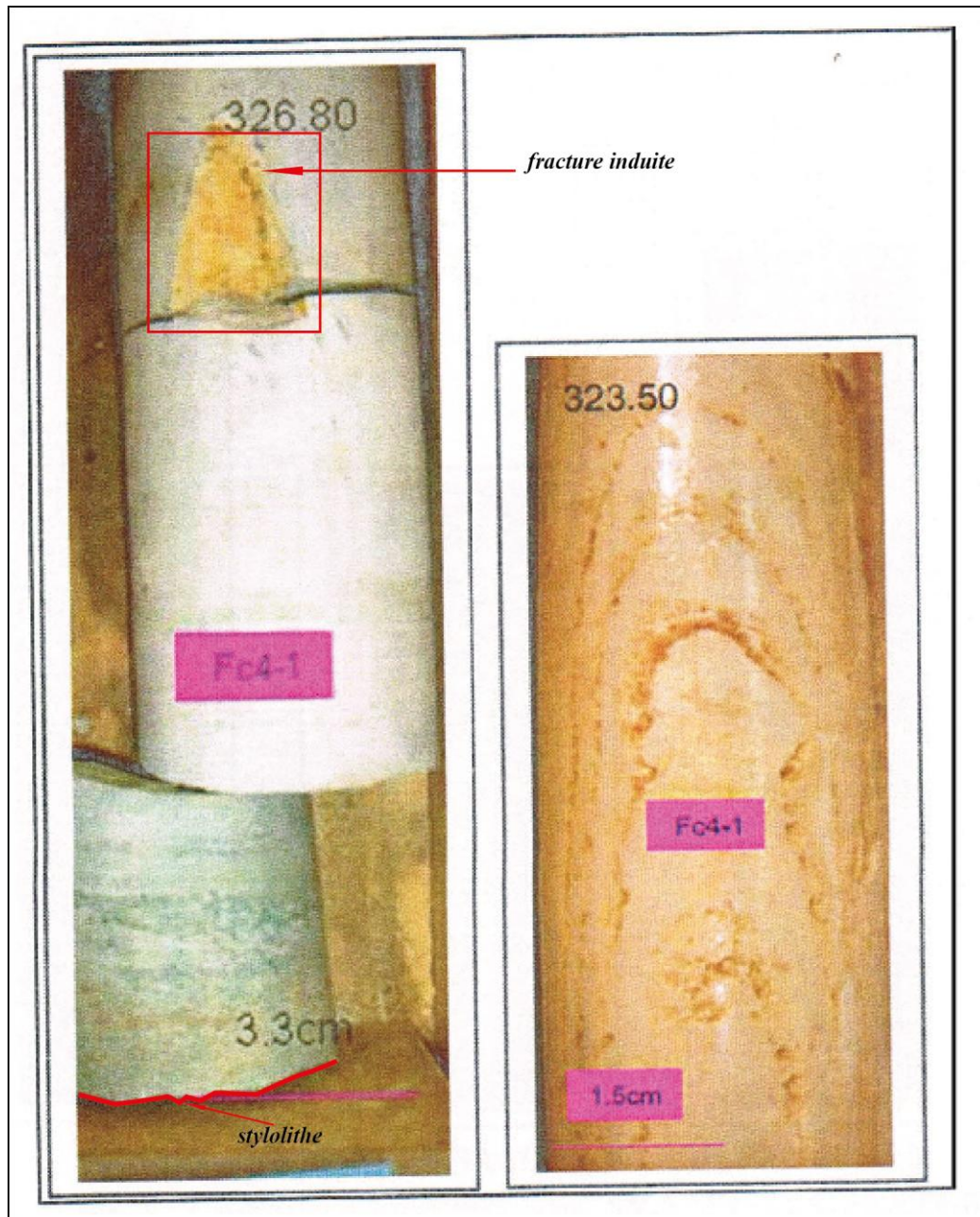


Fig.III. 33: Fracture induite et stylolithe observées à la profondeur de 326.80m et des vacuoles de dissolution observées à la profondeur de 323.50m (CHAREF-KHODJA Younes 2015).

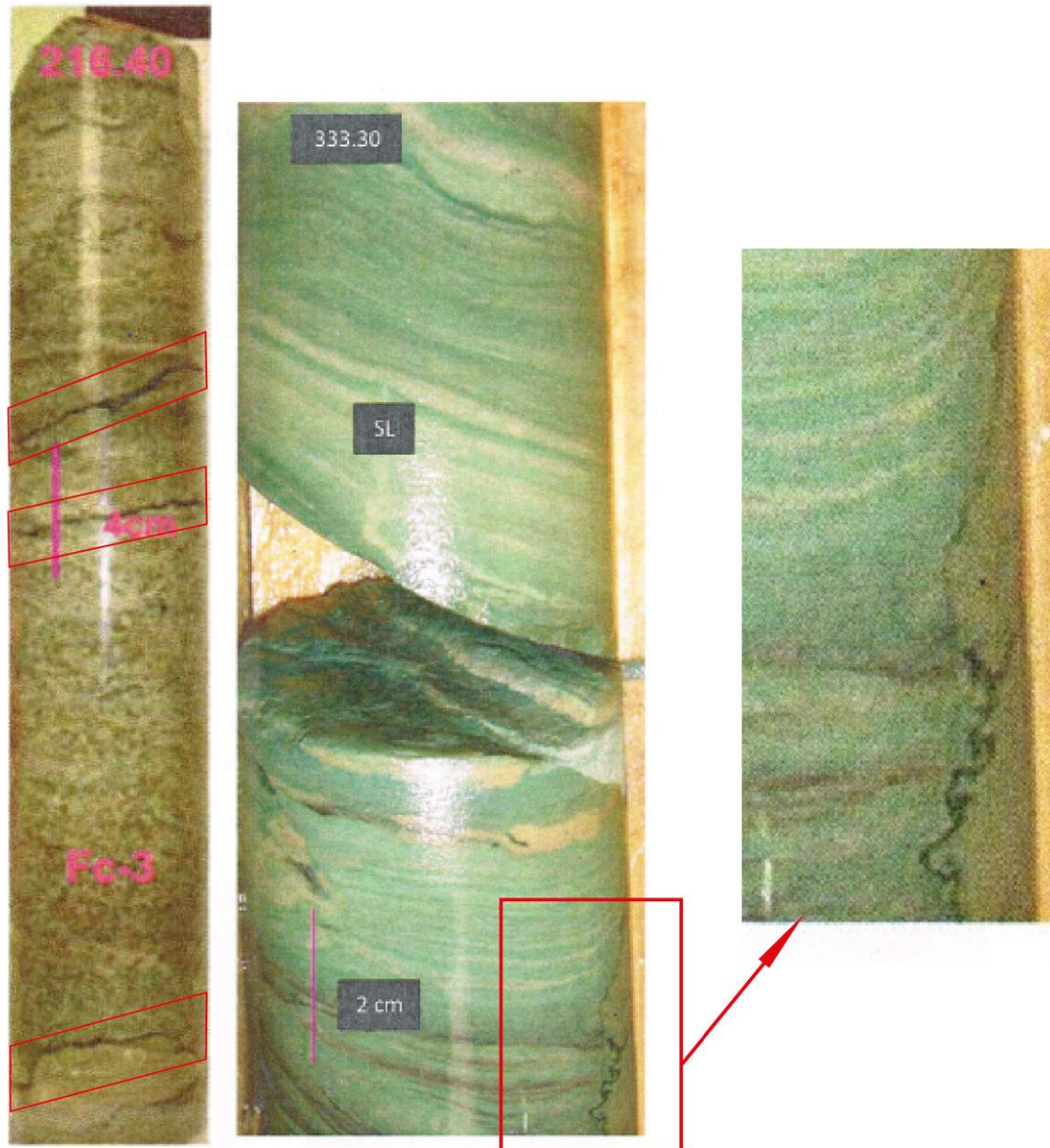


Fig.III. 34: Stylolithes sédimentaires et tectoniques (*CHAREF-KHODJA Younes 2015*).

La nature lithologique carbonaté de réservoir de Hank a permis la présence des phénomènes de dissolution, ceci est confirmé sur les différentes carottes car il existe des vacuoles de dissolution à 306m, 321m et 334.70m de profondeur (Fig.III. 35) ainsi qu'une dissolution le long des lignes de croissance soulignée à 323.50m de profondeur (Fig.III. 33).



Fig.III. 35: Vacuoles de dissolution (CHAREF-KHODJA Younes 2015).

V. L'interprétation de l'imagerie du fond

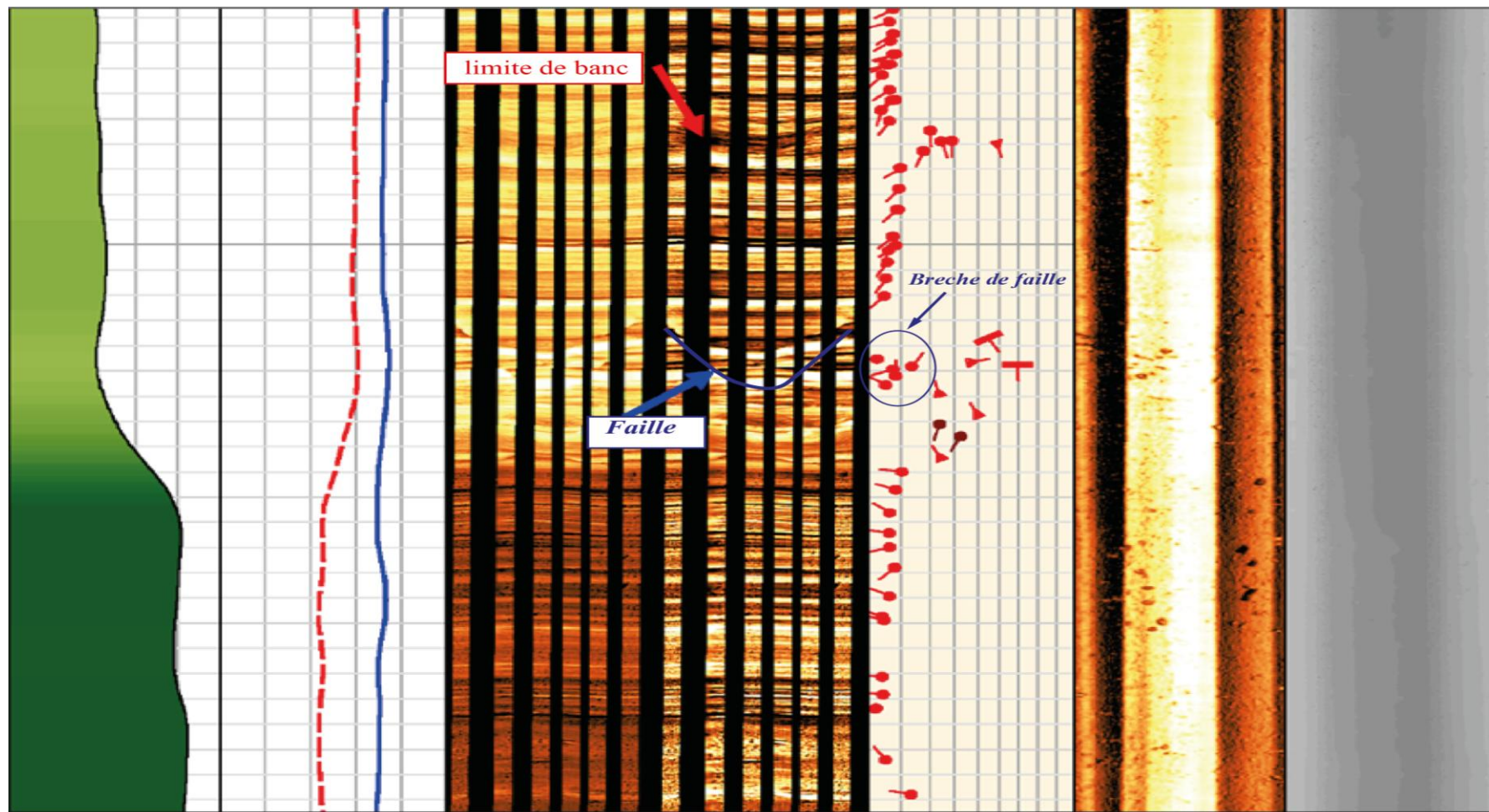


Fig.III.36: Premier intervalle (In Sonatrach-Divisin exploration).

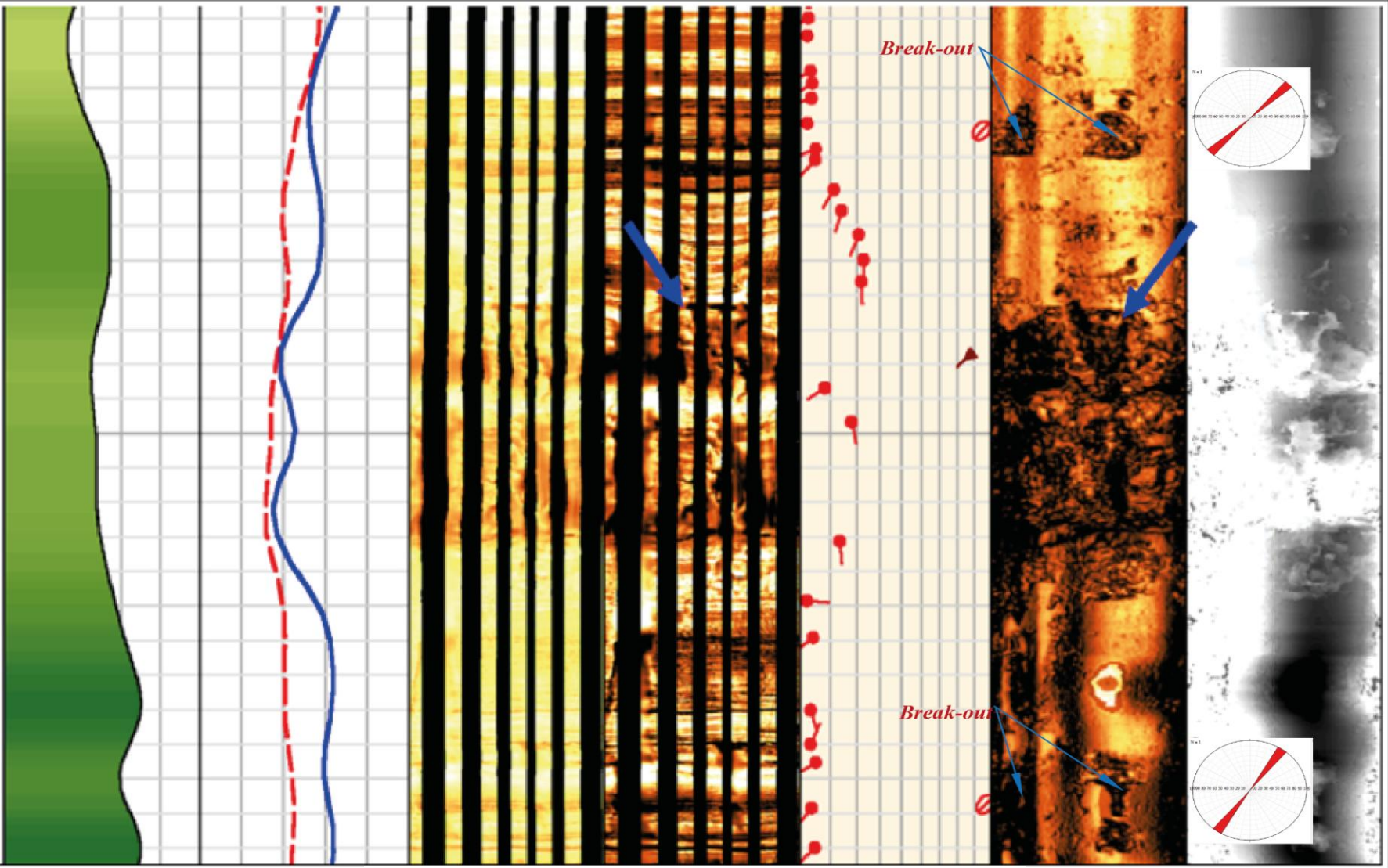


Fig.III. 37: Deuxième intervalle (In Sonatrach-Disvision exploration).

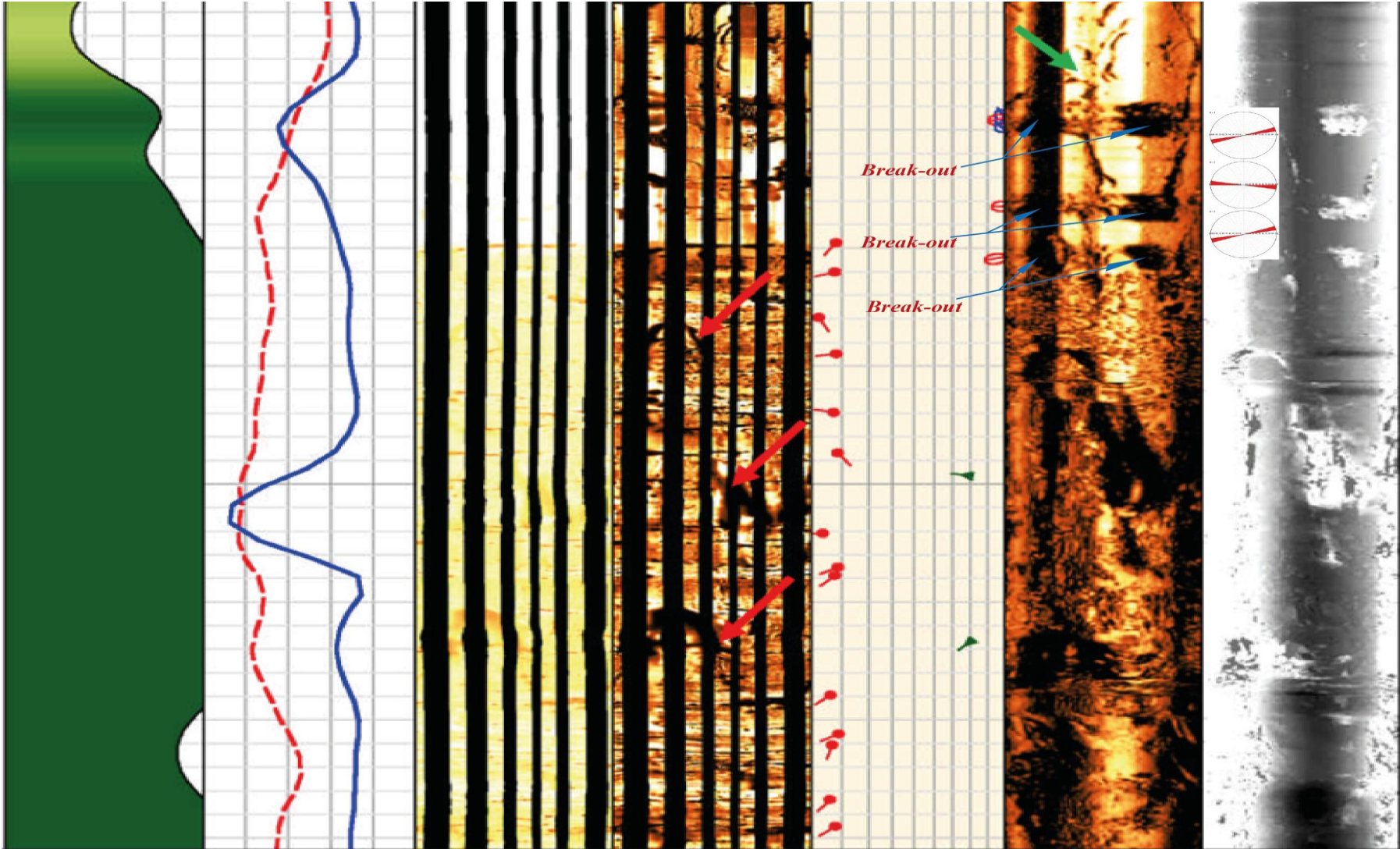


Fig.III. 38: Troisième intervalle (In Sonatrach-Division exploration).

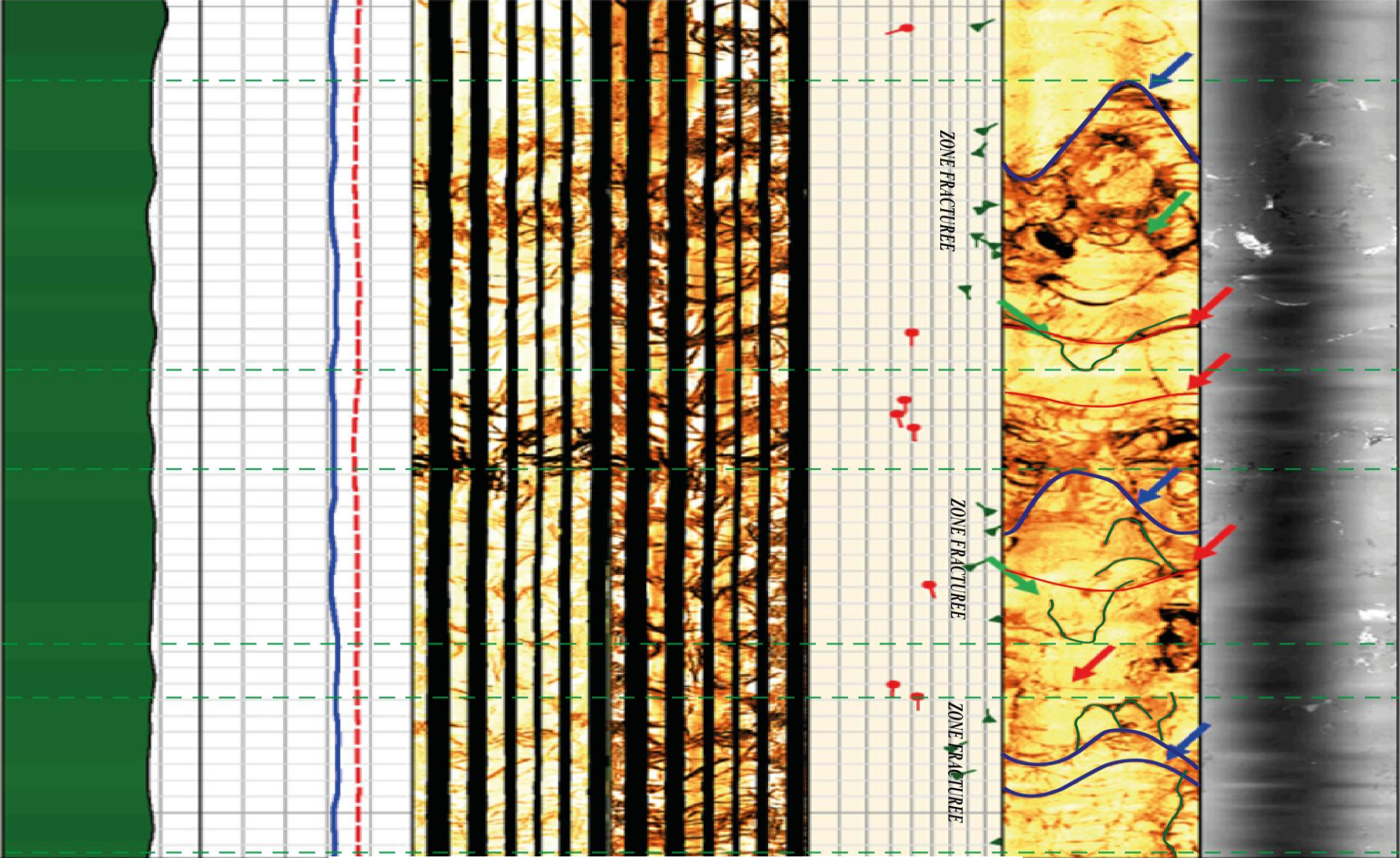


Fig.III. 39: Quatrième intervalle (In Sonatrach-Division exploration).

Le log d'imagerie ci-dessus concerne seulement quatre niveaux réservoirs indépendants appartenant au groupe de Hank traversés par le puits-A.

➤ **Les limites des bancs**

Les limites des bancs identifiés sur le log apparaissent horizontales à subhorizontales dans les zones faiblement fracturées par contre elles sont inclinées dans les zones fortement fracturées.

➤ **Les failles**

Sur le log d'imagerie existe cinq failles dont trois d'elles affectent le quatrième intervalle (**Fig.III.39**) représentées par une forme sinusoïdale de forte à très forte amplitude.

La faille qui affecte le réservoir représenté par le premier intervalle (**Fig.III.36**) est accompagnée par une brèche justifiée par une variation de direction des tadpoles.

➤ **les fractures ouvertes**

Ce sont les fractures naturelles les plus apparentes sur le log, elles sont en nombre de 19, regroupées en trois zones principales localisées dans le banc inférieur représenté par le quatrième intervalle (**Fig.III.39**). Cette grande densité des fractures est expliquée par la présence de trois failles dans ce banc.

Le traitement statistique de ces fractures a permis l'établissement d'une rosace (**Fig.III. 40**), Cette rosace a montré une direction principale ENE-WSW (N060) et une direction secondaire E-W (N090).

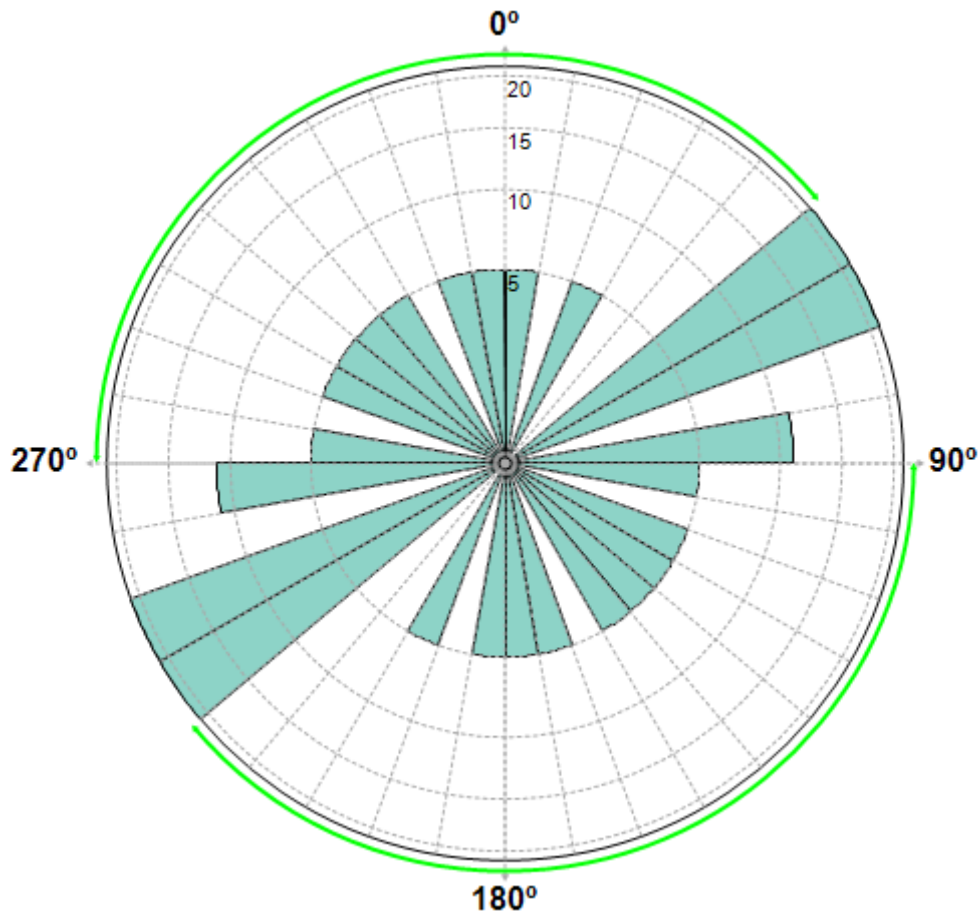


Fig.III. 40: Rosace montrant les directions des fractures ouvertes.

➤ **Les break-outs**

Les break-outs se trouvent uniquement dans le deuxième et le troisième intervalle du log.

La rosace établie dans le deuxième intervalle (**Fig.III. 41**) montre que la direction des breaks-Outs qui aussi celle de la contrainte horizontale mineure est NE-SW (N040) ; alors la direction de la contrainte horizontale majeure est NW-SE (N130).

La rosace établie dans le troisième intervalle (**Fig.III. 42**) montre que la direction des breaks-Outs qui aussi celle de la contrainte horizontale mineure est ENE-WSW (N080) ; alors la direction de la contrainte horizontale majeure est SSE-NNE (N170).

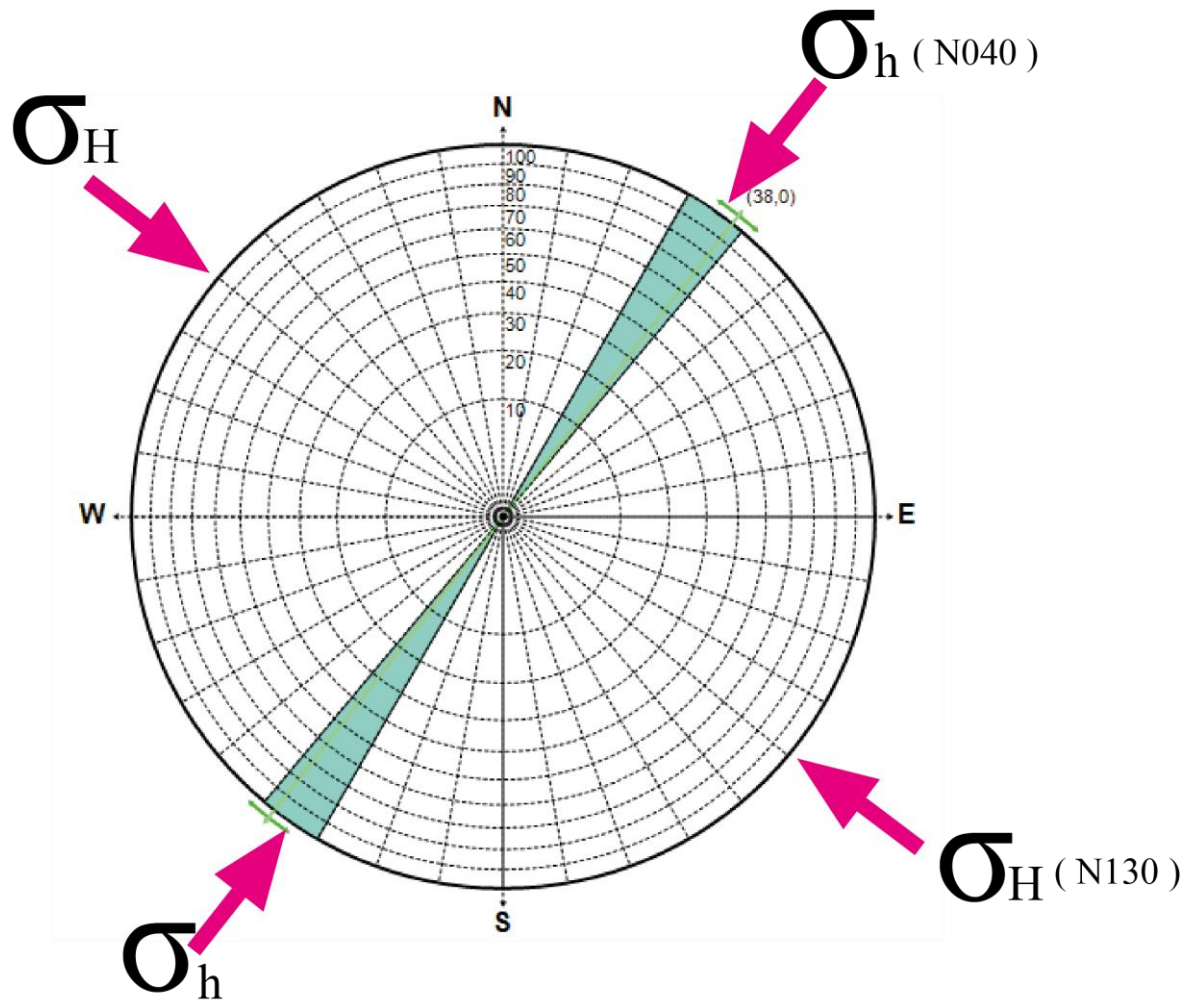


Fig.III. 41: Direction des breaks-outs dans le deuxième intervalle.

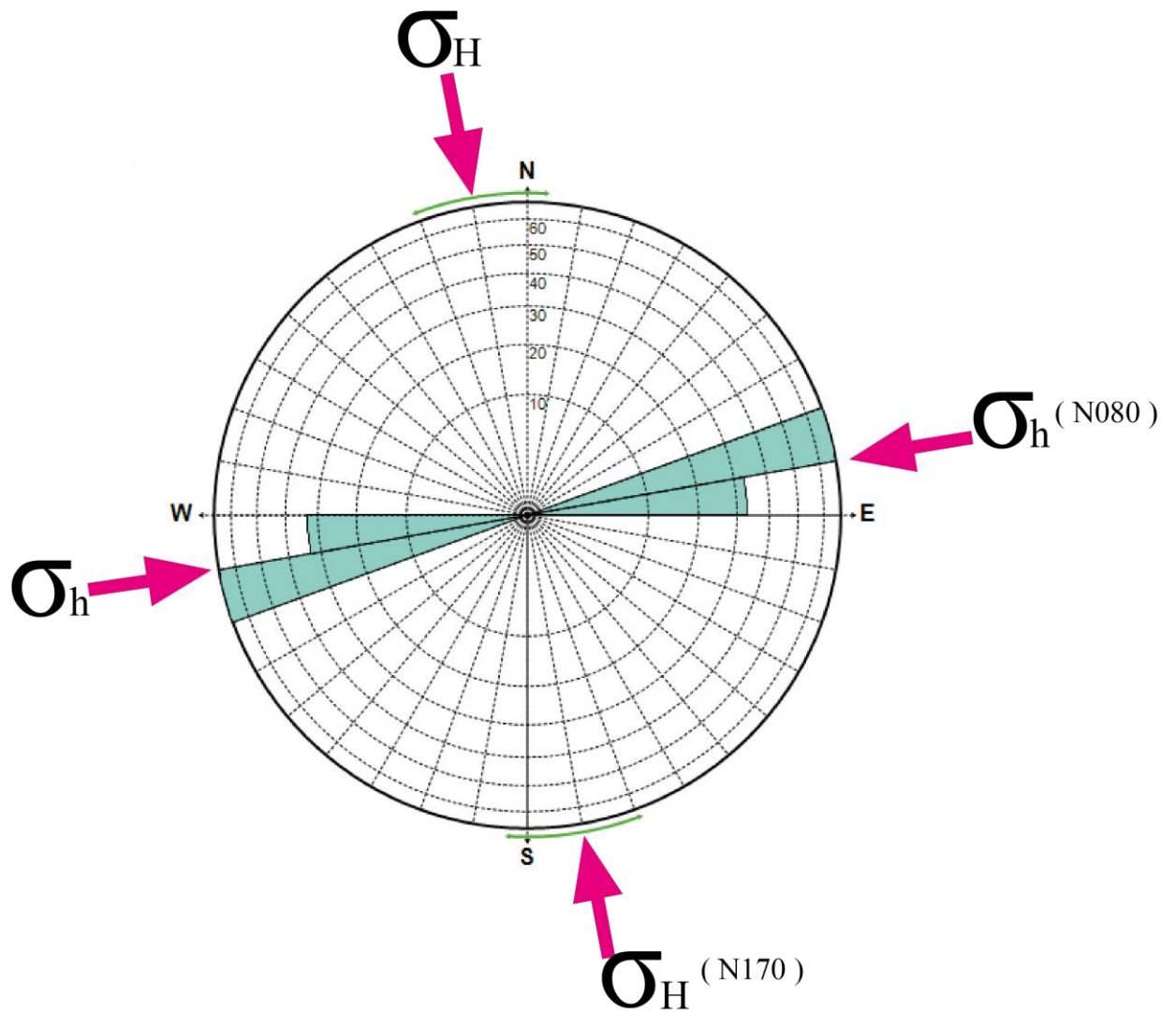


Fig.III. 42: Direction des breaks-outs dans le troisième intervalle.

CHAPITRE:

IV.

ÉTANCHEITE
DES
FAILLES

Dans ce chapitre on a étudié l'étanchéité de la faille² afin de trouver des explications de la répartition verticale des hydrocarbures dans le puits-A.

I. La théorie des pièges contre-faille et notion d'étanchéité

Les pièges par failles se rencontrent plus particulièrement :

- D'une part dans les bassins paraliques aux épaisses séries plastiques argilo-sableuses caractérisées par des failles synsédimentaires,
- D'autre part, dans des provinces plus stables, plissées ou non, où les accidents sont généralement le résultat d'une tectonique cassante.

Les failles qui accompagnent aussi bien les déplacements verticaux que les mouvements de décrochement peuvent, dans certaines conditions, constituer des barrières à la migration des hydrocarbures et les piéger ; elles facilitent cependant bien souvent les migrations et dismigrations.

Une faille, est dite étanche à un fluide, lorsque celle-ci constitue une barrière imperméable, empêchant un fluide de passer d'un compartiment à un autre ou bien si elle isole deux ou plusieurs compartiments dans un même gisement d'hydrocarbures (S.D.Knott 1993 ; A.V.Milkov & al 2007 ; R.M. Jones & R.R.Hillis, 2003).le cas le plus simple de faille imperméable est lorsque celle-ci met en contact une roche perméable (ex : grés) et une roche imperméable (ex : argile).

Durant le processus de migration et de piégeage des hydrocarbures associés aux pièges dits contre-faille, il est impératif que la faille constitue une barrière qui va contenir les hydrocarbures dans un seul compartiment et les empêcher de passer vers l'autre compartiment et ainsi de s'échapper de piège .Dans ce cas on dit que la faille est étanche au fluide.

Cette capacité de la faille d'être étanche à un fluide est le résultat de l'action des deux forces ; la pression du fluide (p_f) contenu dans le piège qui s'exerce sur la faille et la pression capillaire (p_c), assimilée à une force de résistance, contenu dans le plan de la faille lui-même. Pour la pression du fluide le paramètre déterminant est la hauteur de fluide contenu dans le piège et pour la pression capillaire, le paramètre déterminant est la dimension des pores car plus le matériau rocheux ,qui souligne la faille, est compact, non poreux et non perméable, plus la pression capillaire est élevée et plus grande sera la résistance de la faille.

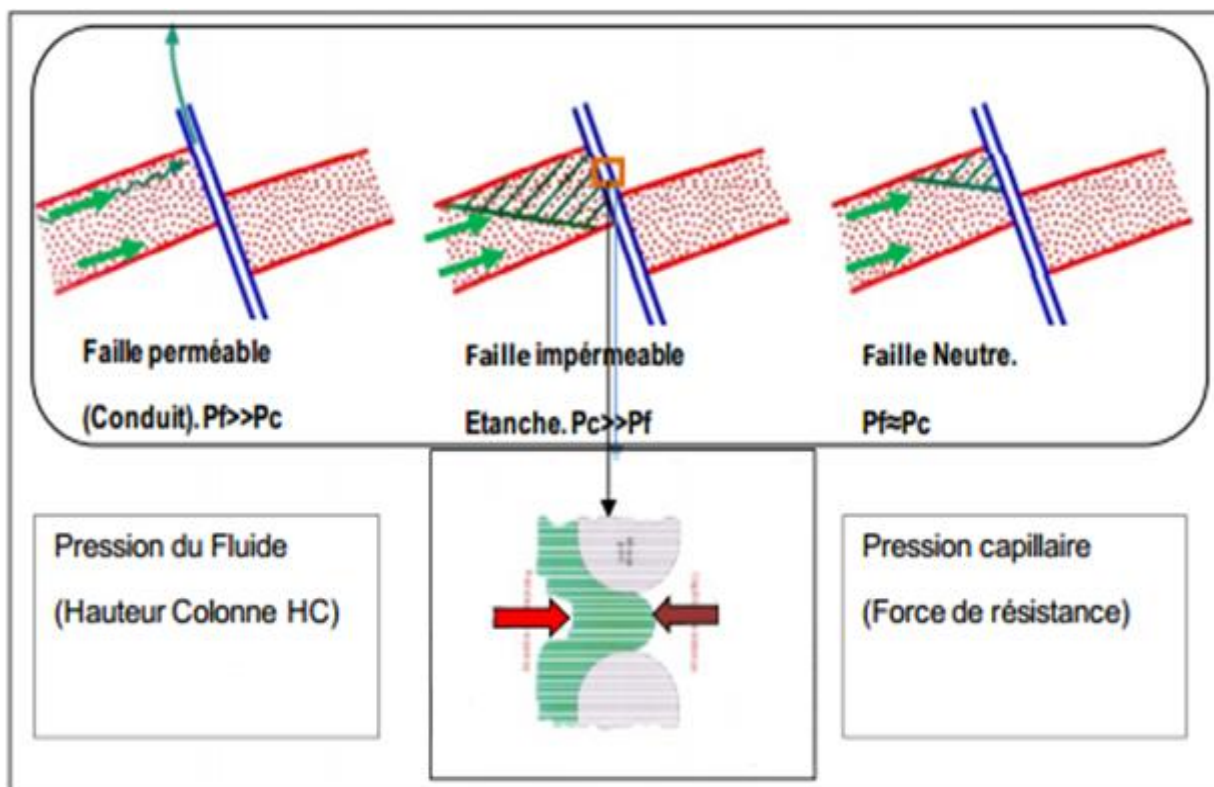


Fig.IV. 1: Schéma simplifié montrant le comportement d'une faille vis-à-vis d'un fluide.

I.1. Mécanismes d'étanchéité des failles

Plusieurs mécanismes ont été proposés pour expliquer l'étanchéité d'une faille (Allan, 1989 ; Knot, 1993 ; Yeilding et al, 1997 ; Jones&Hillis ; 2003 ; Faersth et al, 2007).

I.1.1 La juxtaposition

Dans ce cas la couverture latérale se fait par juxtaposition de part et d'autre de la faille de roches réservoirs (roches perméables) contre des roches imperméables. Les facteurs critiques qui contrôlent l'étanchéité des failles par ce mécanisme, sont la variation des rejets et le rapport rejet /épaisseur du réservoir ainsi que la variation de la lithologie et les propriétés-réservoirs.

I.1.2. Etanchéité par capillarité « Membrane Seal »

Dans ce cas en revanche, le plan de faille lui-même est souligné par un matériau rocheux en relation avec les mouvements de friction, où circulation des fluides hydrothermaux. Ce matériau confère au plan de la faille des pressions capillaires élevées nettement plus importantes que la pression du fluide contenu dans le réservoir.

I.1.3. Etanchéité par injection d'argile « Shale Smear »

Ce mécanisme est plus connu et décrit dans les dépôts sous compactés et meubles. On assiste durant le mouvement de la faille à l'entraînement et l'injection d'argile dans le plan

de la faille lui-même .L'argile étant une roche imperméable assurera ainsi à la faille une étanchéité.

I.1.4. Fracturation

Un réseau de fractures cimenté, très dense peut être associé à la zone de faille ou aux terminaisons de cette même faille et de ce fait, rend difficile ou impossible le passage d'un fluide d'un compartiment à un autre.

La hiérarchie d'un système de failles joue également un rôle important, comme on peut l'observer, dans de grandes provinces deltaïques, où les failles de croissance majeures apparaissent généralement comme des voies de migration, alors que les failles secondaires de compensation synthétiques ou antihétiques, forment plus souvent des barrières.

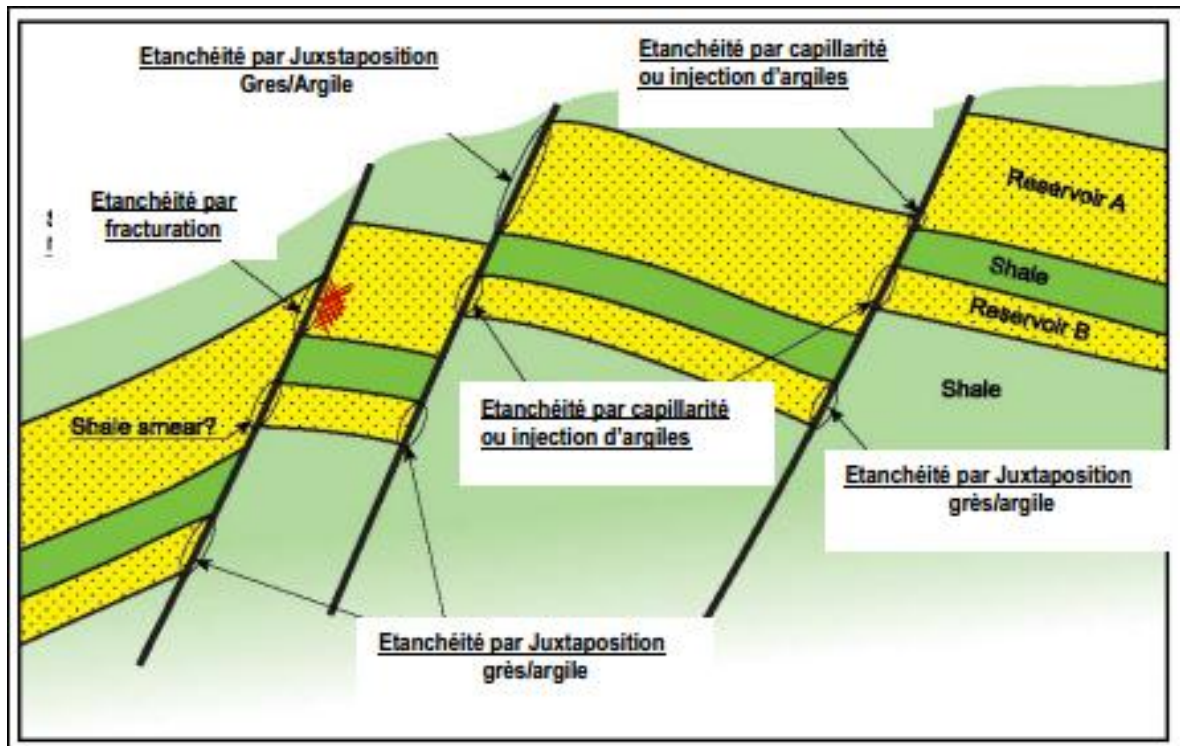


Fig.IV. 2: Coupe schématique montrant les différents mécanismes d'étanchéité des failles (Faersth et al 2007).

II. Description stratigraphique du puits-A

Ce forage est un puits stratigraphique ayant comme objectif la reconnaissance des séries sédimentaires qui caractérisent le périmètre de Chénachene .Il traverse l'ensemble des formations d'âge méso- protérozoïque ; néo- protérozoïque et paléozoïque constituées par les différentes séries sédimentaires citées ci-après :

- la série de Hank déposée en discordance sur le socle ,elle est d'âge méso-protérozoïque formées essentiellement par des dépôts carbonatés comme les calcaires à stromatolithes qui possèdent un intérêt pétrolier très important car se sont considérés simultanément comme une roche réservoir et roche mère ; au-dessous de ces calcaires s'est déposée des argiles très riches en matière organiques donnant ainsi la principale roche mère de la région qui a alimenté tous les réservoirs sus-jacents.
- La série de Dar Cheikh datée de Néo-Protérozoïque composée par des dépôts sillicoclastiques, ces dépôts commencent par des épaisses séries argileuses avec quelques passés de bancs gréseux et intercalées aussi par trois coulées volcaniques (A, B et C).

Sa partie sommitale est constituée par une alternance de dépôts argileux-gréseux et divisée en quatre unités

- Unité de Damrane.
- Unité de Sbeita.
- Unité de Mokrid.
- Unité de Dar Echikh.

Chacune des trois premières unités possède un réservoir pétrolier représenté successivement par les grés de Mokrid avec une épaisseur de 15 m, les grés de Sbeita qui atteint une épaisseur de 25 m et les grés de Damrane épais de 10 m.

Les données de GR montrent que sa valeur est très élevée dans l'unité de Mokrid notamment à sa base et elle diminue dans les unités de Dar Echikh, de Damrane et de Sbeita qui est caractérisée par un pourcentage très élevé de grés.

Le sommet de cette série est couronné par la discordance panafricaine caractérisée par les tillites de Kayes qui sépare les formations de protérozoïque de celles de paléozoïque.

- La série de Fersiga datée de Cambrien, elle commence par des tillites et des dolérites surmontées par d'épaisses séries argileuses intercalées par des bancs gréseux et parfois des passés de calcaires au sommet.

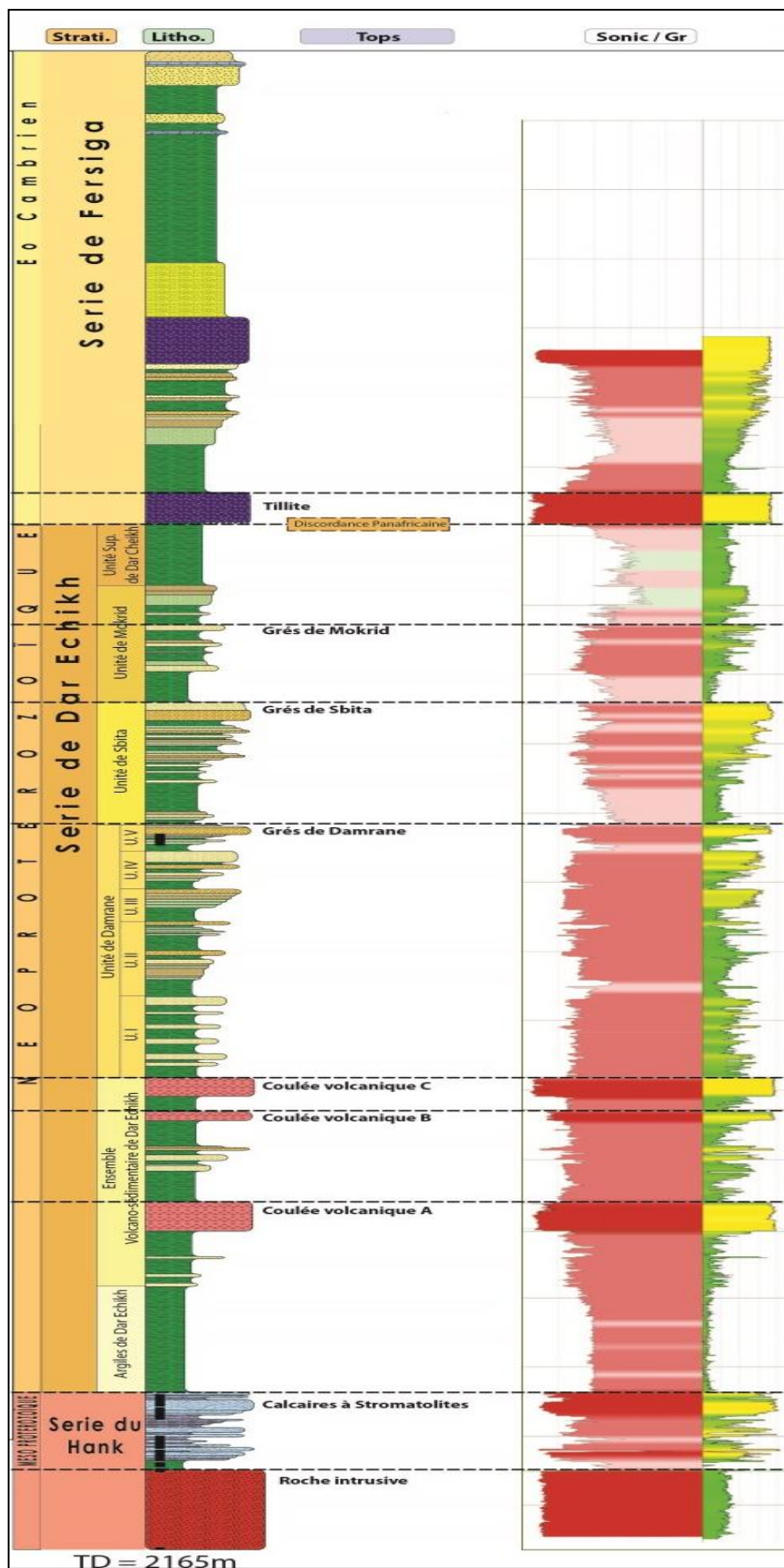


Fig.IV. 3: Colonne stratigraphique du Puits-A (In Sonatrach-Division exploration).

III. L'interprétation de la coupe géologique

La coupe géologique d'orientation E-W est établie à partir des cartes en isobathes au toit des réservoirs de Sbeita et de Hank, les cotes des toits des grés de Mokrid et de Damrane ainsi que les épaisseurs des quatre réservoirs ont été obtenues à partir des données du puits A.

La profondeur de la discordance panafricaine de part et d'autre de puits-A a été acquise en utilisant les sections sismiques.

Au premier lieu, la coupe est réalisée manuellement sur un papier millimètre puis elle a été refaite par un Software qui est l'Adobe Illustrator CC.

La coupe montre que la structure des quatre réservoirs se présente sous forme d'un anticlinal coupé par des failles de socle d'orientation N-S. Le rejet de ces failles est très important à l'Est, il est d'environ 1900m néanmoins il est faible à l'Ouest qui est d'ordre 650m et plus faible au voisinage du puits-A qui est d'environ 150m au niveau de Hank et 50m au niveau des trois autres réservoirs; il existe également une faille de couverture sans déplacement qui affecte seulement les réservoirs supérieurs.

Cette variation du rejet des failles a donné aux réservoirs une structuration en bloc surélevé au centre et en blocs affaissés à l'Est et à l'Ouest.

L'interprétation des diagraphies est les résultats des tests DST ont montrés la présence d'hydrocarbures dans le groupe de Hank ainsi que dans le niveau de Sbeita et leurs absence dans les niveaux de Damrane et de Mokrid malgré que leurs propriétés petrophysiques sont bonnes, ces résultats concernent seulement le flanc Ouest de la faille 2 où se trouve le puits A.

En utilisant le log de GR (Gamma-Ray) il apparait que les formations qui se trouvent en face des niveaux réservoirs de Hank et de Sbeita sont caractérisées par des grandes valeurs de GR (formations ayant un grand pourcentage d'argile) cependant celles qui s'opposent aux niveaux réservoirs de Damrane et de Mokrid possèdent des valeurs de GR moins importantes (formations ayant un grand pourcentage de grés).

La répartition verticale des hydrocarbures dans la région d'étude est expliquée par l'étanchéité de la faille 2, cette étanchéité peut être contrôlée par trois hypothèses:

- La nature lithologique des formations mises en face aux réservoirs c'est-à-dire il faut s'intéresser au pourcentage argile-grés. Quand la faille2 affecte une formation ayant un pourcentage élevé de roche réservoir (grés) par rapport au roche imperméable (argile), celle-ci aura plus de chance de mettre en contact des niveaux

réservoirs contre des niveaux réservoirs. Elle va ainsi diminuer sa capacité d'être étanche. Par contre, quand cette faille affecte une formation ayant un pourcentage élevé de roche imperméable la faille2 a plus de probabilité de mettre en contact des niveaux réservoirs contre des niveaux non réservoirs et ainsi d'augmenter sa capacité à être étanche.

Les niveaux de Sbeita et de Hank qui se trouvent dans le compartiment Ouest de la faille2 sont plus favorisés à la conservation des hydrocarbures grâce au pourcentage élevé d'argile qui se trouve dans les formations infracambriennes mises en face d'eux, ce qui a fourni une bonne étanchéité au niveau du contact de la faille avec ces deux réservoirs tandis que les niveaux de Mokrid et de Damrane sont imprégnés uniquement par l'eau, ceci est dû à la nature lithologique des formations opposées ayant un pourcentage élevé de roches perméables (grés).

Cette situation d'étanchéité mise en évidence une possibilité d'une circulation d'eau suivant la faille1, cette eau passe à travers les différents réservoirs de compartiment Est de la faille2 et aura tendance à s'infiltrer seulement dans les grés de Mokrid et de Damrane localisés dans son compartiment Ouest et chasse ainsi leurs hydrocarbures.

- La nature de matériau rocheux (la gouge) soulignant le plan de la faille2, Ce matériau est généré par des actions mécaniques (mouvements de friction et fracturation associée) ; la variation de l'épaisseur et la nature de ce matériau détermine la capacité de résistance de la faille2 à la pression exercée par les fluides. D'après la description lithologique précédente il apparaît que la gouge mise en face des niveaux de Hank et de Sbeita est compacte, cohésive et constituée essentiellement par une fraction argileuse ce qui rend la faille à ces endroits plus efficace en termes d'étanchéité cependant celle qui se met en face des niveaux de Mokrid et de Damrane est formée principalement par des matériaux gréseux ce qui a donné des points de fuite d'hydrocarbures.
- Les pressions capillaires soulignant le plan de la faille2, L'étanchéité par capillarité est contrôlée directement par la nature lithologique de la gouge, car elle est plus importante lorsque la gouge est formée par des matériaux plus argileux, ce qui explique la forte étanchéité de la faille en face des niveaux de Hank et de Sbeita.

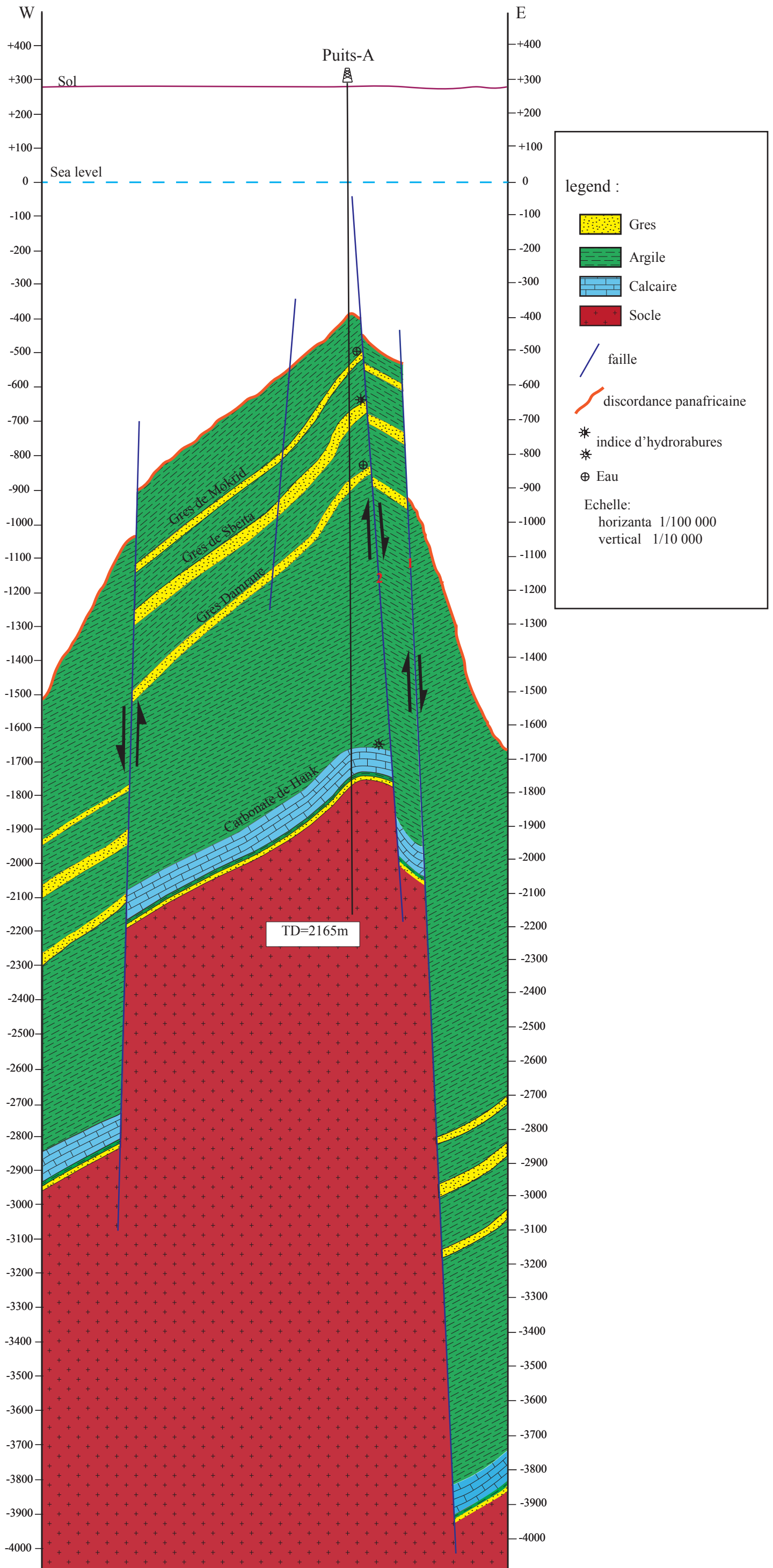


Fig.IV.4: Coupe geologique E-W de la zone d'etude

CONCLUSION

ET

RECOMMANDATIONS

Conclusion et Recommandations

Le périmètre de Chenachene qui renferme le sillon de Fersiga est une nouvelle zone pétrolière localisée au Sud-Ouest du Sahara algérien encore en voie d'exploration et de prospection, ses réserves en hydrocarbures possèdent un intérêt industriel cependant leurs histoire géologique du point de vue génération, migration et piégeage reste encore mal connue.

La série de Hank renferme la roche mère de la région et l'un de ses principaux réservoirs, donc elle possède un intérêt considérable.

La roche mère est une marne noire riche en matière organique et n'est décrite que dans certains puits et elle est représentée par la formation de Oued Souss, cette dernière est discontinue dans le bassin car elle est remplacée dans certains endroits par son équivalent latéral qui est la formation de Chenachene.

Le réservoir de Hank est un calcaire à stromatolithes qui se décrit dans tous les puits réalisés dans la région d'une manière quasiment uniforme du point de vue lithologique et épaisseur.

L'aspect structural de la région est assez compliqué, cette situation peut être expliquée par l'ancienneté des dépôts qui ont connu plusieurs phases de déformation.

Les séries sédimentaires de la région de cette étude est affectée par plusieurs accidents qui sont soit des failles majeures du socle ou bien des failles de couverture ; la fracturation de surface observée sur les cartes satellitaires et celle de subsurface marquée sur les carottes et les logs d'imagerie (réservoir de Hank) s'organise selon un réseau de fracture qui montre la présence de quatre familles orientées selon les directions : N-S, NW-SE ,NE-SW et E-W .

La répartition verticale particulière des hydrocarbures dans le puits-A réalisé dans le sillon de Fersiga est expliquée par l'étanchéité de la faille2, cette étanchéité est contrôlée par plusieurs mécanismes, les plus important sont :

- La nature lithologique des formations mise en face aux réservoirs (les carbonates de Hank, les grés de Damrane, les grés de Sbeita et les grés de Mokrid).
- La nature lithologique de matériau (la gorge) soulignant le plan de la faille2.
- Les pressions capillaires soulignant le plan de la faille2.

Conclusion et Recommandations

A la base des données disponibles mises à notre disposition et les résultats de cette étude, il est recommandé de faire :

- 1- Une sismique 3D détaillée dans le but de choisir la bonne implantation des forages et découvrir d'autres accumulations des hydrocarbures dans tout le périmètre.
- 2- Le carottage des réservoirs de Damrane, Sbeita et de Mokrid ainsi que la réalisation de l'imagerie de ces trois réservoirs afin de mieux les étudier du point de vue tectonique.
- 3- Une étude sédimentologique approfondie des formations mises en face aux différents réservoirs du puits-A pour mieux comprendre les mécanismes qui contrôlent l'étanchéité de la faille2.
- 4- Le forage d'un puits au niveau du compartiment Est de la faille2 pour vérifier l'existence des quantités additives des hydrocarbures ainsi que la situation de leur répartition verticale à cet endroit.
- 5- Etude de l'étanchéité de la faille1 pour mieux connaître la circulation des fluides entre les différents compartiments de la failles1 et de la faille2.

Bibliographie

- AG MOHAMED Ahmed, directeur adjoint AUREP(2015).Exposition sur la recherche pétrolière au Mali.
- Allan.U.A. (1989).Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures: AAPG Bulletin, V 73, No 7, pp.803-811.
- BOUSSAID Slimane et SADDELLI Adel(2015).Mémoire de fin d'étude, FHC : Analyse de la fracturation de l'infraCambrien et essai d'analyse fractale, Bassin de Fersiga NE du bassin de Taoudenni.
- Breton, P., Yeilding, G., Jones, H., (2003).Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights.AAPG Bulletin, v.87, No.3, PP.397-413.
- BRGM-GEO/Assabet el Hassiane Project. «Geological Survey of the Assabet el Hassiane Group (Taoudeni Basin –Mauritania) ».
- BRGM-GEO/Char Project. « Geological survey of the Char Group (Taoudeni Basin – Mauritania) ».
- BRGM-GEO/Chegga Project. «Geological survey of the Chegga area and shallow drilling campaign (NE Taoudeni Basin – Mauritania) ».
- CHAREF-KHODJA Younes (2015).Mémoire fin d'étude, FHC : Etude sédimentologique de la série du Hank dans le périmètre de Chenachene (Sud-ouest de la plateforme Saharienne-Algérie-).
- FABRE Jean(2005) .Géologie du Sahara occidental et central.
- Faerseth ,R.B.,Jihnsen ,E .,sperrevik ,S.,(2007).Methodology for risking fault seal capacity: Implication of fault zone architecture:AAPG Bulletin,v.91,No.9,PP.1231-1246.
- Fisher, Q.J., Knipe, R.J., (2001). The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian continental shelf.Marine and Petroleum Geology 18.PP 1063-1081.
- Groupement ANTEA et GMB_consult (29 Décembre 2012).Rapport de synthèse hydrogéologie /Gestion intégrée et concertée des systèmes aquifère d'Iullemeden, de Taoudenni-Tanezrouft et de fleuve de Niger.
- IMESSAOUDENE Narimene (2012).Mémoire de fin d'étude, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF : Utilisation de la télédétection pour la cartographie

géologique du Massif des Eglab et de sa bordure sédimentaire (Sud-ouest algérien)
/Exemple de la feuille de Mokrid.

- KNIPE R.J (1997).Juxtaposition and seal diagrams to help analyse fault seals in hydrocarbon reservoirs.AAPG Bulletin, v81, N°2, pp.187-195.
- Knott, S.D. (1993): Fault seal analysis in the North Sea.AAPG Bulletin, V.77, No 5, PP.778-792.
- MOYEN Jean-François (Septembre 2009).Cours de géologie structurale.
- NAFTOGAZ(2006).Imagerie du fond.
- PERRODON Alain(1985).Géodynamique pétrolière, genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures.
- PROUST Jean-Noël(1992).Mémoire science géologique, expression sédimentologique et modélisation des fluctuations glaciaires.Exemple des dépôts du protérozoïques terminal au Mali occidental.
- SIMPARA Mamadou, directeur d'AUREP (Novembre 2009).Exposition sur les Avancées et Perspectives des Activités Pétrolières au Mali.
- Sonatrach –Division exploration (Février 2008) .Rapport de Synthèse des travaux G&G de la première année de recherche / Projet – Bloc 20- Taoudéni Projet Chénachene.
- Sonatrach –Division exploration, Rapport de synthèse sur le périmètre de recherche Chénachene centre.
- VILLEMUR Jean-Remy (1967).Mémoire du Bureau de Recherches Géologiques et Minières, Reconnaissance géologique et structurale du nord du bassin de Taoudenni.
- WEC Algérie (2007). Développement des réservoirs.