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

Département : gisement minier et pétrolière

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Spécialité : Géologie Pétrolière

Présenté par :

OUETTAR Djamel

Thème

ANALYSE DU RESEAU DE FRACTURES ET DES PARAMETRES PETROPHYSIQUE DES RESERVOIRES ORDOVICIENS DE LA STRUCTURE DE BAHAR EL HAMMAR -BASSIN DE L'AHNET – PLATEFORME SAHARARIENNE -ALGERIE

Devant le jury :

M.m. OUIBRAHIM..	Zohra	UMBB	Président
Mr LOUMI	Khaled	UMBB	Encadreur
M. BENAYAD.	S	UMBB	Examinateur
……..	……..	UMBB	Examinateur
……..	……..	UMBB	Examinateur

Année universitaire 2016 / 2017

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je remercie Dieu le tout puissant qui m'a comblé de sa compassion pour que je puisse faire face aux divers obstacles inhérents durant mon cursus d'études.

Il m'est agréable d'adresser mes vifs et sincères remerciements à tous ceux qui m'ont apporter leurs aides et conseils de prés ou de loin pour mener à terme ce travail.

Mon promoteur, Dr. Monsieur Loumi Khaled., ainsi que le chef de Département SW à la Sonatrach Division Production (hydra), M Zahoua .

J'exprime particulièrement ma profonde reconnaissance à mon encadreur M.Ait Ali Zoulikha , ingénieur géologue et M.Nassin .

Et enfin, je remercie vivement tout le personnel de la Division Exploration (SH),M. Belouettar,Drrich et la division de production (SH) Maziz .

SOMMAIRE

Problématique ……1

Chapitre I : GENERALITES

I. Introduction……2

II. Les grands traits du bassin de l'ahnet……..…..2

II.1 Situation géographique ……..2

II.2 Situation géologique ……2

II.3 Aspect structurale du bassin ……..4

. II.4 Stratigraphie……..…5

II.4.1 Le substratum ……5

II.4.1.1 Le socle ……..…...5

II.4.1.2 La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet……. 6

II.4.2 La couverture Paléozoïque ……...**6**

II.4.2.1 Le Cambro-ordovicien ……6

II.4.2.1.1. Le Cambrien (Unité II)……...…..6

II.4.2.1.2. L'Ordovicien ……..7

II.4.2.2. Le Silurien ……9

II.4.2.3. Le Dévonien ……9

II.4.2.4. Le Carbonifère……..……11

II.4.3. Le Mésozoïque ……11

II.4.3.1. Le Crétacé ……..…11

III. Evolution Paléostructurale du bassin de l'Ahnet……13

III.1. La phase Panafricaine ……..…….....13

III.2. La phase Cambro-Ordovicienne ……..13

III.3. La phase Tectonique (Caradoc) …….14

III.4. La phase Silurienne ……...……14

III.5. La phase Calédonienne ……14

III.6. La phase Dévonienne ……14

III.6. La phase post Faménnienne ……15

III.7. Les mouvements Hercyniens ……15

III.9. La phase Triasique ……...16

III.10. La phase Jurassique ……16

III.11 La phase Crétacé ……..…16

IV. Cadre local et structural de la zone d'étude Bahar el Hammar….……18

IV.1 Situation géographique ……18

IV.2 Cadre Structural ……18

Chapitre II : ANALYSES STRUCTURALES

I Rappel théorique……..…..20

I.1. Systèmes de fractures associés aux failles……...… 20

I.2. Les décrochements. ……20

I.2.1. Caractérisation d'un décrochement……...…….20

I.2.2. Le modèle de Reidel……21

I.2.3. Les plis en échelon……..……23

I.2.4. Les zones en compression et les zones en extension……..…..25

II. Analyse des cartes ……...…27

II.1.Carte géologique ……..…27

II.1.1.Commentaire de la carte géologique de surface …….27

II.1.2.La Structure de Bahar el Hammar ……...27

II.2.Carte linéamentaire ……..……27

III. Rosaces et histogrammes établis en fonction de l'orientation.

des linéaments……..…..45

III.1.Rosaces et histogrammes établis à partir de l'image Landsat ...….45

III.2. Commentaire sur les résultats……..….51

III.3. Modèle de déformation……..…57

IV-Analyse des profils sismiques……..……58

IV.1.Interprétations des sections sismiques……..….63

IV.1.1.Qualité des sections ……..…63

IV.1.2.Interprétation des profils choisis……..….63

V. Conclusion ……65

CHAPITRE III : IMAGGRIE DE FOND

I. Introduction ……66

II. Les types des fractures ……..67

II.1. Les fractures naturelles ……..…67

II.2.les fractures induites ……..67

II.3.les fractures provoquées ……67

III. les systèmes de fractures ……..67

III.1.système des fractures associées aux failles ……..….67

III.2.système des fractures associées au pli ……..68

IV. Les différents outils d'imagerie **69**

IV.1. Imagerie électrique ……..……..…69

1. Earth Imager ……69

2. OBMI (Oil-Base Micro Imager……69

IV.2.Imagerie ultrasonique ……....69

1. Outil CBIL ……69

2. Outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager…….……70

V. Analyse des fractures sur les logs d'imagerie des puits……...72

V.1. Présentation des données du puits P1……..…..73

V.1.2.Les fractures ……. …... ……..…73

V.1.3.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)…….....74

V.2.Le puits P2……...77

V.2.1.Analyse des fractures du puits P2 (Imagerie UBI et OBMI)…...77

V.2.2.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)……...….78

V.3. Le puits P3……..….79

V.3.1. Analyse des fractures (Imagerie OBMI et OBI……..…79

V.3.2. Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI……....81

V.4.Le puits P4……..……84

V.4.1.Imagerie UBI et OBMI…….……...……84

V.4.1.1.Les fractures…….…….……84

V.4.1.2.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)……..85

V-4-2-Imagerie UBI……..……88

V.4.2.1.Analyse des fractures ……..…..……88

V.4.2.2.Direction de la contrainte……..……89

Chapitre IV: ANALYSE DES CARACTERISTIQUE PETROPHYSIQUES

Introduction……...……92

I. Les cartes des paramètres pétrophysiques……..92

I.1.L'unité Dalle M'Kratta. …….92

I.1.1.Carte d'iso-perméabilité…….……..…92

I.1.2.Carte d'iso-porosité……..……94

I.2. Les grés d'El Golea……....95

I.2.1.La carte d'isoperméabilité……..….95

I.2.2. La carte d'isoporosité……..……96

I.3.Les Grés d'Oued Saret……..….97

I.3.1. La carte d'isoperméabilité……...……97

I.3.2. La carte d'isoporosité……..…98

I.4.Les Quartzites de Hamra……..….99

I.4.1. La carte d'isoperméabilité……..…99

I.4.2. La carte d'isoporosité……....100

II. Evolution verticale des paramètres petrophysiques……....101

II.1. Dalle de M'kratta ……..……101

II.1.1.Puits ……..……101

II.1.2.Puits 2……102

II.1.3.Puits 3……..……103

II.1.4.Puits 20……104

II.2. les Grés d'El Goléa……105

II.2.1.Puits 1……105

II.2.2.Puits 2……106

II.2.3.Puits 3……..……107

II.1.4.Puits 20……108

II.3. Les Grés d'Oued Saret ……109

II.3.1.Puits 1……..…109

II.3.2.Puits 2……110

II.3.3.Puits 3……..…111

II.3.4.Puits 20……112

II.4.Les Quartzite de Hamra ……113

II.3.1.Puits 1…….……113

II.4.2.Puits 2…….…114

II.4.3.Puits20……115

III. Les diagrammes de corrélation……..116

III.1. Dalle de M'krata…….….116

III.1.1.Puits1…….…116

III.1.2.Puits2…….……117

III.1.3.Puits3……118

III.1.4.Puits20……..……..…119

III.2. Les Grés d'El Goléa……..120

III.2.1.Puits1……120

III.2.2.Puits 2…….……121

III.2.3.Puits 3……..…122

III.2.4.Puits 20……..…123

III.3. Les Grés d'Oued Saret…….124

III.3.1.Puits 1……124

III.3.2.Puits 2……125

III.3.3.Puits 3……126

III.3.4.Puits 20 …….127

III.4. Les Quartzite de Hamra ……128

III.4.1.Puits1……128

III.4.2.Puits 2……129

III.4.3.Puits 20……..…130

VI. Conclusion…….130

Conclusion générale……132

Figure 1 : Situation géologique du bassin Ahnet (document Sonatrach)……..……....3
Figuré 2 : Carte Structurale et éléments tectoniques du bassin Ahnet-Gourara ……...4
Figure 3 : Colonne Stratigraphique du bassin Ahnet (Document Sonatrach)……..….12
Figure 4 : Les principaux événements affectant la Plateforme saharienne au cours du paléozoïque ….17
Figuré 5 : Situation géographique de la structure de Bahar el Hammar ……..……19
Fig.6: Systèmes de fractures associées aux failles……..…..…..20
Fig.7: caractéristiques d'un décrochement……..…..…21
Fig.8: Modèle de Riedel (Cloos, Riedel, 1929 ; Tchalenko, 1970)……..…..21
Fig.9: Géométrie idéale de plis en échelon associés à Décrochement (A) dextre ou (B) Senestre (d'après Sylvestre, 1988)…….…….....23
Fig.10 : Fentes de tentions (Jean-François, 2009)……..…24
Fig.12: Géométrie idéale de la composante horizontale d'un décrochement dextre, Woodcok and ((Fischer, 1994)……..…….25
Fig.13: Structures en fleur (Woodcock et Chubert, 1994)……...26
Fig.14 : Linéaments enregistrés par le logiciel Global-mapper …….…...28
Fig.15 : Image satellitaire (Google Earth) montrant les trois axes de la zone d'étude…….…...30.
Fig.16: Schéma structural montrant la détection des linéaments à méga-échelle et à méso-échelle……..31
.
Fig.17 : Extrait de la carte géologique du Sahara (Ahnet Central).(Document Sonatrach)…….32
Fig.18 : Extraits de la carte géologique (Document Exploration)……...33
Fig.19 : Légende de la carte géologique (Document Exploration)…….....34
Fig.20 : Carte structurale des linéaments affectant l'axe de la région de Oued Keren…….....35
Fig.21 : Carte structurale des linéaments affectant les trois zones de la structure de Bahar El Hammar (zone septentrionale, zone centrale et zone méridionale)…….....…36
Fig.22 : Carte structurale des linéaments affectant les trois zones de la structure de Bahar El Hammar…….....37
Fig.23 : Carte structurale des linéaments affectant l'axe de la région Djebel Berga,

Oued Djeret et Sabkhat el Malah…….....…38

Fig.24 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat

sur l'axe d'Oued Kerane…….....45

Fig.25 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image

Landsat sur l'axe d'Oued Kerane……...…45

Fig.26 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat

dans la zone méridionale de Bahar el Hammar ……..46.

Fig.27 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image
Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar …….....…46

Fig.28 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à de partir l'image
Landsat : zone centrale de Bahar el Hammar …….…...47

Fig.29 :Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image
Landsat dans la zone centrale de Bahar el Hammar ……...…47

Fig.30 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat
dans la zone septentrionale de Bahar el Hamar…….....48

Fig.31 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image
Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hammar ……...48

Fig.32 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image

Landsat sur l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah……..…..49

Fig.33 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image
Landsat sur l'axe de Axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah……...…49.

Fig.34 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat
dans la zone de Bahar el Hammar …….……..…..50

Fig.35 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de la
zone de Bahar el Hammar…….……50

Fig.36 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir

de l'image Landsat sur l'axe de l'axe d'Oued Kerane……...…53

Fig.37 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir
de l'image Landsat sur l'axe de Bahar el Hammar…….....…53

Fig.38 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah…… …….54.

Fig.39 : Schéma structural montrant l'effet de la phase Hercynienne précoce sur

la zone d'étude (N040)…….....55

Fig.40: Schéma structural montrant l'effet de la phase Hercynienne paroxysmale sur

la zone d'étude (N120)…….56

Fig.41 : Projection des profils sismiques sur la carte en profondeur au toit de l'ordovicien (Dalle de Mekrata)……..…..58

Fig.42 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P1…….…….59
.
Fig.43 : Coupe structurale de et profil interprétatif du profil sismique P2…….....…60

Fig.44 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P3…….……...61

Fig.45 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P4……..….62

Figure.46 : Les relations angulaires entre fractures et pli……..……...…68

Fig.47 : mesure de l'UBI……..…….……...…70

Fig. 48 : Présentation de la composition de l'outil UBI…….....….71

Fig 49 : Implantations des puits d'imagerie sur la carte satellite de
Bahar el Hammar**…….……...**72

Fig.50 : Enregistrement des fractures dans le puits P1……...….73

Fig. 51: L'apparition d'une fracture et des resaux du féssuration dans une image de fond
du puits P1 montréé par l'OBMIet OBI ……...…….….74

Fig.52 : Les brekouts sur l'unité de Quartzite de Hamra……..……..…….……75

Fig.53 : Rosace directionale des azimutes des brekouts et la rosace directionale des
fissures induites …….……..…….75

Fig.54 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts e des fissures induites……..…….……76

Fig.55: Possibilité de présence de faille à 1315m au fond de puits P2……..……..…..……77

Fig.56 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des
fissures induites dans le puits P2…….....…78

Fig.57 : Enregistrement des fractures dans le puits P3 ……..…..79

Fig.68 : Rosaces directionnelle des azimuts des familles de fractures…….……....80

Fig. 59 : Rosace directionnelle des azimuts des breakouts dans le puits P3…….……..….81.
.
Fig.60 : Rosace directionnelle des azimuts des fissures induites dans le puits P3……...82

Fig.61 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites
dans le puits P3…….…82

Fig. 62 : L'apparition d'une fracture naturelle et des réseaux des fissurations et la
de présence de faille dans une image de fond du puits P1 montrée par l'OBMI et OBI ….....83

Fig. 63 : L'apparition d'une fracture résistive et des réseaux des fractures mixte et les
fractures à faible impédance et des fractures à grande impédance dans une image de
fond du puits P4 montrée par l'OBMI et OBI (Document Schlumberger)……..84

Fig.64: Rosace directionnelle des fractures résistive et des réseaux des fractures mixte et les fractures à faible impédance et des fractures à grande impédance dans une image de fond du puits P4 montrée par l'OBMI et OBI dans le puits P4…….85

Fig.65 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites
dans le puits P4 montrée par l'OBMI et OBI (Document Schlumberger)……..…86

Fig.66 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et la rosace directionale
des fissures induites dans le puits P4 montrée par l'OBMI et OBI
(Document Schlumberger)……..…….87

Fig.67: Rosace directionnelle des fractures à faible impédance dans une image
de fond du puits P4 montrée par l'UBI dans le puits P4 (Document Schlumberger)……..…..…88

Fig.78: Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites
dans le puits P4 montrée par l'UBI (Document Schlumberger)…….…..….89

Fig.69: Carte en iso-perméabilités du réservoir Ordovicien unité Dalle M'Kratta…….....….93

Fig.70: Carte en iso porosité du réservoir Ordovicien unité Dalle de M'Kratta ……..…..94

Fig71 : Carte en iso perméabilités du réservoir Ordovicien unité Grés d'El Goléa……...…..95

Fig72: Carte en isoporosité réservoir Ordovicien unité Grés d'El Goléa……....96

Fig73: Carte en iso perméabilités du réservoir Ordovicien unité Grés d'Oued Saret……..…97

Fig.74 : Carte en iso porosité du réservoir Ordovicien unité Grés d'Oued Saret……..…..98

Fig. 75: Carte en iso perméabilités du réservoir Ordovicien unité de Quartzites de Hamra……..…….99

Fig.76 : Carte en iso porosité du réservoir Ordovicien unité Grés de Quartzites de Hamra……..……100

Fig.77 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle

de M'Kratta du Puits P1……..101

Fig.78 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P2……...…102

Fig.79 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P3……..103

Fig.80: Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P20…….…...…104

Fig.81 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa du Puits 1……...….105

Fig.82 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa Puits 2…….....106

Fig.83 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa Puits 3……...…..107

Fig.84 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa du Puits 20……..108

Fig.85 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'Oued Saret Puits 1. ……109

Fig.86 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'Oued Saret du Puits 2. …….…..110

Fig.87 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'Oued Saret Puits 3. ……111

Fig.88 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P. …….....112

Fig.89 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Quartzites de Hamra puits 1. ……..…..113

Fig.90 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Quartzites de Hamra Puits 2. ……....114

Fig.91 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Quartzites de Hamra du puits 20……...….115

Fig.92 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta du puits 1……....……..…116

Fig.93 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta du Puits 2. ……....117

Fig.94 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta. ……118

Fig.95 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta. ……...……119

Fig.96 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 1…….…...120

Fig.97 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 2……..…..121

Fig.98 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 3……..…..122

Fig.99 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité de réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 20……...…123

Fig.100 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'Oued Saret du Puits 1……...…...124

Fig.101 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'Oued Saret du Puits 2……..…..…125

Fig.102 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien unité: des Grés d'Oued Saret du Puits 3……..…..126

Fig.103 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'Ouad Saret du Puits 20…….…..…127

Fig.104 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité de réservoir de l'Ordovicien : unité des Quartzites de Hamra du Puits 1……..……128

Fig.105 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Quartzites de Hamra du Puits 2……..…..….129

Fig.106 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité de réservoir de l'Ordovicien : unité des Quartzites de Hamra Puits20……..130

Liste des Tableau

Tableau 1 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés
à partir de l'image Landsat de l'Axe d'Oued Kerane…….....39

Tableau 2 : Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés
à partir de l'image Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar……...….40

Tableau 3 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés
à partir de l'image Landsat dans la zone centrale de Bahar el Hammar ……..…41

Tableau 4 : Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés
à partir de l'image Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hammar……...42

Tableau 6 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés
à partir de l'image Landsat de l'Axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah…….....43

Tableau 5: Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés
à partir de l'image Landsat de Axe de Bahar el Hammar……..……44

Tableau 6 : Types des plans durant la phase N040 ……..91

Tableau 7 : Types des plans durant la phase N040……91

SOMMAIRE

Problématique ……1

Chapitre I : GENERALITES

I. Introduction…….……2

II. Les grands traits du bassin de l'ahnet……..…..2

II.1 Situation géographique ……..2

II.2 Situation géologique ……2

II.3 Aspect structurale du bassin ……..4

. II.4 Stratigraphie……...…5

II.4.1 Le substratum ……5

II.4.1.1 Le socle ……..…...5

II.4.1.2 La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet……. 6

II.4.2 La couverture Paléozoïque ……...6

II.4.2.1 Le Cambro-ordovicien ……6

II.4.2.1.1. Le Cambrien (Unité II)……...…..6

II.4.2.1.2. L'Ordovicien ……..7

II.4.2.2. Le Silurien ……9

II.4.2.3. Le Dévonien ……9

II.4.2.4. Le Carbonifère……..……11

II.4.3. Le Mésozoïque ……11

II.4.3.1. Le Crétacé ……..…11

III. Evolution Paléostructurale du bassin de l'Ahnet……13

III.1. La phase Panafricaine ……..…….....13

III.2. La phase Cambro-Ordovicienne ……..13

III.3. La phase Tectonique (Caradoc) …….14

III.4. La phase Silurienne ……..……14

III.5. La phase Calédonienne ……14

III.6. La phase Dévonienne ……14

III.6. La phase post Faménnienne ……15

III.7. Les mouvements Hercyniens ……15

III.9. La phase Triasique ……...16

III.10. La phase Jurassique ……16

III.11 La phase Crétacé ……..16

IV. Cadre local et structural de la zone d'étude Bahar el Hammar….……18

IV.1 Situation géographique ……**18**

IV.2 Cadre Structural ……**18**

Chapitre II : ANALYSES STRUCTURALES

I Rappel théorique……..…..20

I.1. Systèmes de fractures associés aux failles……...… 20

I.2. Les décrochements. ……20

I.2.1. Caractérisation d'un décrochement……...…….20

I.2.2. Le modèle de Reidel……21

I.2.3. Les plis en échelon……..……23

I.2.4. Les zones en compression et les zones en extension.……..…..25

II. Analyse des cartes ……...…27

II.1.Carte géologique ……..…27

II.1.1.Commentaire de la carte géologique de surface …….27

II.1.2.La Structure de Bahar el Hammar ……...27

II.2.Carte linéamentaire ……..……27

III. Rosaces et histogrammes établis en fonction de l'orientation.

des linéaments……..…..45

III.1.Rosaces et histogrammes établis à partir de l'image Landsat ...….45

III.2. Commentaire sur les résultats……..….51

III.3. Modèle de déformation……..…57

IV-Analyse des profils sismiques……..……58

IV.1.Interprétations des sections sismiques……..….63

IV.1.1.Qualité des sections ……..…63

IV.1.2.Interprétation des profils choisis……..….63

V. Conclusion ……65

CHAPITRE III : IMAGGRIE DE FOND

I. Introduction ……66

II. Les types des fractures ……67

II.1. Les fractures naturelles ……..…67

II.2.les fractures induites ……..67

II.3.les fractures provoquées ……67

III. les systèmes de fractures ……67

III.1.système des fractures associées aux failles ……..….67

III.2.système des fractures associées au pli ……..68

IV. Les différents outils d'imagerie ……**69**

IV.1. Imagerie électrique ……..……..…69

1. Earth Imager ……69

2. OBMI (Oil-Base Micro Imager……69

IV.2.Imagerie ultrasonique ……....69

1. Outil CBIL ……..….69

2. Outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager…….……70

V. Analyse des fractures sur les logs d'imagerie des puits……...72

V.1. Présentation des données du puits P1……...…..73

V.1.2.Les fractures ……. ….. ……..…73

V.1.3.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)…….....74

V.2.Le puits P2……...77

V.2.1.Analyse des fractures du puits P2 (Imagerie UBI et OBMI)…...77

V.2.2.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)……...….78

V.3. Le puits P3……..….79

V.3.1. Analyse des fractures (Imagerie OBMI et OBI……...…79

V.3.2. Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI……....81

V.4.Le puits P4……..……84

V.4.1.Imagerie UBI et OBMI…….……...……84

V.4.1.1.Les fractures…….…….……84

V.4.1.2.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)……..85

V-4-2-Imagerie UBI……..……88

V.4.2.1.Analyse des fractures ……..…..……88

V.4.2.2.Direction de la contrainte……..……89

Chapitre IV: ANALYSE DES CARACTERISTIQUE PETROPHYSIQUES

Introduction……...……92

I. Les cartes des paramètres pétrophysiques……..92

I.1.L'unité Dalle M'Kratta. …….92

I.1.1.Carte d'iso-perméabilité…….……..…92

I.1.2.Carte d'iso-porosité……..……94

I.2. Les grés d'El Golea……....95

I.2.1.La carte d'isoperméabilité……..….95

I.2.2. La carte d'isoporosité……..……96

I.3.Les Grés d'Oued Saret……..….97

I.3.1. La carte d'isoperméabilité……...……97

I.3.2. La carte d'isoporosité……..…98

I.4.Les Quartzites de Hamra……..….99

I.4.1. La carte d'isoperméabilité……..…99

I.4.2. La carte d'isoporosité……....100

II. Evolution verticale des paramètres petrophysiques……....101

II.1. Dalle de M'kratta ……..……101

II.1.1.Puits ……..…..……101

II.1.2.Puits 2…….……102

II.1.3.Puits 3……..……103

II.1.4.Puits 20……104

II.2. les Grés d'El Goléa…….105

II.2.1.Puits 1……105

II.2.2.Puits 2……106

II.2.3.Puits 3……..……107

II.1.4.Puits 20……108

II.3. Les Grés d'Oued Saret ……109

II.3.1.Puits 1……..…109

II.3.2.Puits 2……110

II.3.3.Puits 3……..…111

II.3.4.Puits 20……112

II.4.Les Quartzite de Hamra ……113

II.3.1.Puits 1……113

II.4.2.Puits 2……114

II.4.3.Puits20……115

III. Les diagrammes de corrélation……116

III.1. Dalle de M'krata……116

III.1.1.Puits1……116

III.1.2.Puits2……117

III.1.3.Puits3……118

III.1.4.Puits20……119

III.2. Les Grés d'El Goléa……120

III.2.1.Puits1……120

III.2.2.Puits 2……121

III.2.3.Puits 3……122

III.2.4.Puits 20……123

III.3. Les Grés d'Oued Saret……124

III.3.1.Puits 1……124

III.3.2.Puits 2……125

III.3.3.Puits 3……126

III.3.4.Puits 20 ……127

III.4. Les Quartzite de Hamra ……128

III.4.1.Puits1……128

III.4.2.Puits 2……129

III.4.3.Puits 20……130

VI. Conclusion……130

Conclusion générale……131

PROBLEMATIQUE

Le bassin d'Ahnet renferme un grand gisement pétrogazifère reconnu dans la plate-forme saharienne. Il a toujours été le plus étudié et continue de faire l'objet d'une intense prospection.

Dans le cadre de la recherche et prospection des Hydrocarbures, l'intérêt et l'ensemble des travaux ont été accès vers l'exploitation sur les flancs des structures anticlinales.

Ce domaine de la plate-forme saharienne, ayant subi une structuration intense, et caractérisé par un ensemble d'axes majeurs à qui s'associent des plis disposés en échelon ; structures qui présentent un très grand intérêt pétrolier à étudier.

Cette étude a pour but de tenter une caractérisation du réservoir Ordovicien de la structure Bahar el Hammar.

Pour atteindre cet objectif nous réalisons :

- Une étude structurale de surface à l'échelle du bassin d'Ahnet afin de définir les phases de déformation ayant contribué à l'architecture actuelle.
- Une étude structurale de subsurface basée sur les profils sismiques et les cartes isobathes
- Une étude de la fracturation par l'imagerie de puits pour déterminer les différents types de fractures, leur nature et leur azimut.
- Une analyse des paramètres pétrophysiques pour évaluer leur qualité et déterminer leur distribution horizontale et verticale.
- Etudier la relation éventuelle entre la fracturation et les paramètres pétrophysiques.

Chapitre I : GENERALITES

I. Introduction

Le bassin d'Ahnet renferme un grand gisement pétrogazifère reconnu dans la plate-forme saharienne. Il a toujours été le plus étudié et continue de faire l'objet d'une intense prospection.

Dans le cadre de la recherche et prospection des Hydrocarbures, l'intérêt et l'ensemble des travaux ont été accès vers l'exploitation sur les flancs des structures anticlinales.

Ce domaine de la plate-forme saharienne, ayant subi une structuration intense, et caractérisé par un ensemble d'axes majeurs à qui s'associent des plis disposés en échelon; structures qui présentent un très grand intérêt pétrolier à étudier.

Cette étude a pour but de tenter une caractérisation du réservoir Ordovicien de la structure Bahar el Hammar.

Pour atteindre cet objectif nous réalisons:

- Une étude structurale de surface à l'échelle du bassin d'Ahnet afin de définir les phases de déformation ayant contribué à l'architecture actuelle.
- Une étude structurale de sub surface par l'imagerie des puits et la sismique 2D pour déterminer les différents types des fracturations, leur nature et leur azimut.
- Une analyse des paramètres pétrophysiques pour évaluer leur qualité et déterminer leur distribution horizontale et verticale.
- Etudier la relation éventuelle entre la fracturation et les paramètres pétrophysiques.

II. Les grands traits du bassin de l'ahnet

II.1 Situation géographique

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la partie Sud-Ouest du Sahara Algérien. Il fait partie de la province occidentale de la Plate-forme Saharienne.

Limité par les méridiens 1° 00 et 3° 00 et les parallèles 24° 00 et 27° 00, il s'étend sur prés de 50.000 km².

II.2 Situation géologique

Le bassin de l'Ahnet (Figure 1) est limité :

- Au Nord par le plateau de Tademaït et l'ensellement de Djoua, qui le sépare du bassin de Timimoun.
- Au Sud il admet le bouclier Touareg, comme limite méridionale.

- A l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti, le séparant du bassin de Reggane et la cuvette de Sbaa.
- A l'Est par le mole d'Arak-Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir.

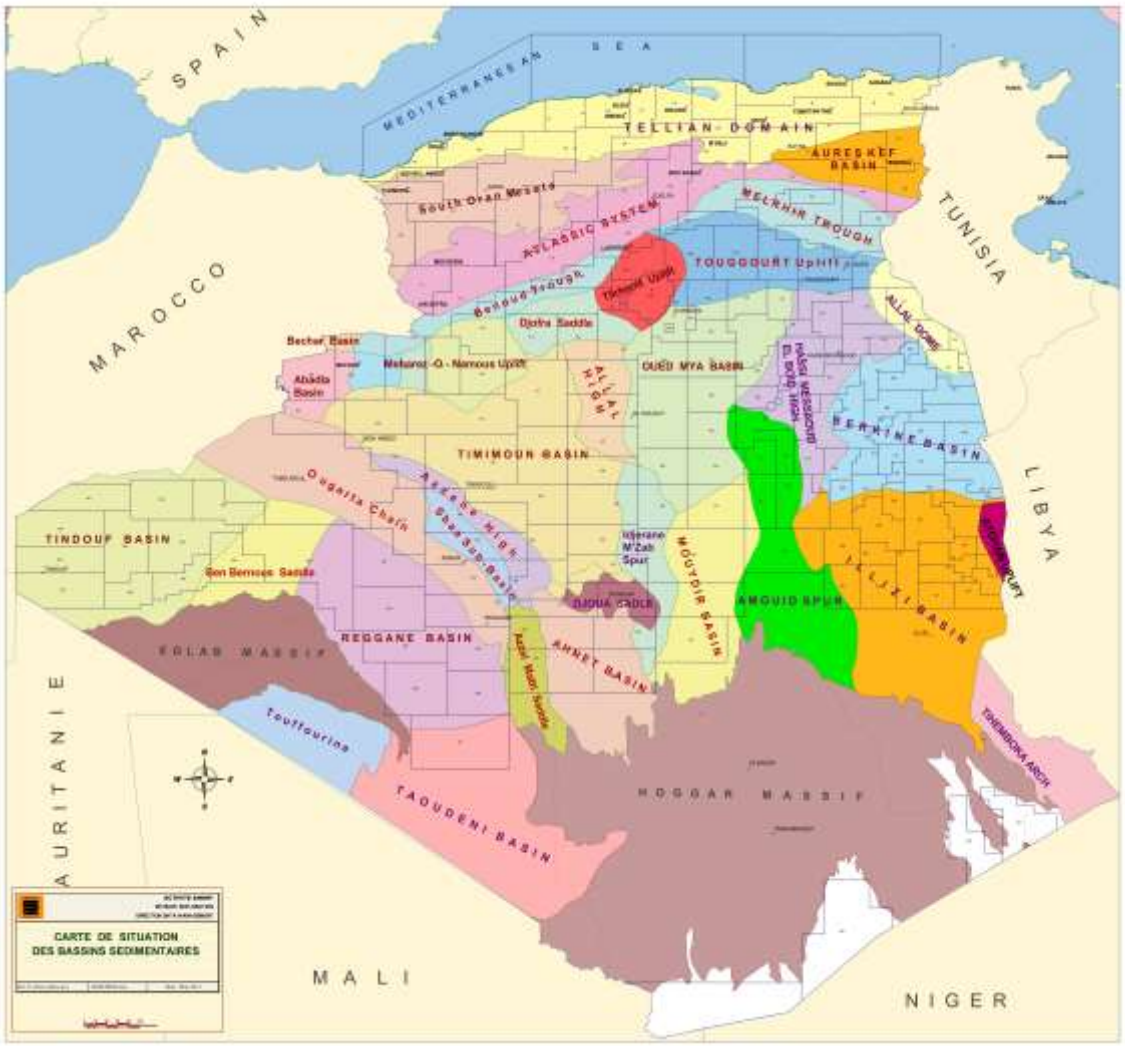


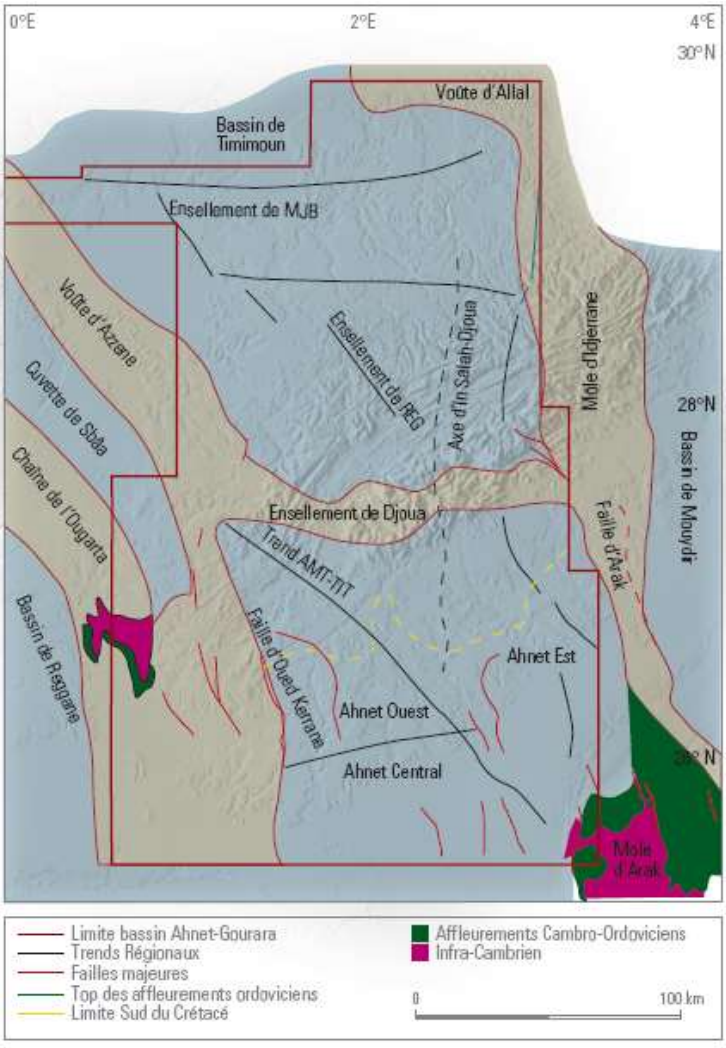
Figure 1 : Situation géologique du bassin Ahnet (document Sonatrach)

II.3 Aspect structurale du bassin

Le bassin de l'Ahnet (Figure 2) se distingue des autres bassins de la plate forme saharienne par sa complexité tectonique et son degré de structuration intense. Le bassin de l'Ahnet se présente sous forme d'une dépression avec un axe d'allongement Nord- Sud.

Par sa position, le bassin de l'Ahnet se trouve à l'approche de la zone de suture entre le Craton Ouest Africain stable depuis l'Orogenèse Eburnéene et le bouclier Targui cratonisé au cours du cycle Panafricain, leur collision a certainement créé une tectonique cassante au niveau du substratum.

L'image structurale actuelle a principalement été acquise lors de l'Orogenèse hercynienne qui a complètement modelé ce bassin fortement influencé par la tectonique héritée du Panafricain (K.Loumi 1996).



Figuré 2 : Carte Structurale et éléments tectoniques du bassin Ahnet-Gourara (Document Sonatrach).

Ces évènements ont donné naissance à trois domaines structuraux bien distincts qui sont :

❖ **Ahnet oriental**

C'est une zone structuralement haute, limitée :

- A l'Est par le mole d'Idjerane M'Zab.
- A l'Ouest par l'accident sub méridien de Fogarret Ezzoua, Foum Belrem.
- Au Sud passant par Zini et Gour Bouchreiss.

❖ **Ahnet central**

Il est située entre l'Ahnet occidental et l'Ahnet oriental. Il constitue la zone la plus profonde du bassin révélant des aspects structuraux légèrement différents des zones précédentes. Elle montre de nombreuses structures anticlinales de grandes dimensions telles que Bahar El Hammar, Garet El Guefoul, Oued Djaret, Tirechoumine. Ces structures sont associées à des failles verticales avec des rejets importants pour une plate forme considérée stable.

❖ **Ahnet occidental**

Elle représente un môle séparant le bassin de l'Ahnet de celui de Reggane. Cette zone est structuralement haute et étroite, elle est limitée à l'ouest par un accident venant du Nord d'Akabli et passant approximativement par l'Adrar Morat au Sud.

II.4 Stratigraphie *(*Figure 3*)*

II.4.1 Le substratum

Les dépôts paléozoïques de l'Ahnet repose en discordance sur le substratum. Ce dernier est d'âge Précambrien il pourrait être de même nature que celui des Egglabs (W.E.C, 1995).Il comprend deux unités différentes : le socle et la partie sommitale infracambrienne.

II.4.1.1 Le socle

Il est de nature volcano-métamorphique, formé de micaschistes et d'amphibolites recoupés par des intrusions magmatiques (Boujemaa, 1987), il semble être de même nature et de même âge que le pharusien occidental affleurant au Hoggar occidental (Beicip, 1972).

II.4.1.2 La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet

Cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de kilomètres dans la région de Bled el Mass, elle correspond à une formation arkosique conglomératique à faciès fluviatile ou alternent des niveaux argileux et silteux à intercalation de Tillites marquant des épisodes de glaciations. La série pourprée de l'Ahnet a été décrite par Ait Kaci en 1984, Fabre et Al en 1985, comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara, conservés au niveau des bordures du Craton Ouest africain. Considérée en partie d'âge Cambrien, (Caby, 1970), elle correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire et présentant les produits de démantèlement de la chaîne Pharusienne.

II.4.2 La couverture Paléozoïque

Au niveau du bassin de l'Ahnet les terrains paléozoïques sont assez complets présentant des séries allant du cambrien inférieur au carbonifère (Beuf, 1971).

Cette couverture est séparée du socle par la discordance infra- tassilienne et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne.

Cette couverture paléozoïque est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts :

- La ceinture tassilienne ou pays tassilien ; qui est constituée par le Cambro- ordovicien, le silurien, et le dévonien inférieur.
- Avant-Pays tassilien ou plateau prétassilien.

II.4.2.1 Le Cambro-Ordovicien

II.4.2.1.1. Le Cambrien (Unité II)

Le cambrien est séparé du précambrien par la discordance infra-tassilienne. Cette unité est formée de bas vers le haut par :

- Des grés grossiers à conglomératiques à stratification oblique indiquant le milieu de dépôt fluviatile avec une influence marine vers le sommet.
- Au dessus de ces derniers dépôts, on rencontre des grés de plus en plus fins, bien lités avec la présence de tigillites et l'apparition de faune marine, ce qui indique le faciès mixte ou de transition.

II.4.2.1.2. L'Ordovicien

L'Ordovicien se compose des formations suivantes de la base vers le sommet :

- **L'Ordovicien inférieur**

Il comprend les unités **III1, III 2** de la formation des Ajjers, limité à la base par les grés de Méribel et au toit par les quartzites de Hamra.

❖ Unité **III1** :

Allant de quelques dizaines de mètres à l'Est du bassin à plus de 200m vers le Nord-Ouest enregistrant une transgression. Cette unité comprend :

➢ **Les Grés de Miribel**

Le top de la formation est un Complexe argilo gréseux**,** composé d'une alternance de grés quartzitiques gris vert, notons la présence de glauconie et la pyrite (Dépôts tidaux et deltaïques).

➢ **Les argiles d'El Gassi**

Argiles noires et micacées à passées de silstones avec la présence de la glauconie qui représente les résultats d'une transgression majeure (plate-forme ouverte et rampe).

➢ **Les grés d'El Atchane**

Formés essentiellement par des grés moyens à grossiers gris clair à blanchâtre, moyennement consolidés contenant des débris de brachiopodes, glauconieux et silico-argileux avec de rares passées argileuses indurées et silteuses (marin peu profond à deltaïque).

❖ Unité **III2** :

Cette unité correspond aux **quartzites de Hamra .**Ce sont des dépôts marins peu profonds, qui reposent en discordance sur les grés d'El Atchane, elles sont formées essentiellement de grés quartzitiques et de quartzites . On note aussi la présence de tigilites avec des passées d'argile, elles sont généralement fissurées. L'épaisseur de ce niveau est estimée de 50 à 250 m et qui est sus jacente à la discordance anté Arénigienne (Dévonien inférieur), marquant un épisode de soulèvement (Plate-forme sous influence de la tempête) .

❖ Unité **III3** :

Elle s'est formée suite a un autre soulèvement, suivi d'une transgression marine de direction Nord et Nord-Ouest. Cette unité repose en discordance sur la formation des Ajjers.

➢ **Les grés et les argiles de d'Ouargla :**

Cette formation repose en discordance sur les quartzites de Hamra. Elle est représentée par des alternances de grés blancs à gris clair avec des argiles légèrement carbonatées.

➢ **Les argiles de Tiferouine :**

C'est une formation d'argile noire indurée silteuse et micacée parfois pyriteuse avec des fines passées variées de grés quartzitique ou quartzite gris clair très fin.

➢ **Les argiles d'Azzel :**

Elles sont formées généralement d'argiles gris foncé à gris noir, indurées, silteuses, micacées parfois carbonatées avec des passées de grés gris à gris clair, fins à très fins, quartzitiques, compacts et durs (plate-forme ouverte et rampe) .

- **L'Ordovicien moyen :** Il comprend l'unité **IV :**

❖ Unité **IV** :

Ces formations sont installées suite à un soulèvement et sur cette surface s'est installée une vaste calotte glaciaire faisant ressortir quatre (04) cycles de glaciation avec une importante surface de discordance attribuée à cette unité qui comprend les formations suivantes.

➢ **Les grés d'Oued Saret :**

Ils sont représentés par des grés gris clair à gris foncé, compacts, à ciment silico-argileux à fines passées d'argiles noires parfois légèrement dolomitiques (fluviale à tidal) ;

➢ **Les grés d'El Goléa :**

Ce niveau est formé essentiellement par des quartzites avec des passées d'argile et de silstones.

- **<u>l'Ordovicien supérieur :</u>** Il comprend de bas vers le haut :

➢ **Les argiles micro -conglomératiques ou les argiles d'El Goléa :**

Ce sont des argiles noires, indurées, micacées pyriteuses avec des grains de quartz épais, subanguleux et anguleux avec parfois de fines intercalations de silstones argileux (front deltaïque, influence glaciaire) avec des passages de grés fins.

➢ **Les grès de Ramade (Dalle de M'ekratta) :**

Ils forment la partie sommitale de l'Ordovicien et présentent un faciès gréseux et quartzique ; ces grès quartziques sont gris à blancs, fins à moyens parfois grossiers avec parfois de fines intercalations d'argiles.

Ces dépôts ont subi une sédimentation rapide dans des conditions lacustres et fluvio –deltaïques juste après les différentes périodes de glaciations.

II.4.2.2. Le Silurien

Les dépôts siluriens reposent en discordance stratigraphique sur les grés de Ramade. Suite à la fonte des glaces ordoviciennes, la transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matière organique dans les paléovallées glaciaires avant de venir recouvrir l'ensemble des paléoreliefs. Il est composé essentiellement par des argiles qui sont subdivisées en trois membres :

- **Membre inférieur :** (Llandovérien moyen au Wenlockien supérieur) : Ce sont des argiles gris noir silteuses, micacées et pyriteuses avec quelques bancs calcaires et gréseux .
- **Membre moyen :** (Ludlovien au Pridolien supérieur) : Sédimentation argileuse avec quelques passées calcaires et gréseuses .
- **Membre supérieur** :(fin du Pridolien supérieur – base du Lochkovien) : Sédimentation argileuse avec augmentation des niveaux gréseux annonçant les dépôts argilo-gréseux de la zone de passage d'âge Dévonien.

II.4.2.3. Le Dévonien

Il est subdivisé en trois sous systèmes :

- Dévonien inférieur
- Dévonien moyen
- Dévonien supérieur.

- **Dévonien inférieur** :

Comparativement aux deux sous-systèmes, il présente une plus grande extension géographique.

➢ ***Gédinnien :***

C'est un ensemble argilo-gréseux, composé essentiellement d'alternances plus ou moins régulières d'argiles grises à gris foncé, feuilletées, silteuses, micacées, légèrement dolomitiques, et de grés gris à blancs, fins à moyens, localement grossiers à ciment siliceux devenant parfois quartzitiques et de fines passées de silstones gris, argileux, micacés et durs compacts.

➢ ***Siegénien :***

C'est une barre quartzitique massive, compacte, complètement azoïque est représentée par des grés fins à moyens parfois grossiers, gris clair et gris brun à ciment siliceux à silico-carbonatés, micacés, avec de rares passées d'argiles gris foncé à noires, siliceuses, micacées et localement pyriteuses.

➢ ***Emsien :***

Il est d'une large extension dans les deux bassins où a été épargné par l'érosion hercynienne. Par contre, il est érodé sur les parties élevées des ensellements d'Azzène et d'Azzel Mati.L'Emsien est représenté par une série argilo-gréseuse grise à gris noir, silteuse, micacée, souvent très fossilifère.

- **Le Dévonien moyen :**

Le Dévonien moyen connaît un retour à des conditions marines avec dépôts des argiles puis des calcaires du Givétien. Il est représenté par les étages Eifelien et Givétien.

➢***L'Eifelien*** (ancien Couvinien) :

Il est composé d'argiles gris foncé localement carbonatées à passées de silstones et de calcaires argileux.

➢***Givétien* :** (28 – 58 m) :

Il est représenté à prédominance calcaire avec encore quelques intercalations argileuses noires plus ou moins schisteuses.

- **Le Dévonien supérieur :**

Il correspond aux formations des argiles de Marhouma ou de Temertasset, son épaisseur atteignant 1400 m dans les parties les plus subsidentes du bassin de Timimoun. Il est subdivisé en trois formations : Frasnien, Famennien et Strunien.

➢ ***Frasnien* :** (102 – 244 m) :

Il débute par un banc calcaire microcristallin souvent argileux avant de laisser place à des argiles grises foncé à noires parfois entrecoupées de bancs de calcaires blanchâtres. Les argiles basales noires et radioactives constituent d'excellentes roches mères, comparables au Hot Shales du Silurien basal.

➢***Famennien* :** (435 – 994 m) :

Il se compose d'argiles gris foncé à noires, plus ou moins charbonneuses, pyriteuses et très fossilifères avec quelques bancs calcaires gris foncé.

Le Frasnien et le Famennien (excepté le Strunien) sont dans la logique de dépôts du Dévonien moyen avec une sédimentation franchement marine (argiles). Il faudra attendre la fin du Famennien (Strunien) pour voir réapparaître du matériel terrigène en relation avec une régression.

Le passage Dévonien supérieur – Carbonifère est marqué par le Strunien (actuellement rattaché au Famennien terminal). Le Strunien correspond à la formation des grés inférieurs de Kahla composés d'alternances de grés fins siliceux à silico-quartziques, de silstones gris blanc à gris clair et d'argiles vertes à gris foncé fossilifères

II.4.2.4. Le Carbonifère :

Il est très épais dans le bassin de Timimoun (plus de 1500 m dans la partie centrale) qui faisait partie à cette époque du grand bassin carbonifère de Bechar – Timimoun – Ahnet. Il comprend deux termes :

Tournaisien :

Généralement il débute par des argiles noires, indurées, feuilletées, silteuses, pyriteuses, micacées avec de fines passées de grés gris blanc, fins avec un ciment siliceux. Vers le milieu de cette formation on a tendance à voir des argiles grises foncé à noires, finement micacées, traversées par endroits par des tubulures gréseuses verticales, comprenant de fines intercalations irrégulières lenticulaires ou nodulaires de grés fins gris à gris verdâtre.

Le Viséen :

Il est formé d'argiles grises à gris foncé, silteuses, micacées, parfois légèrement carbonatées avec de films centimétriques de grés blancs à gris clair, fins, légèrement micacés. Du point de vue paléontologique, on a rencontré dans les argiles des Crinoïdes, des débris de Lamellibranches et des Brachiopodes. On note aussi un affleurement des argiles à Goniatites donnant un âge Viséen supérieur. Ainsi, on peut, par endroit, trouver le Namurien qui est représenté essentiellement par de grés parfois rouges caractérisant le Namurien continental, avec des intercalations de calcaires et d'argiles

II.4.3. Le Mésozoïque :

Les séries mésozoïques sont peu répandues dans le bassin de l'Ahnet, ils sont représentés par des dépôts continentaux intercalaires ou de roches tertiaires plus jeunes, qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques.

II.4.3.1. Le Crétacé :

- **Le Crétacé inférieur :**

Il est représenté par des argiles versicolores, avec des passées de calcaire dolomitiques micro cristallin.

Le Crétacé supérieur : Il est représenté par des formations gypsifères à gypse saccharoïde, argiles et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques rouges légèrement carbonatées**.**

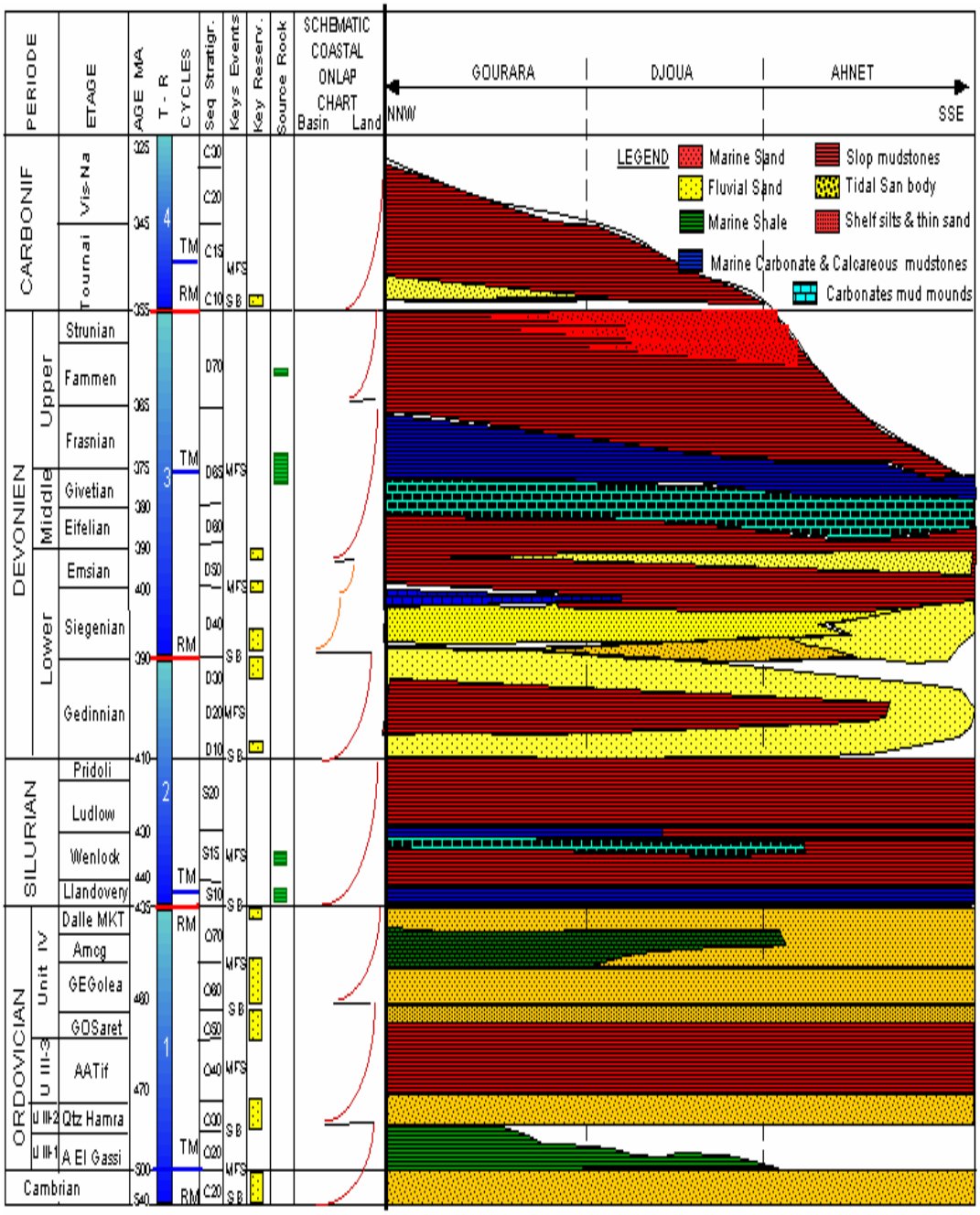


Figure 3 : Colonne Stratigraphique du bassin Ahnet (Document Sonatrach).

III. Evolution Paléostructurale du bassin de l'Ahnet

La reconstitution du cadre géodynamique global (Figure 4)ainsi que l'évolution des environnements de dépôts et leurs relations avec la succession des contextes paléogéographiques commandés par la paléoclimatologie, la pléohydrogéologie, la structuration des bassins et la dynamique des milieux dans un cadre général, vue planétaire, permet la compréhension de l'origine des discontinuités dans un but d'établir l'architecture du bassin et les attribués aux grandes phases ayant joué à l'échelle planétaire.

III.1. La phase Panafricaine

La tectonique précambrienne et particulièrement la phase panafricaine sont à l'origine d'un grand réseau de fracturation caractérisé par des accidents sub-méridiens verticaux, soulignés par des mylonites. Ces accidents sont interprétés comme des décrochements à rejet horizontal pouvant atteindre 100 km. Les accidents dextres sont décalés par un réseau de failles conjuguées Nord Est -Sud Ouest tandis que les sénestres sont affectées de failles Nord Ouest-Sud Est. Ce système est interprété comme résultant d'une contrainte compressive maximale horizontale orientée Est Ouest. Il s'étend du Hoggar au Nigeria et s'explique par le poinçonnement d'un bouclier est africain plastique par le Craton Ouest Africain plus rigide. Ces accidents sont au moins d'âge panafricain tardif et peut-être plus anciens.

III.2. La phase Cambro-Ordovicienne

La phase orogénique panafricaine, prenant fin au cours du Cambrien, est suivie d'une période d'érosion importante qui nivelle les structures et les reliefs. Il se forme une vaste pédiplaine caractérisée par un léger plongement vers le nord comme en témoigne l'homogénéité parfaite des directions de transport observées dans les dépôts sus-jacents.

Les séries Cambro-Ordoviciennes montrent, localement, qu'une instabilité tectonique a accompagné leur dépôt. Des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre d'accidents N-S sont visibles tant en surface à Foum Belrem qu'en subsurface dans la zone orientale du môle d'El Biod. Des roches volcaniques, intercalées dans les grès du Cambrien ou les argiles trémadocienne d'El Gassi, ont été forées dans la région d'Hassi Messaoud. Des épisodes volcaniques équivalents sont signalés dans le sud tunisien où deux niveaux de

basaltes sont intercalés dans la formation argilo gréseuse trémadocienne de Sanhar.

Ces phénomènes et, tout particulièrement l'importance des roches volcaniques, sont en faveur d'une distension non négligeable. La subsidence initiale a créé une architecture de bassins en blocs basculés dont les apex, diversement décapés, vont être scellés par les formations marines post-rift. Ces formations, d'âge variant de l'Arenig supérieur au Llanvirnien, reposent en discordance sur les séries antérieures et même parfois sur le socle.

III.3. La phase Tectonique (Caradoc)

La distension Cambro-Ordovicienne, où l'on décèle déjà les grandes lignes des futurs bassins de la Plate-forme Saharienne, est suivie d'une transgression généralisée d'âge Arénigien-Llanvirnien.

Au Caradoc, un changement de contraintes avec des mouvements compressifs le long des accidents sub-méridiens entraîne des bombements régionaux, en particulier sur les boucliers Réguibate (Eglab) et Touareg (Hoggar). Ces soulèvements entraînent une érosion atteignant le socle. On leur attribue un âge allant du Caradoc à l'Ashgill, pouvant donc correspondre à la phase de compression taconique. A la même période, un changement climatique provoque l'installation d'une calotte glaciaire centrée sur le Sahara central. Les dépôts sont, en effet, à caractère glaciaire et périglaciaire avec de nombreuses discordances de ravinement atteignant parfois le socle.

III.4. La phase Silurienne

A la phase glaciaire succède la fonte de la calotte, et l'eustatisme engendre une transgression généralisée. Celle-ci atteint le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à Graptolites, riches en matière organique. Des sondages ont traversé des séries volcaniques indiquant un régime distensif.

III.5. La phase Calédonienne

Le Silurien est caractérisé par des argiles noires se chargeant progressivement de matériel détritique provenant du Sud Est. Un certain nombre de discordances locales sont le signe avant-coureur de la phase tectonique fin Silurien et Dévonien précoce. Le soulèvement général qu'entraîne cette phase est suivi d'une période d'érosion et de nivellement des structures.

III.6. La phase Dévonienne

Le Dévonien inférieur est le siège de différents phénomènes tectono-sédimentaires.

D'une part, on observe des variations d'épaisseur et de faciès le long des axes structuraux subméridiens. D'autre part, dans les parties méridionales et orientales du Hoggar, du volcanisme est connu sous forme de coulées basiques intercalées et parfois remaniées dans la formation d'Efeimazerta. Ces phénomènes sédimentaires et volcaniques indiquent une phase de distension d'âge Lochkovien-Praguien qui a provoqué le rejeu synsédimentaire de failles et de structures préexistantes. La discordance frasnienne est en fait la superposition de deux discordances. La première d'entre elles est située juste au dessus de l'Emsien, et en érode parfois la partie supérieure. La seconde, située au mur du pic radioactif intra-Dévonien supérieur, érode les formations antérieures pour se superposer à la discordance précédente. Cette discordance est suivie d'une sédimentation transgressive marine. Au stade actuel, il est difficile de dire si ces discordances résultent de mouvements compressifs, distensifs ou de variations eustatiques entraînant de légères érosions locales.

III.6. La phase post Famménnienne

La micropaléontologie met en évidence une lacune du Famennien. En effet, les bassins ouest et nord sahariens montrent, dans un dispositif en arête de poisson, un onlap général du Carbonifère sur différents termes dévoniens. Les diagraphies ont confirmé le même phénomène de discordance à la base du Carbonifère qui amène le Tournaisien supérieur en discordance sur le Dévonien anté-Famennien.

III.7. Les mouvements Hercyniens

Ils sont divisés en mouvements précoces (Viséen) et majeurs (Paléozoïque terminal). Les cartes isopaques de l'ensemble Tournaisien-Viséen inférieur du bassin d'Illizi montrent l'influence des mouvements tectoniques sur la sédimentation. L'analyse microstructurale indique une direction de serrage N40°, compatible avec les structures Nord Ouest-Sud Est.

- **Mouvements hercyniens majeurs** :

Dans la structure d'Edjeleh et la région de Bordj Nili, l'arrêt de la sédimentation carbonifère, provoqué par la phase hercynienne majeure, est annoncé par une discordance à la base des calcaires westphaliens. La série de Tiguentourine, déposée postérieurement à cet arrêt et d'âge supposé Stéphanien, est caractérisée par des dépôts lagunaires (argiles rouges et gypses) surmontés en discordance par la série de Zarzaïtine dont la base est attribuée au Trias supérieur.

Les mouvements de cette phase ont joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la Plateforme Saharienne et dans la distribution des roches réservoirs et des roches mères.

III.9. La phase Triasique

Cette phase est caractérisée par des effondrements marqués par épaississement et des variations de faciès et d'épaisseurs du Sud –Ouest vers le Nord –Est.

Les variations d'épaisseurs sont observées le long des failles Nord Est - Sud-Ouest qui sont accompagnées par un volcanisme rattaché à la distension intervenue au cours de l'Hettangien.

III.10. La phase Jurassique

Au cours de cette phase, un effondrement de la bordure Nord –Ouest du bassin provoque une variation d'épaisseur avec un maximum de dépôts au niveau de l'axe du sillon atlasique situé au Nord-Ouest du bassin triasique avec des séries carbonatées à faciès oolithique correspondant à un environnement de haute énergie.

III.11 La phase Crétacé

Le Crétacé inférieur (Néocomien – Barrémien), a rencontré une réactivation des failles Nord -Sud, en inverse par compression Est –Ouest qui est intervenue au cours de la phase autrichienne.

Ceci a entraîné des grandes variations d'épaisseurs au Sud de la plate-forme saharienne suivi par une érosion qui concerne tout le Crétacé inférieur par endroits le long des failles Nord –Sud (Beicip, 1975).

L'Aptien :

C'est une étendue carbonatée qui s'est installée mais qui n'est pas rencontrée uniformément sur l'ensemble des reliefs Nord –Sud du bassin triasique.Cette étendue a été probablement provoquée par une remontée eustatique.

L'Albien :

C'est une période de relâchement, marquée par une sédimentation fluvio-deltaïque au Sud avec des influences marines vers le Nord se généralisant au niveau des zones méridionales au cours du Cénomanien traduisant des faciès lagunaires de bordures.

A la fin du tertiaire (Cénozoïque) et durant le quaternaire, des soulèvements ont mis le socle en surface accompagnés par la mise en place d'un volcanisme important à travers des anciennes fractures (J.Fabre, 1976).

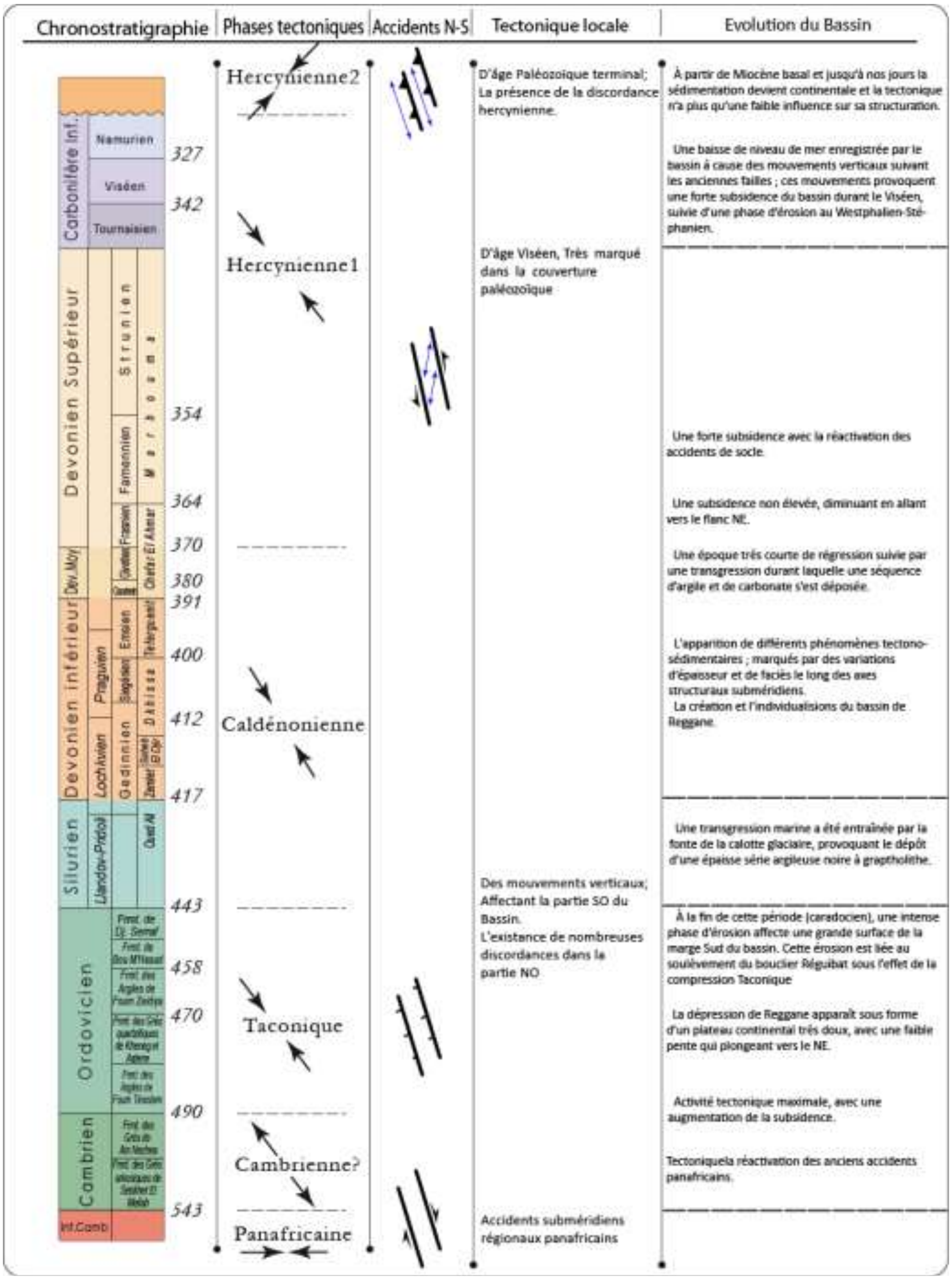


Figure 4 : Les principaux événements affectant la Plateforme saharienne au cours du paléozoïque (Document Sonatrach 2008).

IV. Cadre local et structural de la zone d'étude Bahar el Hammar

IV.1 Situation géographique

La structure de Bahar el Hammar *(*Figure 5*)* se trouve au sud du bassin de l'Ahnet, à 90Km au sud-Ouest de la ville d'In Salah et 1140 km au sud de la ville d'Alger. Plus précisément entre les parallèles 26-°05'-26°29' Nord et les méridiens 1°40'-1°52' Est (document sonatrach ,2008).

IV.2 Cadre Structural

La structure de Bahar El Hammar a été révélée par les études de géologie de surface (1951-1953) et de gravimétrie (1954-1957) par CGG pour la CREPS, redéfinie par les travaux sismiques de la SONATRACH de 1980-1984.

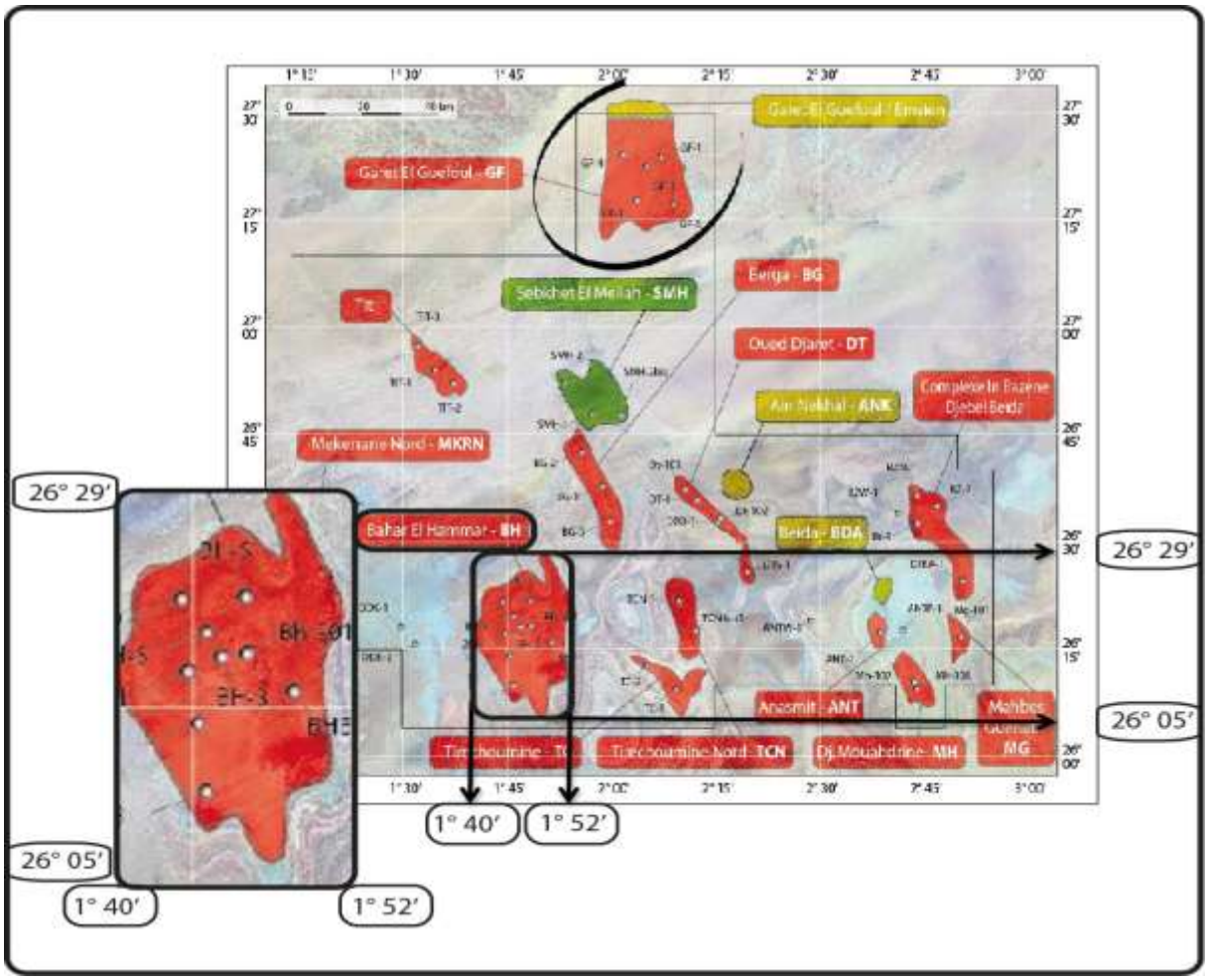
La structure anticlinale de Bahar El Hammar fait partie des grandes structures anticlinales du bassin de l'Ahnet avec une surface fermée au toit de l'Ordovicien de plus de 900 km² et une fermeture verticale de 850 m.

L'analyse des photos aériennes et satellites, des profils sismiques, des cartes géologiques et structurales « isochrones et isobathes » montre un vaste anticlinal, relativement complexe, compliqué par de nombreux accidents inverses.

Cette structure est représentée par trois sous-ensembles structuraux « zones Ouest , Centrale et Est» bien distinctes délimités par des failles inverses majeures de direction subméridienne :

- Zone Ouest : représente la partie Ouest de la structure qui se caractérise par une tectonique relativement calme et est limitée à l'Est par un important accident inverse. La surface fermée au niveau de cette zone est de 450 km² et la fermeture verticale de 820 m.
- Zone centrale : graben allongé et étroit, de direction Nord-Sud, limité par des failles inverses de même direction, qui sépare les parties hautes de cet ensemble structural.
- Zone Est : cette partie de l'ensemble structural de Bahar El Hammar est
  représenté par un ensemble de structures d'alignement Nord-Sud.

Malgré la complexité tectonique de cette zone le contrôle cartographique est relativement bon grâce à une densité et une qualité sismique (2D et 3D) appréciables.



Figuré 5 **:** Situation géographique de la structure de Bahar el Hammar (Document sonatrach ,2008).

Chapitre II : ANALYSES STRUCTURALES

I. Rappel théorique

I.1. Systèmes de fractures associés aux failles

La majorité des fractures sont associées au voisinage de la faille, soit des fractures conjuguées à la faille ou bien des fractures d'extension bissectrice de l'angle aigu, qui se forme entre deux directions de cisaillement, étant donné, que les plans de failles sont des plans de cisaillement, par définition (Hauncok, 1980, Nelson, in document sonatrach 1985). Différentes mesures faites sur carottes, ont démontré la relation existante entre l'état de contrainte et la fracturation (Fig.6).

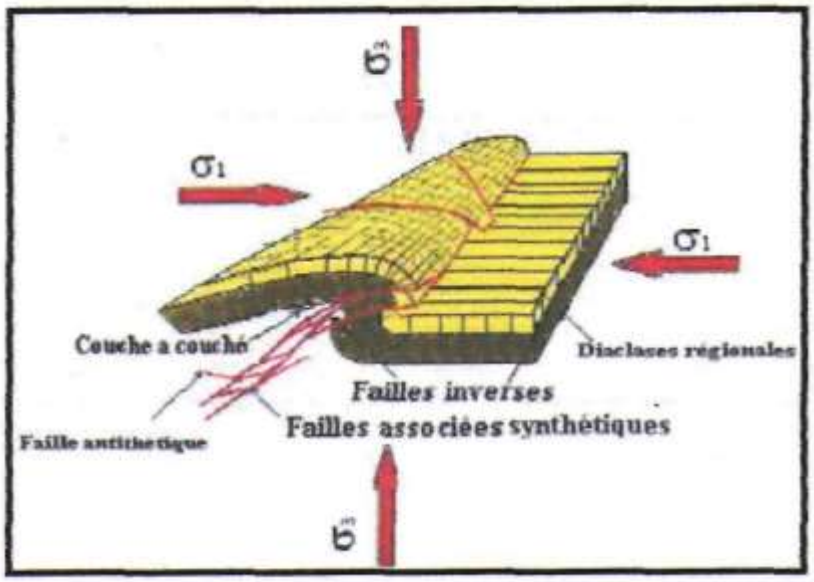


Fig.6: Systèmes de fractures associées aux failles in document sonatrach.

I.2. Les décrochements.

I.2.1. Caractérisation d'un décrochement

Du point de vue contraintes, le développement d'un décrochement nécessite un champ de contraintes triaxial tel que : σ_1 et σ_3 soient contenues dans le plan horizontal, orienté à 45°, du plan de décrochement et que σ_2 soit verticale. Selon l'orientation de σ_1 et σ_3, on peut définir deux types de décrochement : (Fig.7)

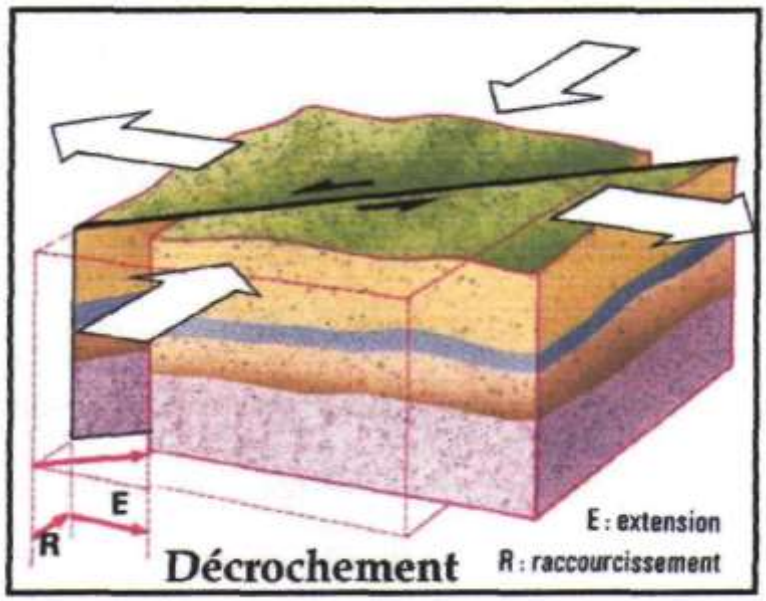


Fig.7: caractéristiques d'un décrochement in document sonatrach

- **Décrochement sénestre** : σ_1 orientée à 45° (sens antihoraire) du décrochement.
- **Décrochement dextre** : σ_1 orientée à 45° (sens horaire) du décrochement.

I.2.2. Le modèle de Reidel

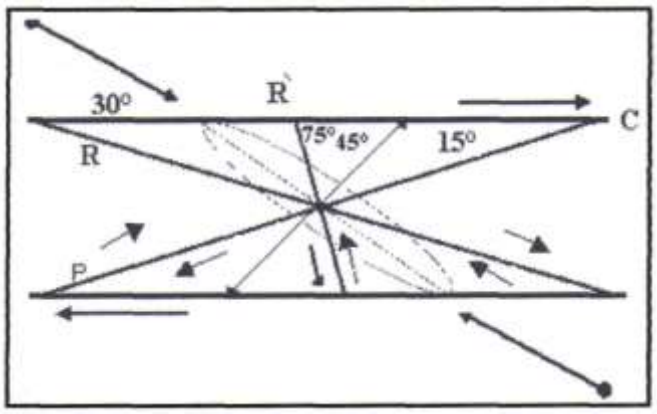


Fig.8: Modèle de Riedel (Cloos, Riedel, 1929 ; Tchalenko, 1970 in document sonatrach).

Ce modèle est réalisé par W.REIDEL en 1929, c'est un système de fractures qui s trouve réalisé dans les bandes de cisaillement.

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

- **Les failles :**
- **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 in document sonatrach). (Fig.8)

- **Les failles « R' »** :

Elles sont anthétiques 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 in document sonatrach).

- **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.**

- **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

- **Les failles « Y » :**

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

I.2.3. Les plis en échelon.

Les plis associés au décrochement sont typiquement en échelon, leurs axes sont obliques sur leur alignement, qui est la direction principale de cisaillement. Généralement, les plis en échelon sont localisés d'après **Moody** et **Hill** (1959) dans une zone étroite au-dessus d'une faille majeure décrochante, ils peuvent cependant se développer entre deux décrochements majeurs. (Fig. 9).

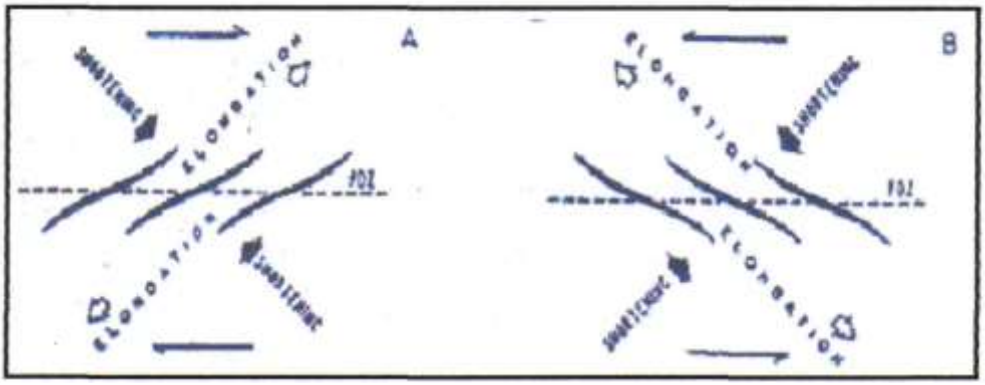


Fig.9: Géométrie idéale de plis en échelon associés à Décrochement (A) dextre ou (B) Senestre (d'après Sylvestre, 1988 in document sonatrach)

Lors de leur formation, les axes de plis font un angle idéal de **45°** avec la direction du décrochement et sont perpendiculaires à la direction de raccourcissement. Cependant les plis sont généralement réorientés lors du fonctionnement des décrochements, leurs orientations varient de 10° à 15° ou 45°, au cours d'un cisaillement progressif. La réorientation est d'autant plus forte que l'on se trouve plus prés de l'accident (J.FGammond et F.Odoone, 1984 in document sonatrach).

- **Les fentes de tensions :**

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

La plupart du temps elles se déposent en échelon, ces fentes sont souvent remplies de silice ou de calcite. (Fig.10).

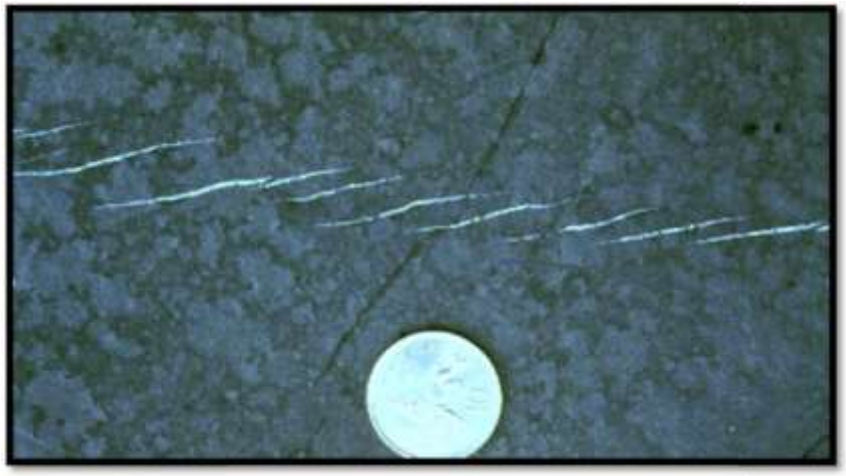


Fig.10 : Fentes de tentions (Jean-François, 2009) (Document Sonatrach)

I.2.4. Les zones en compression et les zones en extension.

Considérons un décrochement dextre, il est communément traduit par une disposition de failles en relais délimitant des zones en extension si le relais est droit, ou les zones en compression si le relais est gauche.

Ces zones montrent des failles normales ou inverses selon le cas, et sont disposées le long du décrochement. (Fig.12).

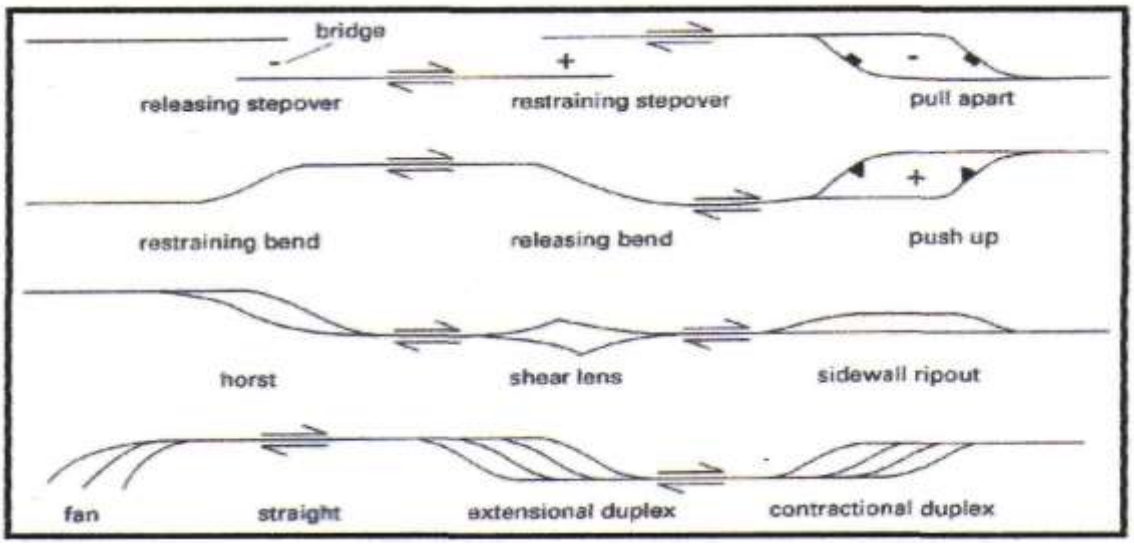


Fig.12: Géométrie idéale de la composante horizontale d'un décrochement dextre, Woodcok and Fischer, 1994 in document sonatrach)

En général, elles définissent des structures dites « en fleur » (Fig.13) qui présentent un faisceau de failles convergentes vers le bas et souvent convexes vers le haut (P.Richard :P.Cobbold, 1989).

Selon de nombreux auteurs, lorsque la tendance des rejets de faille est normale, les structures en fleurs sont dites « négatives » et traduisent une composante d'extension de la zone décrochante (décrochement transtensif). Si elle est inverse, les structures en fleurs sont dites « positives » et traduisent une composante de

convergence perpendiculaire à la zone décrochante (décrochement transpressif).

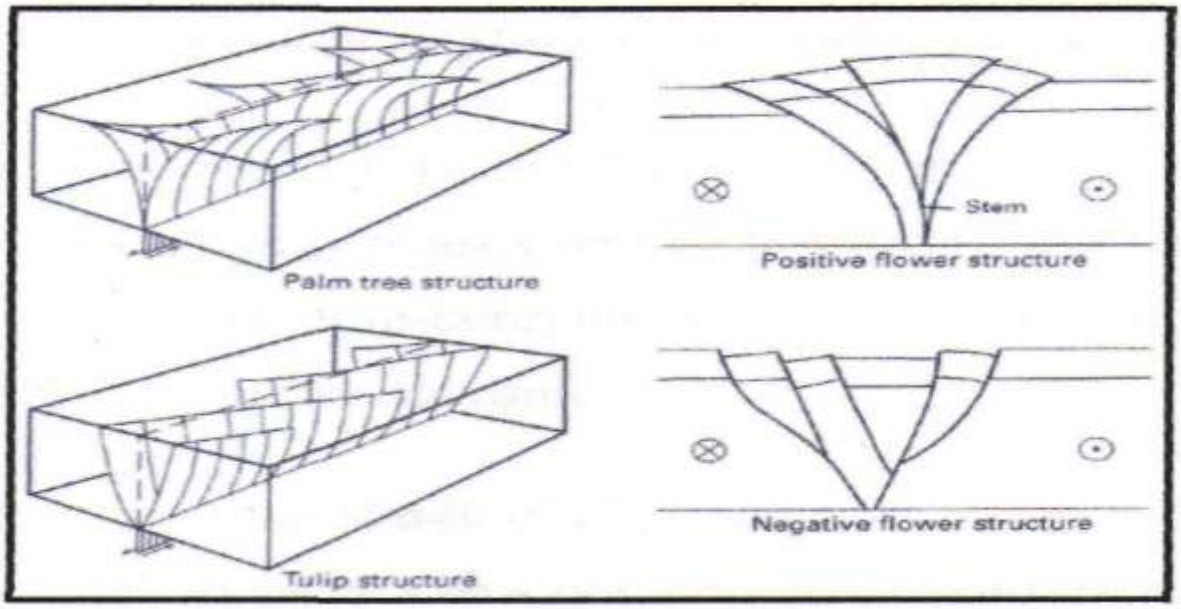


Fig.13: Structures en fleur (Woodcock et Chubert, 1994 in document sonatrach)

II. Analyse des cartes

II.1.Carte géologique

II.1.1.Commentaire de la carte géologique de surface

Parmi les grandes structures qui affleurent dans la partie centrale de l'Ahnet :

-La Structures de Bahar El Hammar.

-La Structures de Djebel Berga ,Oued Djaret etSebkhat El Melah .

-La Structures de Oued Kerene.

Ces trois structures forment un trend plus ou moins organisé dans l'espace. Ces différentes structures sont liées par des ensellements. (Fig.15).

II.1.2.La Structure de Bahar el Hammar :

C'est une vaste structure anticlinale de direction largement méridienne. La partie sommitale où le Dévonien inferieur affleure est affecté par une importante érosion et il y a une différence de dénivelée entre la partie sommitale et les flancs. (Fig.17) Ces deux aspects témoignent d'un degré de structuration intense qui a pris naissance lors de l'orogenèse hercynienne.

-Son flanc Ouest est à faible pendage.

-Son flanc Est est caractérisé par contre par un fort pendage.

Elle est bordée de part et d'autre par des synclinaux profonds où le Carbonifère affleure.

II.2.Carte linéamentaire

L'établissement de la carte des linéaments est basé sur l'exploitation des données cartographiques et géologiques disponibles, c'est pour cela il est nécessaire d'utiliser la méthode de télédétection ou l'image Satellite (Image Landsat) accompagnée par la carte géologique. La combinaison de deux cartes permettent de tracer tous les types de linéaments (les failles, les diaclases, les grandes cassures, les limites des bancs …) ; leur direction permettra de tracer le schéma structural de la zone d'étude (Fig.16).

Le choix de l'échelle dans cette étude est suivant les types des linéaments détectés

On prendre les méga-échelles pour la détection des grands accidents et les Méso-échelles pour les petits accidents.

Afin de tracer tous les linéaments le logiciel (Global-Mapper) va donner automatiquement la direction et la longueur de chaque ligne, (Fig.14).

<Feature Name>	<Feature Type>	BEARING	ENCLOSE...	LENGTH	PERIM...	<Description>	<Index in Layer>
<UNNAMED FEATURE>	L	117° 44' 1....		3.698 km		L	0
<UNNAMED FEATURE>	L	114° 24' 1...		3.134 km		L	1
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 09' 5...		1.678 km		L	2
<UNNAMED FEATURE>	L	114° 31' 3...		747.46 m		L	3
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 25' 4...		1.04 km		L	4
<UNNAMED FEATURE>	L	98° 22' 12....		3.061 km		L	5
<UNNAMED FEATURE>	L	111° 29' 3....		1.624 km		L	6
<UNNAMED FEATURE>	L	113° 30' 5...		3.535 km		L	7
<UNNAMED FEATURE>	L	114° 07' 4...		2.357 km		L	8
<UNNAMED FEATURE>	L	113° 21' 1...		3.205 km		L	9
<UNNAMED FEATURE>	L	117° 35' 4...		3.915 km		L	10
<UNNAMED FEATURE>	L	109° 05' 2...		1.835 km		L	11
<UNNAMED FEATURE>	L	112° 57' 1...		1.131 km		L	12
<UNNAMED FEATURE>	L	110° 09' 5...		2.432 km		L	13
<UNNAMED FEATURE>	L	126° 25' 3...		4.662 km		L	14
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 41' 3...		2.723 km		L	15
<UNNAMED FEATURE>	L	116° 31' 5...		1.612 km		L	16
<UNNAMED FEATURE>	L	128° 06' 2...		2.355 km		L	17
<UNNAMED FEATURE>	L	130° 29' 3...		2.15 km		L	18
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 51' 4...		1.408 km		L	19
<UNNAMED FEATURE>	L	116° 40' 4...		1.516 km		L	20

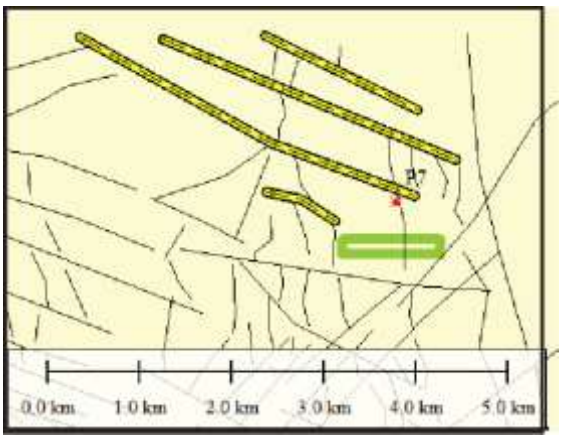


Fig.14 : Linéaments enregistrés par le logiciel Global-mapper .

Pratiquement on trace tous les linéaments visibles sur l'image satellite

(N 31.25.2000) (North Sahara 1959) (UTM 31 /N-SAHARA /metr) que présentent les différents réseaux de fractures qui affectent notre secteur d'étude, et statistiquement on va analyser ces linéaments sur la base de deux critères.

-**Quantitativement** en fonction de leurs orientations : nombre et orientations des linéaments (rosaces directionnelles et histogrammes des azimuts).

-**Qualitativement** par rapport à leurs longueurs rangées dans des classes conventionnelles de 10°.

Nos mesures affectent les trois axes : Bahar el Hammar et de Djebel Berga, Oued Djaret et Sebkhat El Melah au Nord et d'Oued Keran au Sud.

Nous avons effectué N=241 mesures de linéaments subdivisées comme suit :

-Axe de Oued Keran N=12 mesures détectés.

-Axe de Djebel Berga, Oued Djaret et Sebkhat El Melah N=116 mesures détectées.

-Axe de Bahar el Hammar N= 115 mesures détectées.

Par la suite on a établi les rosaces et les histogrammes représentant toutes ces mesures :

- Les rosaces et les histogrammes pour les classes des azimuts.
- Les histogrammes pour les longueurs cumulées.
- Les histogrammes des fréquences des azimuts.

Tous les calculs et toutes les mesures sont consignés dans les tableaux ci-dessous.

Fig.15 : Image satellitaire (Google Earth) montrant les trois axes de la zone d'étude.

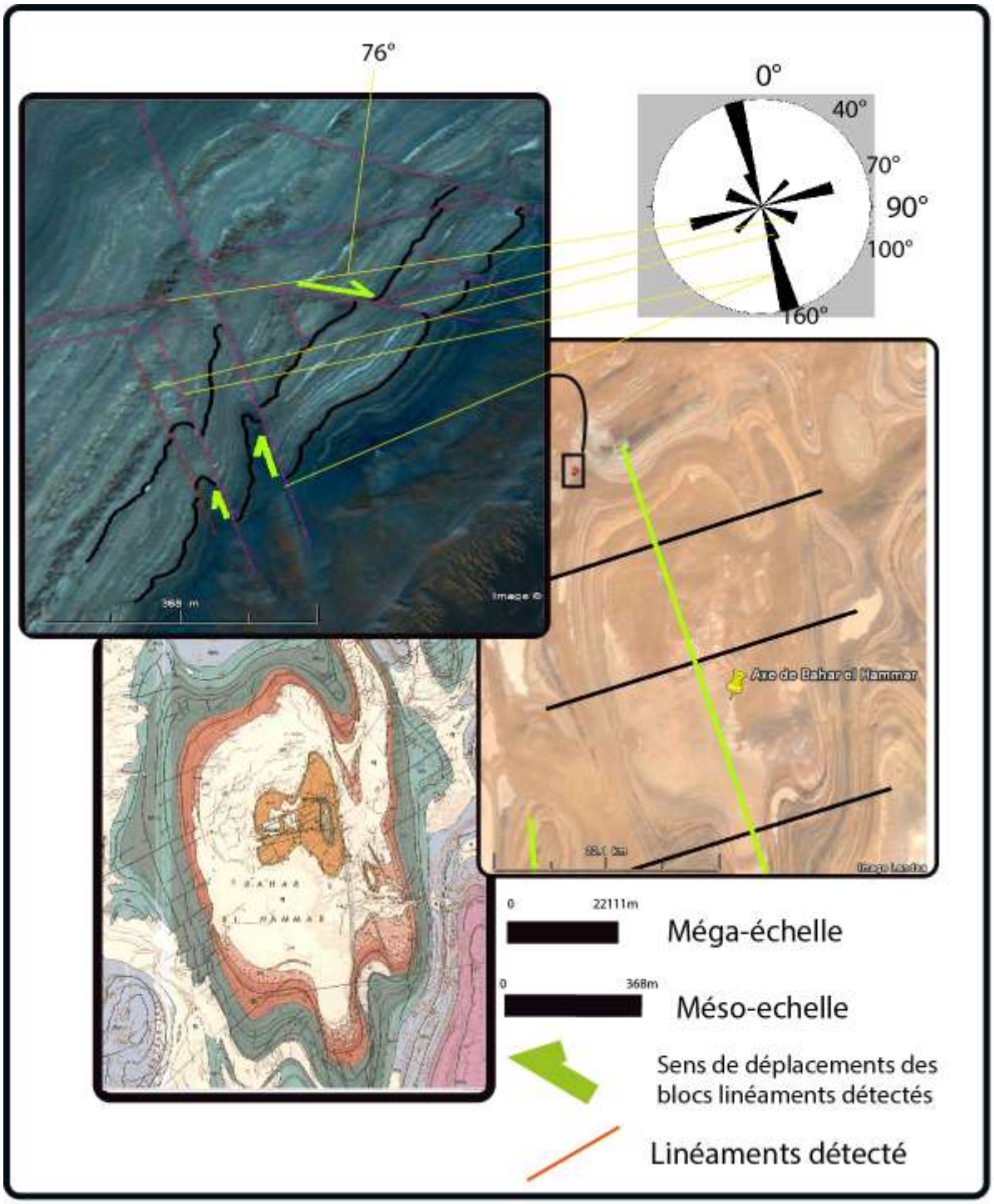


Fig.16: Schéma structural montrant la détection des linéaments à méga-échelle et à méso-échelle.

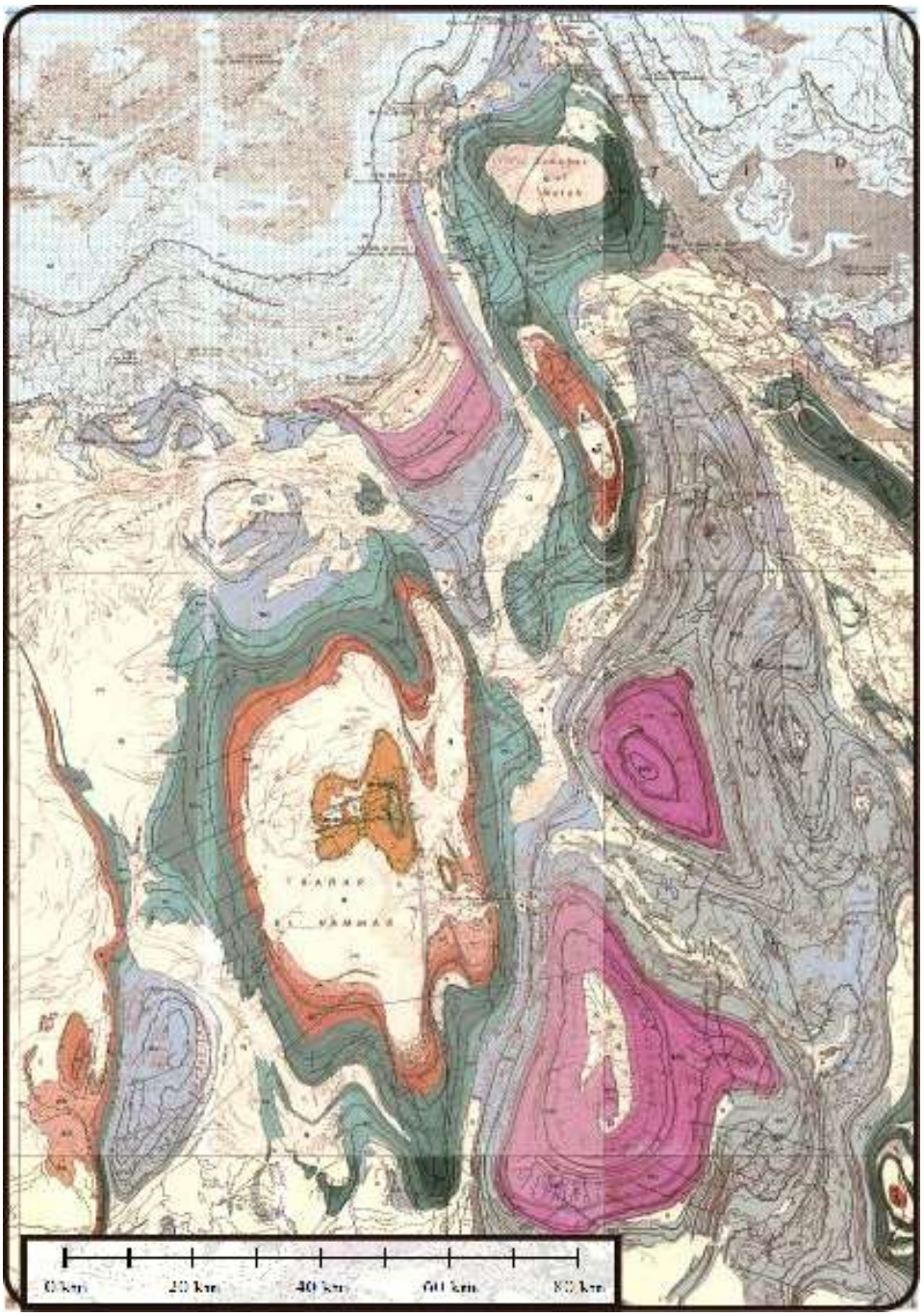


Fig.17 : Extrait de la carte géologique du Sahara (Document Exploration**).**

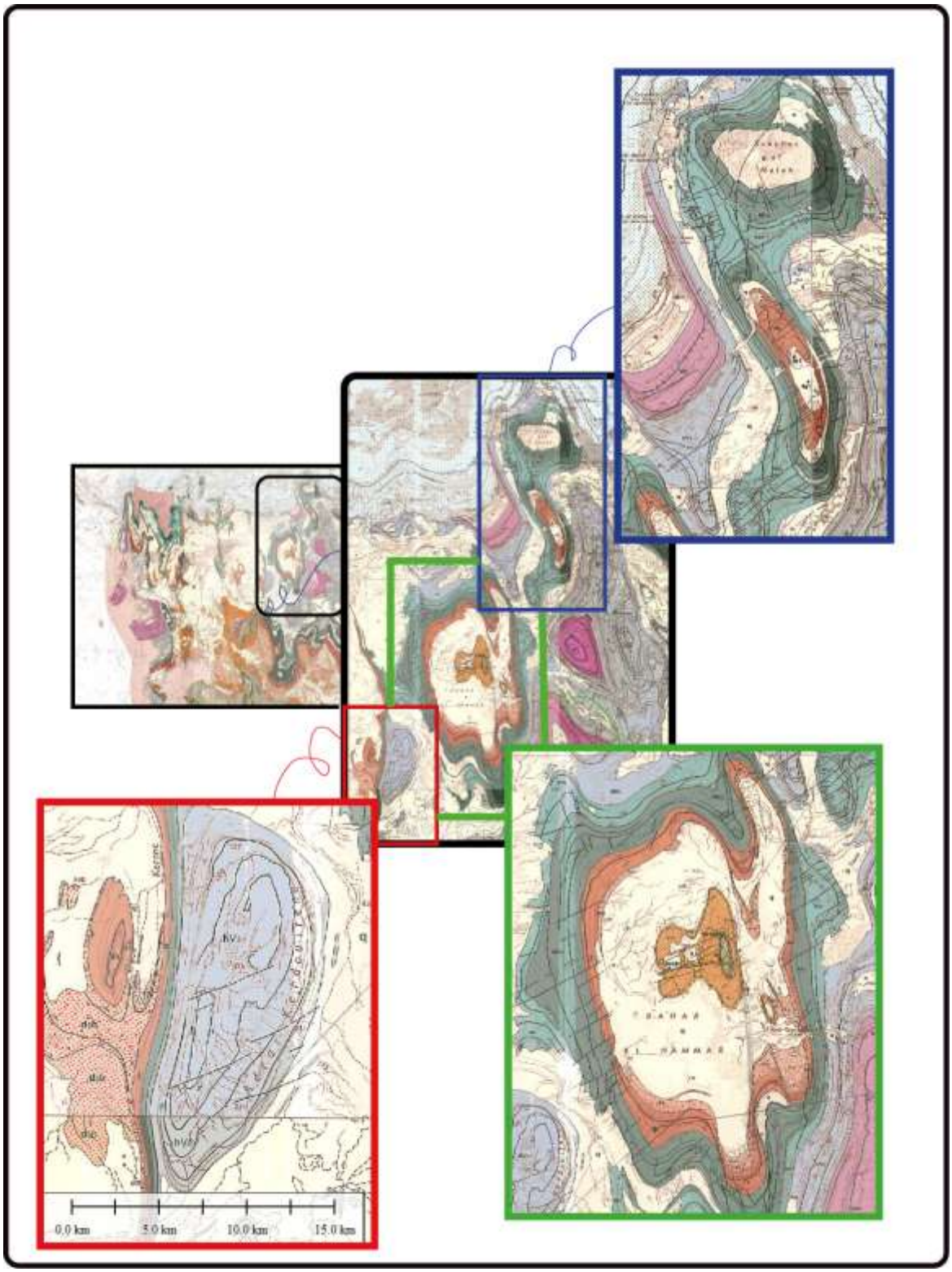


Fig.18 : Extraits de la carte géologique (Document Exploration)

- Structures de Bahar El Hammar.
- Structures de Djebel Berga ,Oued Djaret etSebkhat El Melah .
- Structures de Oued Kerene.

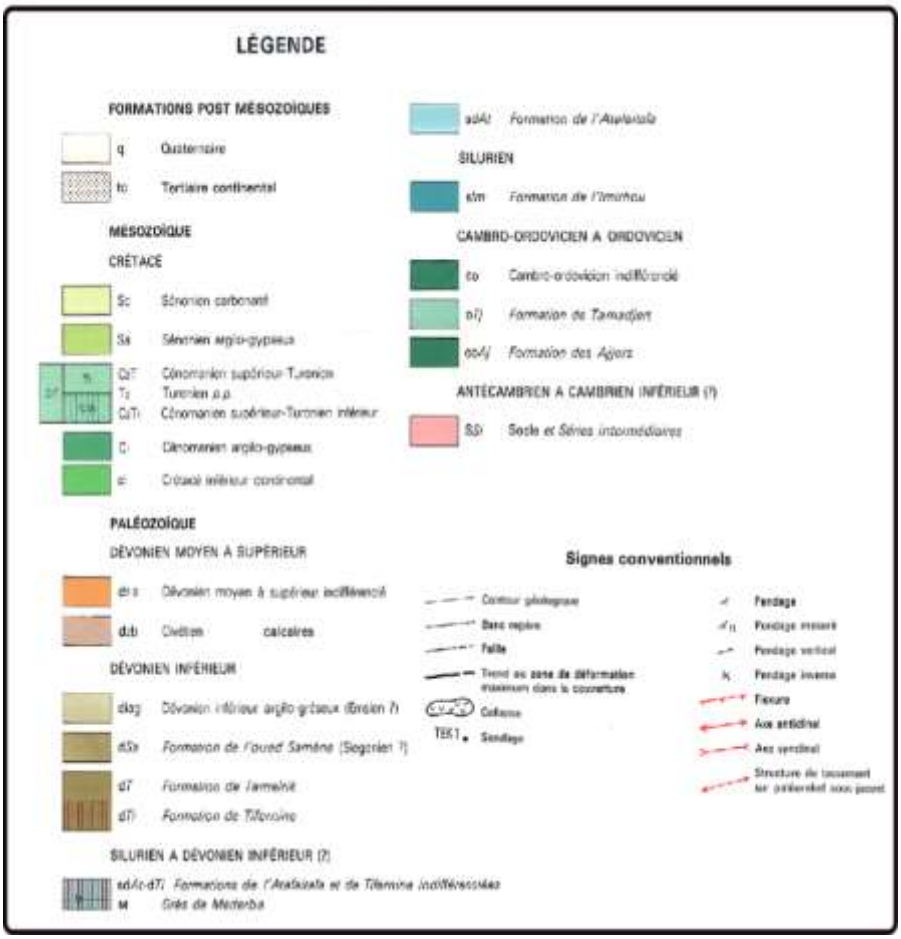


Fig.19 : Légende de la carte géologique (Document Exploration).

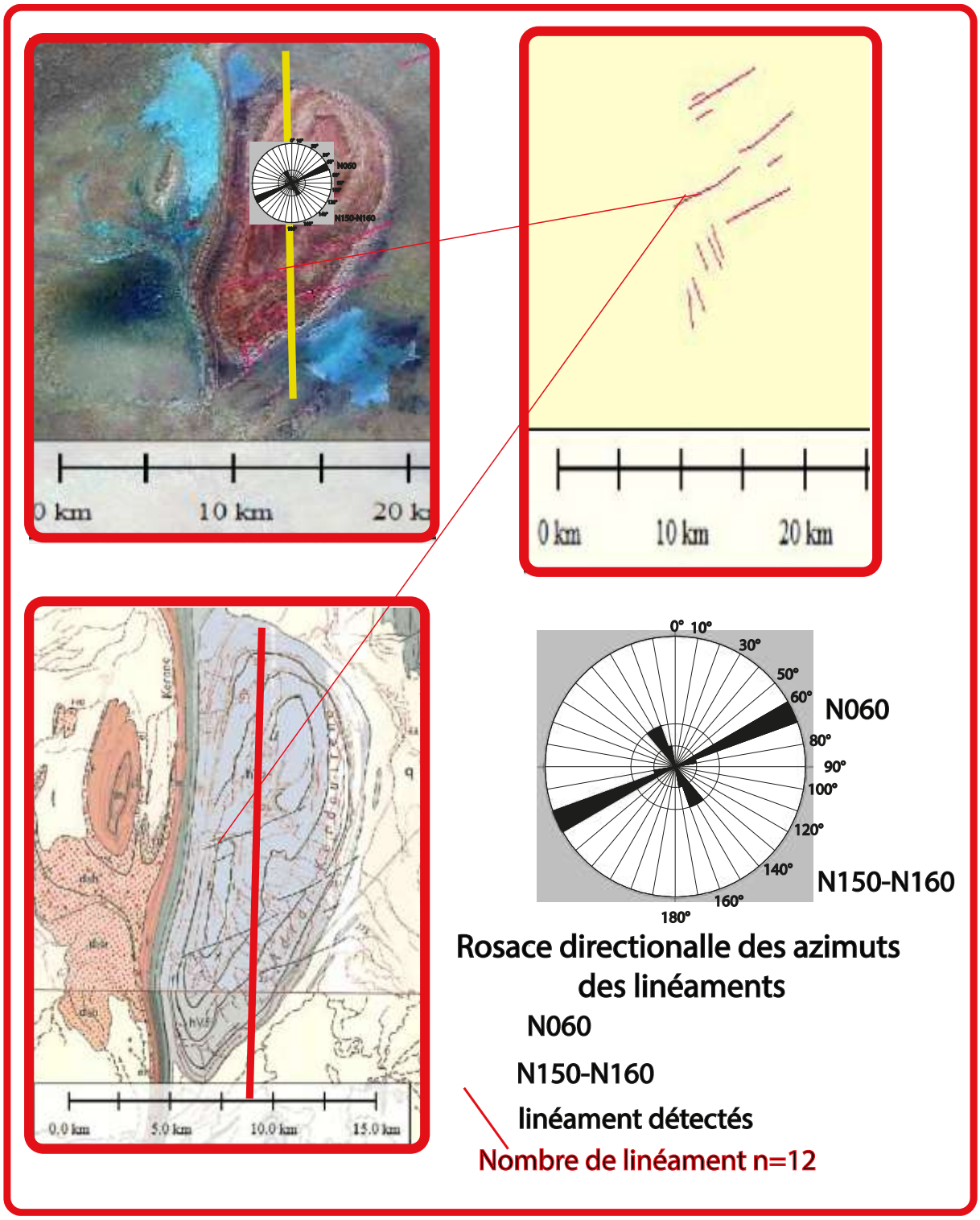


Fig.20 : Carte structurale des linéaments affectant l'axe de la région de Oued Keren.

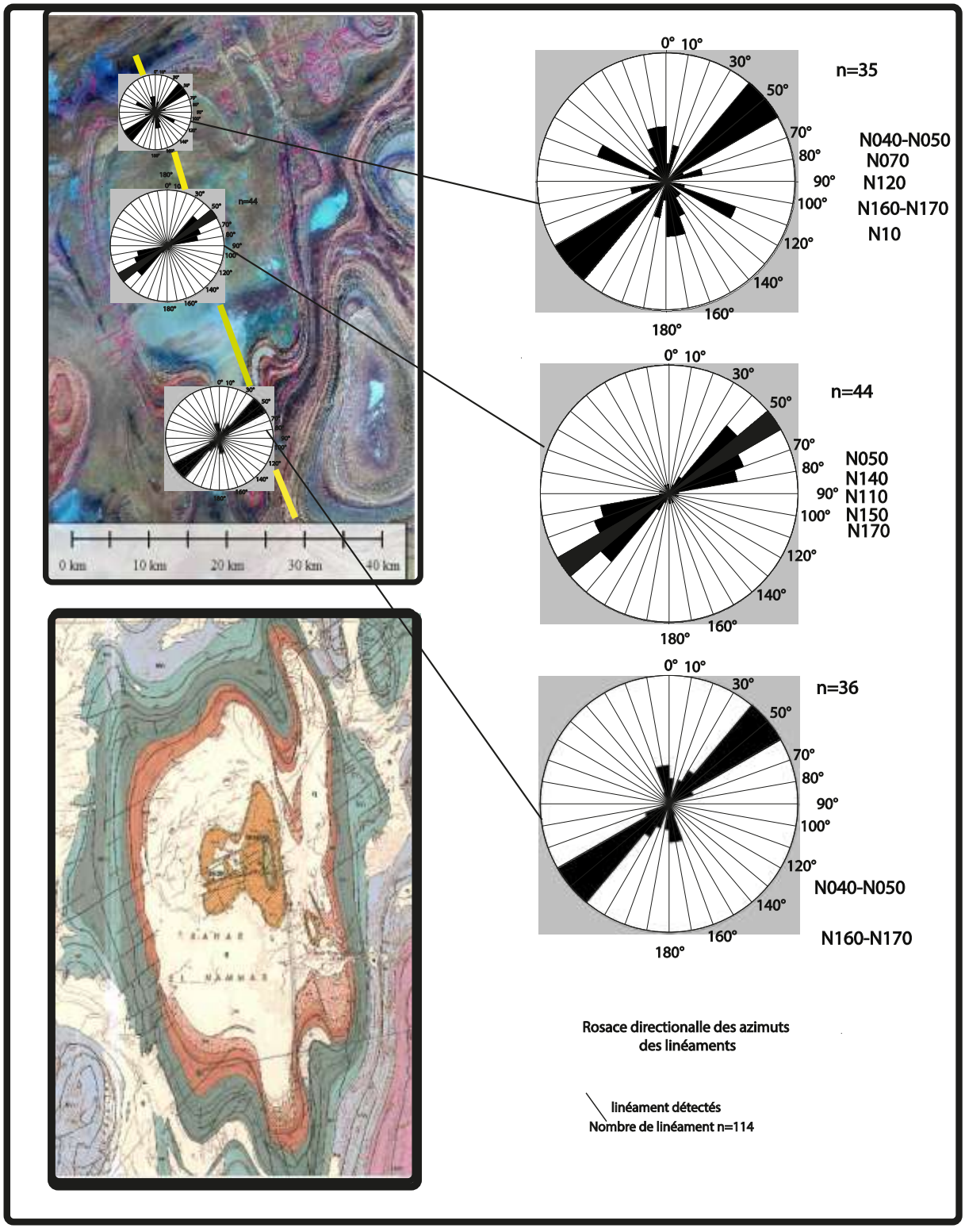


Fig.21 : Carte structurale des linéaments affectant les trois zones de la structure de Bahar El Hammar (zone septentrionale, zone centrale et zone méridionale).

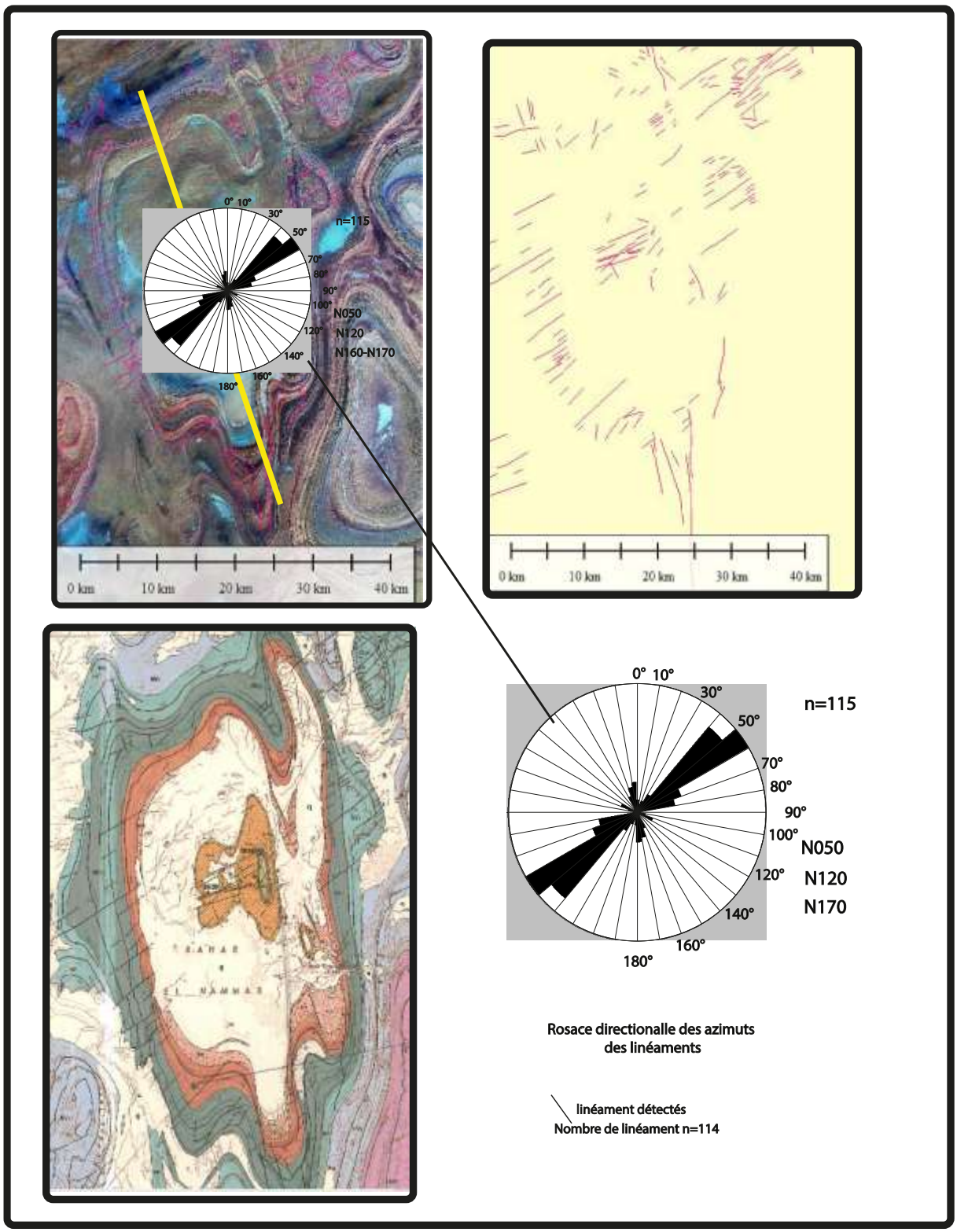


Fig.22 : Carte structurale des linéaments affectant les trois zones de la structure de Bahar El Hammar.

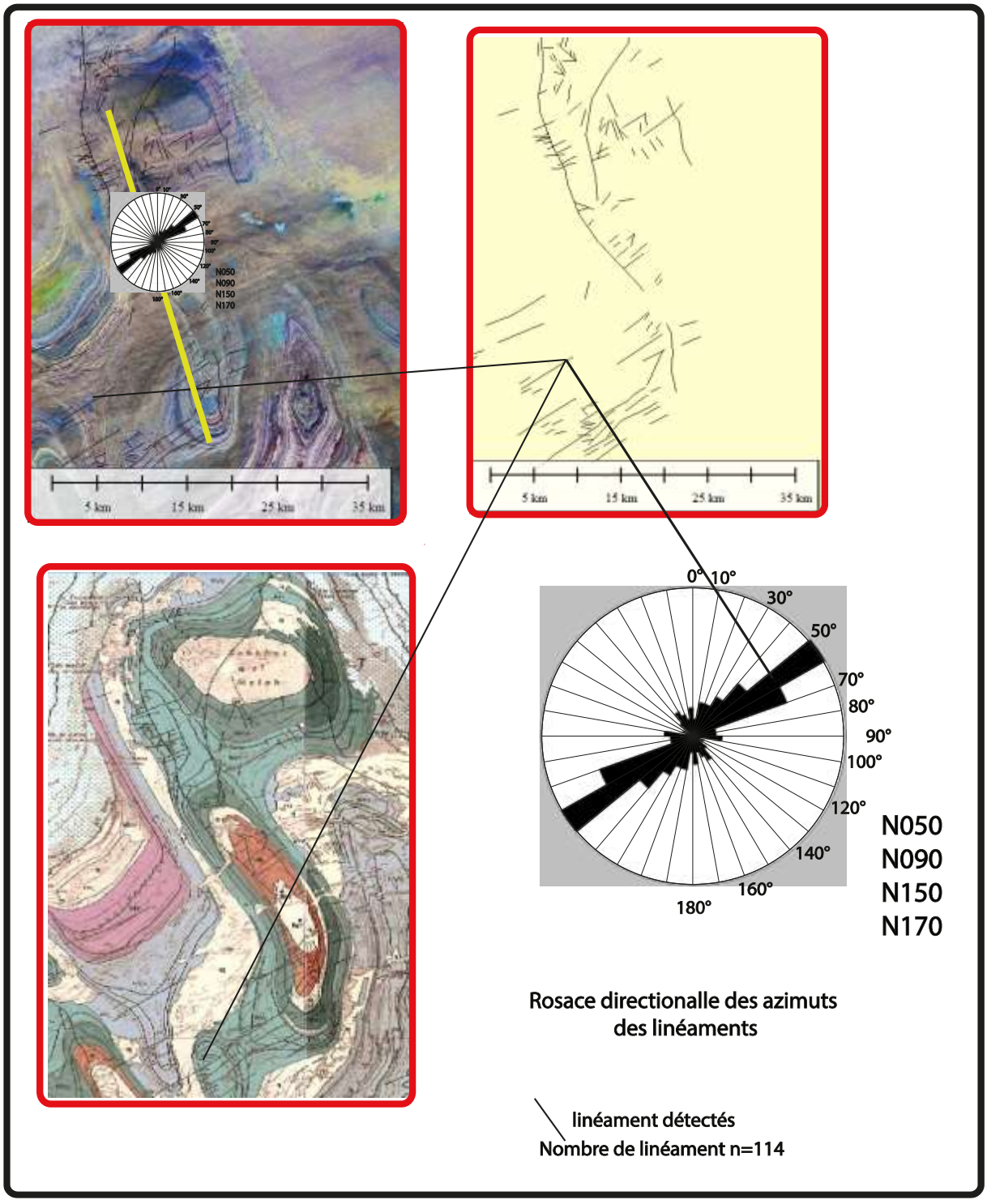


Fig.23 : Carte structurale des linéaments affectant l'axe de la région Djebel Berga, Oued Djeret et Sabkhat el Malah.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	0	0	0
N010-N020	0	0	0
N020-N030	0	0	0
N030-N040	0	0	0
N040-N050	0	0	0
N050-N060	0	0	0
N060-N070	6	50	21582
N070-N080	1	8,3	744
N080-N090	0	0	0
N090-N100	0	0	0
N100-N110	0	0	0
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	0	0	0
N140-N150	2	16,66	3361
N150-N160	2	16,66	3702
N160-N170	1	8,3	1949
N170-N180	0	0	0

Tableau 1 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de l'Axe d'Oued Kerane.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	1	2,8	2080
N010-N020	2	5,7	3714
N020-N030	0	0	0
N030-N040	0	0	0
N040-N050	7	20	11354
N050-N060	7	20	16079
N060-N070	1	2,8	1907
N070-N080	2	5,7	5801
N080-N090	0	0	0
N090-N100	0	0	0
N100-N110	5	14,2	4464
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	1	2,8	2485
N140-N150	1	2,8	931
N150-N160	2	5,7	2634
N160-N170	3	8,5	7411
N170-N180	3	8,5	10706

Tableau 2 : Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	0	0	0
N010-N020	0	0	0
N020-N030	1	2,2	2169
N030-N040	2	4,5	4379
N040-N050	9	20,4	14406
N050-N060	13	29,5	46887
N060-N070	8	18,18	14817
N070-N080	7	15,9	19497
N080-N090	1	2,2	1669
N090-N100		0	
N100-N110	1	2,2	1320
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	0	0	0
N140-N150	0	0	0
N150-N160	1	2,2	2203
N160-N170	0	0	0
N170-N180	1	2,2	1653

Tableau 3 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone centrale de Bahar el Hammar .

Classe en (°)	Nombre de linéament	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	2	5,5	6191
N010-N020	0	0	
N020-N030	2	5,5	5725
N030-N040	2	5,5	6351
N040-N050	10	27,7	22199
N050-N060	11	30,5	23102
N060-N070	2	5,5	4701
N070-N080	0	0	0
N080-N090	0	0	0
N090-N100	0	0	0
N100-N110	0	0	0
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	0	0	0
N140-N150	0	0	0
N150-N160	1	2,7	1948
N160-N170	3	8,3	19395
N170-N180	3	8,3	15958

Tableau 4 : Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hammar.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	3	2,6	8271
N010-N020	2	1,7	3714
N020-N030	3	2,6	7894
N030-N040	4	3,4	10730
N040-N050	26	22,6	47959
N050-N060	31	26,9	86068
N060-N070	11	9,5	21425
N070-N080	9	7,8	25298
N080-N090	1	0,8	1669
N090-N100	0	0	0
N100-N110	6	5,2	5784
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	1	0,8	2485
N140-N150	1	0,8	931
N150-N160	4	3,4	6785
N160-N170	6	5,2	26806
N170-N180	7	6	28317

Tableau 5: Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de Axe de Bahar el Hammar.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	4	3,5	26731
N010-N020	6	5,2	8999
N020-N030	6	5,2	9332
N030-N040	8	7	7590
N040-N050	12	10,5	22476
N050-N060	26	22,8	83570
N060-N070	15	13,1	31281
N070-N080	5	4,3	7976
N080-N090	4	3,5	4949
N090-N100	4	3,5	5146
N100-N110	3	2,6	4554
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	3	2,6	4787
N140-N150	5	4,3	6435
N150-N160	3	2,6	3085
N160-N170	4	3,5	359687
N170-N180	6	5,2	20423

Tableau 6 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de l'Axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah.

III.Rosaces et histogrammes établis en fonction de l'orientation des linéaments.

III.1.Rosaces et histogrammes établis à partir de l'image Landsat

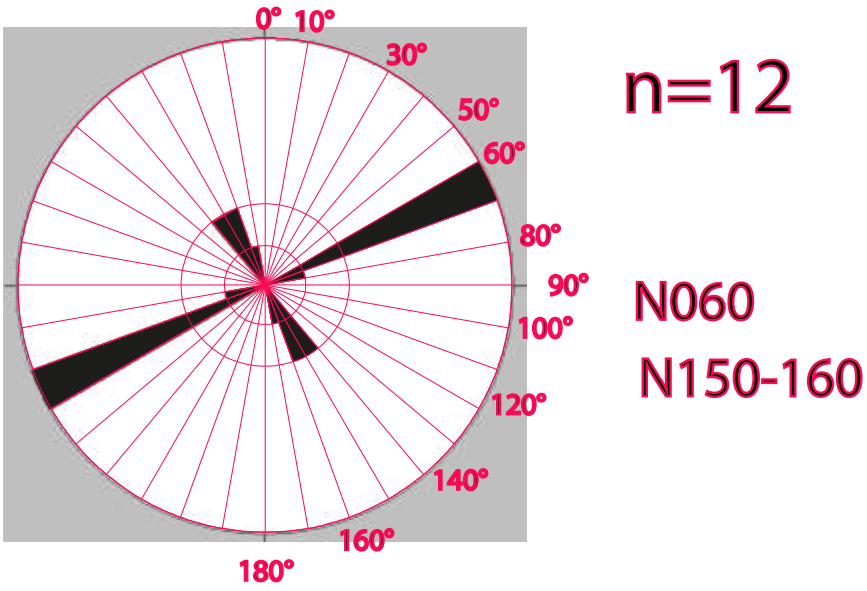


Fig.24 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Kerane.

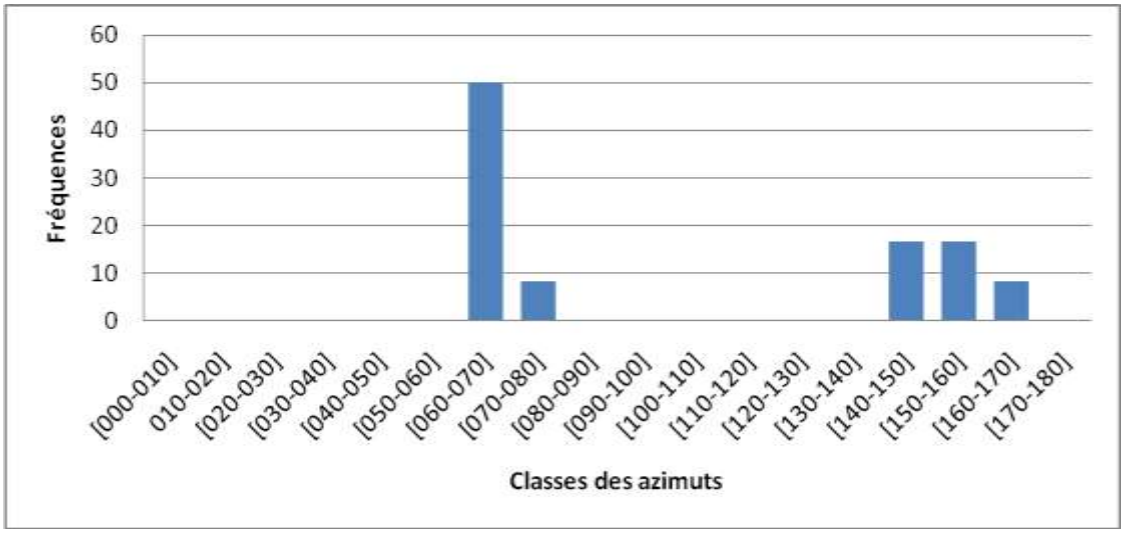


Fig.25 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Kerane.

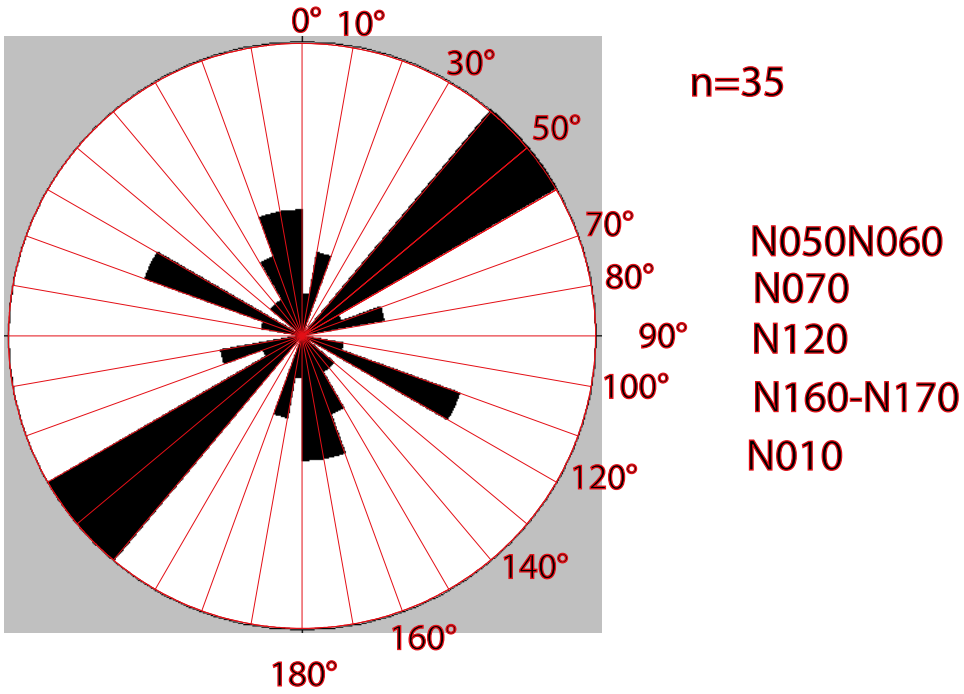


Fig.26 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar .

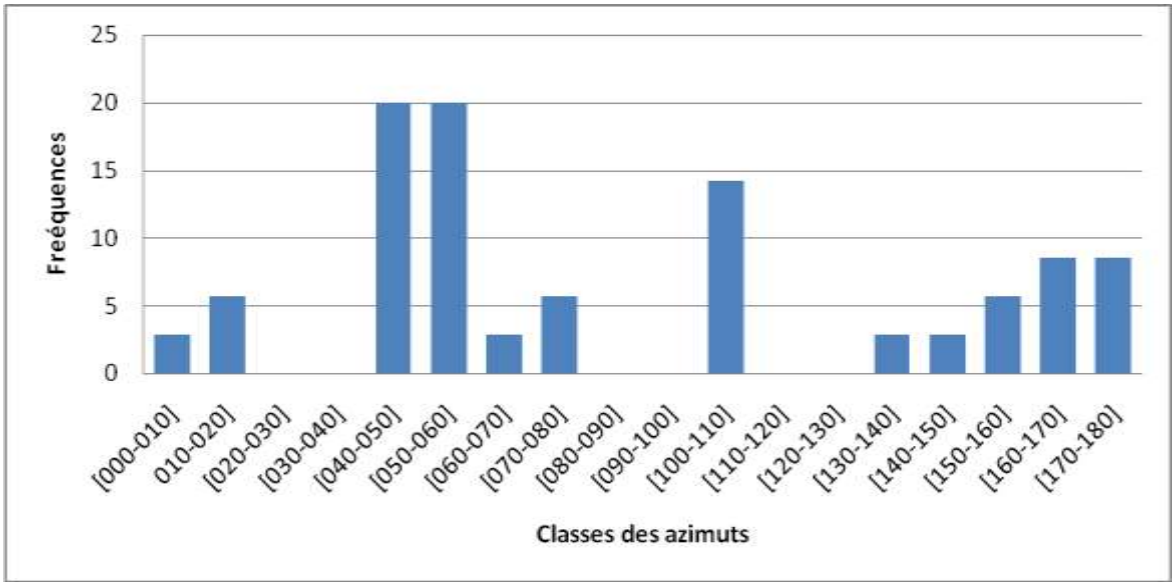


Fig.27 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar .

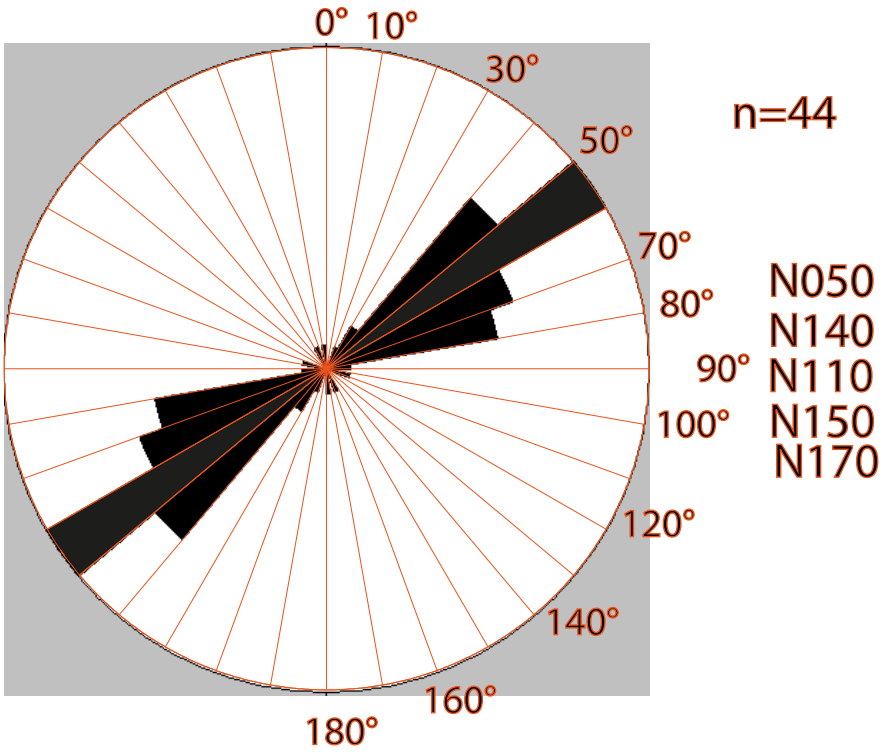


Fig.28 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à de partir l'image Landsat : zone centrale de Bahar el Hammar .

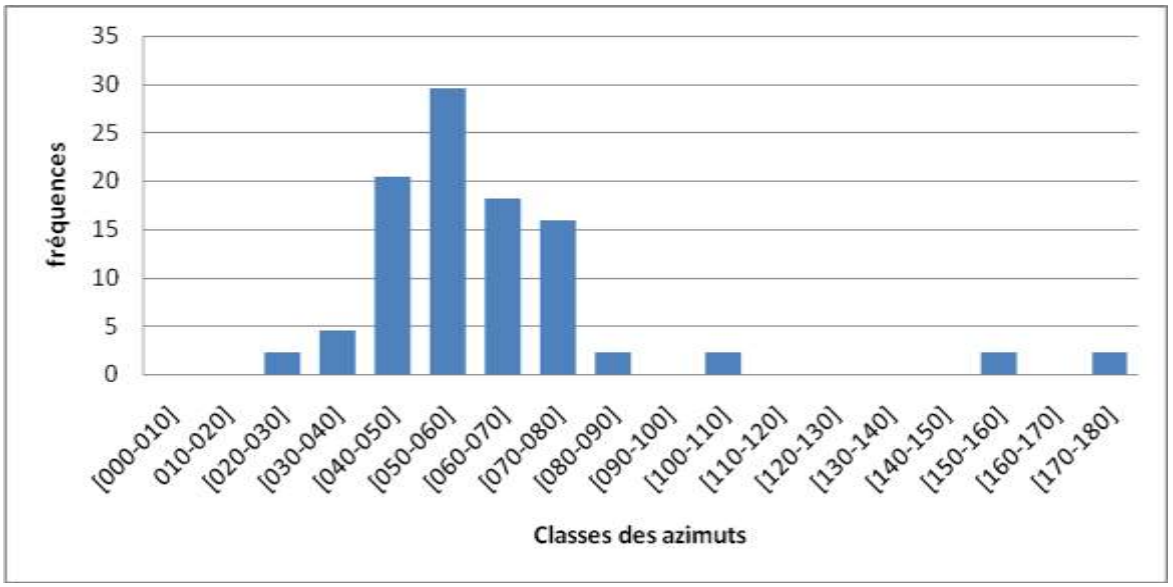


Fig.29 :Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone centrale de Bahar el Hammar .

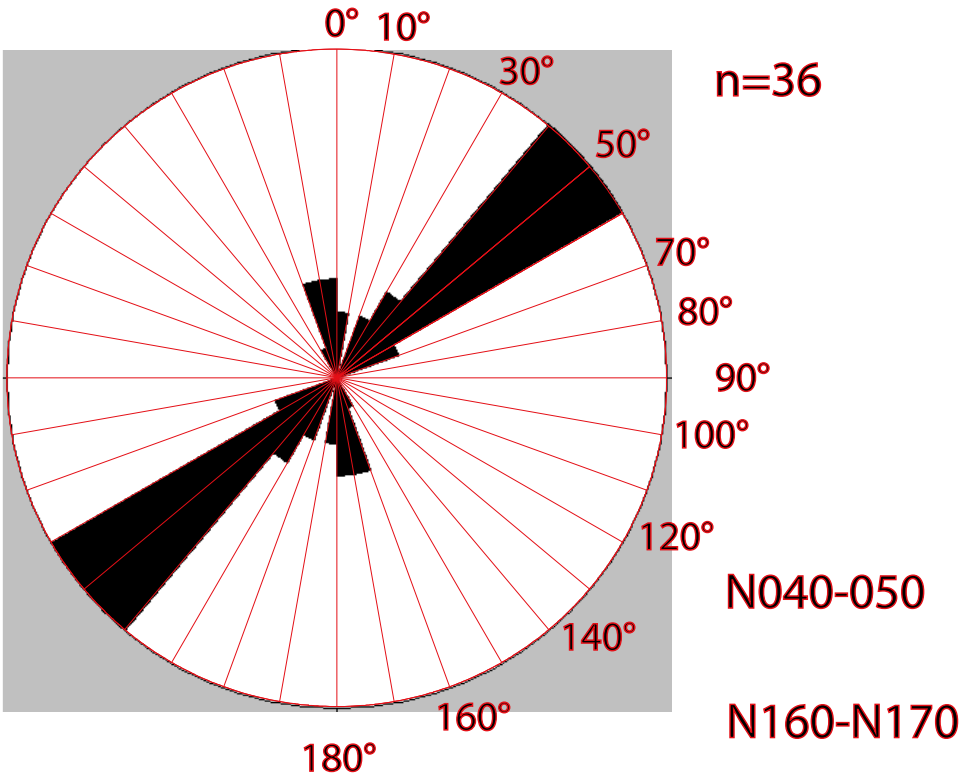


Fig.30 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hamar.

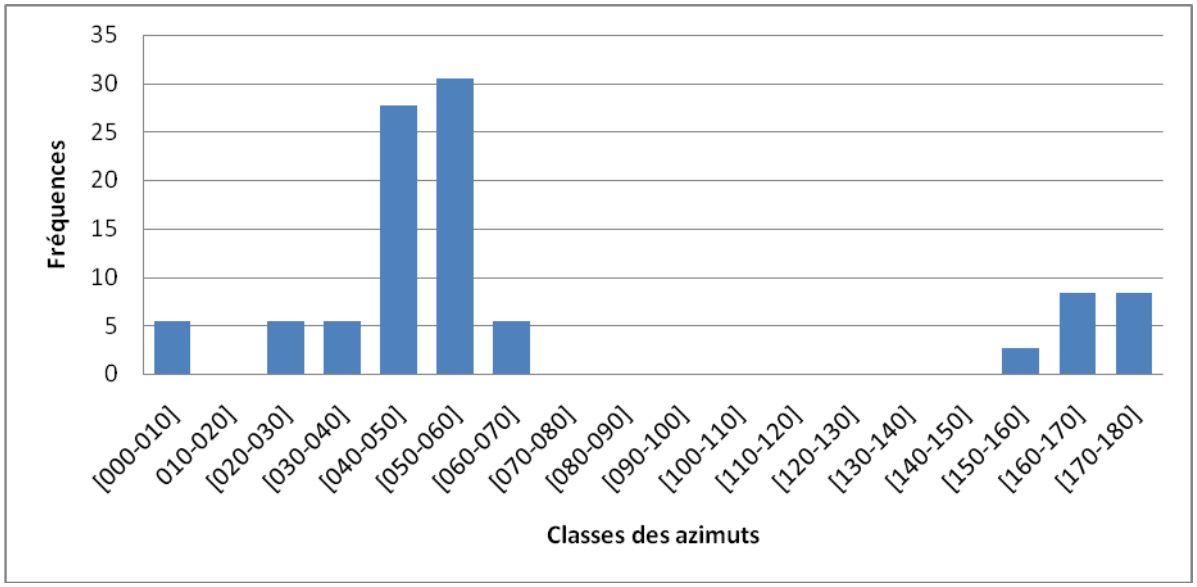


Fig.31 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hammar .

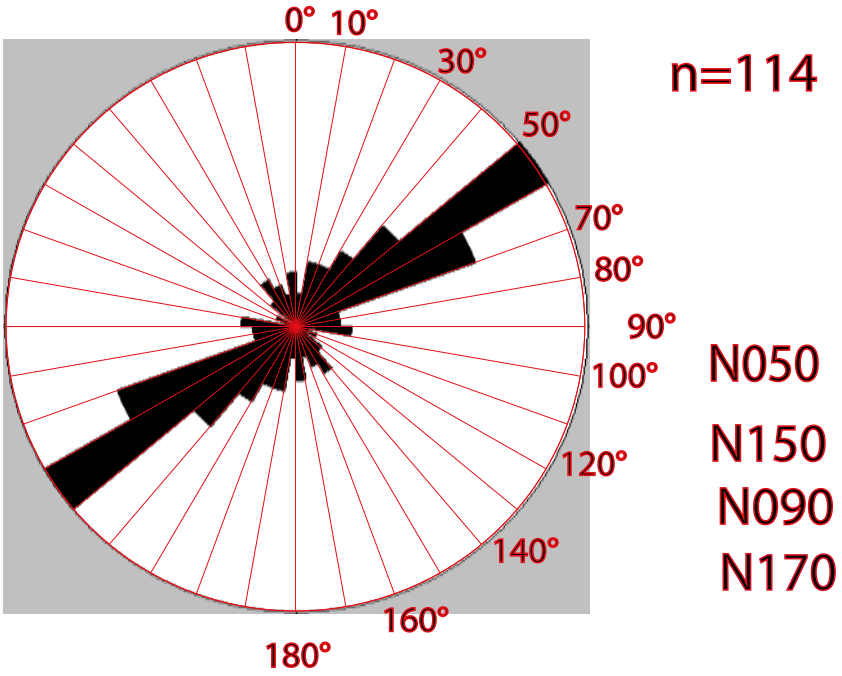


Fig.32 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah.

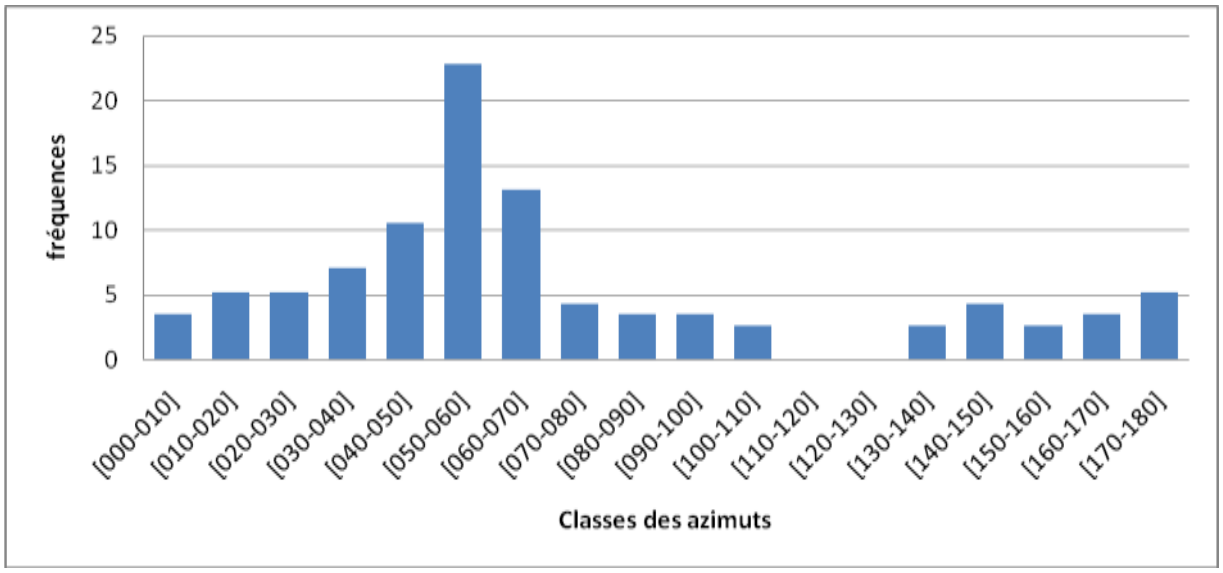


Fig.33 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe de Axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah.

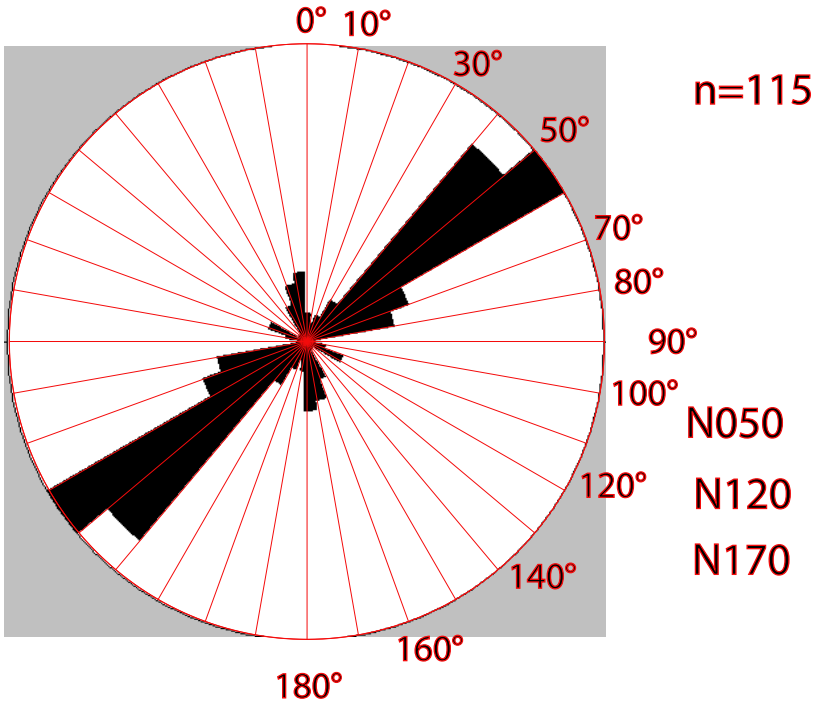


Fig.34 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone de Bahar el Hammar .

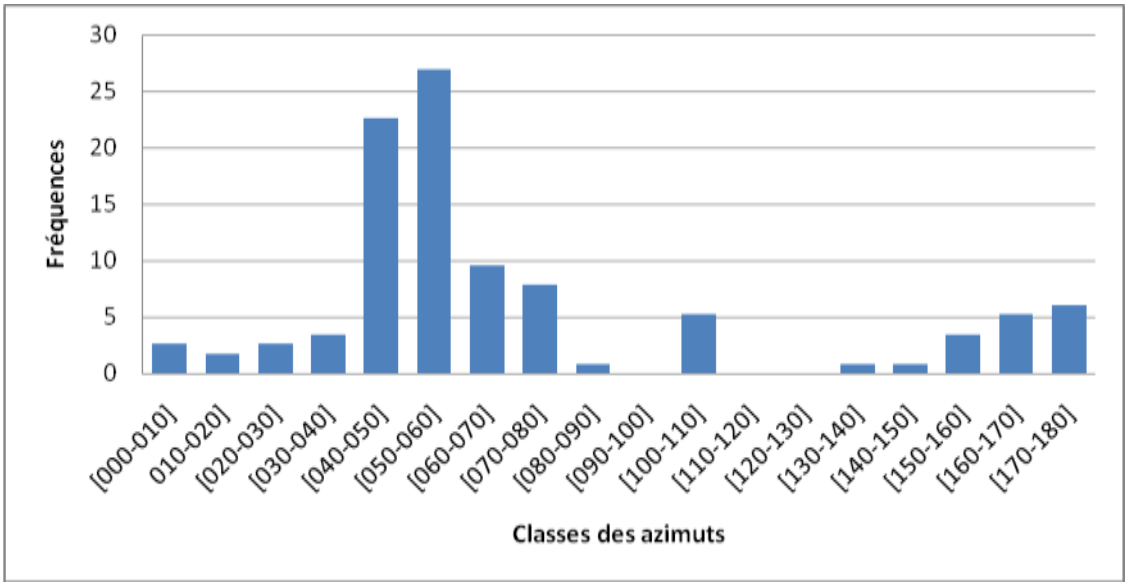


Fig.35 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de la zone de Bahar el Hammar.

III.2. Commentaire sur les résultats

D'après l'analyse des rosaces directionnelles et des histogrammes des azimuts des linéaments établis à partir de l'image Landsat et la comparaison entre les trois axes nous montre que :

❖ **Suivant l'Axe d'Oued Kerane** : on peut voir deux familles remarquables.

La famille de forte concentration de linéaments de 50 % représentée par la classe [060-070] de direction N060.

Une famille de faible concentration de 16 ,66% représentée par la classe [140-150] et [150-160]. (fig.24), (fig.25), (Tableau1).

❖ **Suivant l'Axe de Bahar el Hammar** : Cette structure est divisée en trois zones.

-**La zone méridionale** de cet axe : on peut distinguer cinq familles de linéaments orientées comme suit : (fig.26), (fig.27), (Tableau2).

- Deux familles de direction de N040-N050, de plus forte fréquence de 20%.

-Deux familles les moins fréquentes de direction N010 et N070 de 5,71%

Une famille de direction de N100 de 14,2 %.

Une famille de concentration 8,5% orientée N150.

-**La zone centrale :** on a quatre familles bien visibles, trois familles de concentration identique de 2,21% des directions N100, N150, N170 et une famille la plus fréquente de 29,5% orientée N050. (fig.28), (fig.29), (Tableau 3).

-**La zone septentrionale :** de l'axe de Bahar el Hammar représenté par trois familles, la premiere de direction N050 a 30,5%, la deuxième de direction N160 avec 8,33% et la troisième de direction N000 avec 5,5%.(fig.30), (fig.31), (Tableau4).

❖ **Suivant l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah et Djebel Berga.**

-La famille la plus fréquente de 22,8 % orientée N060.

-La famille la moins fréquente de 4,3% orientée N140.

-La famille de directions N170 représentée par un pourcentage de linéaments de 5,2 %.(fig.32), (fig.33), (Tableau 6).

La comparaison entre ces familles pose la question suivante : est ce que les trois axes sont déformés de la même manière ?

La concentration des linéaments peuvent donner la qualité et la quantité des contraintes créé dans un endroit, s'il y a une grande concentration des linéaments, la zone a subi de fortes contraintes.

Les familles de direction des linéaments suivant les trois axes montrent bien le taux de déformation dans cette région, on a constaté que :

La famille de direction N030-N040 existe dans les trois axes avec une concentration assez importante.

Les familles de direction N090-N100, N100-N110, N110-N120 existe aussi dans les trois axes avec une concentration moins fréquente que la famille N030-N040.

L'apparition des familles de direction N060-N070, N170-N180, N150-N160 avec une concentration moins importante sur l'axe de Bahar el Hammer et Gjebel Berga.

L'analyse des rosaces directionnelles et les histogrammes de longueurs cumulées des trois axes de la zone étudiée, (fig. 36, 37, 38) nous a permis de déduire qu'il y a une grande similitude entre les familles de longueurs cumulées et les familles de direction, c'est-à-dire que :

Les directions N050-N060 et N160-N170 correspondent à des grandes longueurs cumulées et à des grandes concentrations des linéaments.

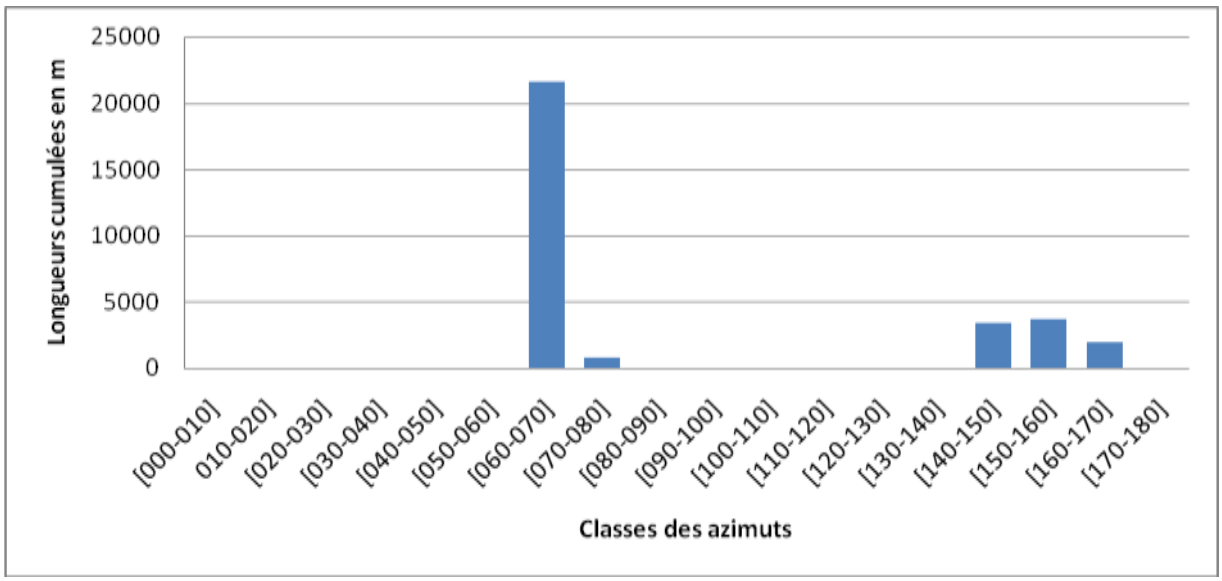


Fig.36 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe de l'axe d'Oued Kerane.

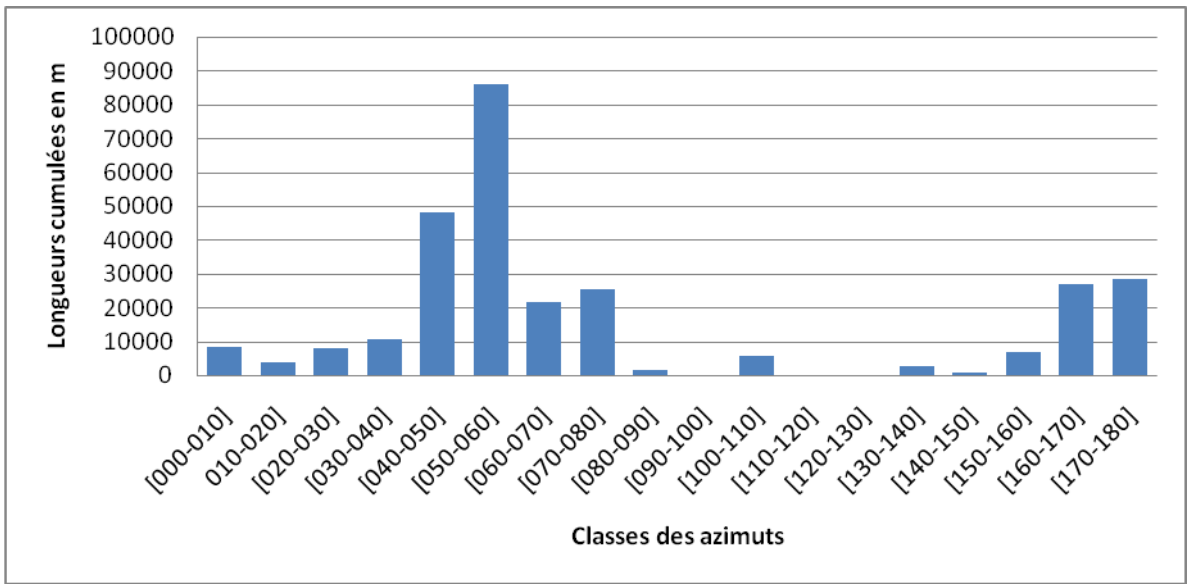


Fig.37 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe de Bahar el Hammar.

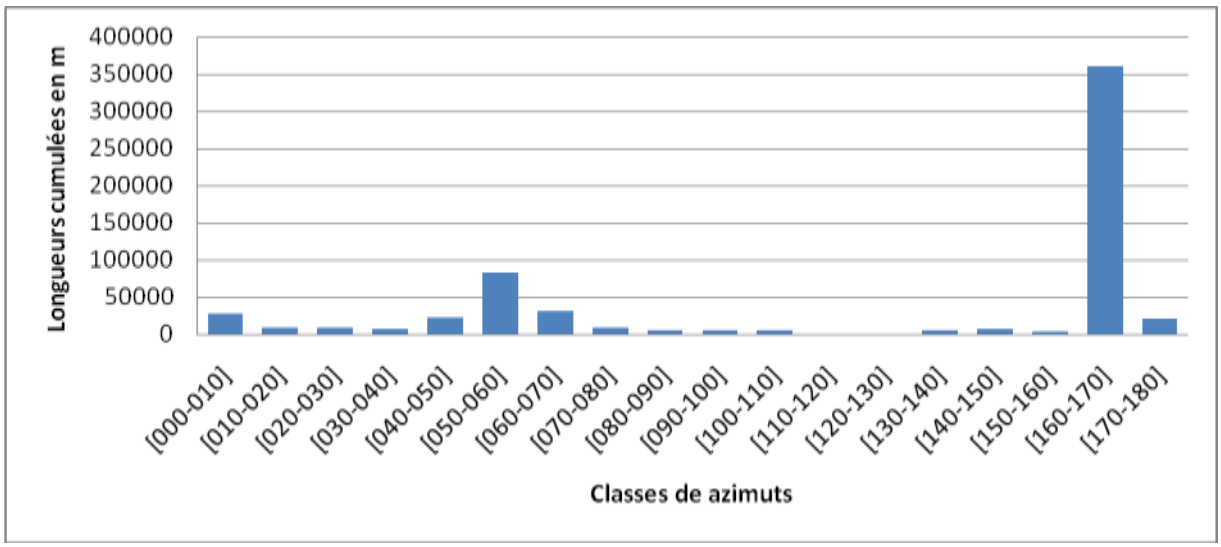


Fig.38 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah.

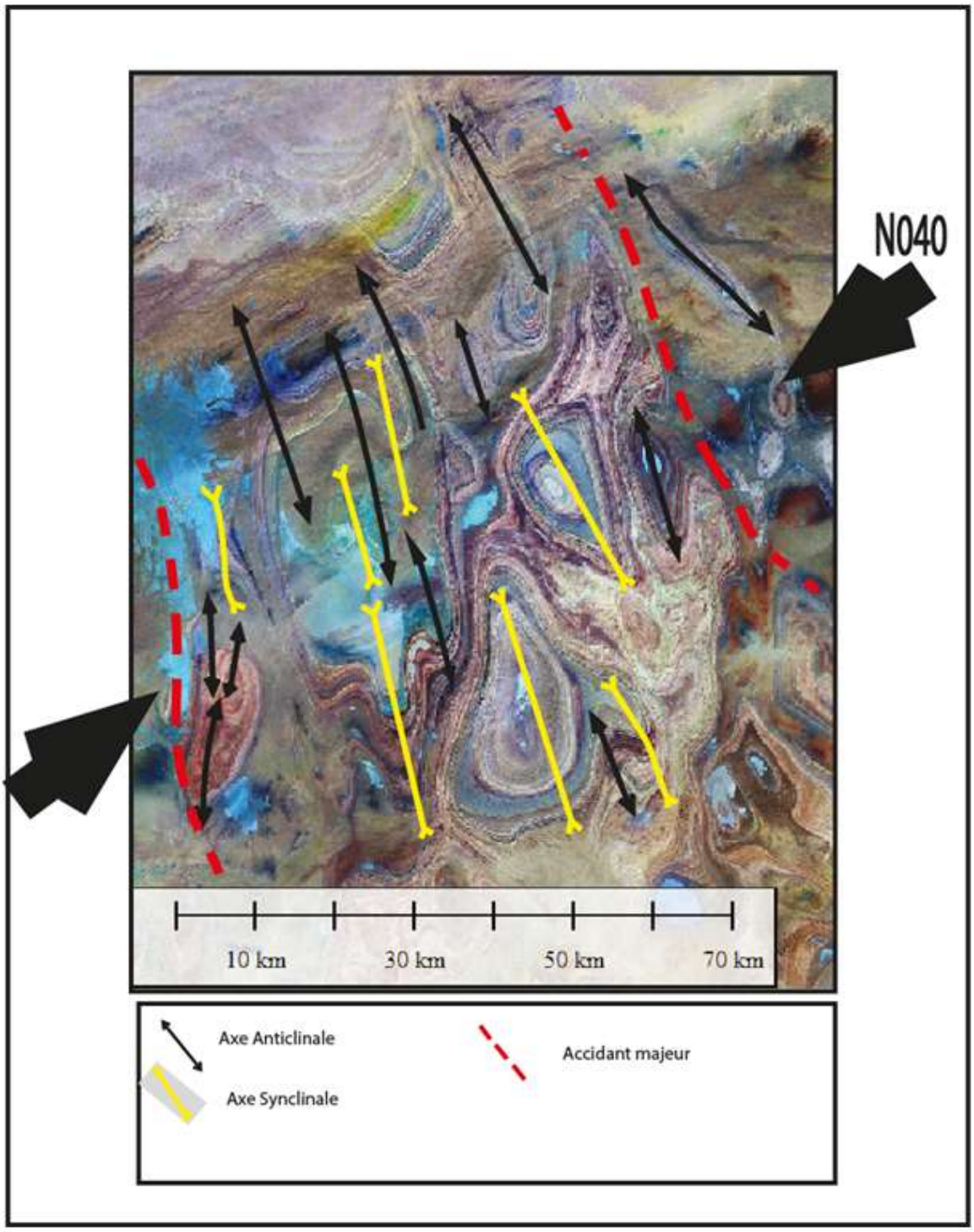


Fig.39 : Schéma structural montrant l'effet de la phase Hercynienne précoce sur la zone d'étude (N040).

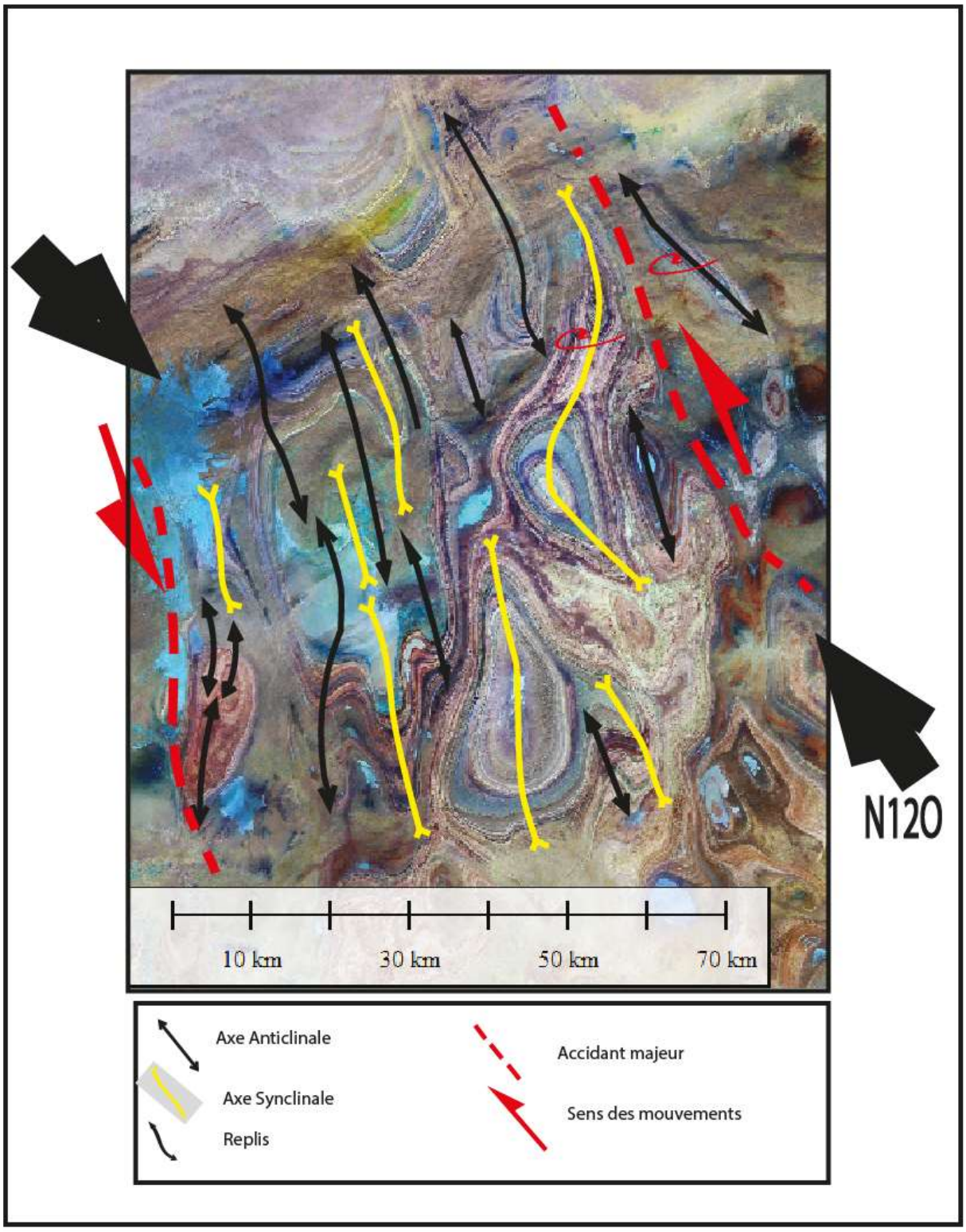


Fig.40: Schéma structural montrant l'effet de la phase Hercynienne paroxysmale sur la zone d'étude (N120).

III.3. Modèle de déformation

Après avoir relevé les différentes familles linéamentaires à partir des rosaces il est possible de proposer un modèle géologique de développement des linéaments. En effet la présence de failles profondes dans le socle et l'accident majeur situé à l'ouest de la structure il est possible de proposer une évolution en deux phases selon le modèle de Riedel.

Nous avons défini les relations angulaires entre les différentes familles relevées et nous les avons comparées à celles qui existent dans le modèle de Riedel.

Durant la phase N040 les linéaments correspondent aux plans suivants :

- N055: plans R
- N175: plans R'
- N040: plans T
- N085: plans P

Durant la phase N120 les linéaments correspondent à :

- N0150: plans R
- N090 : plans R'
- N120: plans T
- N180: plans P

Il est possible que les plans développés Durant la première phase vont être réorientés.

IV-Analyse des profils sismiques.

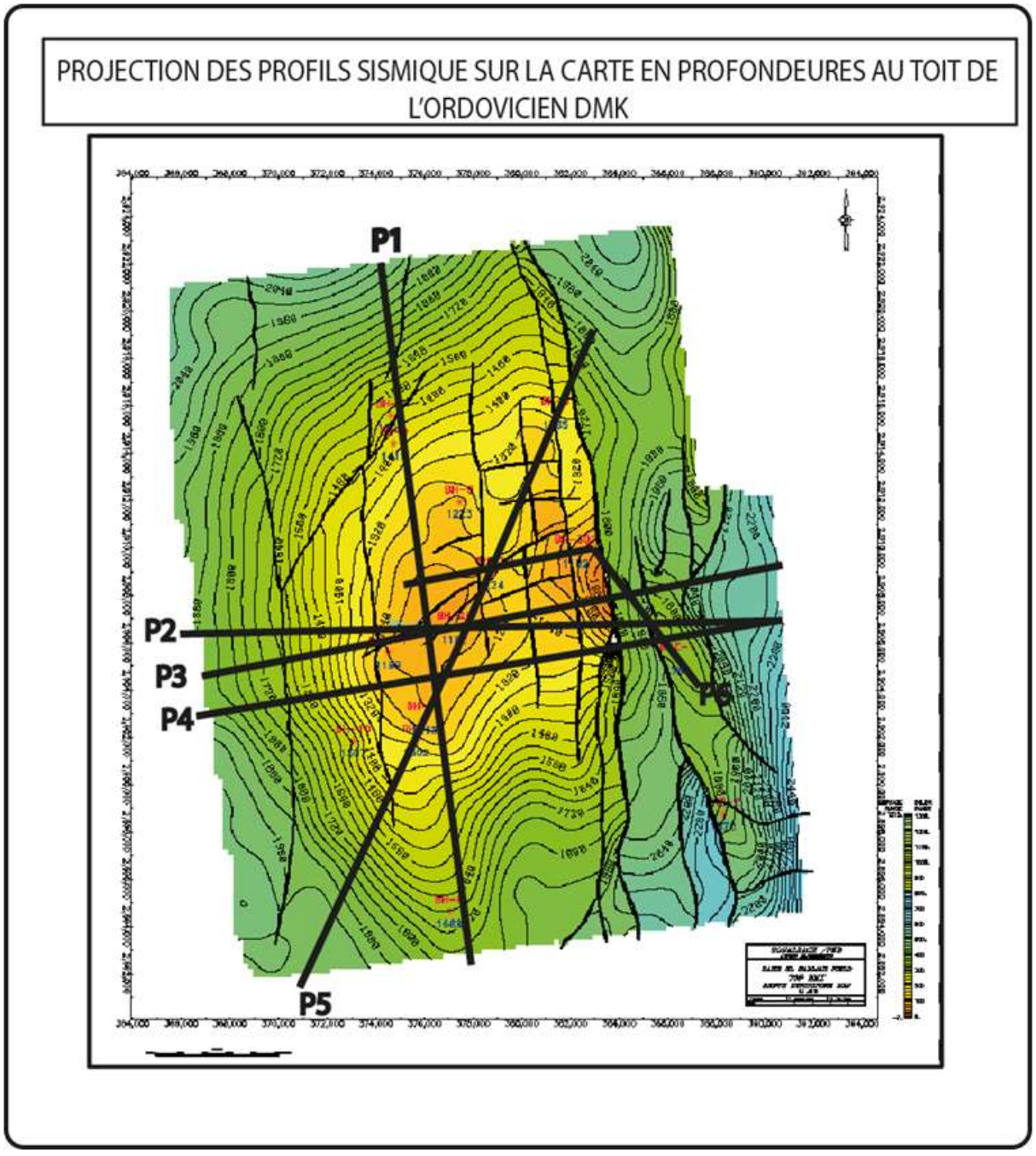


Fig.41 : Projection des profils sismiques sur la carte en profondeur au toit de l'ordovicien (Dalle de Mekrata).

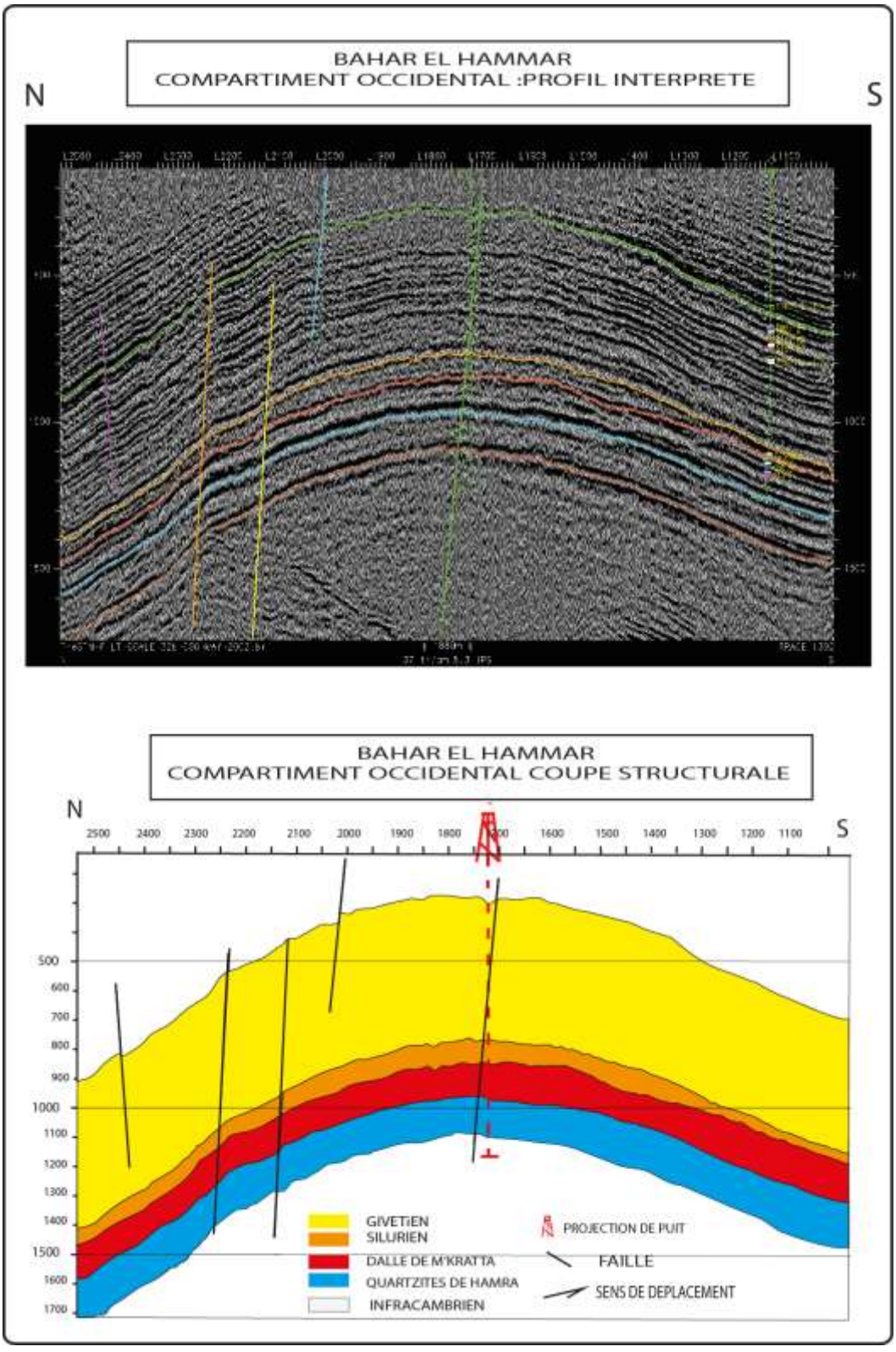


Fig.42 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P1.

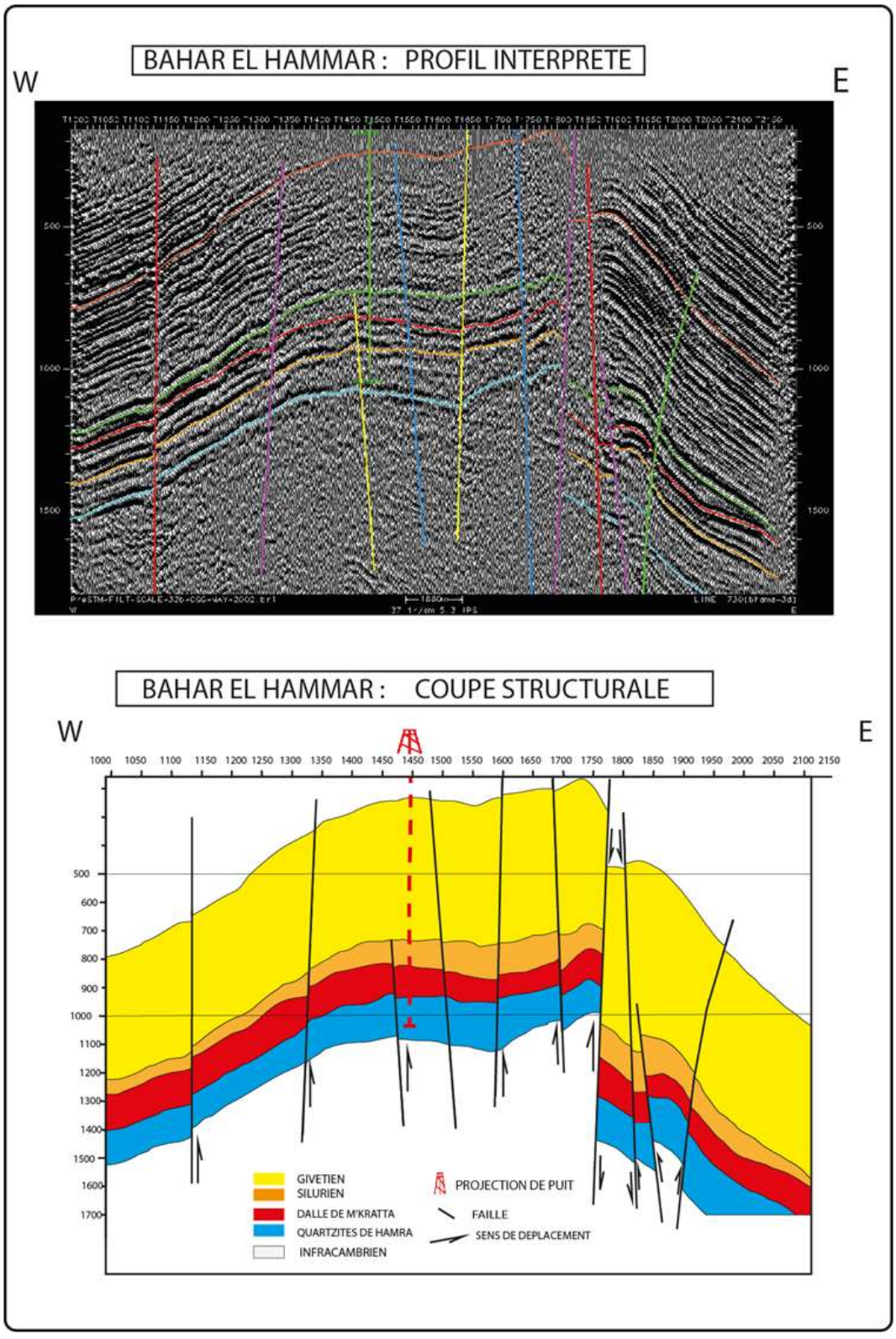


Fig.43 : Coupe structurale de et profil interprétatif du profil sismique P2.

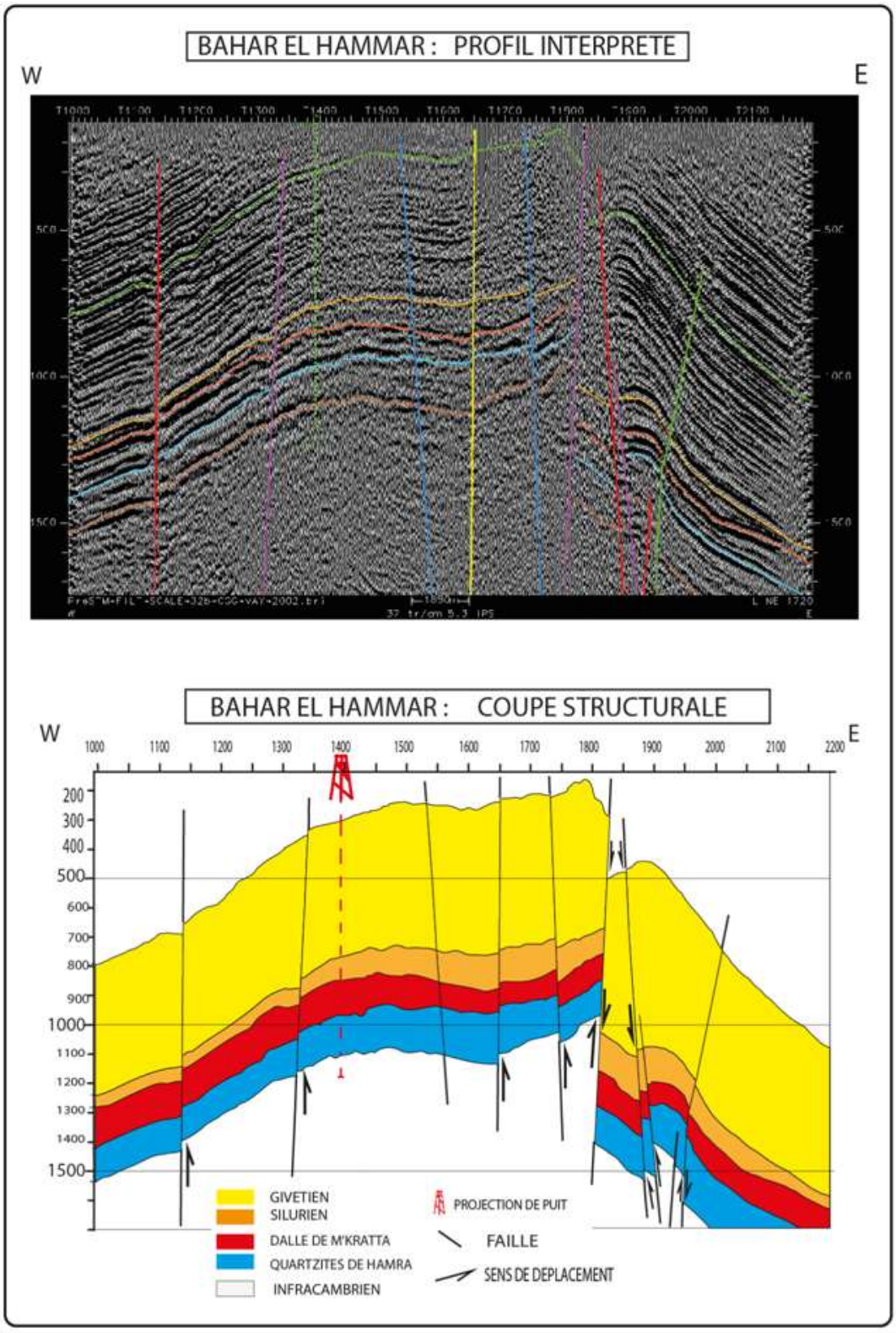


Fig.44 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P3.

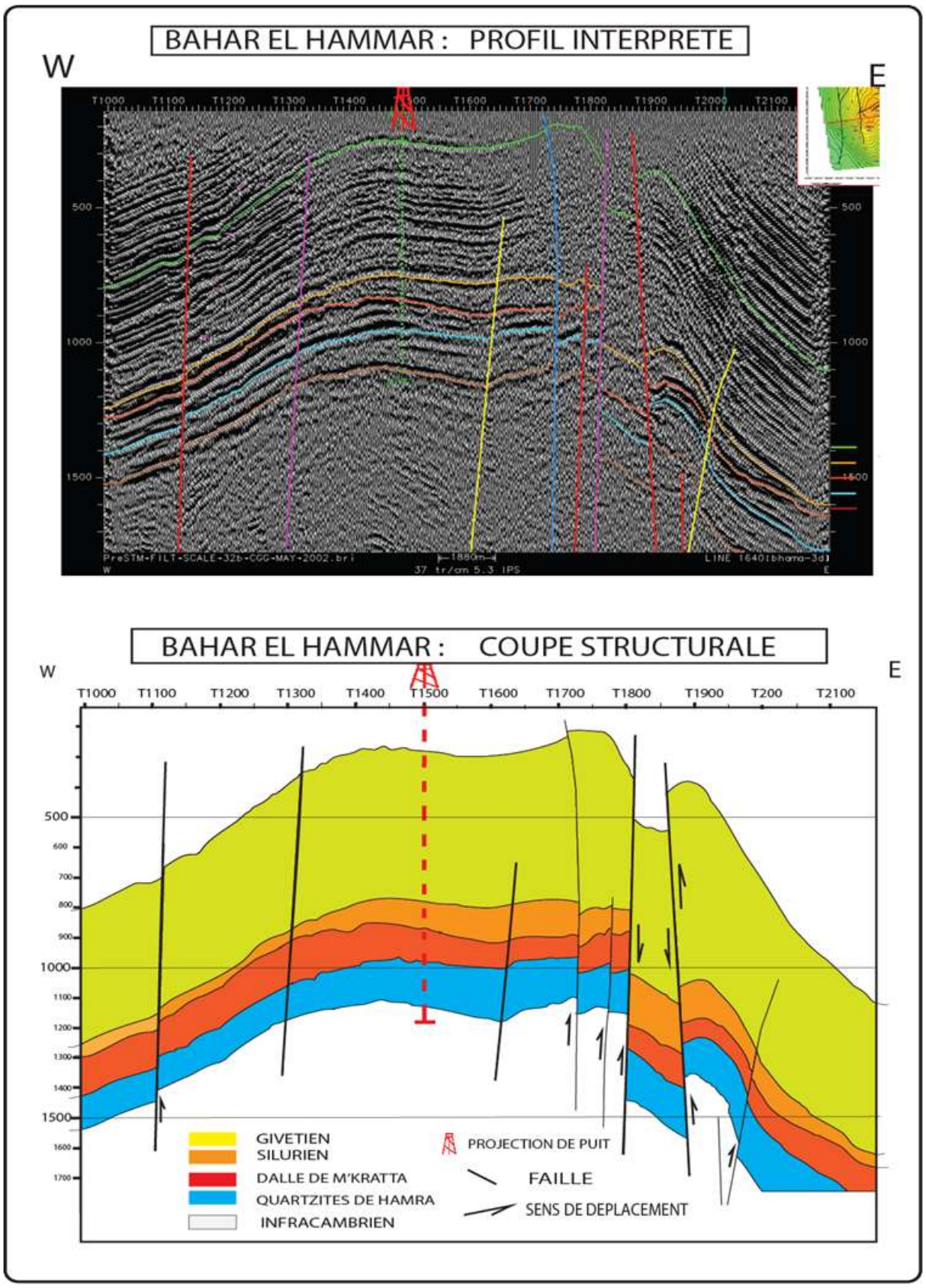


Fig.45 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P4.

IV.1.Interprétations des sections sismiques

IV.1.1.Qualité des sections

La qualité des résultats des flancs des structures est assez bonne par contre aux sommets, elle est mauvaise. Cela est dû au fait que les sommets affectés par de nombreux accidents géologiques d'une part, aux paramètres de terrains d'enregistrements qui ne semblent pas être optimums pour les positions structurales hautes.

La qualité des sections est améliorée d'une compagnie à une autre.

IV.1.2.Interprétation des profils choisis

La position des sections sismiques P1, P2, P3, P4 est reportée dans la figure **43.**

❖ **Profil P1**

Cette coupe est placée suivant l'axe du périclinal de Bahar el Hammar d'orientation Nord-Sud. (Fig.44).

Les structures sont représentées par un anticlinal large .Ses flancs présentent des pendages différents et le flanc Nord est moins penté que le flanc Sud.

Sur cette section, la série sédimentaire est d'épaisseur plus ou moins identique. L'infracambrien, les Quartzites de Hamra ,la Dalle De M'Kratta, le Silurien et le Givetien sont affectés par un ensemble de failles sub-verticales qui ne présente pas vraiment des rejets assez remarquables sur toute la section à l'exception du toit du Silurien qui présente les rejets des failles F1 ,F4.

Les failles F2, F3, F5 traversent toute la série sédimentaire par contre les failles normales F1, F4 n'affectent que le Givétien.

De point de vue tectonique, la forme anticlinale correspond à une phase tectonique compressive.

❖ **Profil P2** (Fig.45).

D'une longueur de 1880m et suivant la direction E-W la section sismique du profil P2 interprété qui est situé dans la partie centrale de Bahar el Hammar.

Le Horst limité par les failles F1et F6 représente une surface large sur le flanc Ouest et une fermeture importante.

Le graben qui sépare les compartiments est et ouest de Bahar el Hammar devient profond limité par deux failles normales majeures F6 et F7 de rejets d'environ 220m.

Le Horst du compartiment Est de la section représentée par une section assez large est limité vers L'Est par les failles inverses F7et F8.

Les failles normales F3, F5 et la faille inverse F8 traversent seulement la série sédimentaire de L'infracambrien, Quartzites de Hamra, Dalle De M'Kratta et le Silurien avec des faibles rejets. L'épaisseur reste pratiquement inchangée sur toute la coupe.

Le synclinal qui existe entre les deux compartiments semble être large, limité par les faille F2 et F4, il commence à s'ouvrir au centre de la structure. Une zone de basculement de blocs crée les failles normales F4 et F5.

❖ **Profil P3** (Fig.46)

Cette coupe est faite dans la partie centre de Bahar el Hammar et d'orientation Est-Nord est –Ouest-Sud-ouest.

Elle montre :

L'ouverture du synclinal que sépare les deux compartiments situés au centre de la coupe.

Le Graben du compartiment Est-Nord Est de Bahar el Hammar s'individualise bien, limité par les deux failles normales F7et F9 et recoupé par la faille F8.

Le Horst du compartiment Est-Nord-est de la structure est assez bien remarquable par les deux failles inverses F9 et F10 d'environ de 100m de large, par contre le horst situé sur le flanc Ouest Sud-ouest limité par les faille F1et F4 est large de 600m environ.

Une zone de basculement de blocs crée les failles normales F5et F6.

Les sérié sédimentaire reste identique tout le long de coupe sauf dans les argiles du silurien qi montrent un changement d`épaisseur d'Est en Ouest.

La structure en fleur positive que caractérisent le flanc Est est bien marquée dans ce profil.

❖ **Profil P4** (Fig.47)

La section du profil interprété P4 de direction Est Nord Est –Ouest Sud-Ouest est parallèle au profil P3 situé au-dessous du profil P3.

La section sismique nous donne une image du même anticlinal que représente le profil P3.

Le Horst de compartiment Est qu'apparait à surface large, limité à l'Est par la faille inverse F7.

Le Horst du compartiment Ouest qui apparait à surface assez large est limité vers l'Ouest par la faille inverse F6 et le graben qui sépare le compartiment Est et Ouest de Bahar el Hammar devient profond limité par la faille normale F6 et la faille inverse F7.

L'épaisseur dans toutes les séries sédimentaires reste inchangée ; cependant les argiles du Silurien marquent un changement d`épaisseur d'Est en Ouest.

La zone de basculement de blocs créé par les failles normales F4 et F5 sont assez remarquable dans ce profil.

V. Conclusion

D'après l'analyse des profils sismiques il apparaît que la région de Bahar El Hammar a subi plusieurs phases de déformation assez remarquables dont la chronologie probable serait la suivante :

-Une première phase distenssive représenté par le graben.

-Une deuxième phase compressive hercynienne représentée par le horst.

-Une troisième phase distenssive due au relâchement des contraintes.

Chapitre II : ANALYSES STRUCTURALES

I. Rappel théorique

I.1. Systèmes de fractures associés aux failles

La majorité des fractures sont associées au voisinage de la faille, soit des fractures conjuguées à la faille ou bien des fractures d'extension bissectrice de l'angle aigu, qui se forme entre deux directions de cisaillement, étant donné, que les plans de failles sont des plans de cisaillement, par définition (Hauncok, 1980, Nelson, in document sonatrach 1985). Différentes mesures faites sur carottes, ont démontré la relation existante entre l'état de contrainte et la fracturation (Fig.6).

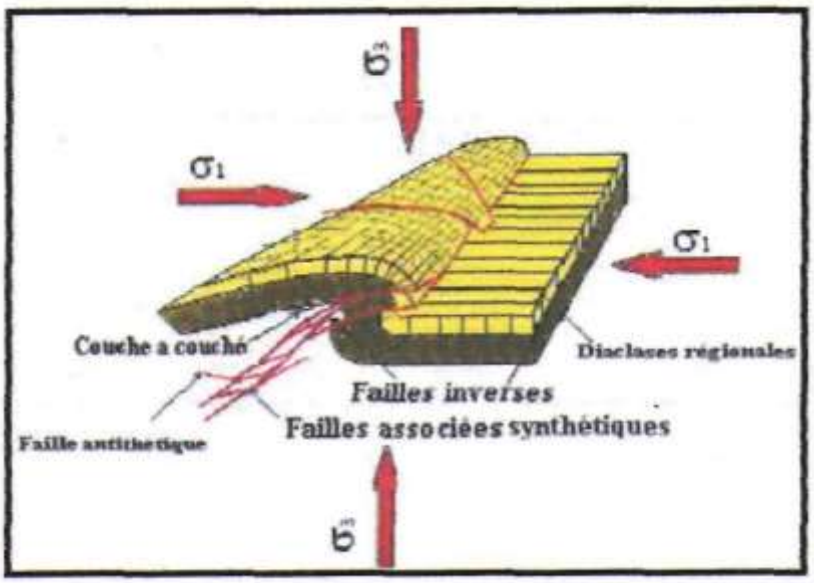


Fig.6: Systèmes de fractures associées aux failles in document sonatrach.

I.2. Les décrochements.

I.2.1. Caractérisation d'un décrochement

Du point de vue contraintes, le développement d'un décrochement nécessite un champ de contraintes triaxial tel que : σ_1 et σ_3 soient contenues dans le plan horizontal, orienté à 45°, du plan de décrochement et que σ_2 soit verticale. Selon l'orientation de σ_1 et σ_3, on peut définir deux types de décrochement : (Fig.7)

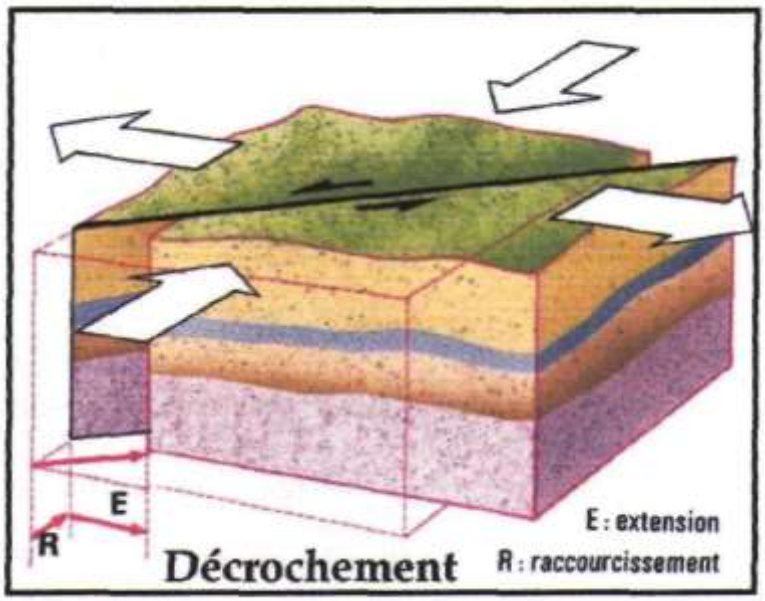


Fig.7: caractéristiques d'un décrochement in document sonatrach

- **Décrochement sénestre** : σ_1 orientée à 45° (sens antihoraire) du décrochement.
- **Décrochement dextre** : σ_1 orientée à 45° (sens horaire) du décrochement.

I.2.2. Le modèle de Reidel

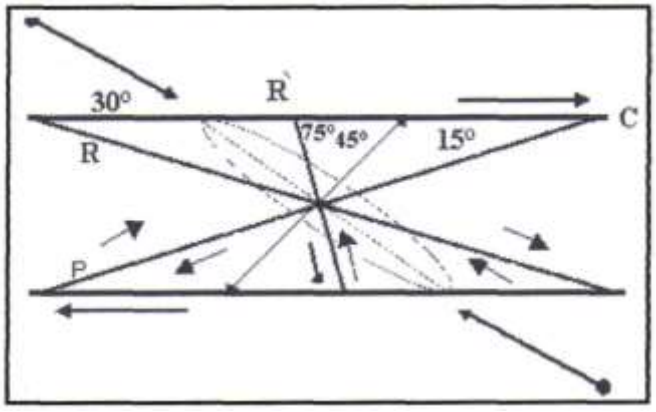


Fig.8: Modèle de Riedel (Cloos, Riedel, 1929 ; Tchalenko, 1970 in document sonatrach).

Ce modèle est réalisé par W.REIDEL en 1929, c'est un système de fractures qui s trouve réalisé dans les bandes de cisaillement.

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

- **Les failles :**
- **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 in document sonatrach). (Fig.8)

- **Les failles « R' »** :

Elles sont anthétiques 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 in document sonatrach).

- **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.**

- **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

- **Les failles « Y » :**

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

I.2.3. Les plis en échelon.

Les plis associés au décrochement sont typiquement en échelon, leurs axes sont obliques sur leur alignement, qui est la direction principale de cisaillement. Généralement, les plis en échelon sont localisés d'après **Moody** et **Hill** (1959) dans une zone étroite au-dessus d'une faille majeure décrochante, ils peuvent cependant se développer entre deux décrochements majeurs. (Fig. 9).

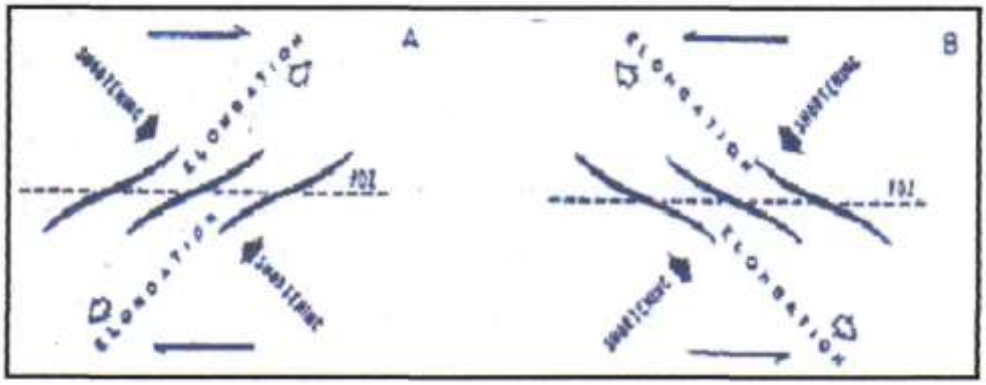


Fig.9: Géométrie idéale de plis en échelon associés à Décrochement (A) dextre ou (B) Senestre (d'après Sylvestre, 1988 in document sonatrach)

Lors de leur formation, les axes de plis font un angle idéal de **45°** avec la direction du décrochement et sont perpendiculaires à la direction de raccourcissement. Cependant les plis sont généralement réorientés lors du fonctionnement des décrochements, leurs orientations varient de 10° à 15° ou 45°, au cours d'un cisaillement progressif. La réorientation est d'autant plus forte que l'on se trouve plus prés de l'accident (J.FGammond et F.Odoone, 1984 in document sonatrach).

- **Les fentes de tensions :**

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

La plupart du temps elles se déposent en échelon, ces fentes sont souvent remplies de silice ou de calcite. (Fig.10).

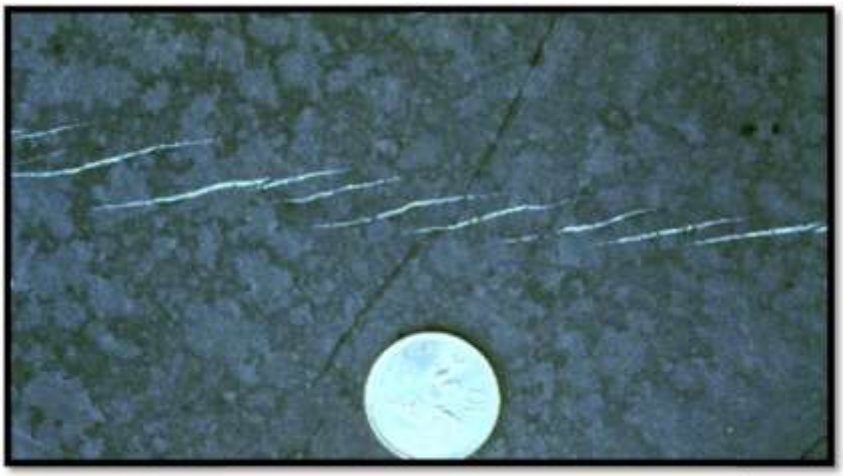


Fig.10 : Fentes de tentions (Jean-François, 2009) (Document Sonatrach)

I.2.4. Les zones en compression et les zones en extension.

Considérons un décrochement dextre, il est communément traduit par une disposition de failles en relais délimitant des zones en extension si le relais est droit, ou les zones en compression si le relais est gauche.

Ces zones montrent des failles normales ou inverses selon le cas, et sont disposées le long du décrochement. (Fig.12).

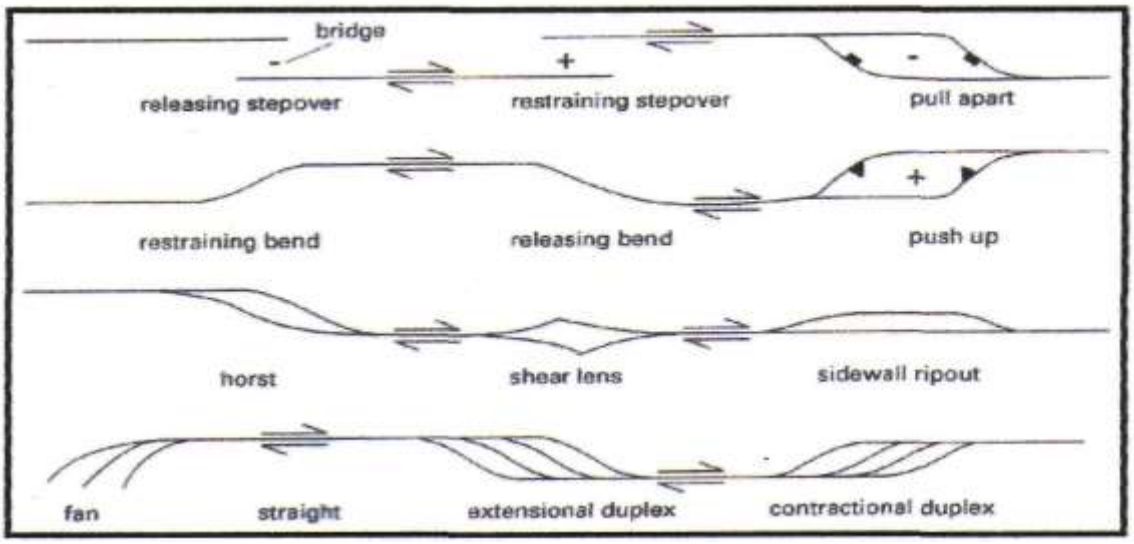


Fig.12: Géométrie idéale de la composante horizontale d'un décrochement dextre, Woodcok and Fischer, 1994 in document sonatrach)

En général, elles définissent des structures dites « en fleur » (Fig.13) qui présentent un faisceau de failles convergentes vers le bas et souvent convexes vers le haut (P.Richard :P.Cobbold, 1989).

Selon de nombreux auteurs, lorsque la tendance des rejets de faille est normale, les structures en fleurs sont dites « négatives » et traduisent une composante d'extension de la zone décrochante (décrochement transtensif). Si elle est inverse, les structures en fleurs sont dites « positives » et traduisent une composante de

convergence perpendiculaire à la zone décrochante (décrochement transpressif).

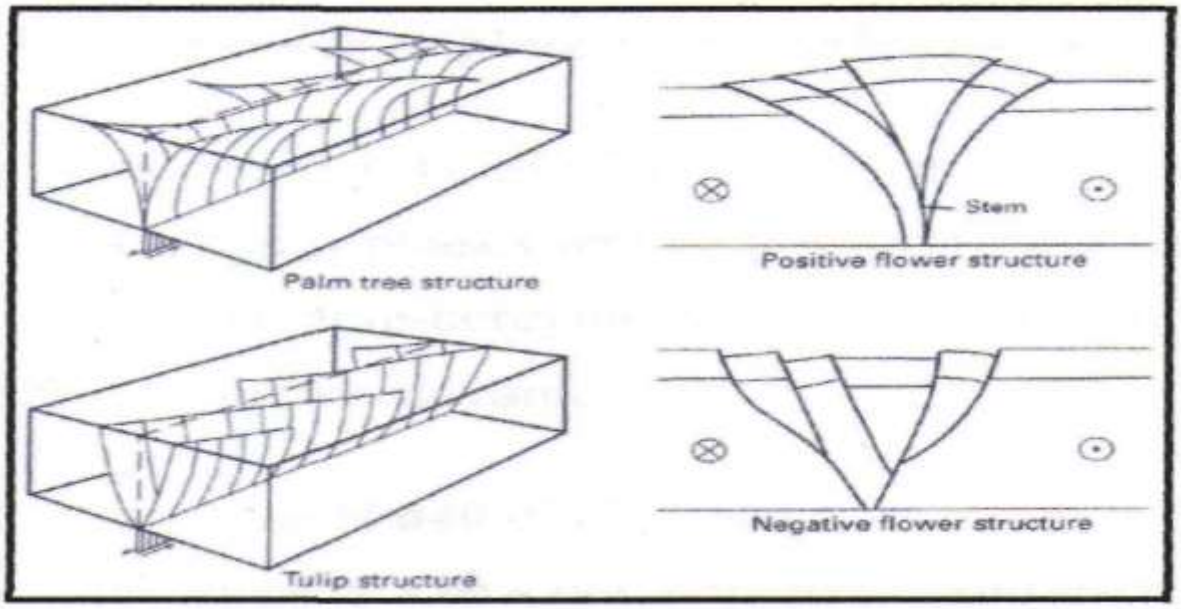


Fig.13: Structures en fleur (Woodcock et Chubert, 1994 in document sonatrach)

II. Analyse des cartes

II.1.Carte géologique

II.1.1.Commentaire de la carte géologique de surface

Parmi les grandes structures qui affleurent dans la partie centrale de l'Ahnet :

-La Structures de Bahar El Hammar.

-La Structures de Djebel Berga ,Oued Djaret etSebkhat El Melah .

-La Structures de Oued Kerene.

Ces trois structures forment un trend plus ou moins organisé dans l'espace. Ces différentes structures sont liées par des ensellements. (Fig.15).

II.1.2.La Structure de Bahar el Hammar :

C'est une vaste structure anticlinale de direction largement méridienne. La partie sommitale où le Dévonien inferieur affleure est affecté par une importante érosion et il y a une différence de dénivelée entre la partie sommitale et les flancs. (Fig.17)
Ces deux aspects témoignent d'un degré de structuration intense qui a pris naissance lors de l'orogenèse hercynienne.

-Son flanc Ouest est à faible pendage.

-Son flanc Est est caractérisé par contre par un fort pendage.

Elle est bordée de part et d'autre par des synclinaux profonds où le Carbonifère affleure.

II.2.Carte linéamentaire

L'établissement de la carte des linéaments est basé sur l'exploitation des données cartographiques et géologiques disponibles, c'est pour cela il est nécessaire d'utiliser la méthode de télédétection ou l'image Satellite (Image Landsat) accompagnée par la carte géologique. La combinaison de deux cartes permettent de tracer tous les types de linéaments (les failles, les diaclases, les grandes cassures, les limites des bancs …) ; leur direction permettra de tracer le schéma structural de la zone d'étude (Fig.16).

Le choix de l'échelle dans cette étude est suivant les types des linéaments détectés

On prendre les méga-échelles pour la détection des grands accidents et les Méso-échelles pour les petits accidents.

Afin de tracer tous les linéaments le logiciel (Global-Mapper) va donner automatiquement la direction et la longueur de chaque ligne, (Fig.14).

<Feature Name>	<Feature Type>	BEARING	ENCLOSE...	LENGTH	PERIM...	<Description>	<Index in Layer>
<UNNAMED FEATURE>	L	117° 44' 1....		3.698 km		L	0
<UNNAMED FEATURE>	L	114° 24' 1...		3.134 km		L	1
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 09' 5...		1.678 km		L	2
<UNNAMED FEATURE>	L	114° 31' 3...		747.46 m		L	3
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 25' 4...		1.04 km		L	4
<UNNAMED FEATURE>	L	98° 22' 12....		3.061 km		L	5
<UNNAMED FEATURE>	L	111° 29' 3....		1.624 km		L	6
<UNNAMED FEATURE>	L	113° 30' 5...		3.535 km		L	7
<UNNAMED FEATURE>	L	114° 07' 4...		2.357 km		L	8
<UNNAMED FEATURE>	L	113° 21' 1...		3.205 km		L	9
<UNNAMED FEATURE>	L	117° 35' 4...		3.915 km		L	10
<UNNAMED FEATURE>	L	109° 05' 2...		1.835 km		L	11
<UNNAMED FEATURE>	L	112° 57' 1...		1.131 km		L	12
<UNNAMED FEATURE>	L	110° 09' 5...		2.432 km		L	13
<UNNAMED FEATURE>	L	126° 25' 3...		4.662 km		L	14
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 41' 3...		2.723 km		L	15
<UNNAMED FEATURE>	L	116° 31' 5...		1.612 km		L	16
<UNNAMED FEATURE>	L	128° 06' 2...		2.355 km		L	17
<UNNAMED FEATURE>	L	130° 29' 3...		2.15 km		L	18
<UNNAMED FEATURE>	L	118° 51' 4...		1.408 km		L	19
<UNNAMED FEATURE>	L	116° 40' 4...		1.516 km		L	20

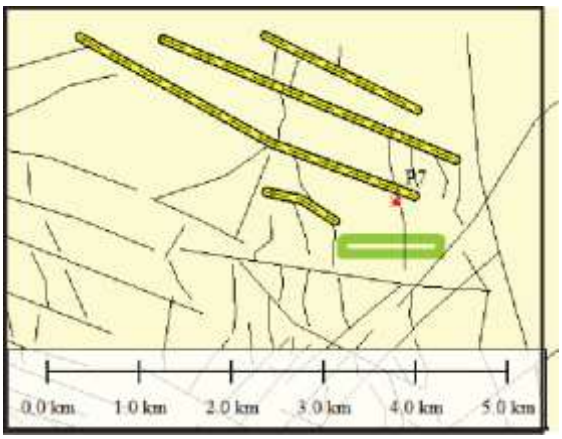


Fig.14 : Linéaments enregistrés par le logiciel Global-mapper .

Pratiquement on trace tous les linéaments visibles sur l'image satellite (N 31.25.2000) (North Sahara 1959) (UTM 31 /N-SAHARA /metr) que présentent les différents réseaux de fractures qui affectent notre secteur d'étude, et statistiquement on va analyser ces linéaments sur la base de deux critères.

-**Quantitativement** en fonction de leurs orientations : nombre et orientations des linéaments (rosaces directionnelles et histogrammes des azimuts).

-**Qualitativement** par rapport à leurs longueurs rangées dans des classes conventionnelles de 10°.

Nos mesures affectent les trois axes : Bahar el Hammar et de Djebel Berga, Oued Djaret et Sebkhat El Melah au Nord et d'Oued Keran au Sud.

Nous avons effectué N=241 mesures de linéaments subdivisées comme suit :

-Axe de Oued Keran N=12 mesures détectés.

-Axe de Djebel Berga, Oued Djaret et Sebkhat El Melah N=116 mesures détectées.

-Axe de Bahar el Hammar N= 115 mesures détectées.

Par la suite on a établi les rosaces et les histogrammes représentant toutes ces mesures :

- Les rosaces et les histogrammes pour les classes des azimuts.
- Les histogrammes pour les longueurs cumulées.
- Les histogrammes des fréquences des azimuts.

Tous les calculs et toutes les mesures sont consignés dans les tableaux ci-dessous.

Fig.15 : Image satellitaire (Google Earth) montrant les trois axes de la zone d'étude.

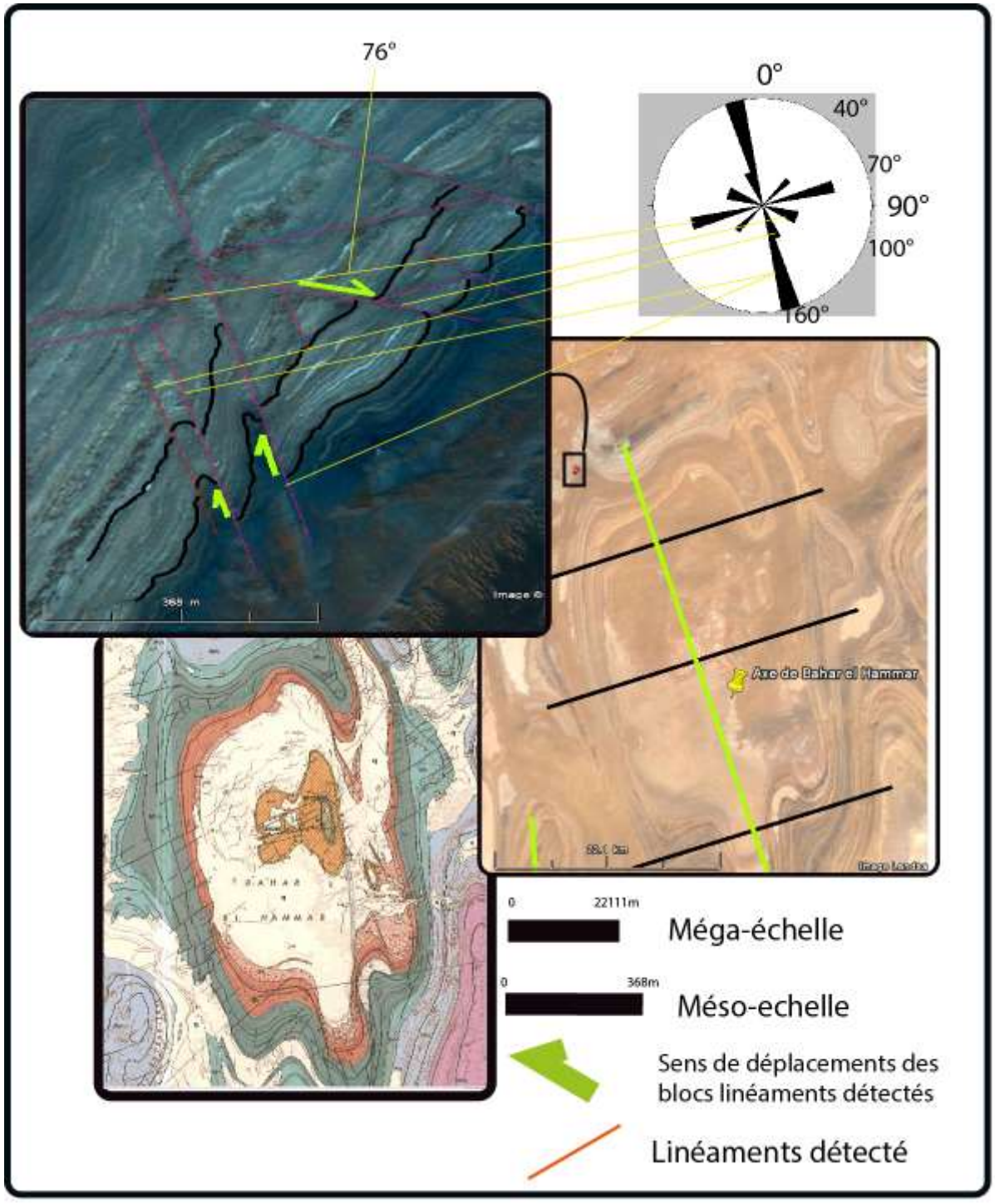


Fig.16: Schéma structural montrant la détection des linéaments à méga-échelle et à méso-échelle.

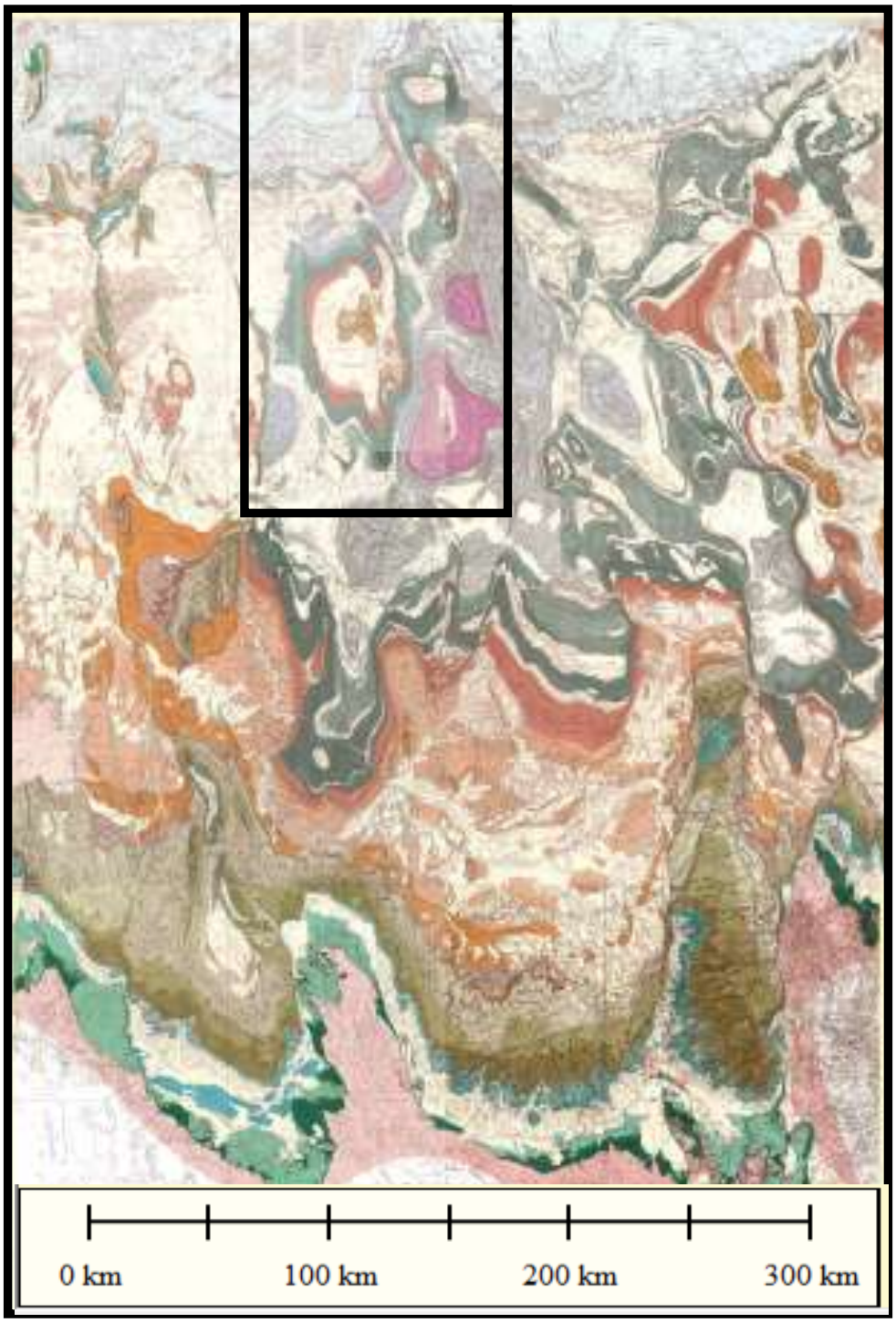


Fig 17: Extrait de la carte géologique du Sahara (Ahnet Central)(Document Sonatrach)

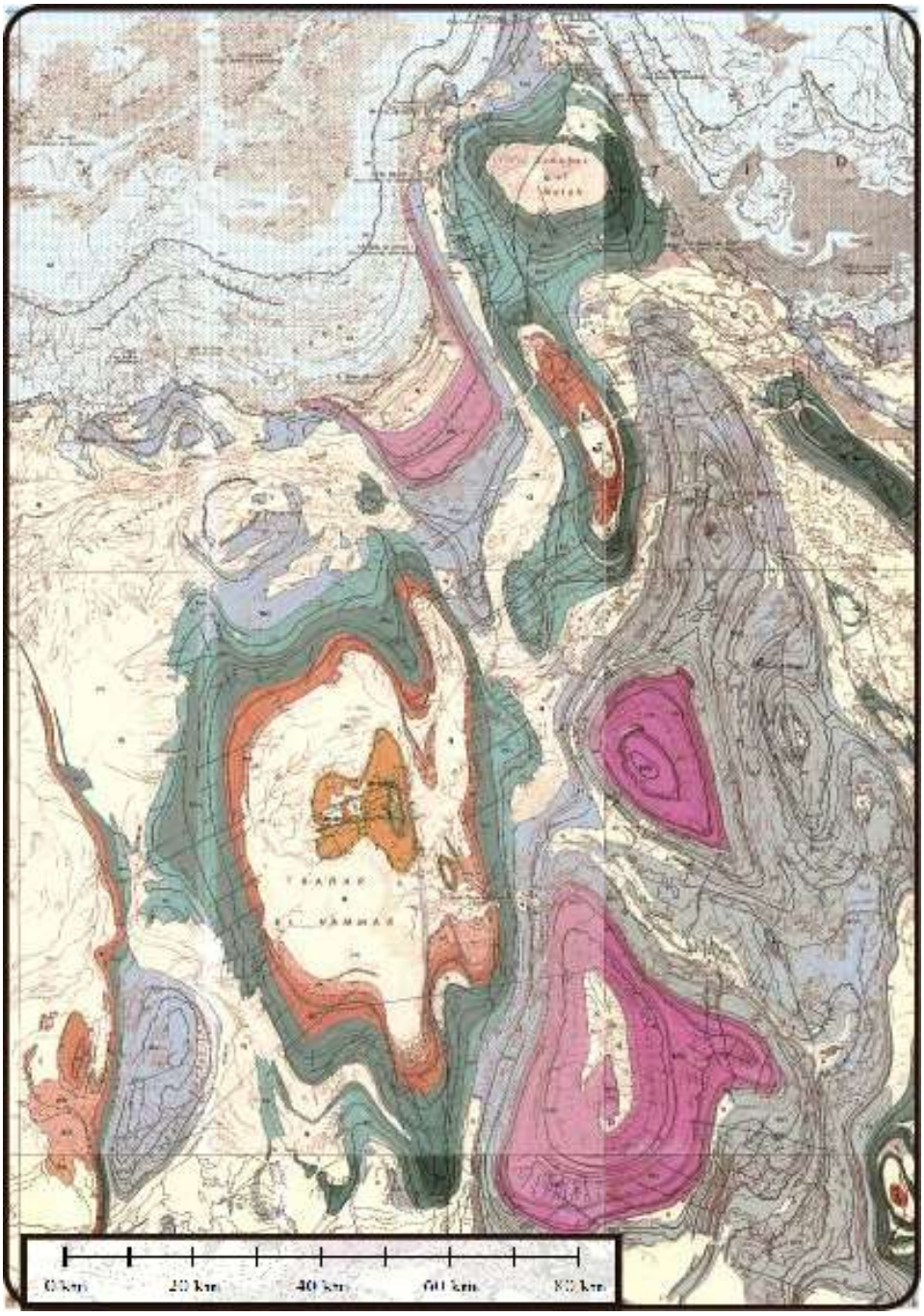


Fig.18: Extrait de la carte géologique du Sahara (Document Exploration**).**

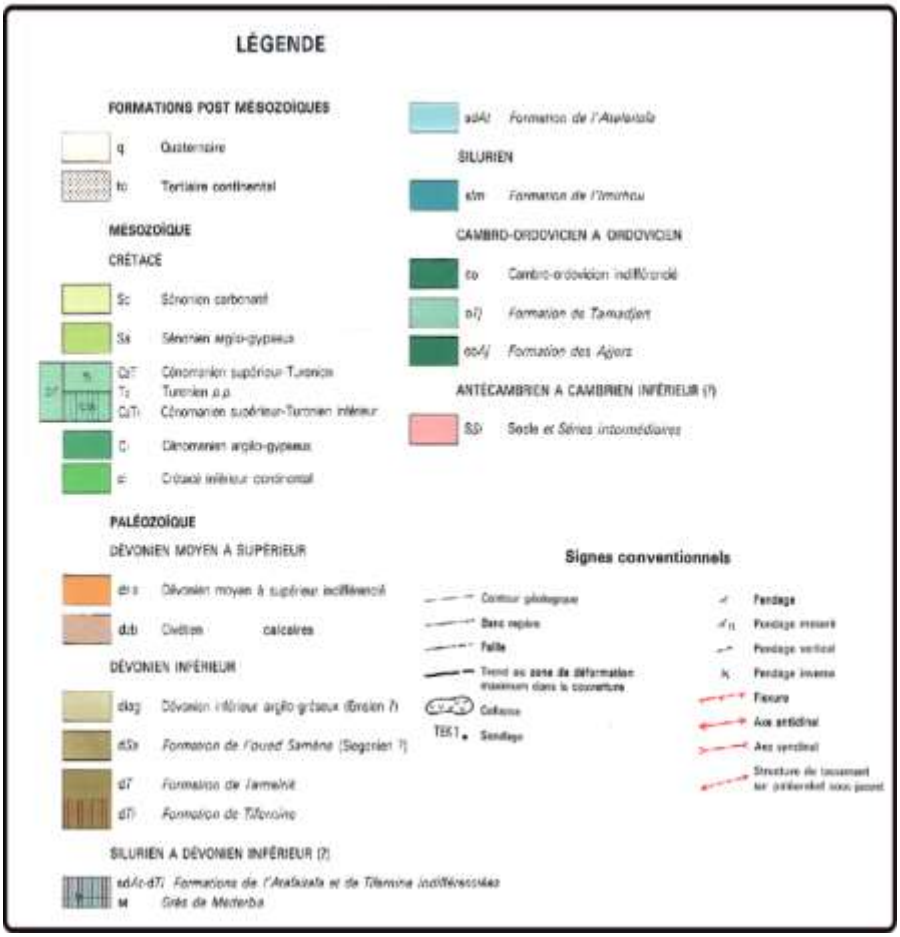


Fig.19 : Légende de la carte géologique (Document Exploration).

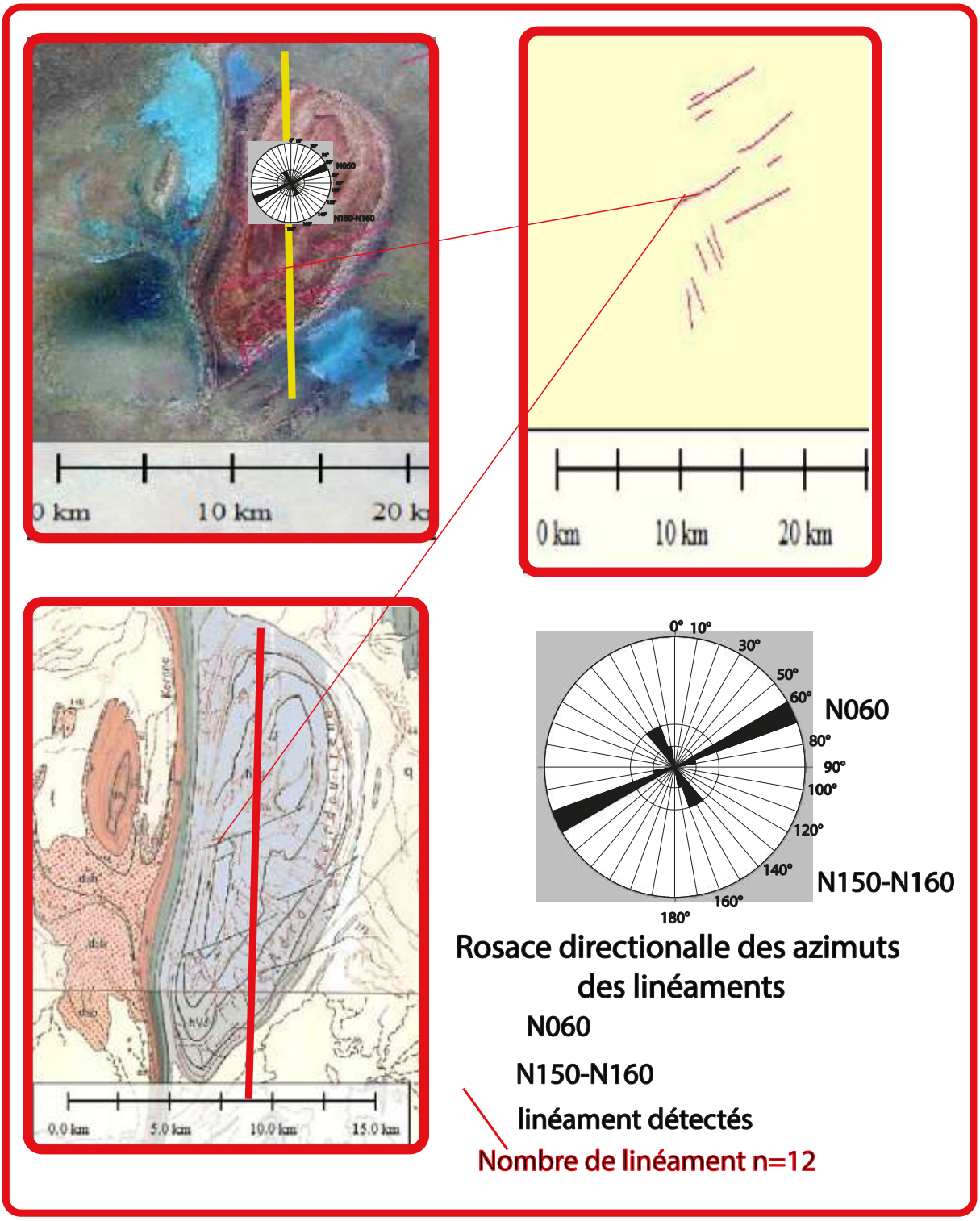


Fig.20 : Carte structurale des linéaments affectant l'axe de la région de Oued Keren.

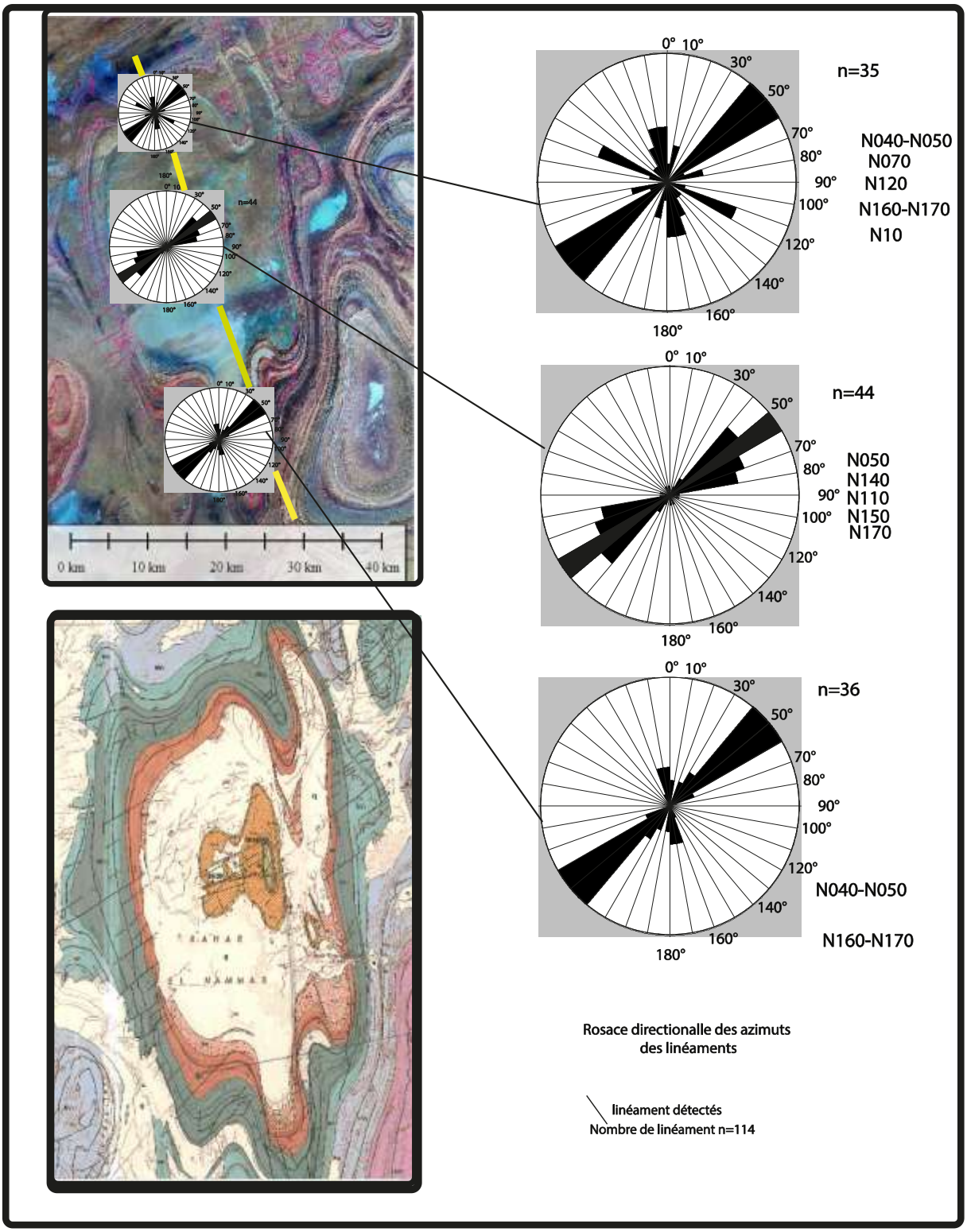


Fig.21 : Carte structurale des linéaments affectant les trois zones de la structure de Bahar El Hammar (zone septentrionale, zone centrale et zone méridionale).

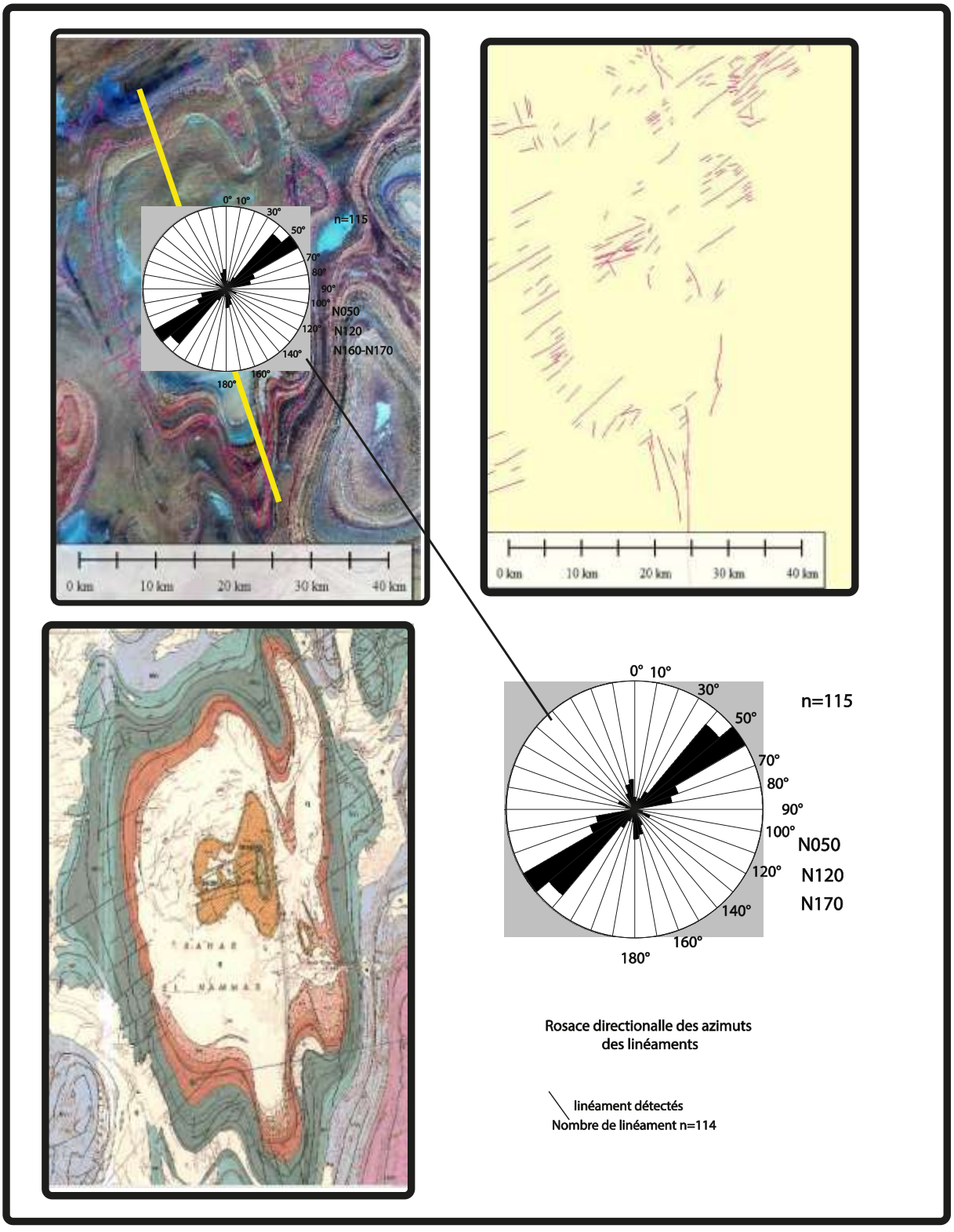


Fig.22 : Carte structurale des linéaments affectant les trois zones de la structure de Bahar El Hammar.

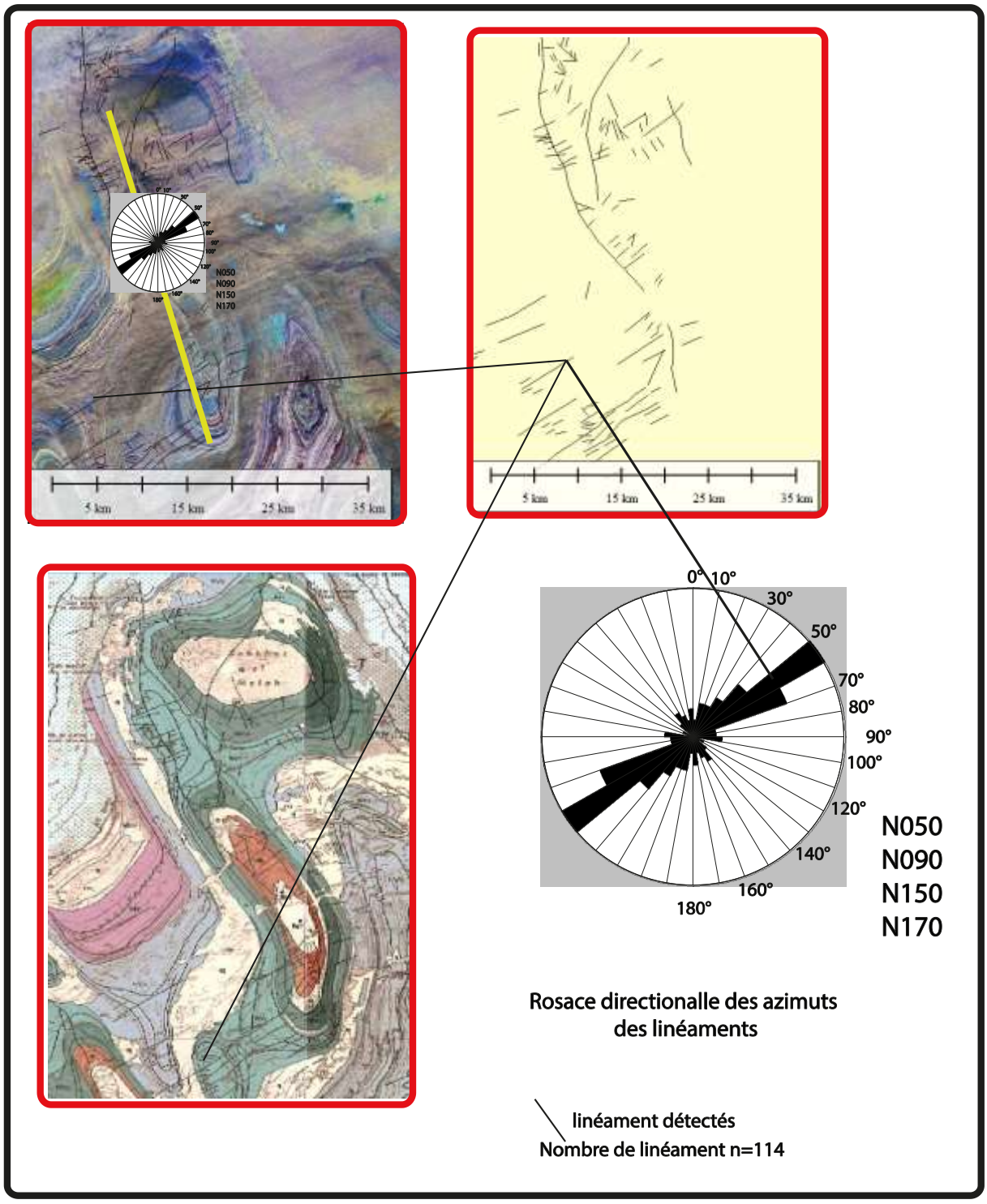


Fig.23 : Carte structurale des linéaments affectant l'axe de la région Djebel Berga, Oued Djeret et Sabkhat el Malah.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	0	0	0
N010-N020	0	0	0
N020-N030	0	0	0
N030-N040	0	0	0
N040-N050	0	0	0
N050-N060	0	0	0
N060-N070	6	50	21582
N070-N080	1	8,3	744
N080-N090	0	0	0
N090-N100	0	0	0
N100-N110	0	0	0
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	0	0	0
N140-N150	2	16,66	3361
N150-N160	2	16,66	3702
N160-N170	1	8,3	1949
N170-N180	0	0	0

Tableau 1 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de l'Axe d'Oued Kerane.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	1	2,8	2080
N010-N020	2	5,7	3714
N020-N030	0	0	0
N030-N040	0	0	0
N040-N050	7	20	11354
N050-N060	7	20	16079
N060-N070	1	2,8	1907
N070-N080	2	5,7	5801
N080-N090	0	0	0
N090-N100	0	0	0
N100-N110	5	14,2	4464
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	1	2,8	2485
N140-N150	1	2,8	931
N150-N160	2	5,7	2634
N160-N170	3	8,5	7411
N170-N180	3	8,5	10706

Tableau 2 : Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	0	0	0
N010-N020	0	0	0
N020-N030	1	2,2	2169
N030-N040	2	4,5	4379
N040-N050	9	20,4	14406
N050-N060	13	29,5	46887
N060-N070	8	18,18	14817
N070-N080	7	15,9	19497
N080-N090	1	2,2	1669
N090-N100		0	
N100-N110	1	2,2	1320
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	0	0	0
N140-N150	0	0	0
N150-N160	1	2,2	2203
N160-N170	0	0	0
N170-N180	1	2,2	1653

Tableau 3 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone centrale de Bahar el Hammar .

Classe en (°)	Nombre de linéament	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	2	5,5	6191
N010-N020	0	0	
N020-N030	2	5,5	5725
N030-N040	2	5,5	6351
N040-N050	10	27,7	22199
N050-N060	11	30,5	23102
N060-N070	2	5,5	4701
N070-N080	0	0	0
N080-N090	0	0	0
N090-N100	0	0	0
N100-N110	0	0	0
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	0	0	0
N140-N150	0	0	0
N150-N160	1	2,7	1948
N160-N170	3	8,3	19395
N170-N180	3	8,3	15958

Tableau 4 : Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hammar.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	3	2,6	8271
N010-N020	2	1,7	3714
N020-N030	3	2,6	7894
N030-N040	4	3,4	10730
N040-N050	26	22,6	47959
N050-N060	31	26,9	86068
N060-N070	11	9,5	21425
N070-N080	9	7,8	25298
N080-N090	1	0,8	1669
N090-N100	0	0	0
N100-N110	6	5,2	5784
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	1	0,8	2485
N140-N150	1	0,8	931
N150-N160	4	3,4	6785
N160-N170	6	5,2	26806
N170-N180	7	6	28317

Tableau 5: Distribution des familles et des longueurs des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de Axe de Bahar el Hammar.

Classe en (°)	Nombre de linéaments	Fréquence (%)	Longueurs cumulées en m.
N000-N010	4	3,5	26731
N010-N020	6	5,2	8999
N020-N030	6	5,2	9332
N030-N040	8	7	7590
N040-N050	12	10,5	22476
N050-N060	26	22,8	83570
N060-N070	15	13,1	31281
N070-N080	5	4,3	7976
N080-N090	4	3,5	4949
N090-N100	4	3,5	5146
N100-N110	3	2,6	4554
N110-N120	0	0	0
N120-N130	0	0	0
N130-N140	3	2,6	4787
N140-N150	5	4,3	6435
N150-N160	3	2,6	3085
N160-N170	4	3,5	359687
N170-N180	6	5,2	20423

Tableau 6 : Distribution des familles et des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de l'Axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah.

III.Rosaces et histogrammes établis en fonction de l'orientation des linéaments.

III.1.Rosaces et histogrammes établis à partir de l'image Landsat

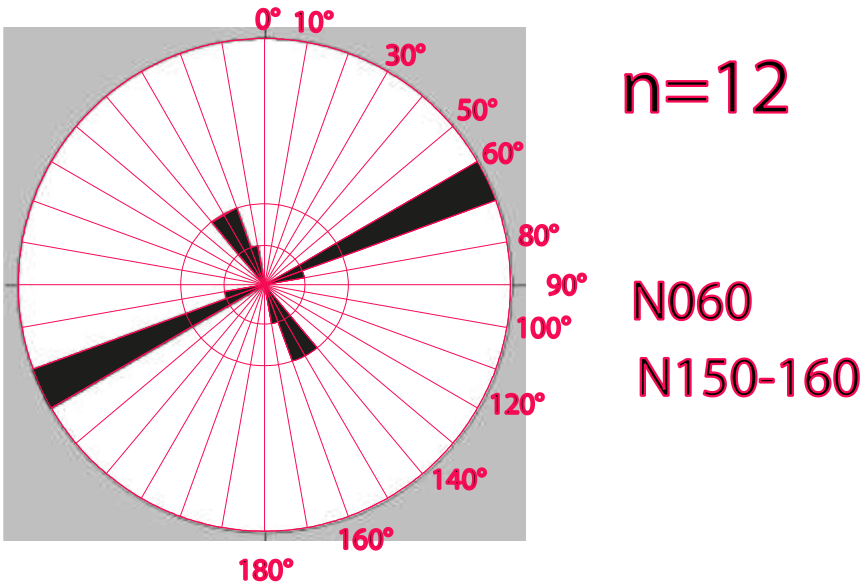


Fig.24 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Kerane.

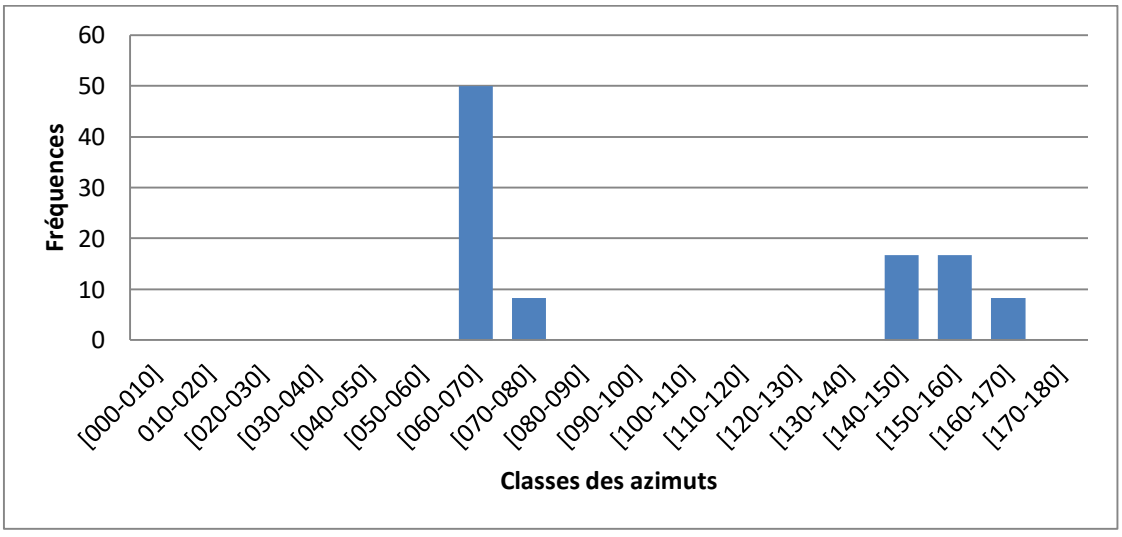


Fig.25 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Kerane.

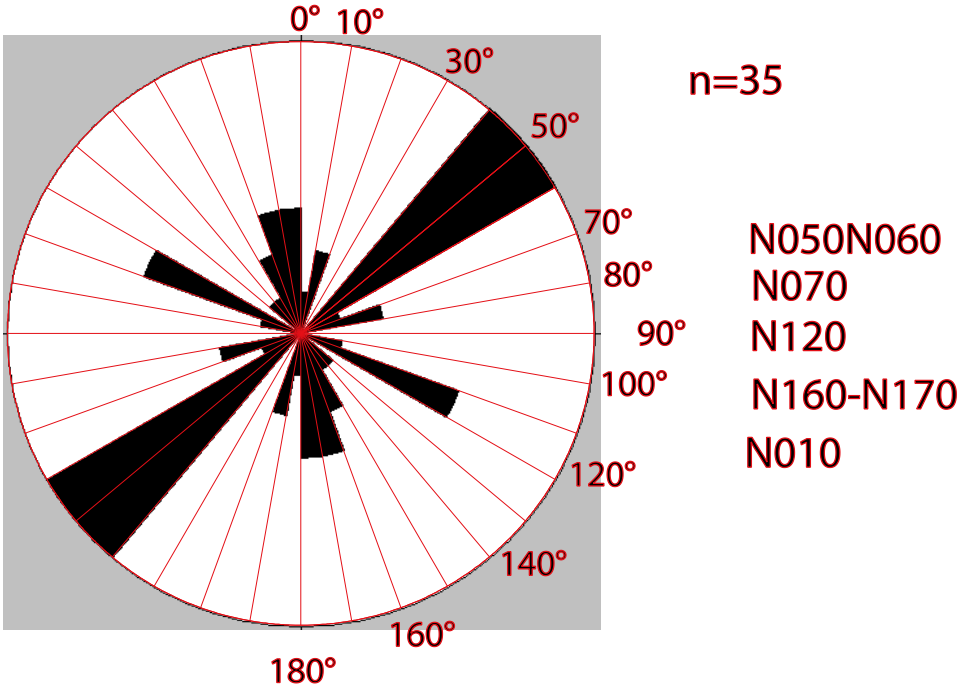


Fig.26 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar .

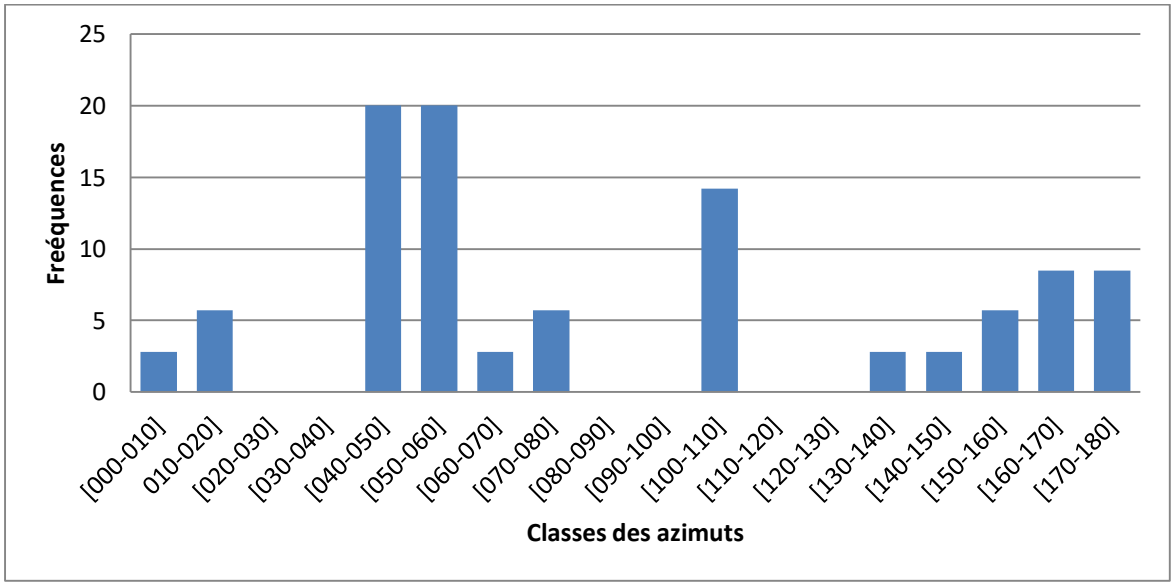


Fig.27 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone méridionale de Bahar el Hammar .

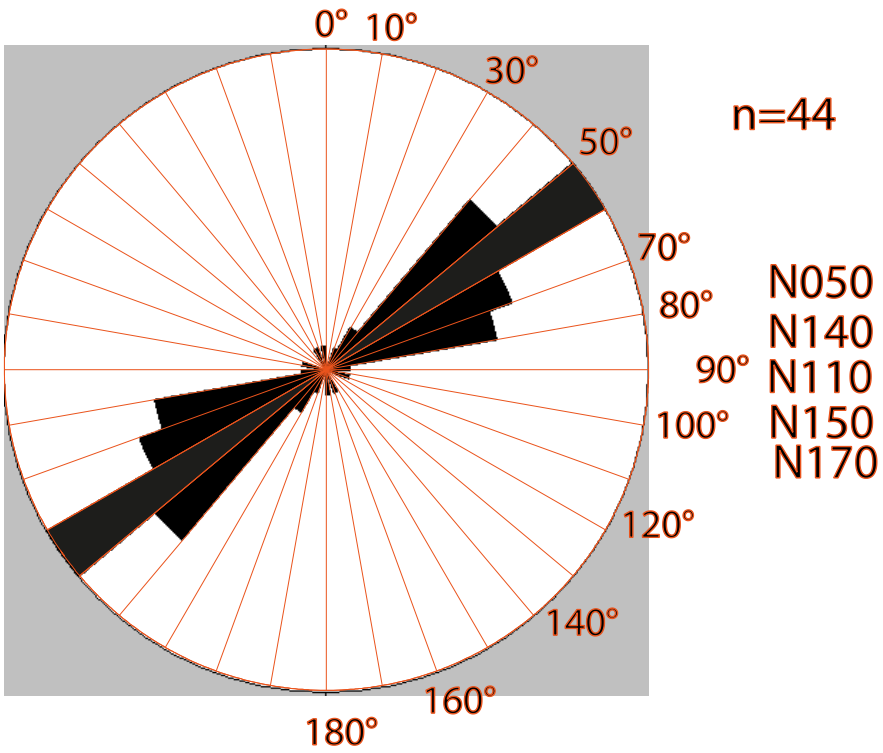


Fig.28 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à de partir l'image Landsat : zone centrale de Bahar el Hammar .

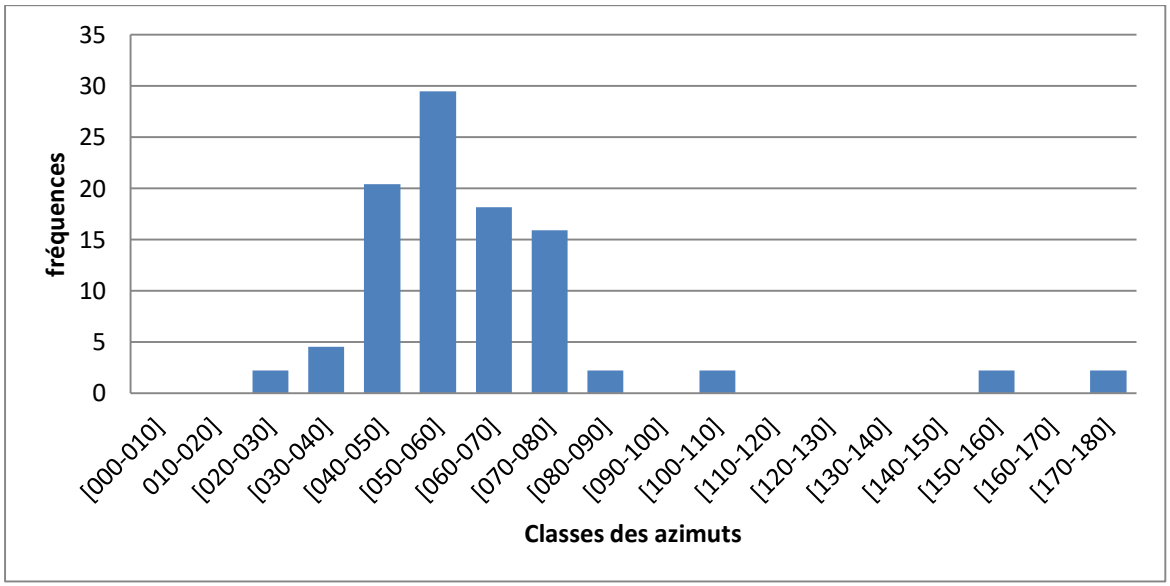


Fig.29 :Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone centrale de Bahar el Hammar .

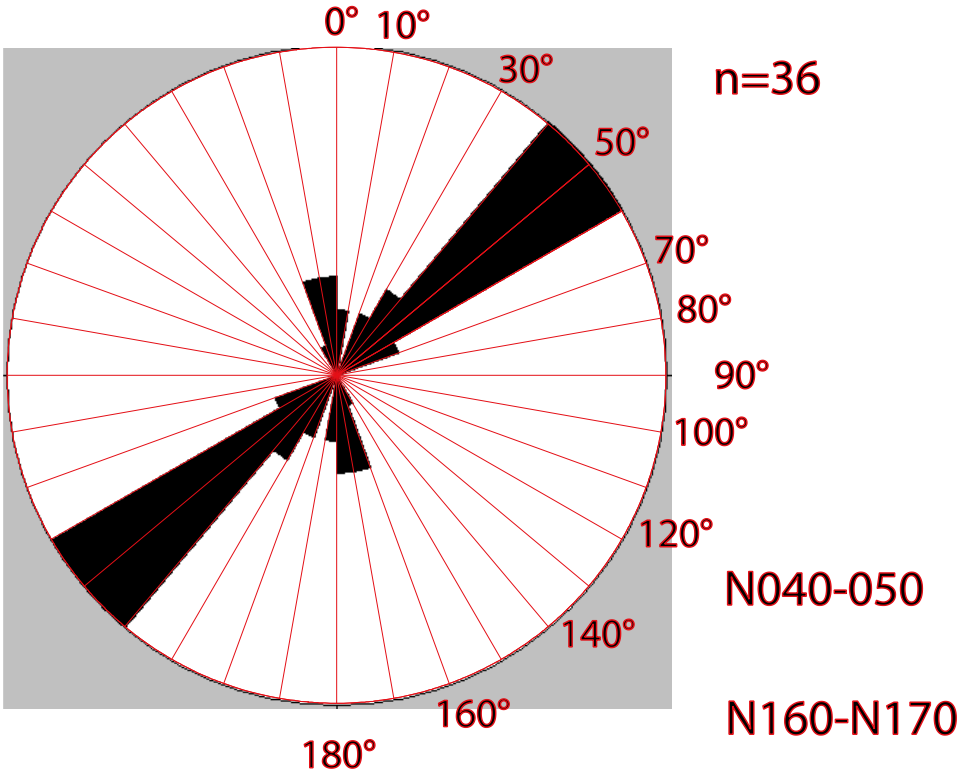


Fig.30 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hamar.

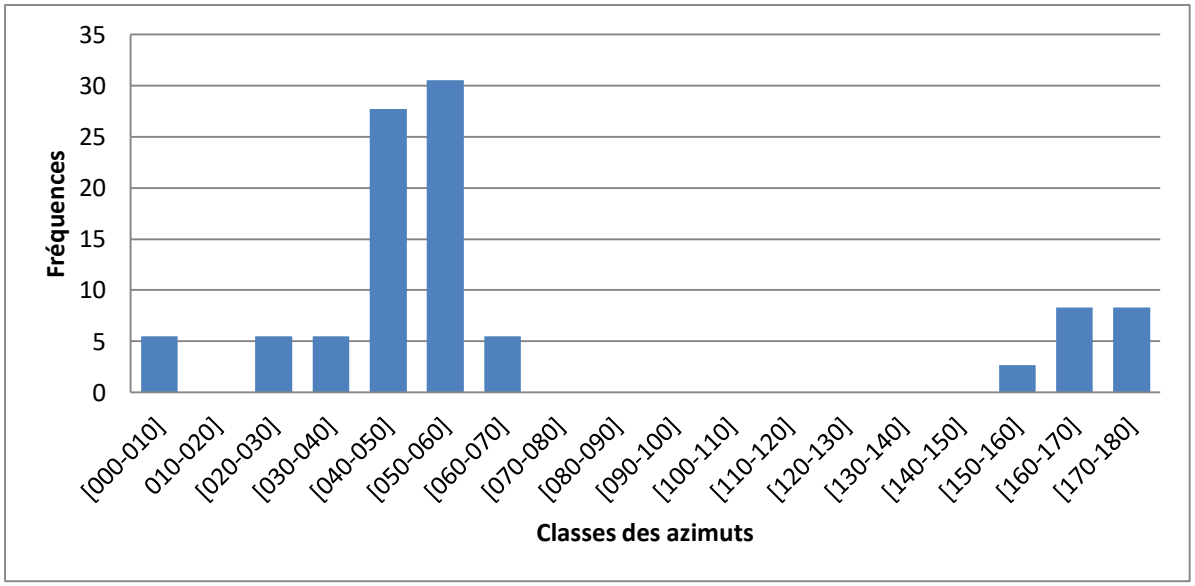


Fig.31 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone septentrionale de Bahar el Hammar .

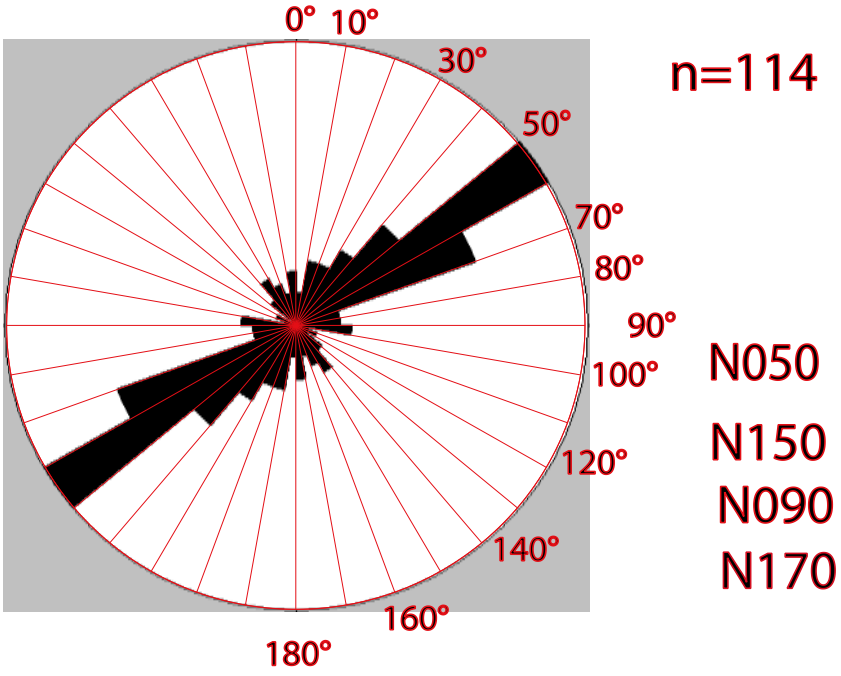


Fig.32 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah.

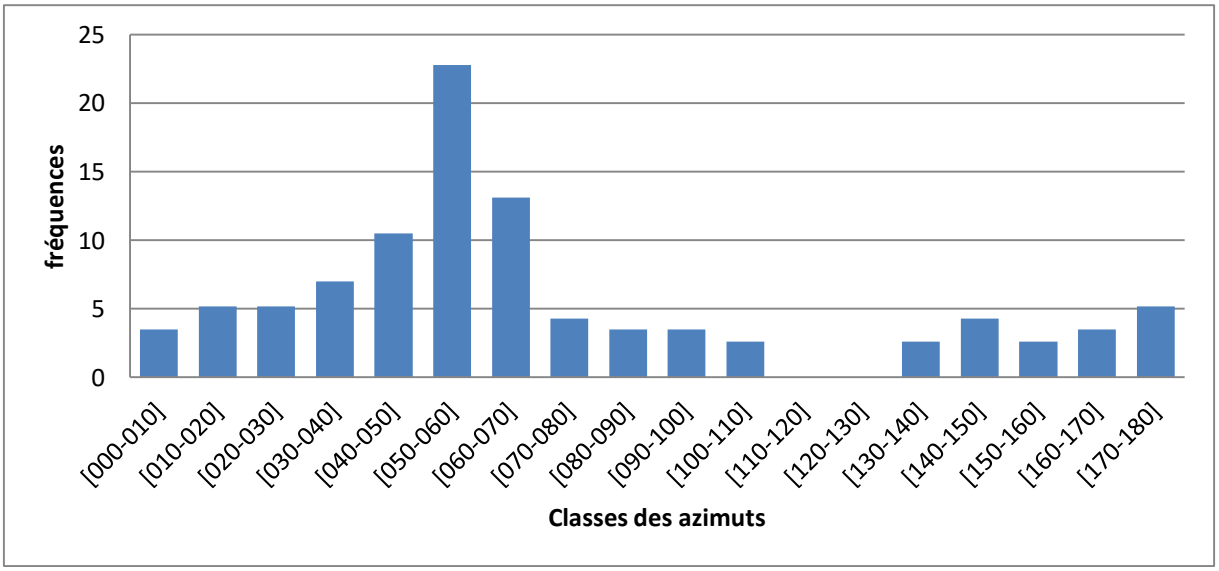


Fig.33 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe de Axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah**.**

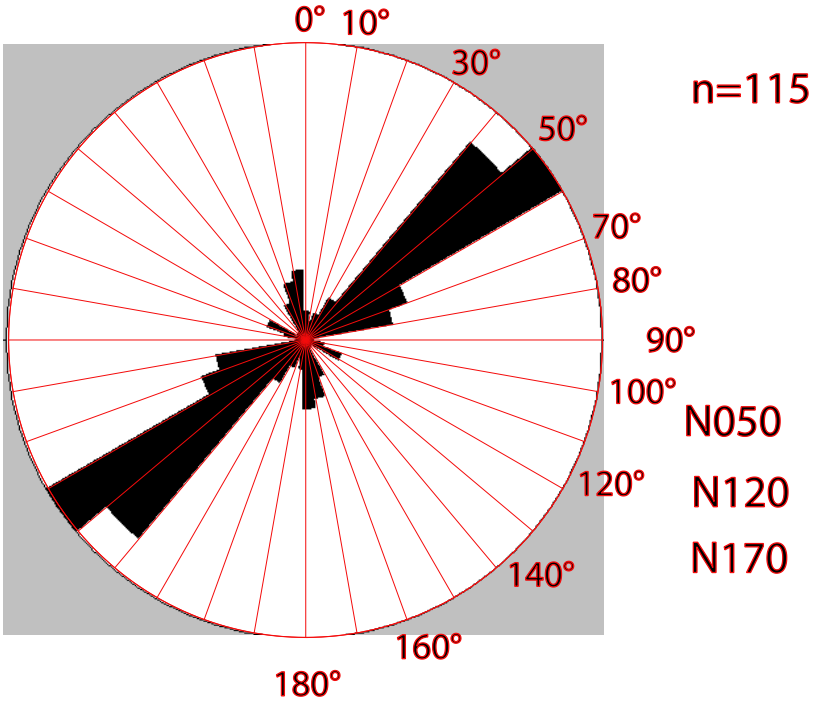


Fig.34 : Rosace directionnelle des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat dans la zone de Bahar el Hammar .

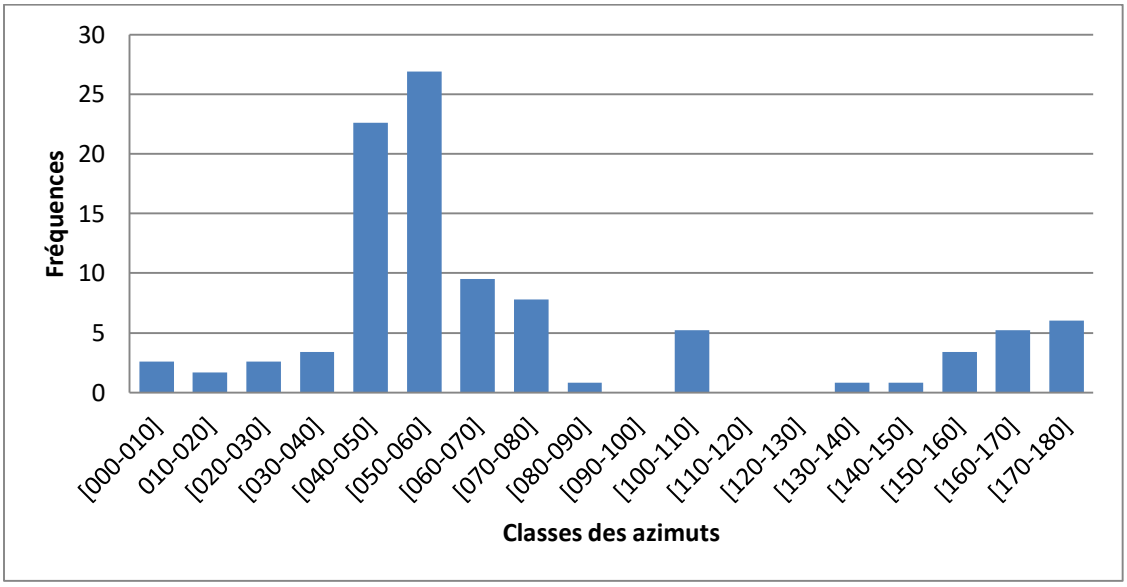


Fig.35 : Histogramme des azimuts des linéaments détectés à partir de l'image Landsat de la zone de Bahar el Hammar.

III.2. Commentaire sur les résultats

D'après l'analyse des rosaces directionnelles et des histogrammes des azimuts des linéaments établis à partir de l'image Landsat et la comparaison entre les trois axes nous montre que :

❖ **Suivant l'Axe d'Oued Kerane** : on peut voir deux familles remarquables.

La famille de forte concentration de linéaments de 50 % représentée par la classe [060-070] de direction N060.

Une famille de faible concentration de 16 ,66% représentée par la classe [140-150] et [150-160]. (fig.24), (fig.25), (Tableau1).

❖ **Suivant l'Axe de Bahar el Hammar** : Cette structure est divisée en trois zones.

-**La zone méridionale** de cet axe : on peut distinguer cinq familles de linéaments orientées comme suit : (fig.26), (fig.27), (Tableau2).

- Deux familles de direction de N040-N050, de plus forte fréquence de 20%.

-Deux familles les moins fréquentes de direction N010 et N070 de 5,71%

Une famille de direction de N100 de 14,2 %.

Une famille de concentration 8,5% orientée N150.

-**La zone centrale :** on a quatre familles bien visibles, trois familles de concentration identique de 2,21% des directions N100, N150, N170 et une famille la plus fréquente de 29,5% orientée N050. (fig.28), (fig.29), (Tableau 3).

-**La zone septentrionale :** de l'axe de Bahar el Hammar représenté par trois familles, la premiere de direction N050 a 30,5%, la deuxième de direction N160 avec 8,33% et la troisième de direction N000 avec 5,5%.(fig.30), (fig.31), (Tableau4).

❖ **Suivant l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah et Djebel Berga.**

-La famille la plus fréquente de 22,8 % orientée N060.

-La famille la moins fréquente de 4,3% orientée N140.

-La famille de directions N170 représentée par un pourcentage de linéaments de 5,2 %.(fig.32), (fig.33), (Tableau 6).

La comparaison entre ces familles pose la question suivante : est ce que les trois axes sont déformés de la même manière ?

La concentration des linéaments peuvent donner la qualité et la quantité des contraintes créé dans un endroit, s'il y a une grande concentration des linéaments, la zone a subi de fortes contraintes.

Les familles de direction des linéaments suivant les trois axes montrent bien le taux de déformation dans cette région, on a constaté que :

La famille de direction N030-N040 existe dans les trois axes avec une concentration assez importante.

Les familles de direction N090-N100, N100-N110, N110-N120 existe aussi dans les trois axes avec une concentration moins fréquente que la famille N030-N040.

L'apparition des familles de direction N060-N070, N170-N180, N150-N160 avec une concentration moins importante sur l'axe de Bahar el Hammer et Gjebel Berga.

L'analyse des rosaces directionnelles et les histogrammes de longueurs cumulées des trois axes de la zone étudiée, (fig. 36, 37, 38) nous a permis de déduire qu'il y a une grande similitude entre les familles de longueurs cumulées et les familles de direction, c'est-à-dire que :

Les directions N050-N060 et N160-N170 correspondent à des grandes longueurs cumulées et à des grandes concentrations des linéaments.

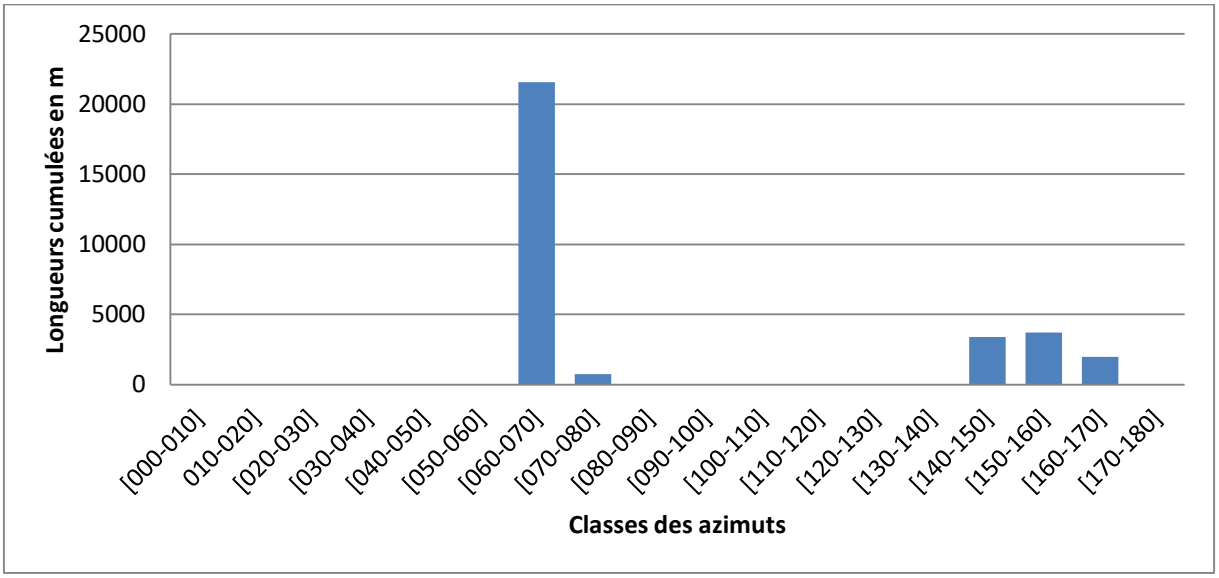


Fig.36 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe de l'axe d'Oued Kerane.

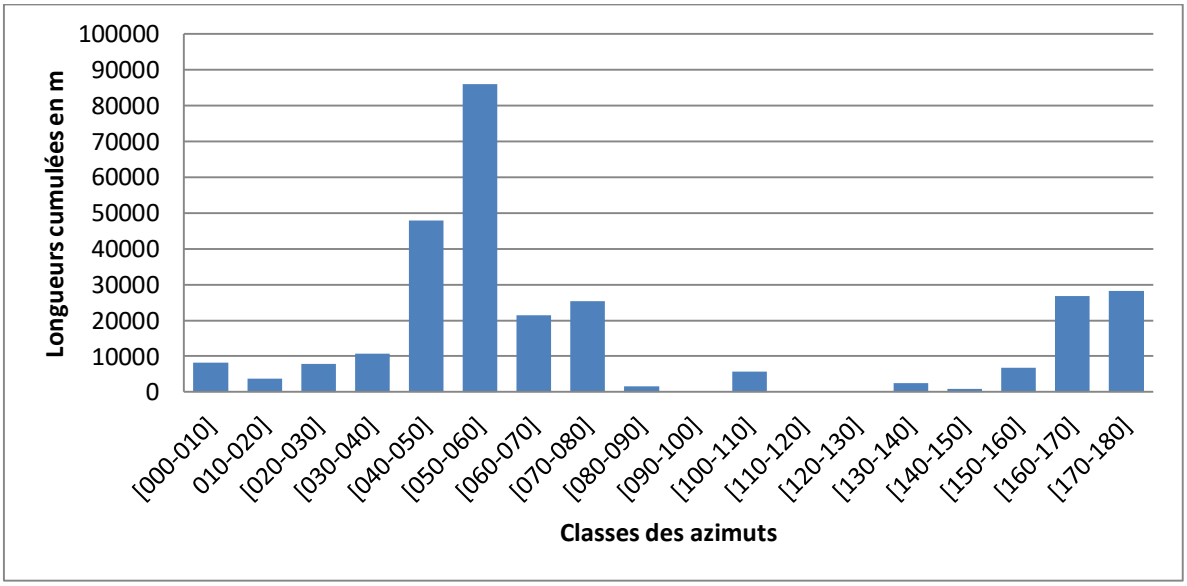


Fig.37 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe de Bahar el Hammar.

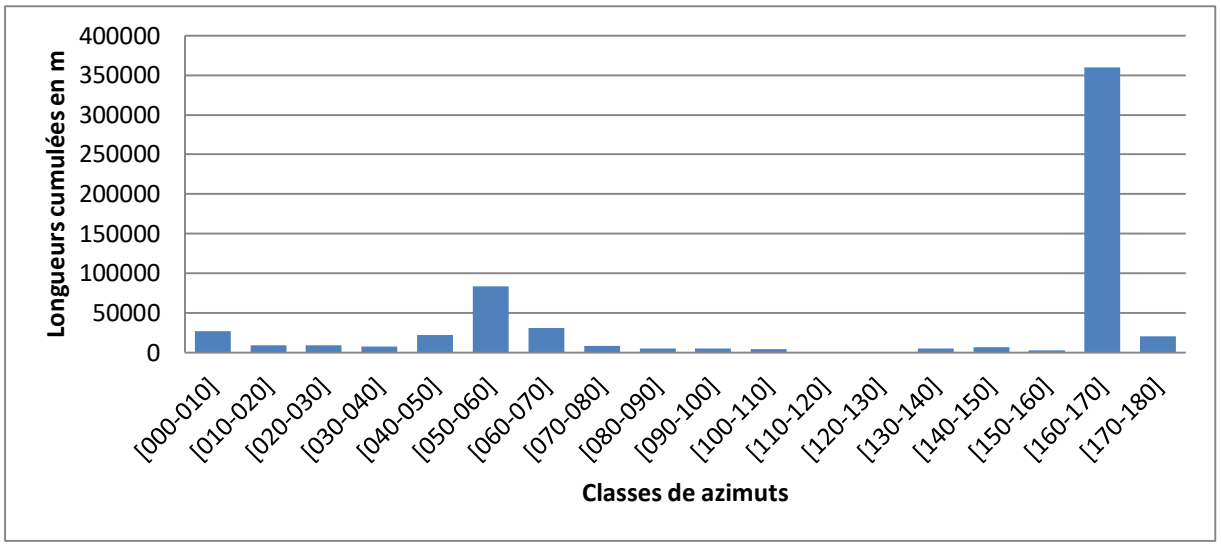


Fig.38 : Histogramme des longueurs cumulées des linéaments détectés à partir de l'image Landsat sur l'axe d'Oued Djaret et Sebkhet el Melah.

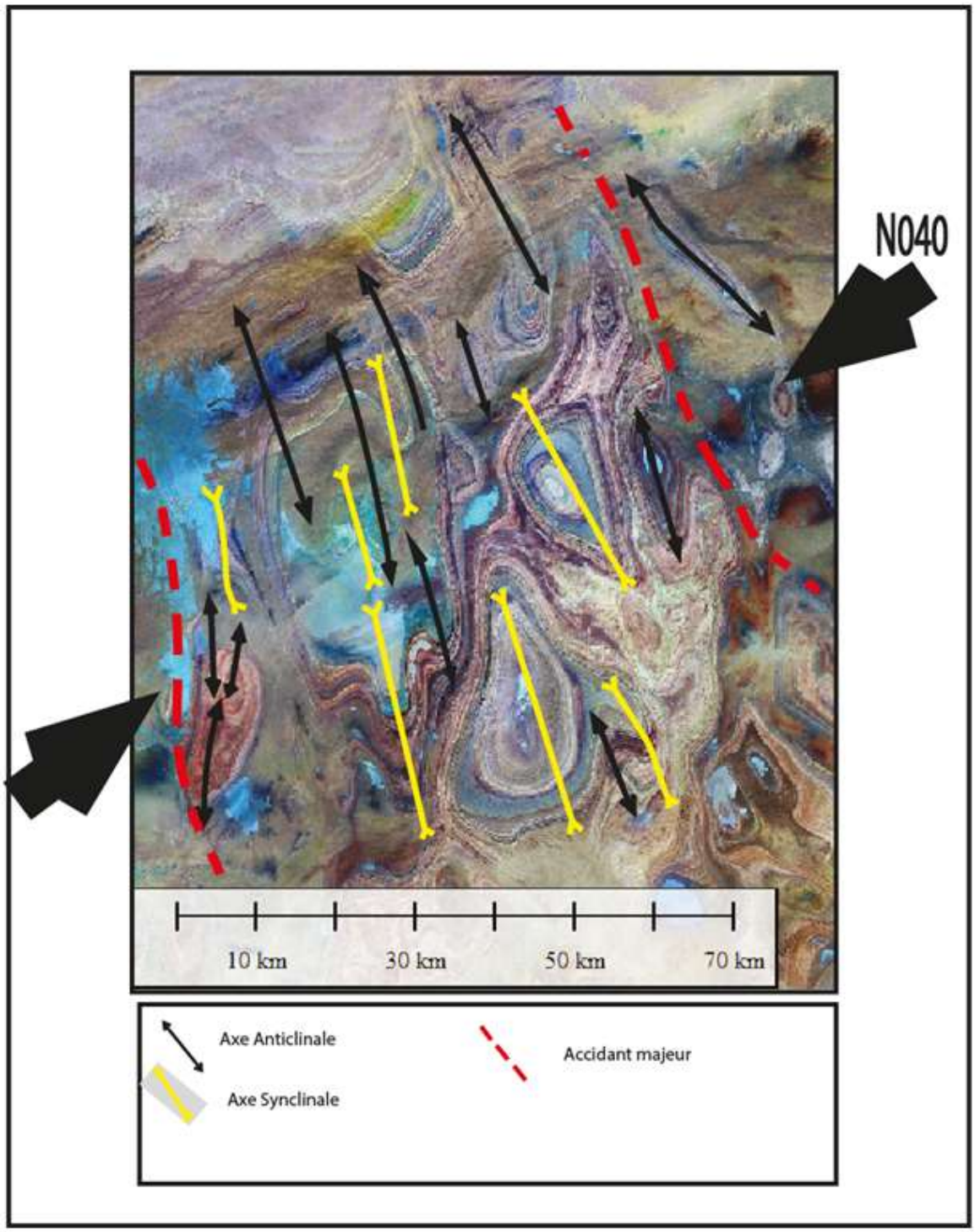
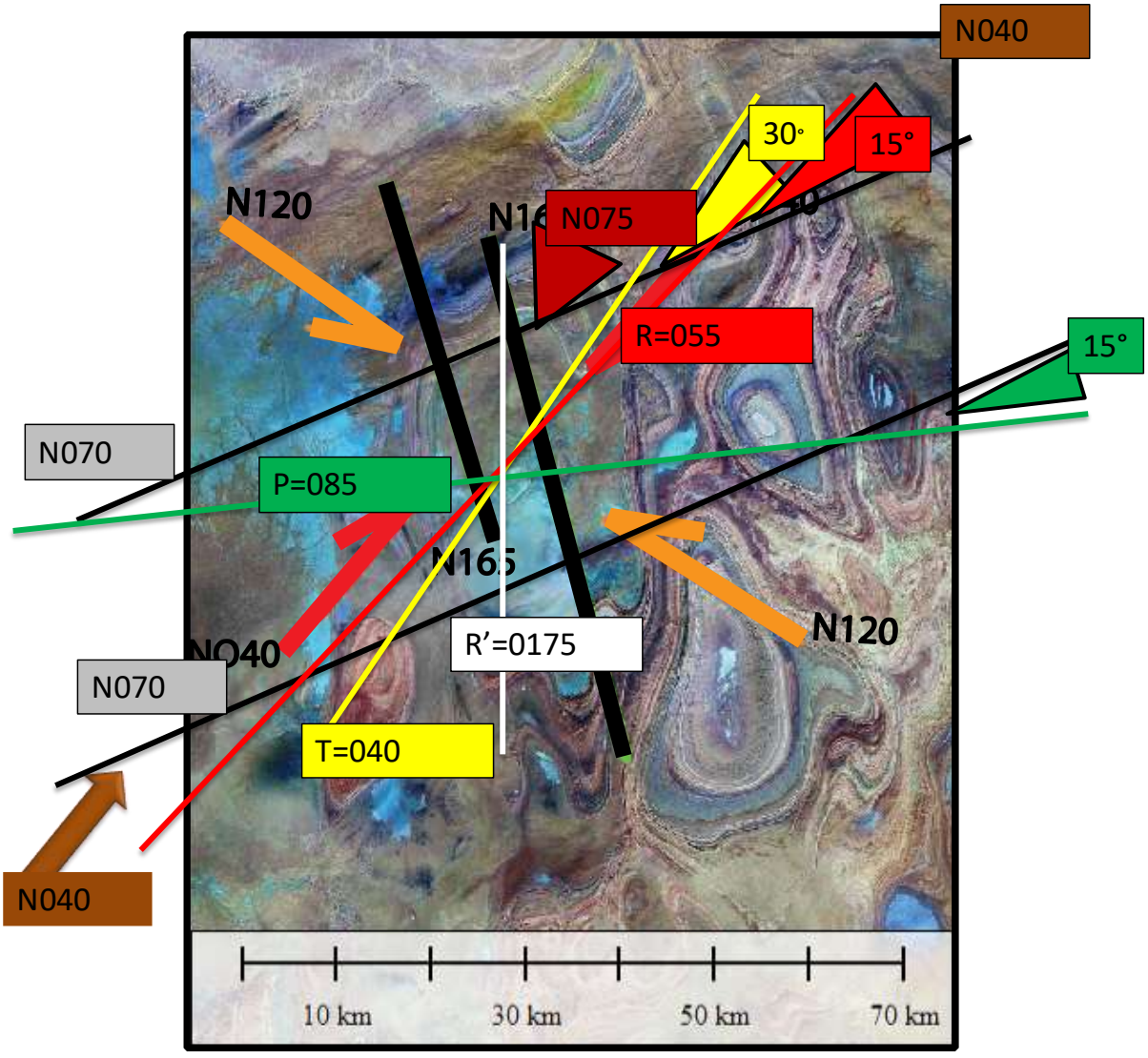


Fig.39 : Schéma structural montrant l'effet de la phase Hercynienne précoce sur la zone d'étude (N040).


N040
30°
15°
N120
N075
R=055
15°
N070
P=085
N120
R'=0175
N070
T=040
N040
10 km
30 km
50 km
70 km

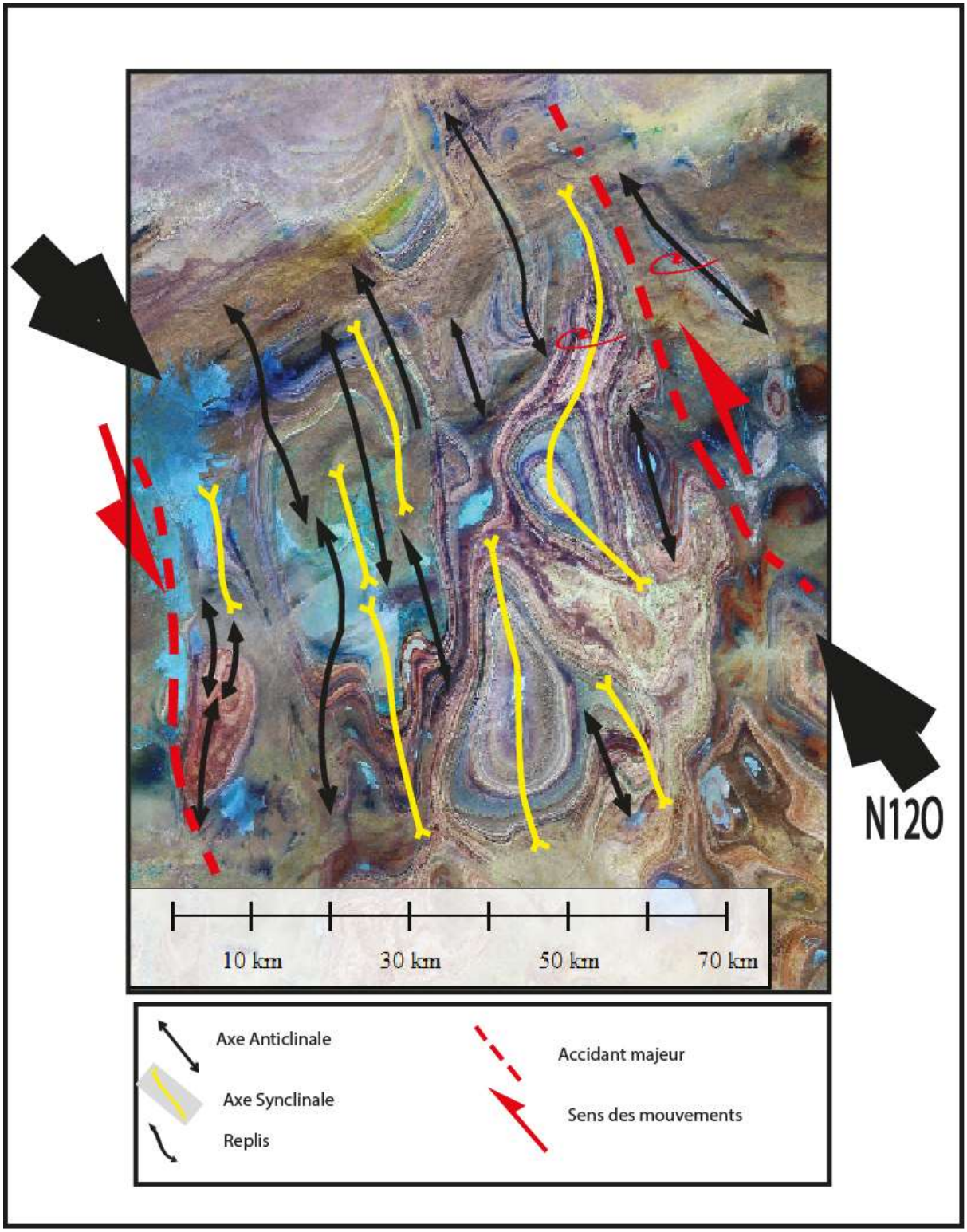
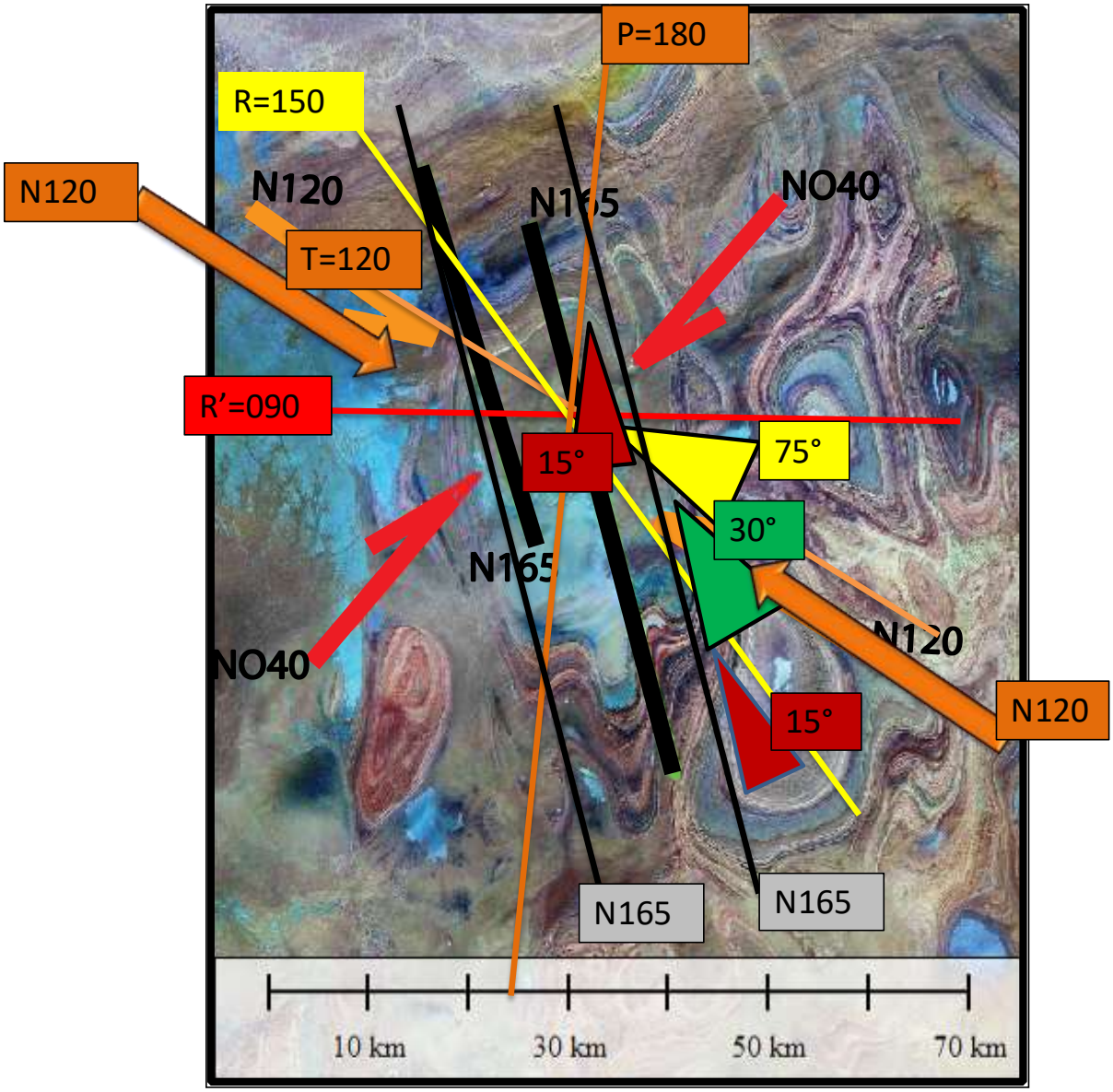


Fig.40: Schéma structural montrant l'effet de la phase Hercynienne paroxysmale sur la zone d'étude (N120).


P=180
R=150
N120
N120
T=120
NO40
R'=090
15°
75°
30°
N165
NO40
N120
N120
15°
N165
N165
10 km
30 km
50 km
70 km

III.3. Modèle de déformation

Après avoir relevé les différentes familles linéamentaires à partir des rosaces il est possible de proposer un modèle géologique de développement des linéaments. En effet la présence de failles profondes dans le socle et l'accident majeur situé à l'ouest de la structure il est possible de proposer une évolution en deux phases selon le modèle de Riedel.

Nous avons défini les relations angulaires entre les différentes familles relevées et nous les avons comparées à celles qui existent dans le modèle de Riedel.

Durant la phase N040 les linéaments correspondent aux plans suivants :

- N055: plans R
- N175: plans R'
- N040: plans T
- N085: plans P

Durant la phase N120 les linéaments correspondent à :

- N0150: plans R
- N090 : plans R'
- N120: plans T
- N180: plans P

Il est possible que les plans développés Durant la première phase vont être réorientés.

IV-Analyse des profils sismiques.

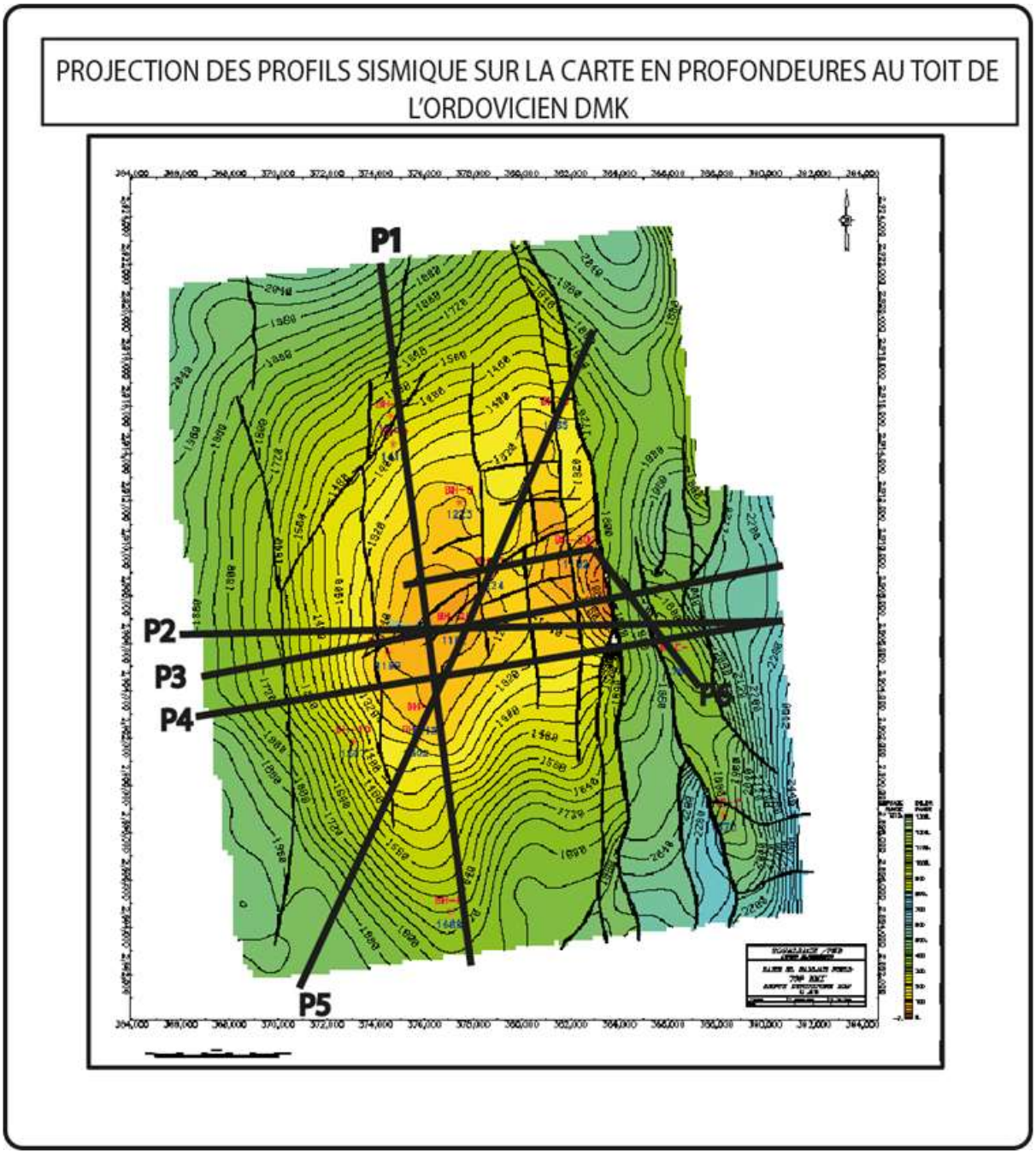


Fig.41 : Projection des profils sismiques sur la carte en profondeur au toit de l'ordovicien (Dalle de Mekrata).

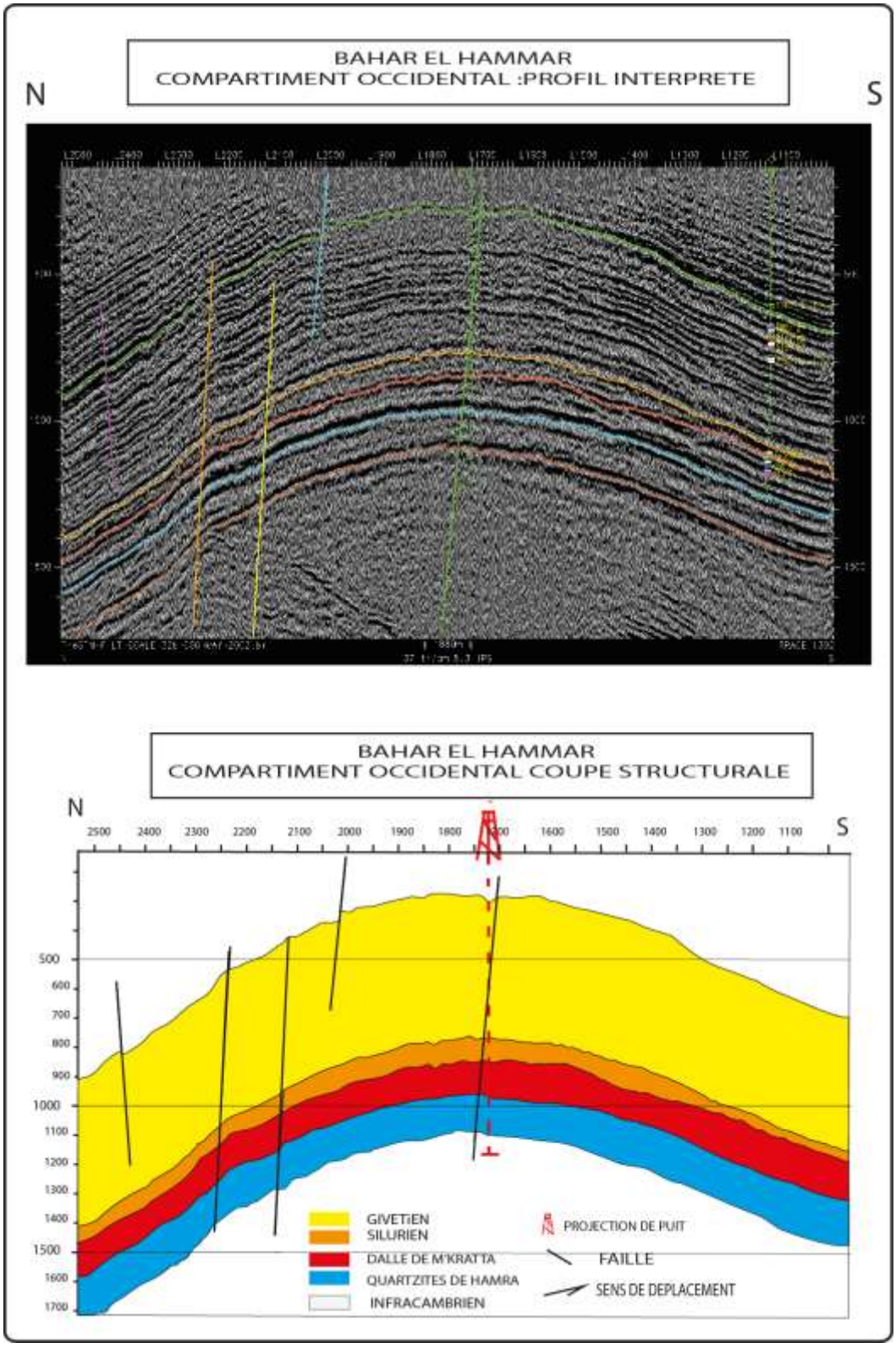


Fig.42 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P1.

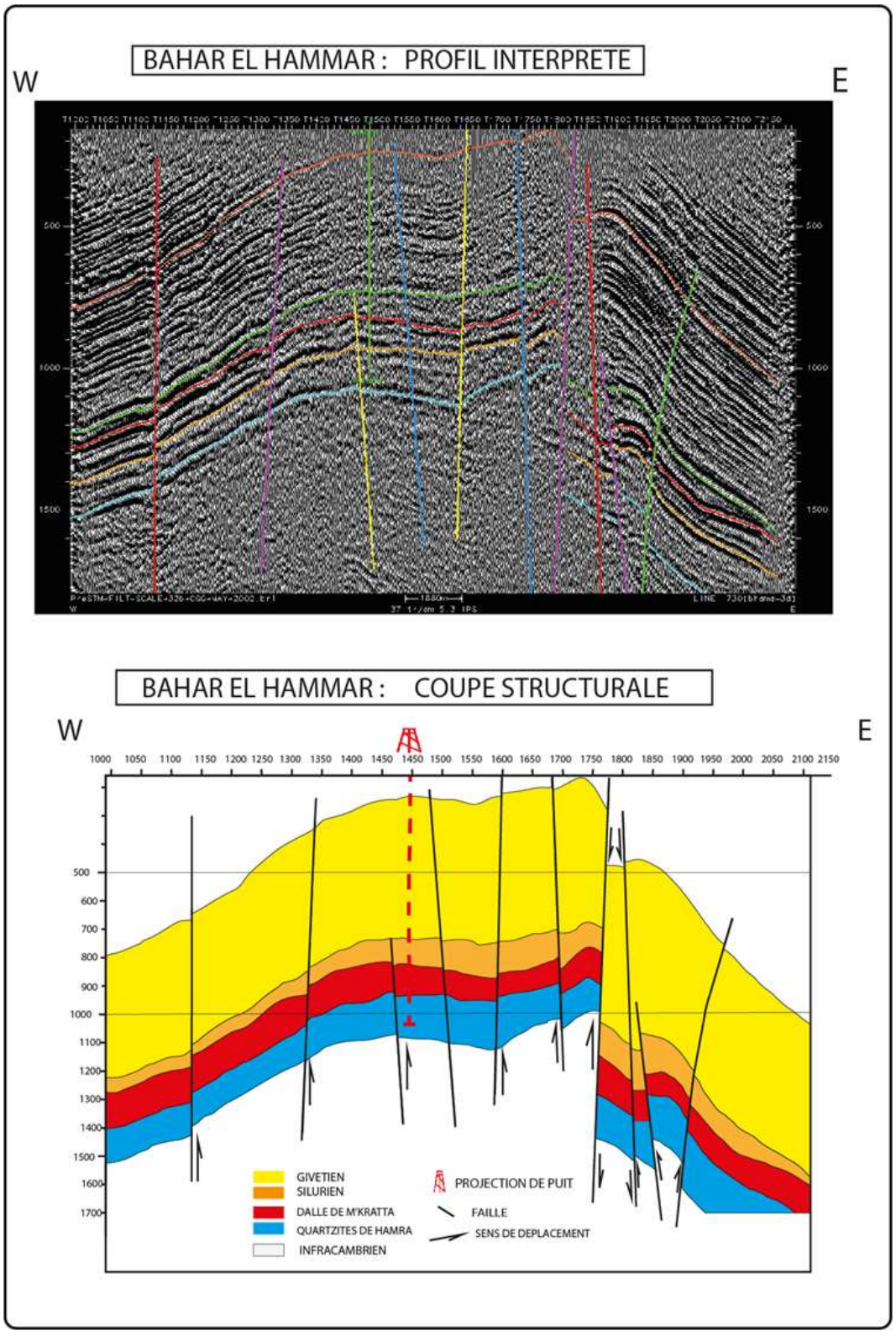


Fig.43 : Coupe structurale de et profil interprétatif du profil sismique P2**.**

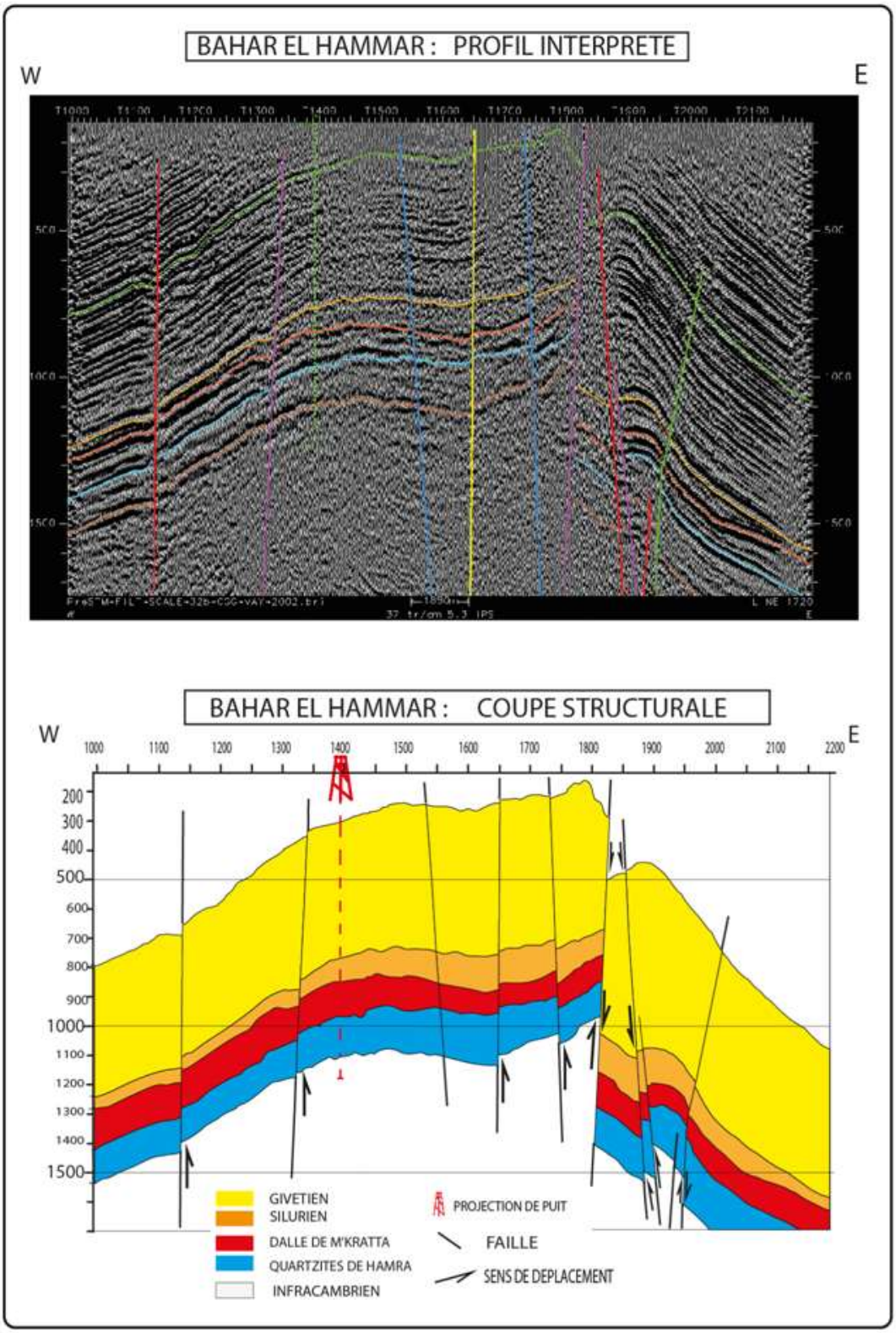


Fig.44 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P3.

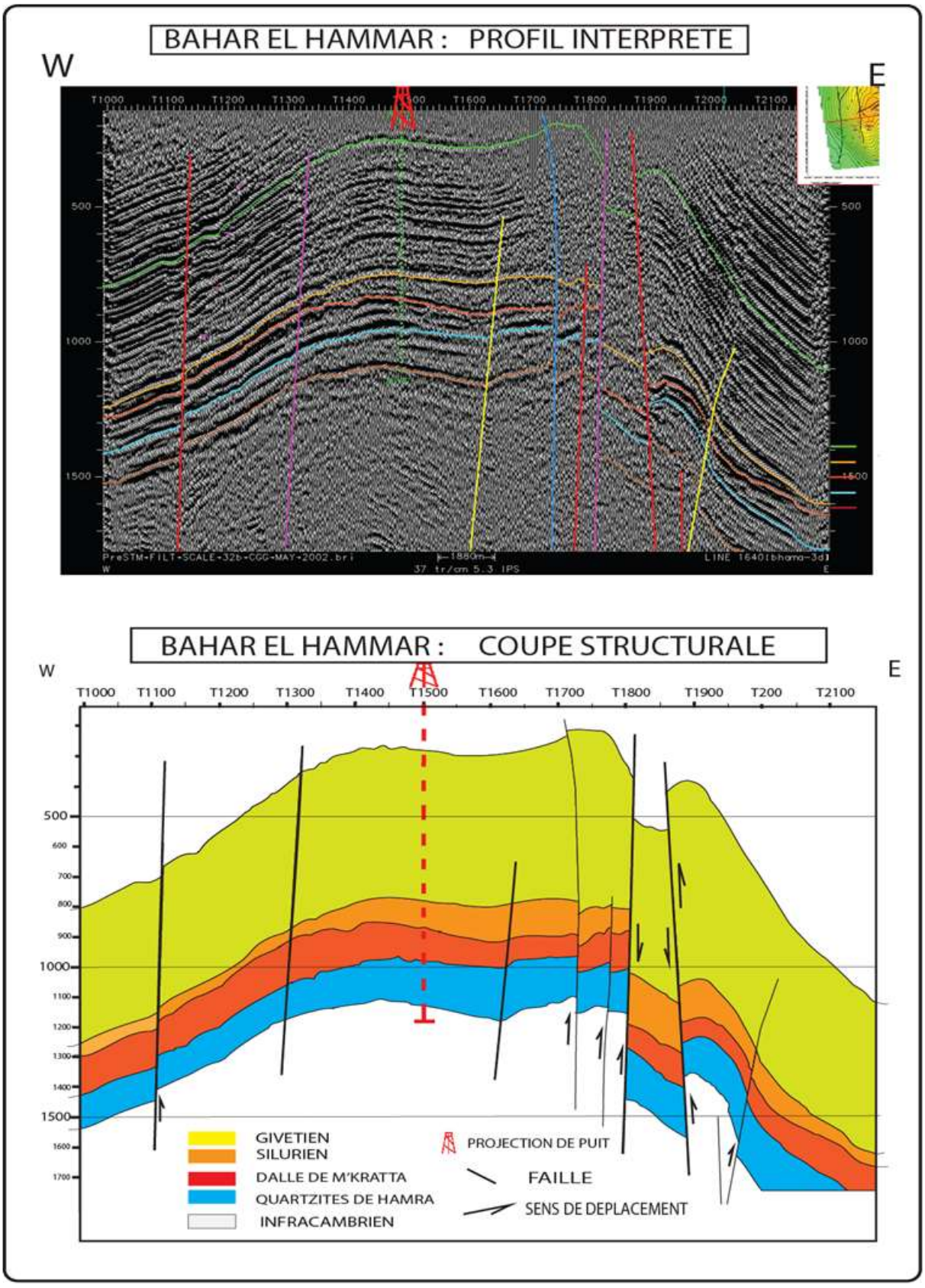


Fig.45 : Coupe structurale et profil interprétatif du profil sismique P4.

IV.1.Interprétations des sections sismiques

IV.1.1.Qualité des sections

La qualité des résultats des flancs des structures est assez bonne par contre aux sommets, elle est mauvaise. Cela est dû au fait que les sommets affectés par de nombreux accidents géologiques d'une part, aux paramètres de terrains d'enregistrements qui ne semblent pas être optimums pour les positions structurales hautes.

La qualité des sections est améliorée d'une compagnie à une autre.

IV.1.2.Interprétation des profils choisis

La position des sections sismiques P1, P2, P3, P4 est reportée dans la figure **43.**

❖ **Profil P1**

Cette coupe est placée suivant l'axe du périclinal de Bahar el Hammar d'orientation Nord-Sud. (Fig.44).

Les structures sont représentées par un anticlinal large .Ses flancs présentent des pendages différents et le flanc Nord est moins penté que le flanc Sud.

Sur cette section, la série sédimentaire est d'épaisseur plus ou moins identique. L'infracambrien, les Quartzites de Hamra ,la Dalle De M'Kratta, le Silurien et le Givetien sont affectés par un ensemble de failles sub-verticales qui ne présente pas vraiment des rejets assez remarquables sur toute la section à l'exception du toit du Silurien qui présente les rejets des failles F1 ,F4.

Les failles F2, F3, F5 traversent toute la série sédimentaire par contre les failles normales F1, F4 n'affectent que le Givétien.

De point de vue tectonique, la forme anticlinale correspond à une phase tectonique compressive.

❖ **Profil P2** (Fig.45).

D'une longueur de 1880m et suivant la direction E-W la section sismique du profil P2 interprété qui est situé dans la partie centrale de Bahar el Hammar.

Le Horst limité par les failles F1et F6 représente une surface large sur le flanc

Ouest et une fermeture importante.

Le graben qui sépare les compartiments est et ouest de Bahar el Hammar devient profond limité par deux failles normales majeures F6 et F7 de rejets d'environ 220m.

Le Horst du compartiment Est de la section représentée par une section assez large est limité vers L'Est par les failles inverses F7et F8.

Les failles normales F3, F5 et la faille inverse F8 traversent seulement la série sédimentaire de L'infracambrien, Quartzites de Hamra, Dalle De M'Kratta et le Silurien avec des faibles rejets. L'épaisseur reste pratiquement inchangée sur toute la coupe.

Le synclinal qui existe entre les deux compartiments semble être large, limité par les faille F2 et F4, il commence à s'ouvrir au centre de la structure. Une zone de basculement de blocs crée les failles normales F4 et F5.

❖ **Profil P3** (Fig.46)

Cette coupe est faite dans la partie centre de Bahar el Hammar et d'orientation Est-Nord est –Ouest-Sud-ouest.

Elle montre :

L'ouverture du synclinal que sépare les deux compartiments situés au centre de la coupe.

Le Graben du compartiment Est-Nord Est de Bahar el Hammar s'individualise bien, limité par les deux failles normales F7et F9 et recoupé par la faille F8.

Le Horst du compartiment Est-Nord-est de la structure est assez bien remarquable par les deux failles inverses F9 et F10 d'environ de 100m de large, par contre le horst situé sur le flanc Ouest Sud-ouest limité par les faille F1et F4 est large de 600m environ.

Une zone de basculement de blocs crée les failles normales F5et F6.

Les sérié sédimentaire reste identique tout le long de coupe sauf dans les argiles du silurien qi montrent un changement d`épaisseur d'Est en Ouest.

La structure en fleur positive que caractérisent le flanc Est est bien marquée dans ce profil.

❖ **Profil P4** (Fig.47)

La section du profil interprété P4 de direction Est Nord Est –Ouest Sud-Ouest est parallèle au profil P3 situé au-dessous du profil P3.

La section sismique nous donne une image du même anticlinal que représente le profil P3.

Le Horst de compartiment Est qu'apparait à surface large, limité à l'Est par la faille inverse F7.

Le Horst du compartiment Ouest qui apparait à surface assez large est limité vers l'Ouest par la faille inverse F6 et le graben qui sépare le compartiment Est et Ouest de Bahar el Hammar devient profond limité par la faille normale F6 et la faille inverse F7.

L'épaisseur dans toutes les séries sédimentaires reste inchangée ; cependant les argiles du Silurien marquent un changement d`épaisseur d'Est en Ouest.

La zone de basculement de blocs créé par les failles normales F4 et F5 sont assez remarquable dans ce profil.

V. Conclusion

D'après l'analyse des profils sismiques il apparaît que la région de Bahar El Hammar a subi plusieurs phases de déformation assez remarquables dont la chronologie probable serait la suivante :

-Une première phase distenssive représenté par le graben.

-Une deuxième phase compressive hercynienne représentée par le horst.

-Une troisième phase distenssive due au relâchement des contraintes.

CHAPITRE III : IMAGGRIE DE FOND

I. Introduction

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

Dans le bassin de l'Anet, la productivité ne semble pas être reliée à des variations lithologiques dans les réservoirs. Dans ces vastes structures de l'Ahnet Central, la présence de gaz a été prouvée mais seuls quelques puits ont donné un débit raisonnable. Cette productivité aléatoire est probablement reliée à la distribution spatiale des fractures dans le réservoir. Pour vérifier plusieurs hypothèses, nous avons utilisé une approche combinant plusieurs concepts pour répondre à des problèmes posés par le géologue principalement, le processus de déformation, la prédiction des zones fracturées et la répartition spatiale de la fracturation à l'échelle du réservoir.

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

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

- ✓ Les diaclases.
- ✓ Les paraclases.
- ✓ Les fentes de tension.
- ✓ Les stylolithes.
- ✓ Les stries.

- ✓ Les brèches.

II. Les types des fractures

II.1. Les fractures naturelles

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

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

II.2.les fractures induites

Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit par l'extraction des carottes.

II.3.les fractures provoquées

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

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

III. les systèmes de fractures

III.1.système des fractures associées aux failles

- **Fractures tectoniques :** On regroupe dans cette classe toutes les fractures dont l'origine peut être attribuée ou associée à un événement tectonique local compte tenu

de leur orientations, distributions et morphologie (failles normales, inverses, décrochantes et fentes de tension).

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

III.2.système des fractures associées au pli

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

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

(Fig. n°14,15).

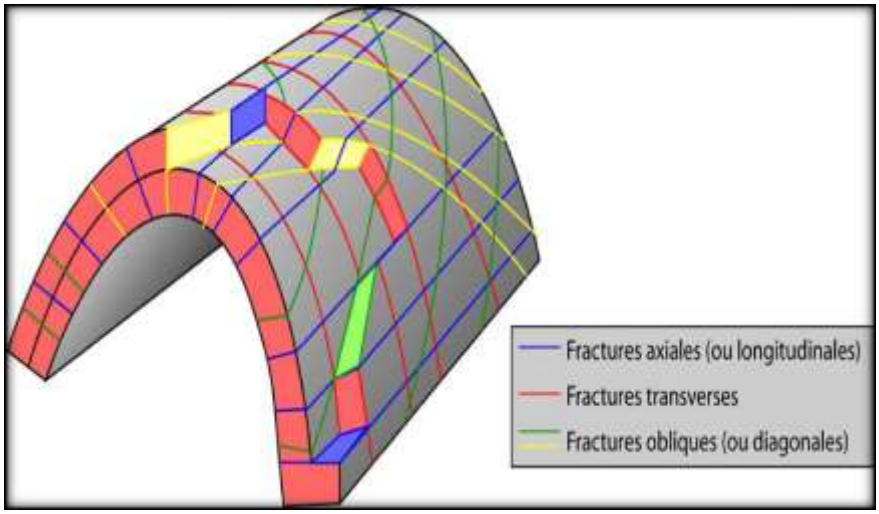


Figure.46 : Les relations angulaires entre fractures et pli.

IV. Les différents outils d'imagerie

IV.1. Imagerie électrique : deux exemples seront présentés ci-après.

1. Earth Imager : l'Earth imager est un outil d'imagerie électrique de la compagnie internationale Baker Atlas conçu spécialement pour les enregistrements dans la boue non conductrice (boue à huile). Cet outil est constitué de six bras où chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers 10 boutons d'électrodes

2. OBMI (Oil-Base Micro Imager) : C'est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagnie internationale Schlumberger, fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice. Cet outil donne des images de micro résistivité assurant une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi que d'assurer une large couverture de la paroi du puits à plus de 80% dans un trou de diamètre de 8 ½ pouces, il est constitué de quatre bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes.

IV.2.Imagerie ultrasonique :

Deux exemples seront présentés ci-après.

1. Outil CBIL : Le CBIL 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 réfléchie par la paroi du trou. L'amplitude réfléchie est en fonction du contraste acoustique de la formation et la boue dans le trou de forage. Le temps de déplacement dans les deux sens est en fonction de la vitesse de la boue et la distance de la formation.

2. Outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager) : L'UBI est caractérisé par un transducteur à grande résolution qui pourvoit des images acoustiques en trou ouvert même en boue à huile où les mesures de micro-résistivités 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. Il envoie 156 pulses par rotation et fait 7 rotations par seconde assurant ainsi une couverture de 100% de la paroi du trou comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures dans le même endroit et dans 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.

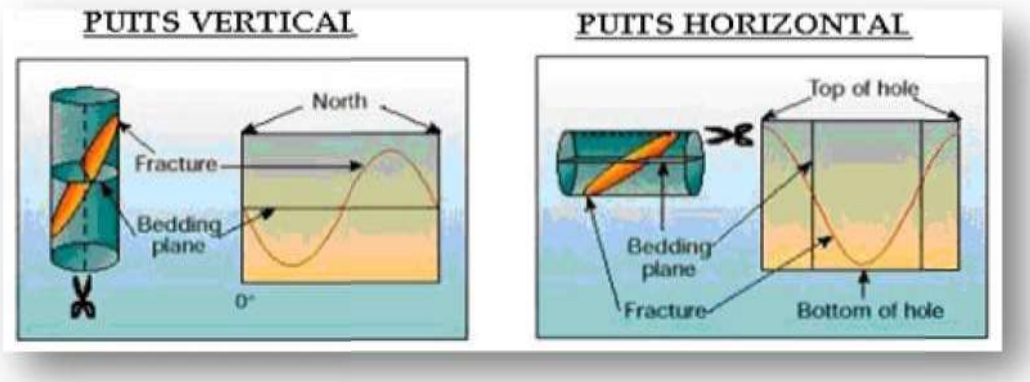


Fig.47 mesure de l'UBI.

Cette orientation est indispensable pour :

- La représentation complète du trou par image 360°.
- La détermination du pendage.
- La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.

•La détermination de la limite grés/argile, des intervalles de stratification minces.

•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 salée et une boue à base d'huile.

•Localisation et évaluation des intervalles de corrosions, l'usure mécanique.

•Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.

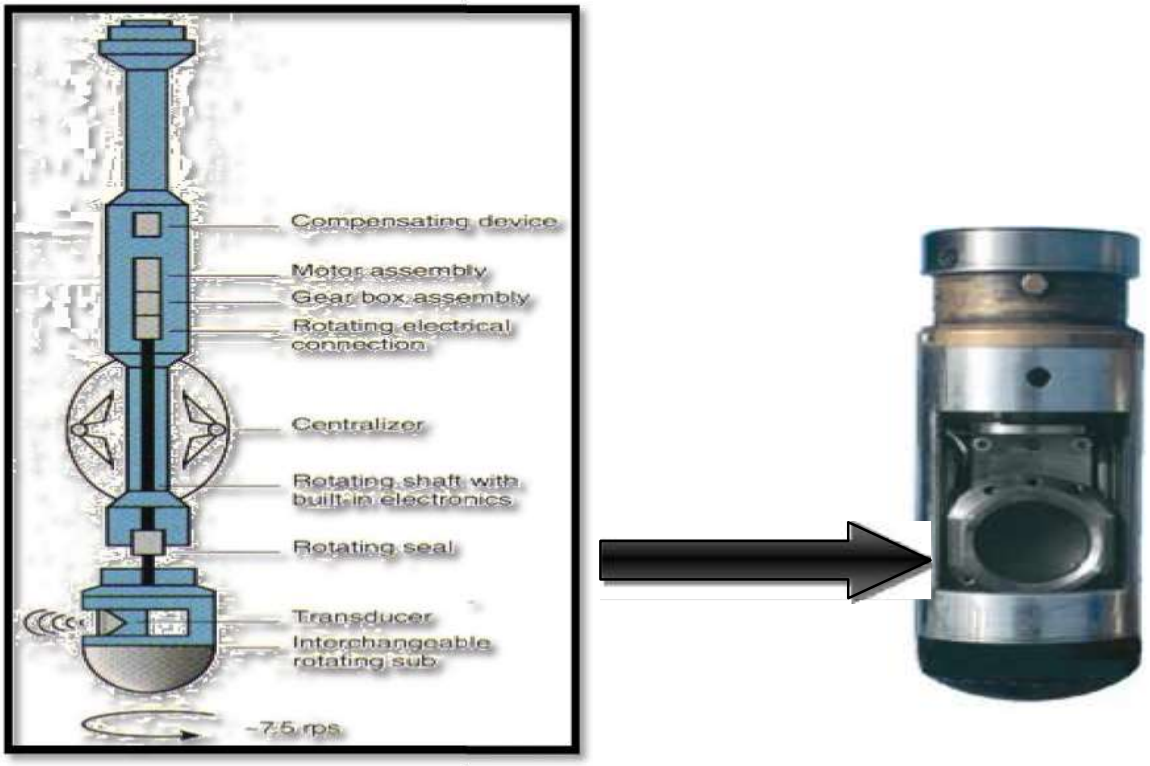


Fig. 48 : Présentation de la composition de l'outil UBI

V. Analyse des fractures sur les logs d'imagerie des puits

Nous avons reporté sur la photo satellite la position des puits où ont été réalisé les diagraphies (Fig.)

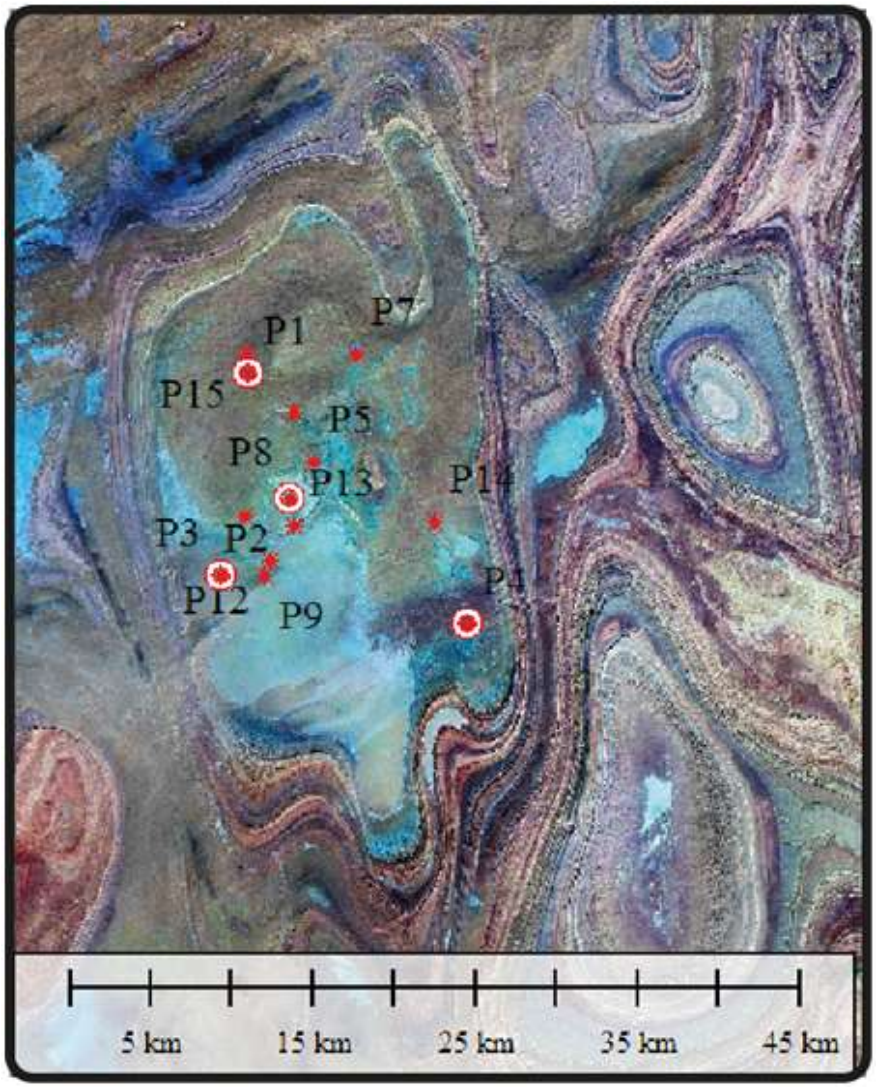


Fig 49 : Implantations des puits d'imagerie sur la carte satellite de Bahar el Hammar**.**

V.1. Présentation des données du puits P1

V.1.2.Les fractures

-Log d'imagerie CBIL du puits P1 : le log montre l'abondance de fractures induites surtout dans la partie supérieure.

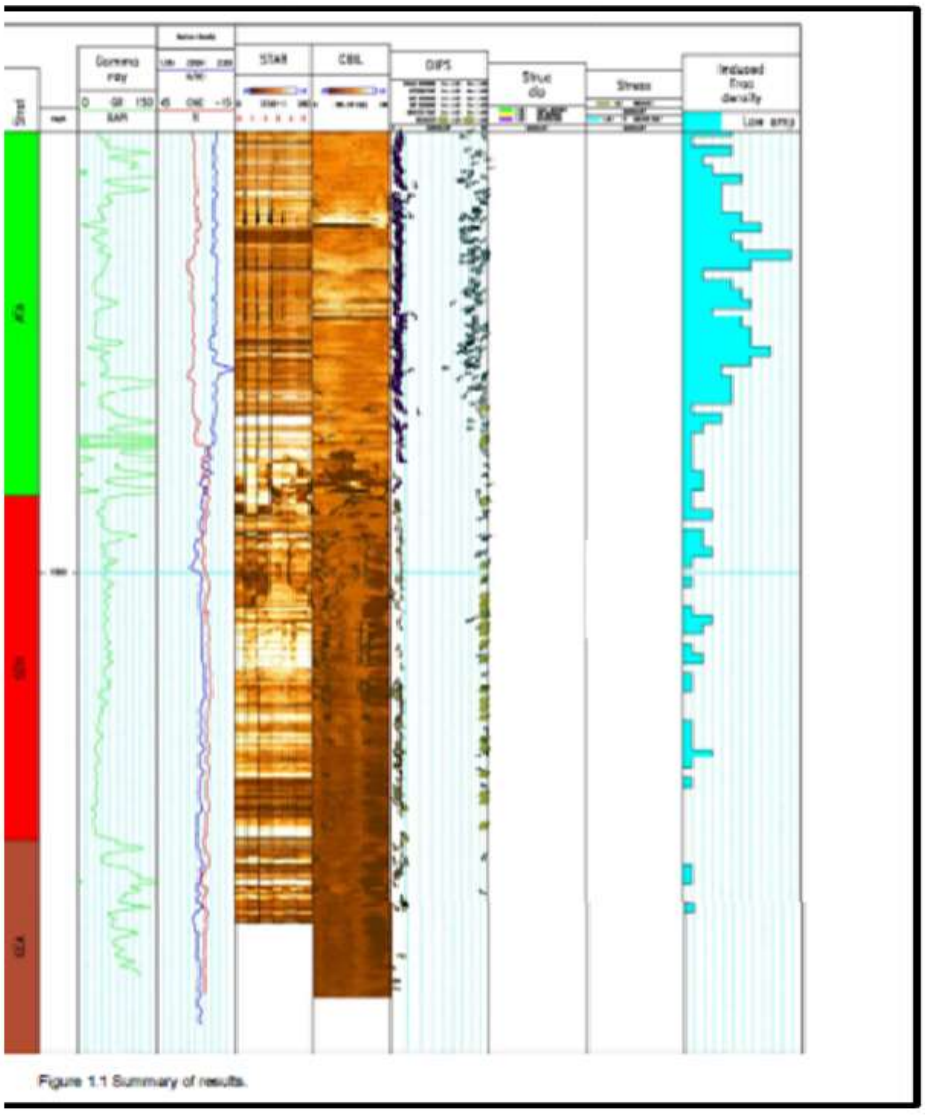


Fig.50 : Enregistrement des fractures dans le puits P1 (Document Schlumberger**)**

Log d'imagerie OBMI et OBI :

L'identification des fractures dans cette section est compliquée par le nombre élevé des fractures induites qui sont souvent difficiles à distinguer des fractures naturelles. Les fractures sont fréquentes sur l'ensemble de l'intervalle et sont orientées WNW-ESE. Aucune fracture naturelle n'a été observée dans cet intervalle.

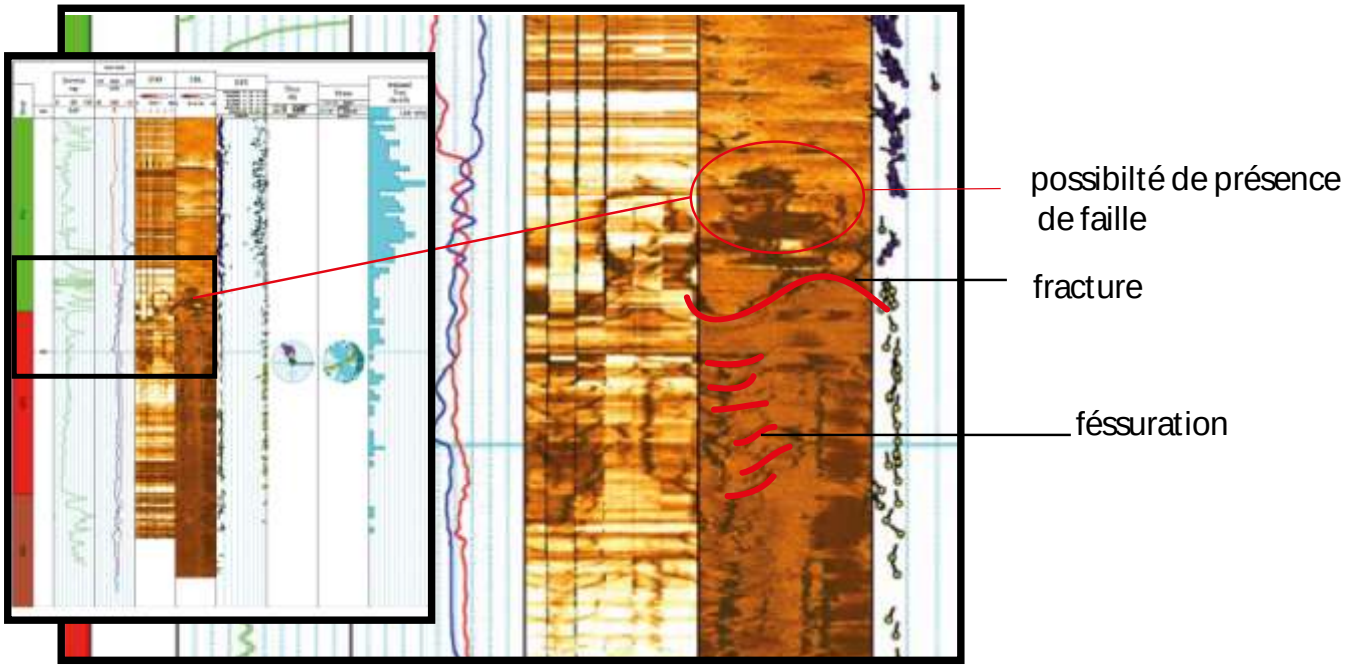


Fig. 51: L'apparition d'une fracture et des resaux du féssuration dans une image de fond du puits P1 montréé par l'OBMIet OBI (Document Schlumberger**)**

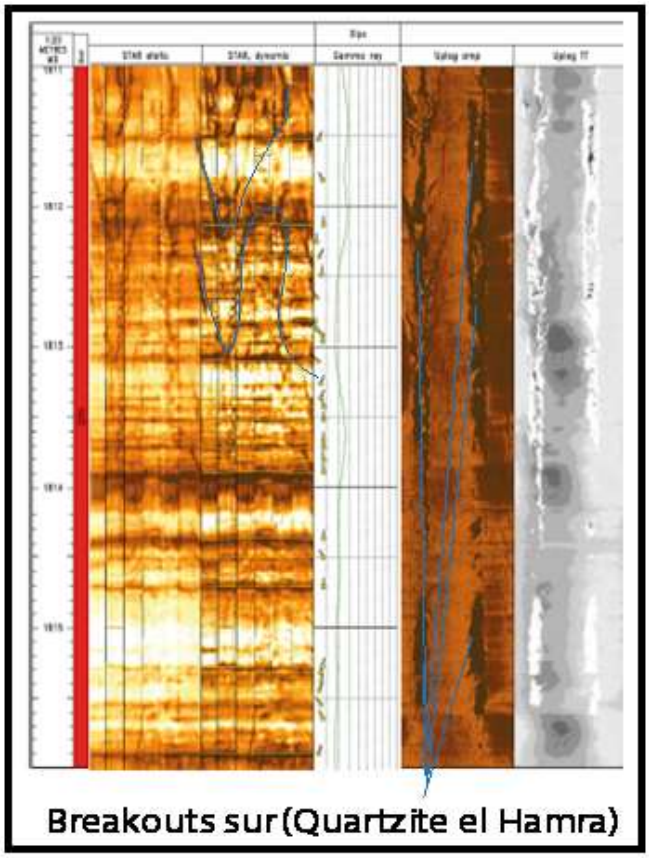
V.1.3.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)

Les breakouts sont de direction N060 et les fractures induites sont de direction N150 et N015. Ces résultats nous permettent de définir la direction de SH_1, SH_2 et Sh qui ont les directions respectives N150, N015 et N060.

La rose diagramme montre la relation angulaire entre les fractures induites et les breakouts :

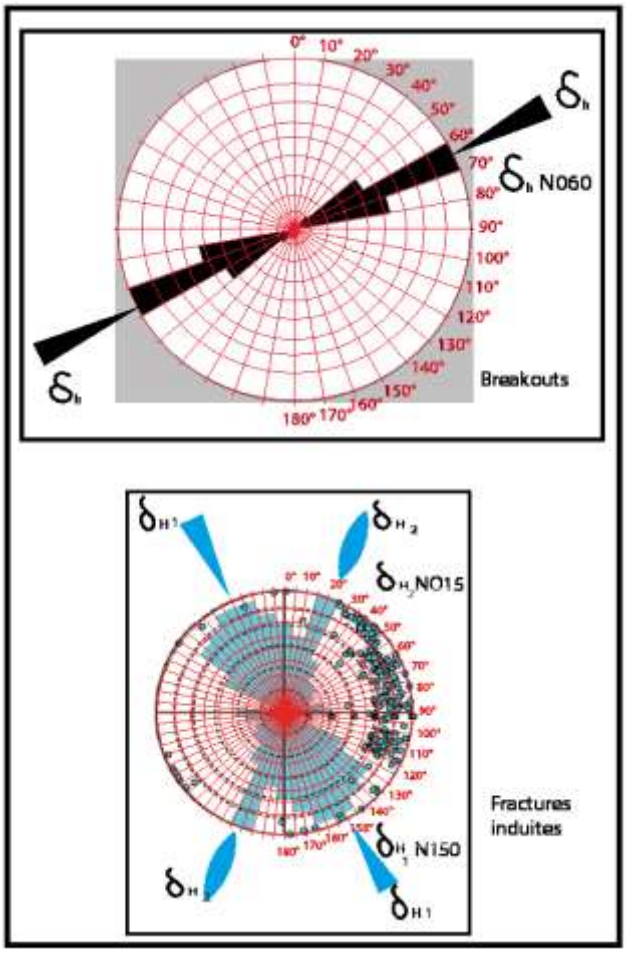
- il y a un décalage entre SH_2 et Sh de 45°

-les fractures induites SH1est perpendiculaire a Sh.



Quartzite de Hamra

Fig.52 : Les brekouts sur l'unité de



ɞ

.53 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et la rosace directionnelle des fissures induites

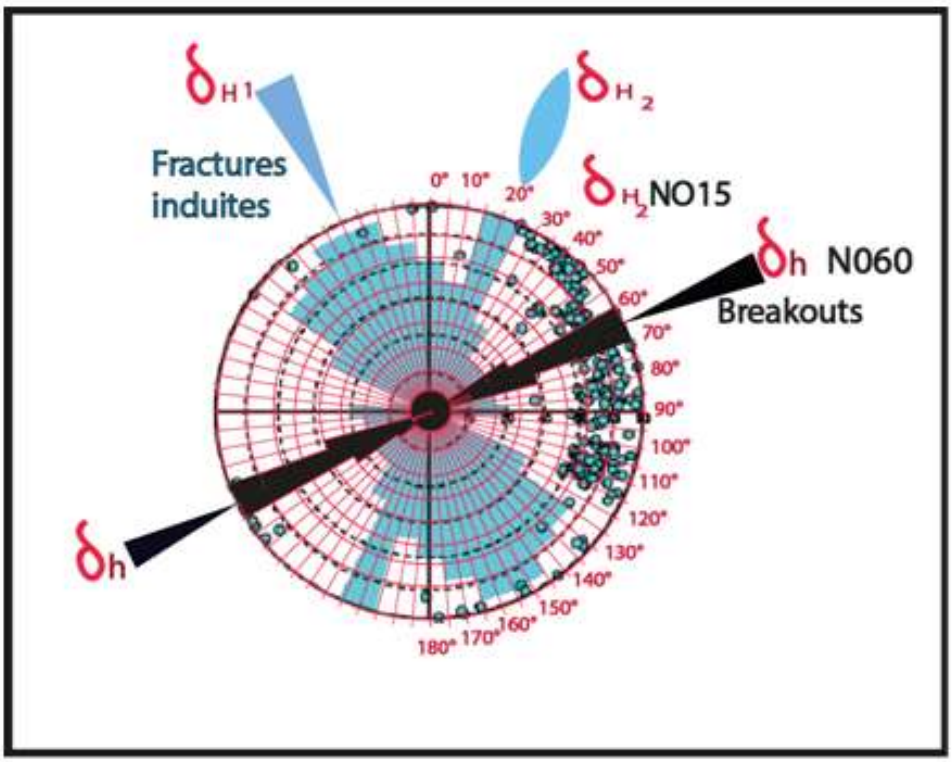


Fig.54 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites

V.2.Le puits P2

V.2.1.Analyse des fractures du puits P2 (Imagerie UBI et OBMI)

A partir des images obtenues par l'outil OBMI et UBI l'ensemble des fractures observées sur le log sont :

Intervalle de profondeur en m	Types de fractures			
	Fractures à faible amplitude acoustique	Fractures mixtes	Fractures résistives	Fractures conductrices
1116-1313	0	8	8	2
1313-1323	2	1	10	0
1323-1359	11	1	10	0
1059-1400	21	3	28	1

Avec la possibilité de présence de faille entre 1313m et 1323m de profondeur.

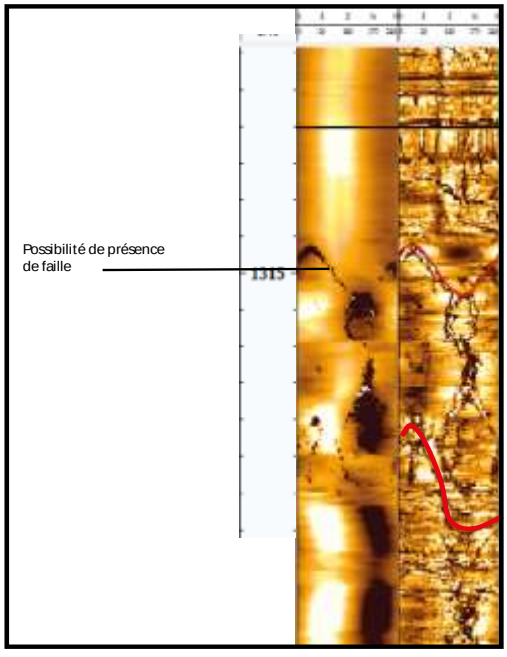


Fig.55: Possibilité de présence de faille à 1315m au fond de puits P2 (Document Schlumberger)

V.2.2.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)

Les breakouts sont de direction N050 et les fractures induites sont de direction N110-N140. Ces résultats nous permettent de définir la direction de SH_1, SH_2 et Sh qui ont les directions respectives N110, N140 et N050.

La rosace montre la relation entre les fractures induites et les breakouts et on remarque :

- un décalage entre SH_2 et Sh de 60°

-les fractures induites liées à SH_1est perpendiculaire à Sh.

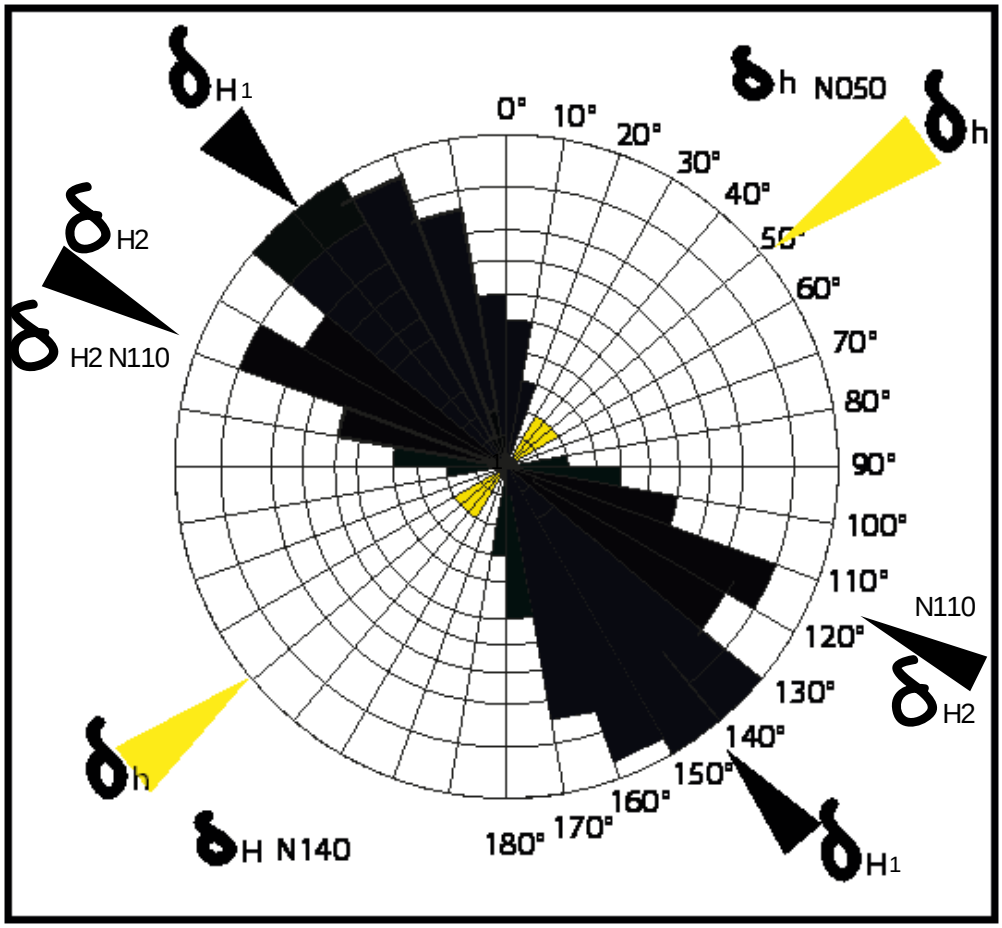


Fig.56 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites dans le puits P2

V.3. Le puits P3

V.3.1. Analyse des fractures (Imagerie OBMI et OBI)

La plupart des fractures observées sur l'image UBI sont des fractures à faible amplitude acoustique, il y a 238 fractures naturelles détectées et 46 fractures d'amplitude acoustique faible ont été interprétées sur les 561,1m de l'intervalle de la section Cambro-Ordovicien.

Les 46 fractures d'amplitude acoustiques faibles sont éventuellement ouvertes.

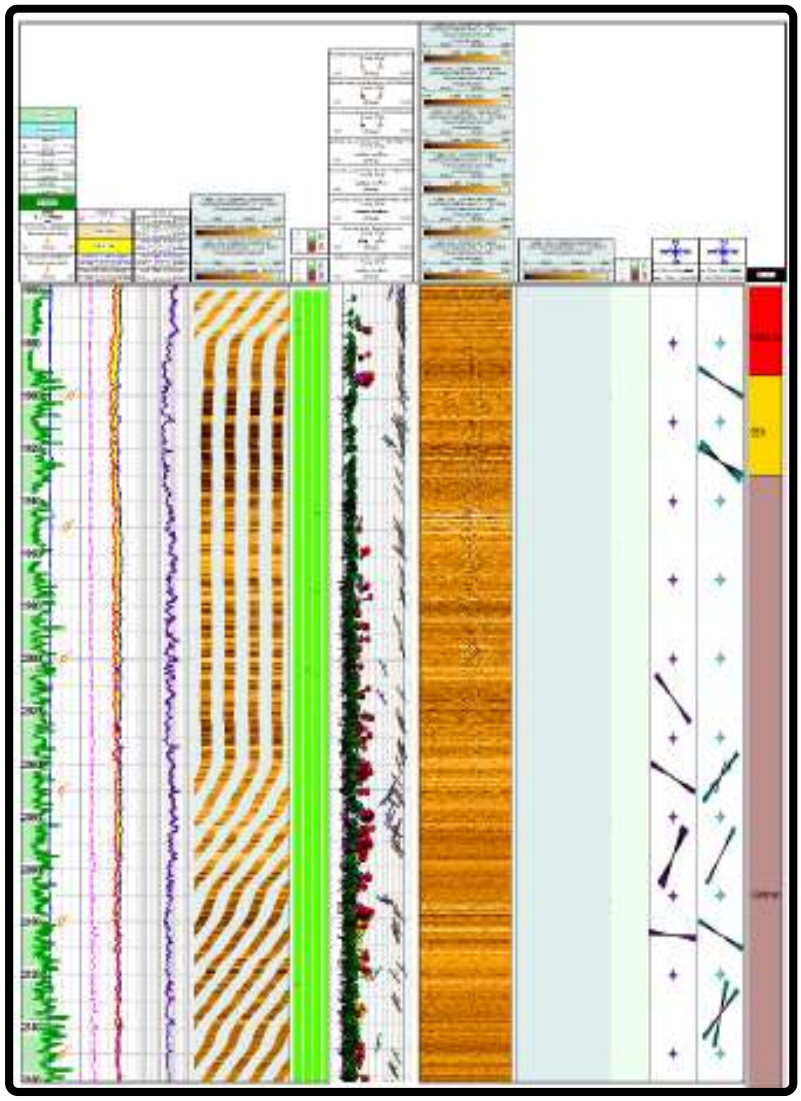


Fig.57 : Enregistrement des fractures dans le puits P3 (Document Schlumberger**)**

Le rose diagramme a été divisé en huit familles de fractures résumées dans le tableau suivant :

	Set11 N-S	Set2 NNE-SSW	Set3 NE-SW	Set4 ENE-WSW	Set5 E-W	Set6 WNW-ESE	Set7 NW-SE	Set8 NNW-SSE
Fractures à faible amplitude acoustique	27	9	2	1	1	1	5	0
Fréquence (%)	58,6	19,56	4,3	2,1	2,1	2,1	10,8	.

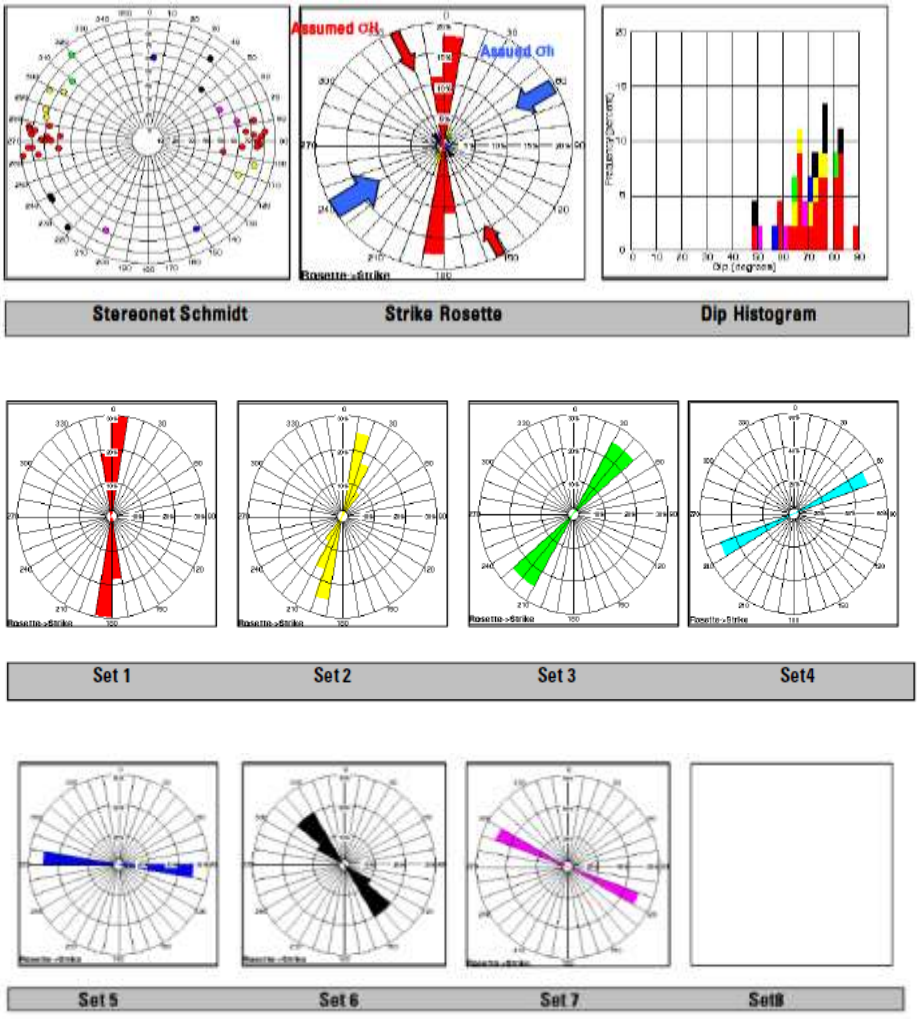


Fig.58 : Rosaces directionnelle des azimuts des familles de fractures (Document Schlumberger**)**

V.3.2. Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI)

Les breakouts sont de direction N060 et les fractures induites sont de direction N010-N140. Ces résultats nous permettent de définir la direction de SH_1, SH_2 et Sh qui ont les directions respectives N010, N140 et N060.

A partir de la rosace on a défini la relation entre les fractures induites et les breakouts , on remarque:

- un décalage entre SH_1 et Sh de 50°

-les fractures induites SH_2 sont perpendiculaires a Sh.

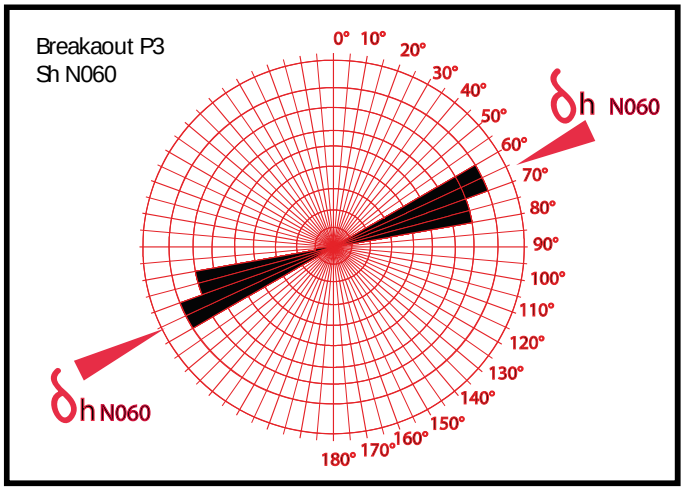


Fig. 59 : Rosace directionnelle des azimuts des breakouts dans le puits P3

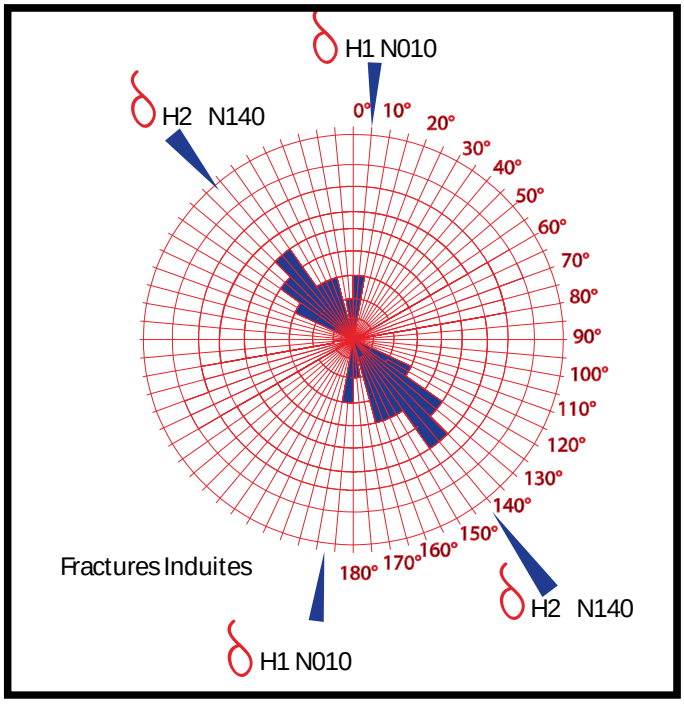


Fig.60 : Rosace directionnelle des azimuts des fissures induites dans le puits P3

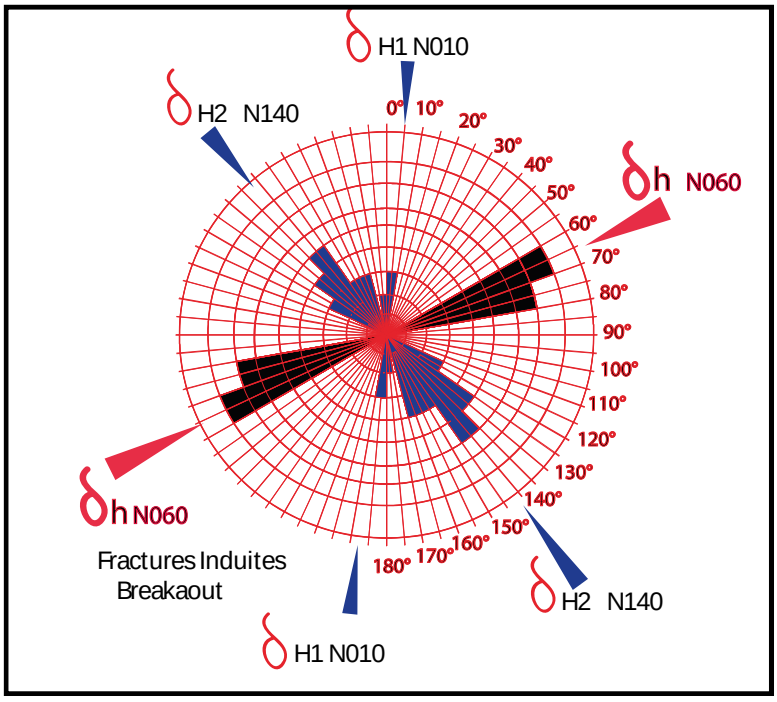


Fig.61 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites dans le puits P3

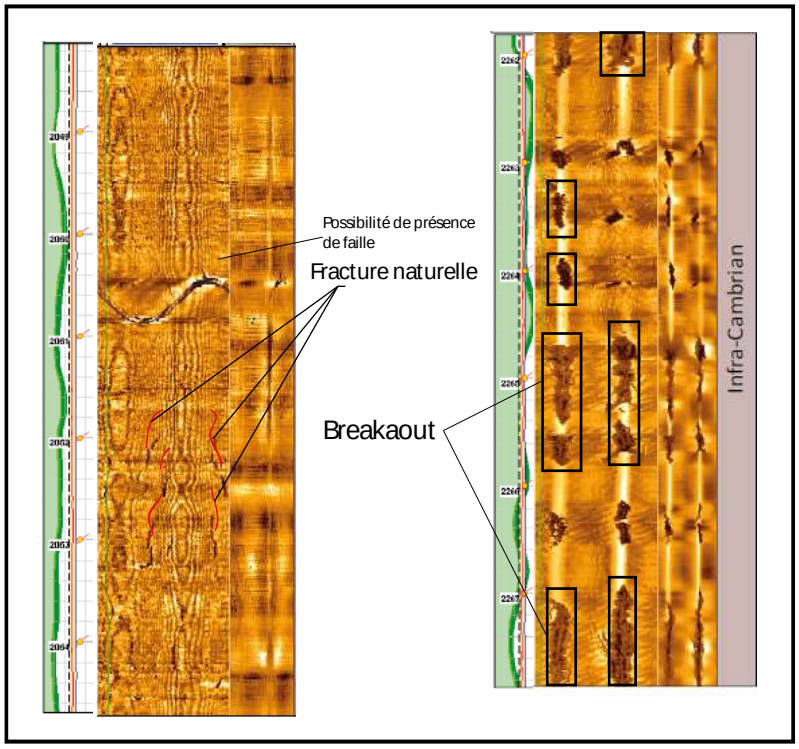


Fig. 62 : L'apparition d'une fracture naturelle et des réseaux des fissurations et la possibilité de présence de faille dans une image de fond du puits P1 montrée par l'OBMI et OBI (Document Schlumberger**)**

A partir de l'analyse de l'ensemble des fractures réalisée à l'aide du module Stereonet et en supposant que la contrainte horizontale minimale régionale Sh est orientée ENE-WSW la contrainte horizontale maximale régionale SH est orientée NNW-SSE. Ainsi on peut déduire que :

- 69,6% des fractures, présentent une orientation parallèle ou légèrement oblique par rapport à SH, donc elles peuvent être des fractures ouvertes ou partiellement ouvertes.
- 30,4% des fractures présentent une orientation défavorable perpendiculaire ou hautement oblique à SH régionale supposé et donc ils pourraient être totalement ou partiellement fermés.

V.4.Le puits P4

V.4.1.Imagerie UBI et OBMI

V.4.1.1.Les fractures

L'interprétation de l'imagerie du puits P4 montre une bonne densité de fractures naturelles. Ce sont généralement des fractures résistives. La densité de fractures par intervalle de profondeur est représentée dans le tableau suivant :

Intervalle de profondeur en m	Types de fractures			
	à faible amplitude acoustique	Fractures mixtes	Fractures résistives	Fractures conductrice
2034-2036	4	0	0	0
2037-2041	6	1	6	0
2045-2054	1	2	6	1
2056-2057	0		5	0
2060-2068	0	2	19	0
2072-2077	1	0	5	0
2085-2092	3	0	0	0
2135-2137	1	1	0	0

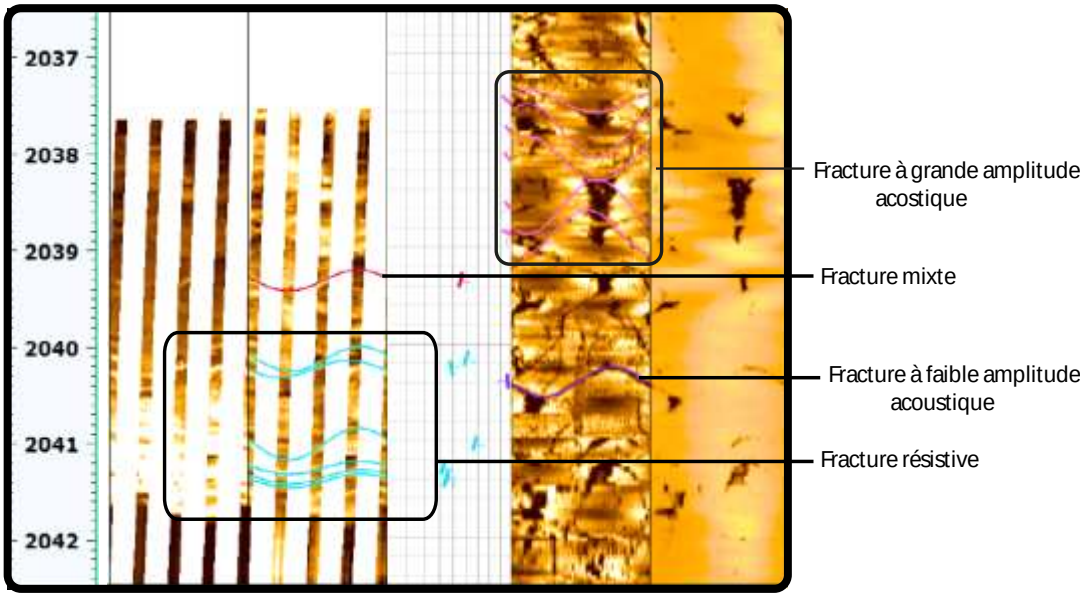


Fig. 63 : L'apparition d'une fracture résistive et des réseaux des fractures mixte et les

fractures à faible impédance et des fractures à grande impédance dans une image de fond du puits P4 montrée par l'OBMI et OBI (Document Schlumberger**)**

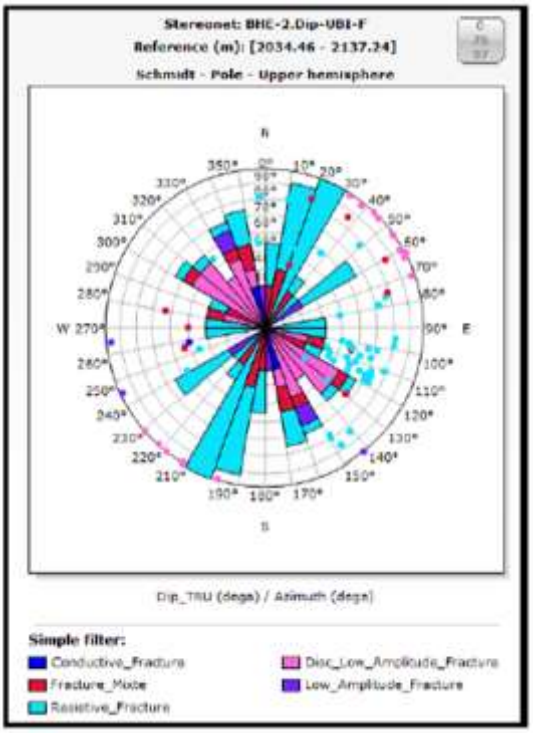


Fig.64: Rosace directionnelle des fractures résistive et des réseaux des fractures mixte et les fractures à faible impédance et des fractures à grande impédance dans une image de fond du puits P4 montrée par l'OBMI et OBI dans le puits P4
(Document Schlumberger**)**

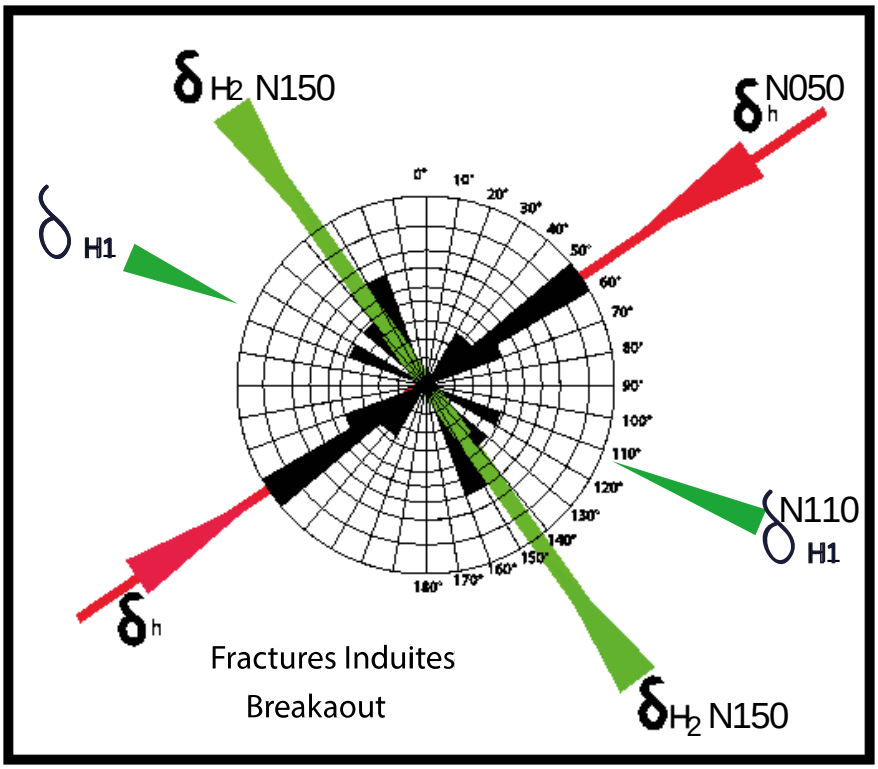
V.4.1.2.Direction de la contrainte (Imagerie OBMI et OBI).

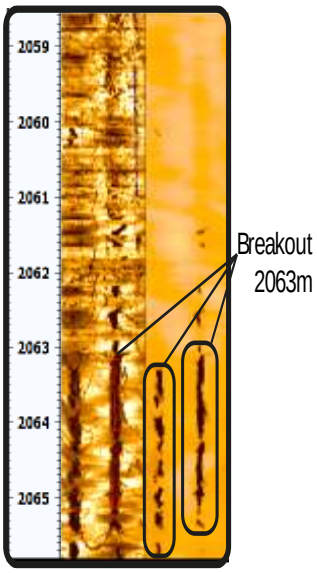
Les breakouts sont de direction N050 et les fractures induites sont de direction N010-N140. Ces résultats nous permettent de définir la direction de SH_1, SH_2 et Sh qui ont les directions respectives N110, N150 et N050.

La rosace montre la relation entre les fractures induites et les breakouts, on remarque que :

- un décalage entre SH_1 et Sh de 60°

-les fractures induites SH_2 est perpendiculaire a Sh.





Breakouts dans une image de fond du puits P4

Fig.65 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites dans le puits P4 montrée par l'OBMI et OBI (Document Schlumberger)

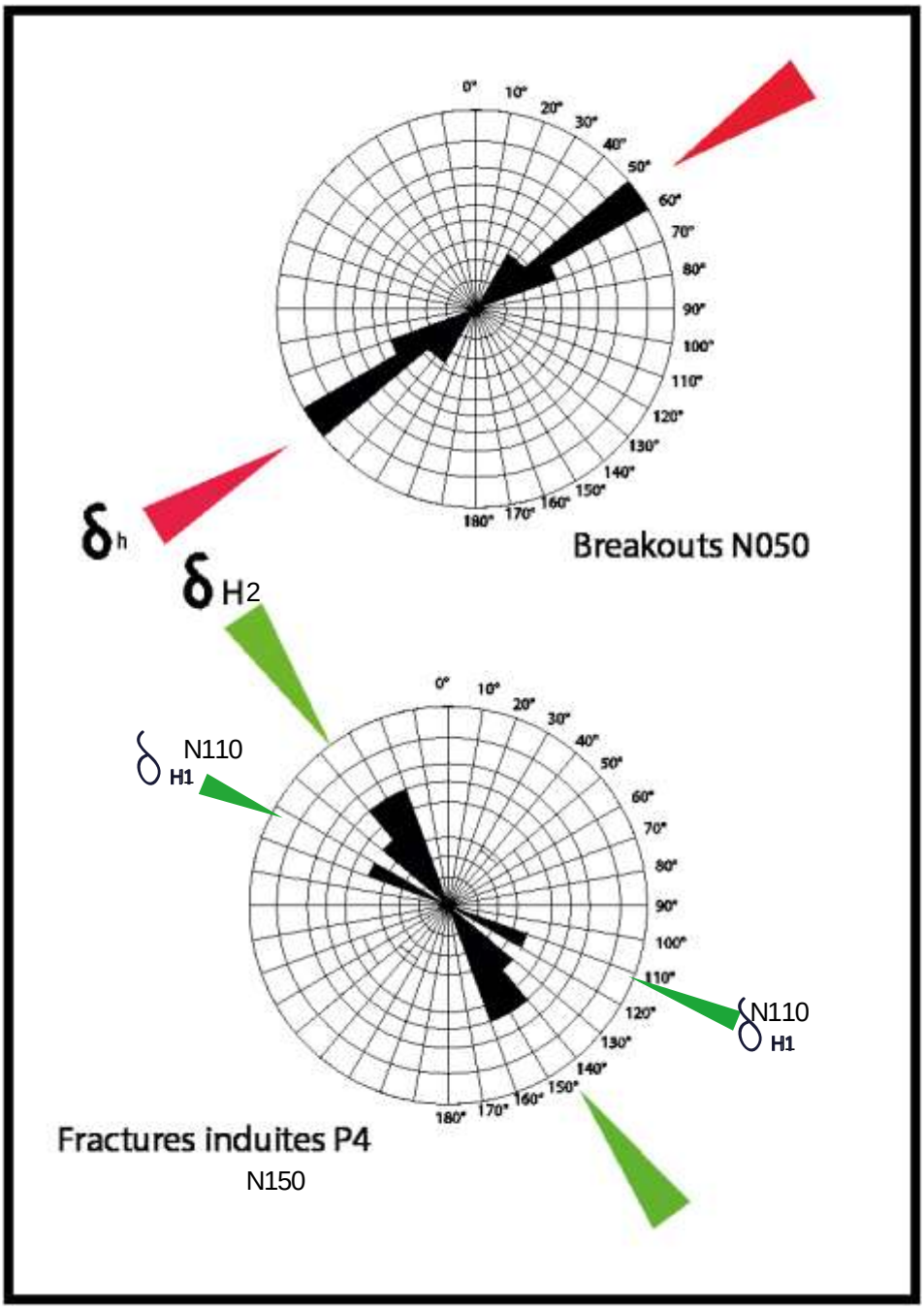


Fig.66 : Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et la rosace directionale des fissures induites dans le puits P4 montrée par l'OBMI et OBI (Document Schlumberger)

V-4-2-Imagerie UBI

V.4.2.1.Analyse des fractures

L'interprétation de l'imagerie du puits P4 montre une bonne densité de fractures naturelles où 320 fractures ont été détectées. Généralement ce sont des fractures à faible amplitude acoustique de direction NW-SE.

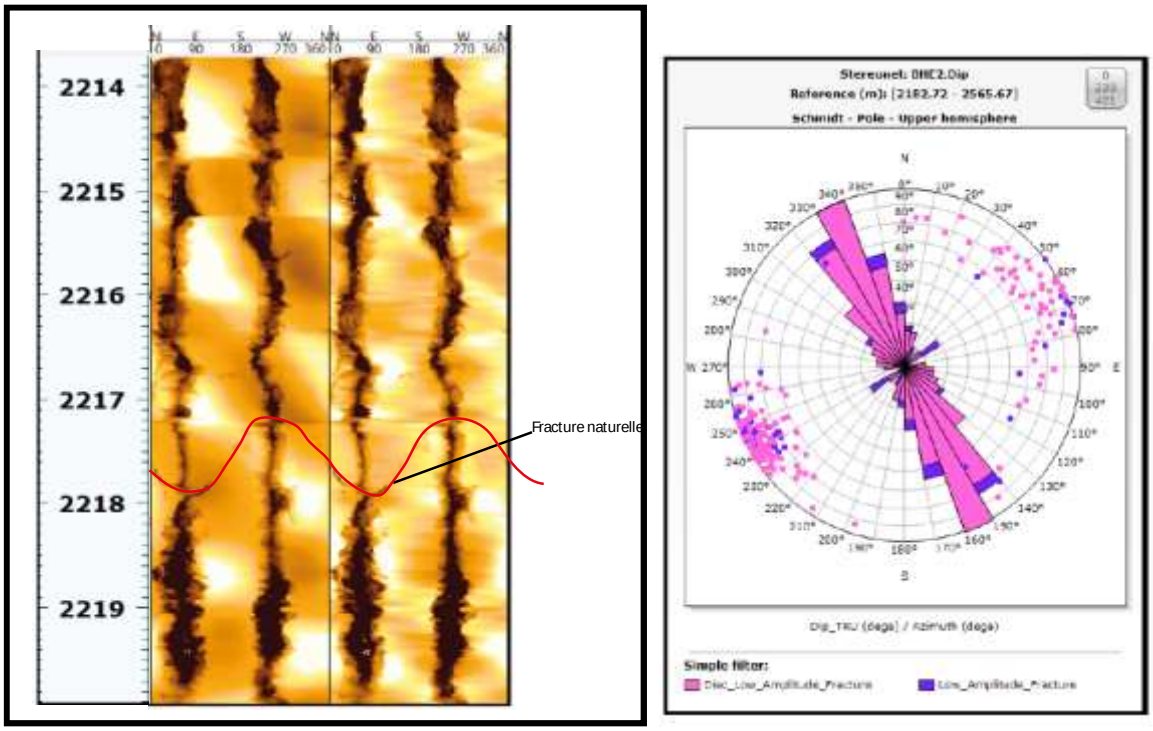


Fig.67: Rosace directionnelle des fractures à faible impédance dans une image de fond du puits P4 montrée par l'UBI dans le puits P4 (Document Schlumberger**)**

V.4.2.2.Direction de la contrainte

Les breakouts sont de direction N050 et les fractures induites sont de direction N145. Ces résultats nous permettent de définir la direction de SH et Sh qui ont les directions respectives N145 et N050.

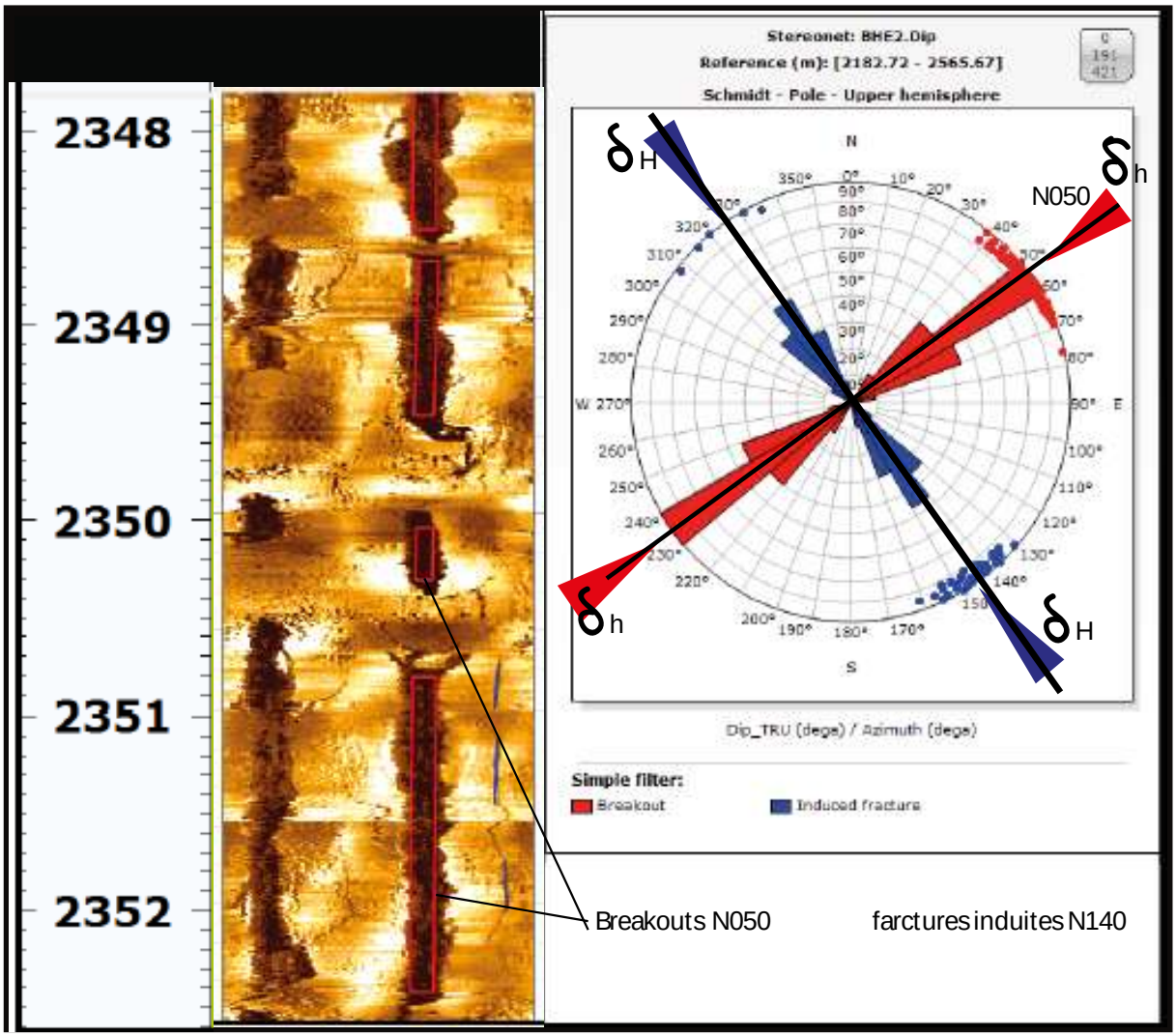


Fig.68: Rosace directionnelle des azimutes des brekouts et des fissures induites dans le puits P4 montrée par l'UBI (Document Schlumberger)

Les familles de fractures du puits P3 sont N000-010, N140-N150 et N160-N170 et dans le puits 4 les familles de fractures sont orientées:010-030,050-060, 090,120-130 et 170.

Nous avons essayé de comparer ces directions avec celles obtenues à partir de la carte linéamentaire qui sont 040-050 ,0120,160-170,010,050,140,110,150,170,040-050,160-170.

Ces linéaments ont pu être interprétés comme des plans de cisaillement du modèle de Riedel.

Durant les phases N040 les linéaments correspondent aux plans suivants :

- N055: plans R
- N175: plans R'
- N040: plans T
- N085: plans P

Durant la phase N120 les linéaments correspondent à :

- N0150: plans R
- N090 : plans R'
- N120: plans T
- N180: plans P

Ainsi on peut faire les correspondances suivantes pour les directions de fractures observées en imagerie .

Puits P3	S1=N040	S1=N120
N000-010		P
N140-N150		R
N160-N170	R’	P

Tableau 6 : Types des plans durant la phase N040

Puits P4	S1=N040	S1=N120
N010-030		
N050-060	R	
N090	P	R’
N120-140		T
N160-170	R’	R+P

Tableau 7 : Types des plans durant la phase N040

Il y a une bonne corrélation et l’on peut penser que la distribution des fractures est de type fractal puisqu’on retrouve les mêmes directions. La famille N090 qui n’est pas fréquente pourrait avoir une valeur régionale.

Chapitre IV : ANALYSE DES CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

Introduction

Notre approche dans ce chapitre consiste à traiter et à analyser les quatre unités constituant le réservoir de l'Ordovicien, le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pètrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

Afin de mieux apprécier les paramètres pètrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des diagrammes de corrélation accompagnée par l'évolution verticale des deux paramètres au niveau de chaque puits.

Nous avons également réalisé des cartes d'iso-porosité et d'iso-perméabilité qui ont été établies d'après les données de 09 puits carottés dans la région de Bahar el Hammar au niveau du réservoir de l'Ordovicien.

I. Les cartes des paramètres pétrophysiques

I.1.L'unité Dalle M'Kratta.

I.1.1.Carte d'iso-perméabilité

La carte en iso-perméabilité d'unité Dalle M'Kratta du réservoir de l'ordovicien réalisé, représentant par des valeurs moyennes faible. Des valeurs maximales de 0,11Md et 0,1 Md.au nivaux des puits P9et P13 dans la partie centrale. Et des valeurs minimales de 0 Md au nivaux des puits P15, P7dans la partie méridionale.

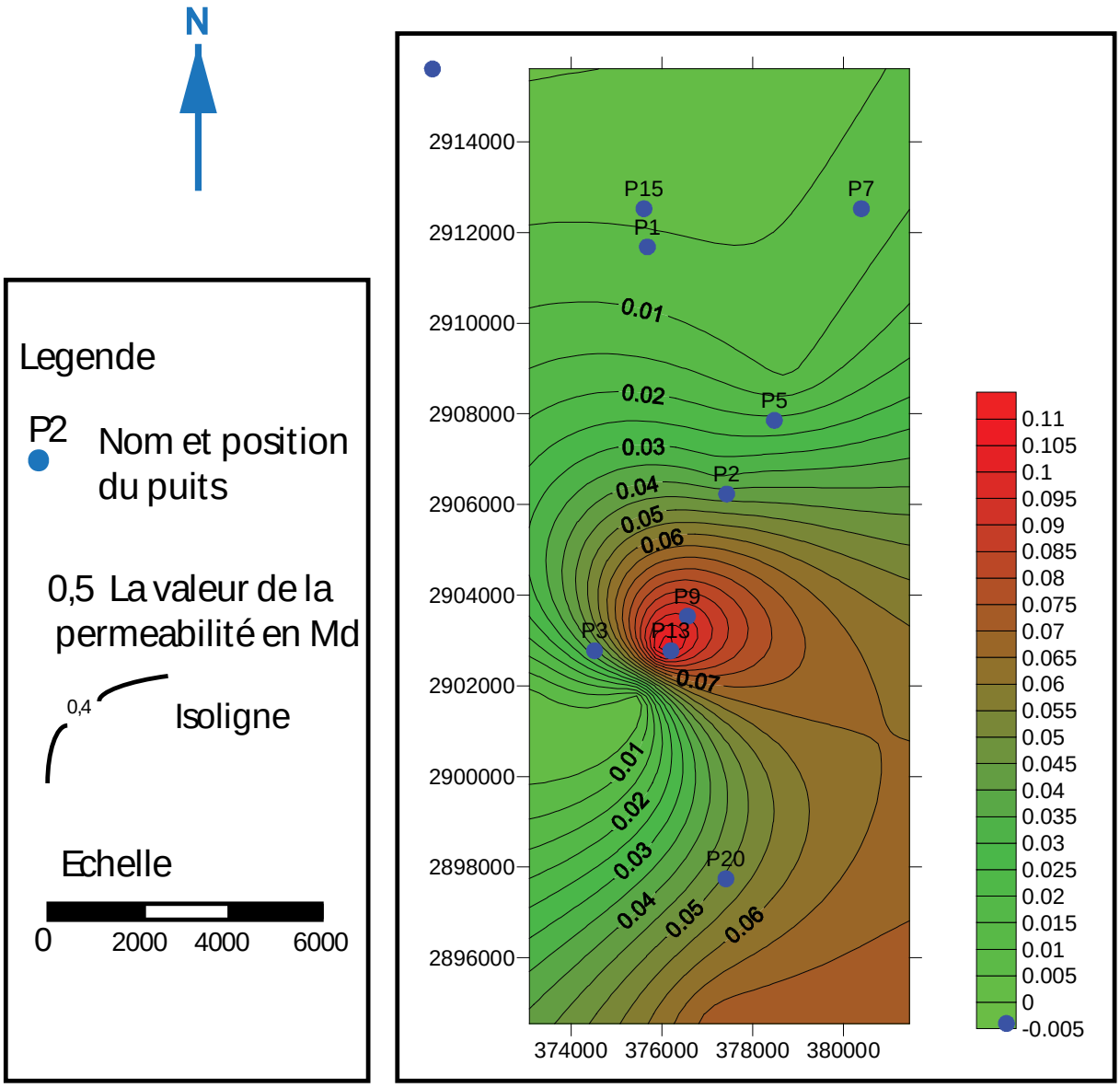


Fig.69: Carte en iso-perméabilités du réservoir Ordovicien unité Dalle M'Kratta

I.1.2.Carte d'iso-porosité

Dans cette carte nous observons deux zones remarquables. Une zone où la porosité augmente d'Ouest en Est dans la partie méridionale et centrale de l'unité de la Dalle de M'Kratta et inversement dans la zone de la partie septentrionale. Les puits P9, P2, P5 et P7 présentent des secteurs à porosité assez élevée avec une moyenne de 8%.Les puits P3 et P20 enregistre la plus faible valeur de porosité avec une moyenne 3,5 %.

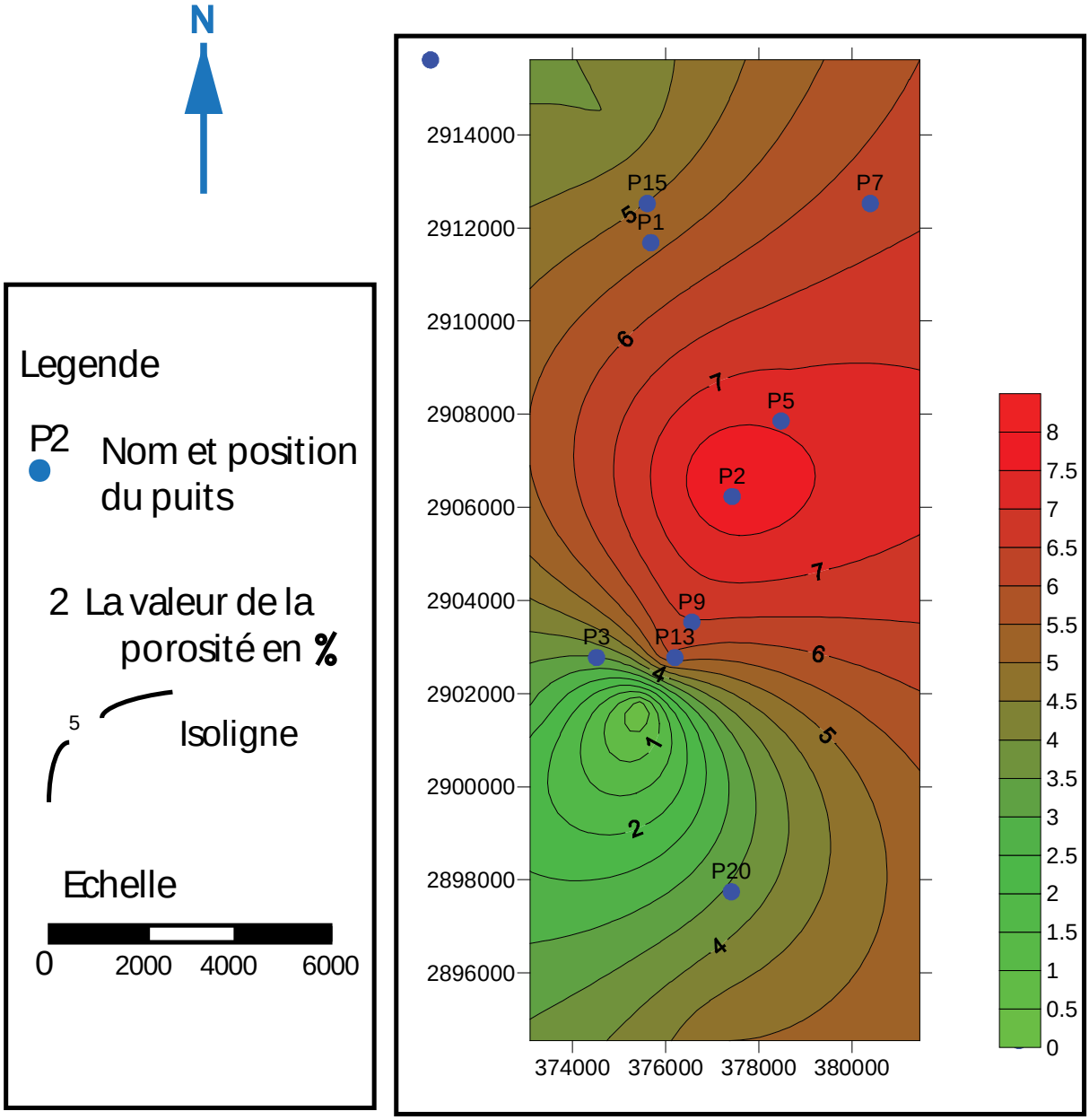


Fig.70: Carte en iso porosité du réservoir Ordovicien unité Dalle de M'Kratta

I.2. Les grés d'El Golea

I.2.1.La carte d'isoperméabilité

Dans cette carte nous remarquons que la perméabilité ne dépasse pas une moyenne de 0,07 Md dans le puits P2 dans la partie centrale.

La perméabilité est presque nulle dans cette unité.

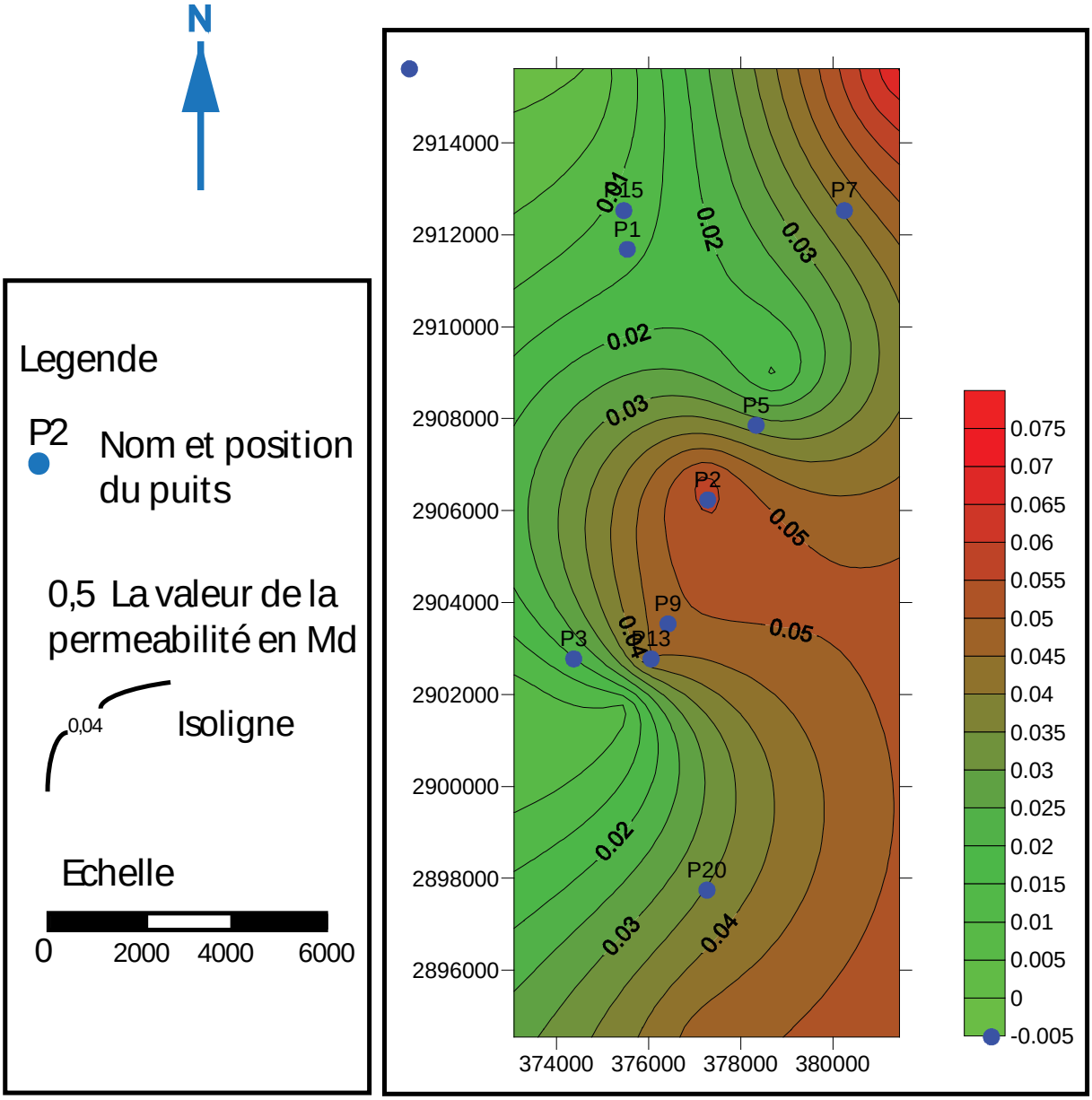


Fig71 : Carte en iso perméabilités du réservoir Ordovicien unité Grés d'El Goléa

I.2.2. La carte d'isoporosité

D'après la carte en iso-porosité L'unité de Grés d'El Goléa de réservoir de l'ordovicien on observe trois zones bien visibles.

Une zone centrale de porosité élevée avec une valeur moyenne de 5,9%.

Deux zones méridionale et septentrionale de porosité assez faible avec des valeurs moyennes de 3Md (puits 20) et 4,3(puits 15, puits 7)

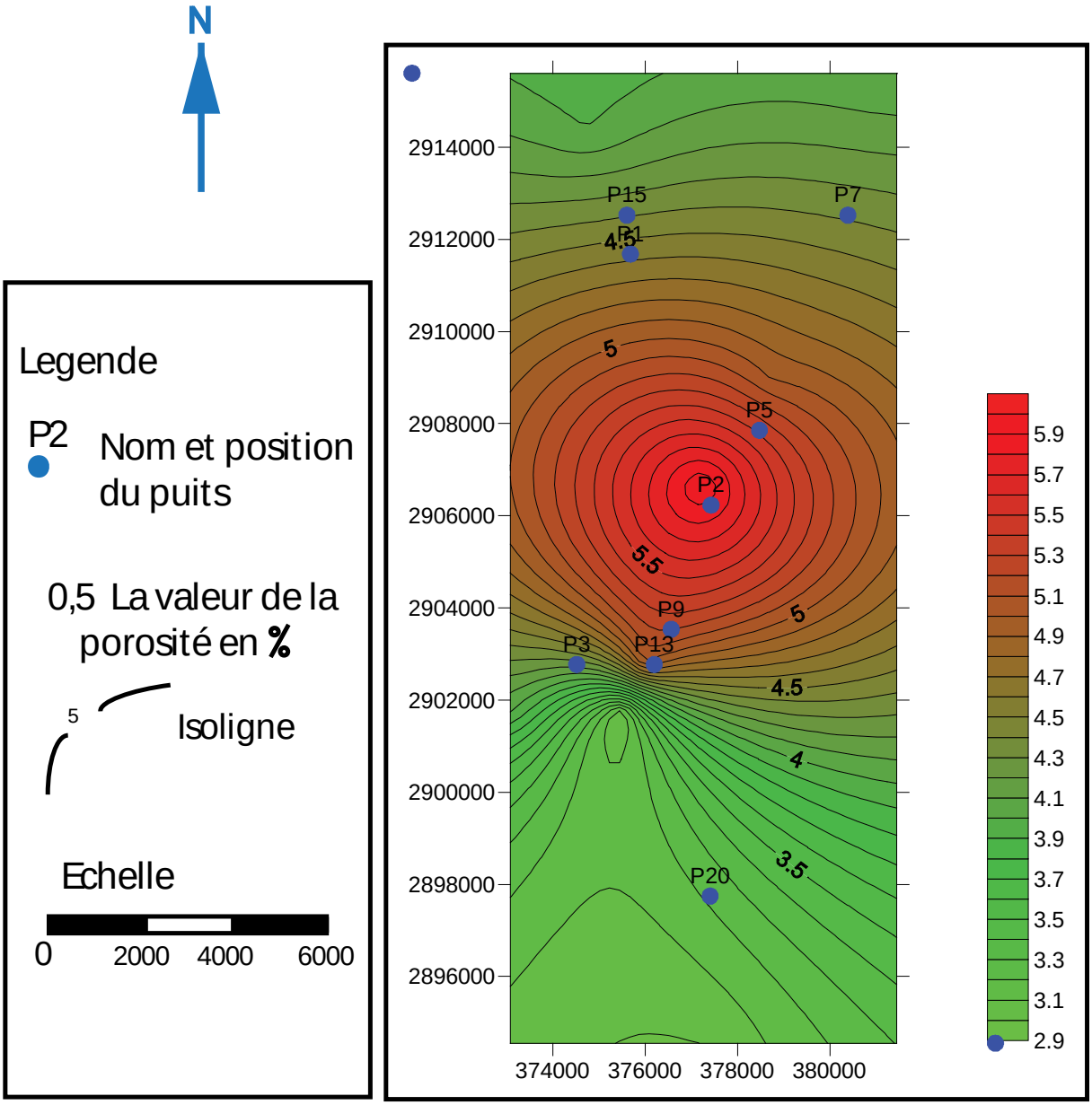


Fig72: Carte en isoporosité réservoir Ordovicien unité Grés d'El Goléa

I.3.Les Grés d'Oued Saret

I.3.1. La carte d'isoperméabilité

Les valeurs les plus élevées de la perméabilité que représentent l'unité de Grés de Oued Saret de réservoirs de l'Ordovicien centré a l'Est dans la zone septentrionale de la région, avec une valeur moyenne maximale de 2Md.

On remarque dans la carte d'iso-perméabilité de cette unité la dominance de la couleur vert représentant les valeurs moyennes faibles.

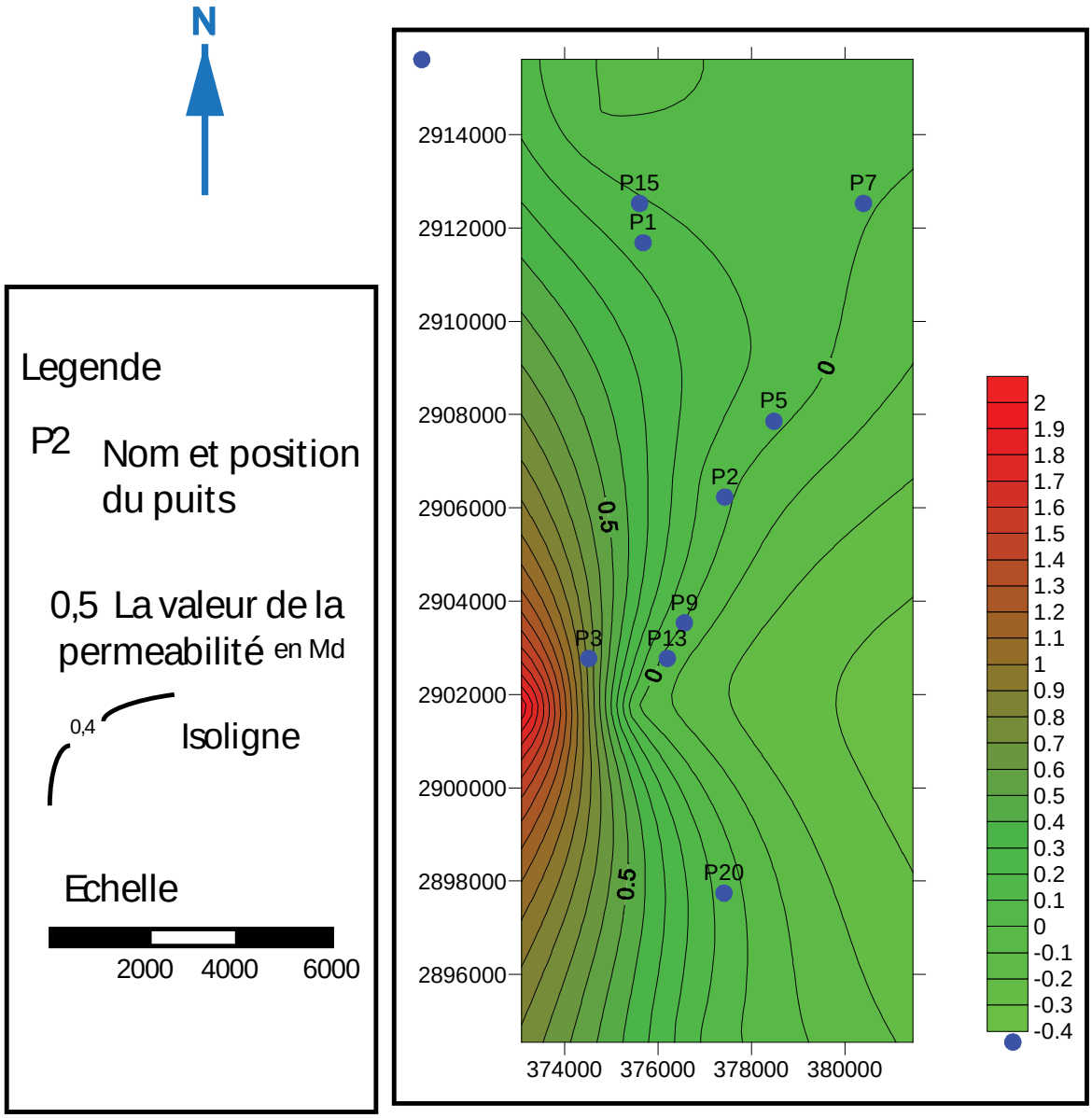


Fig73: Carte en iso perméabilités du réservoir Ordovicien unité Grés d'Oued Saret.

I.3.2. La carte d'isoporosité

Les valeurs moyennes de la porosité les plus élevée dans l'unité de Grés d'Oued Saret est concentré à l'Est dans la parie centrale dans la carte réalisé, avec 9% au nivaux de puits P5 et à 8,5% dans le puits P2.

Les zones méridionale et septentrionale pressentant les valeurs moyennes faibles.

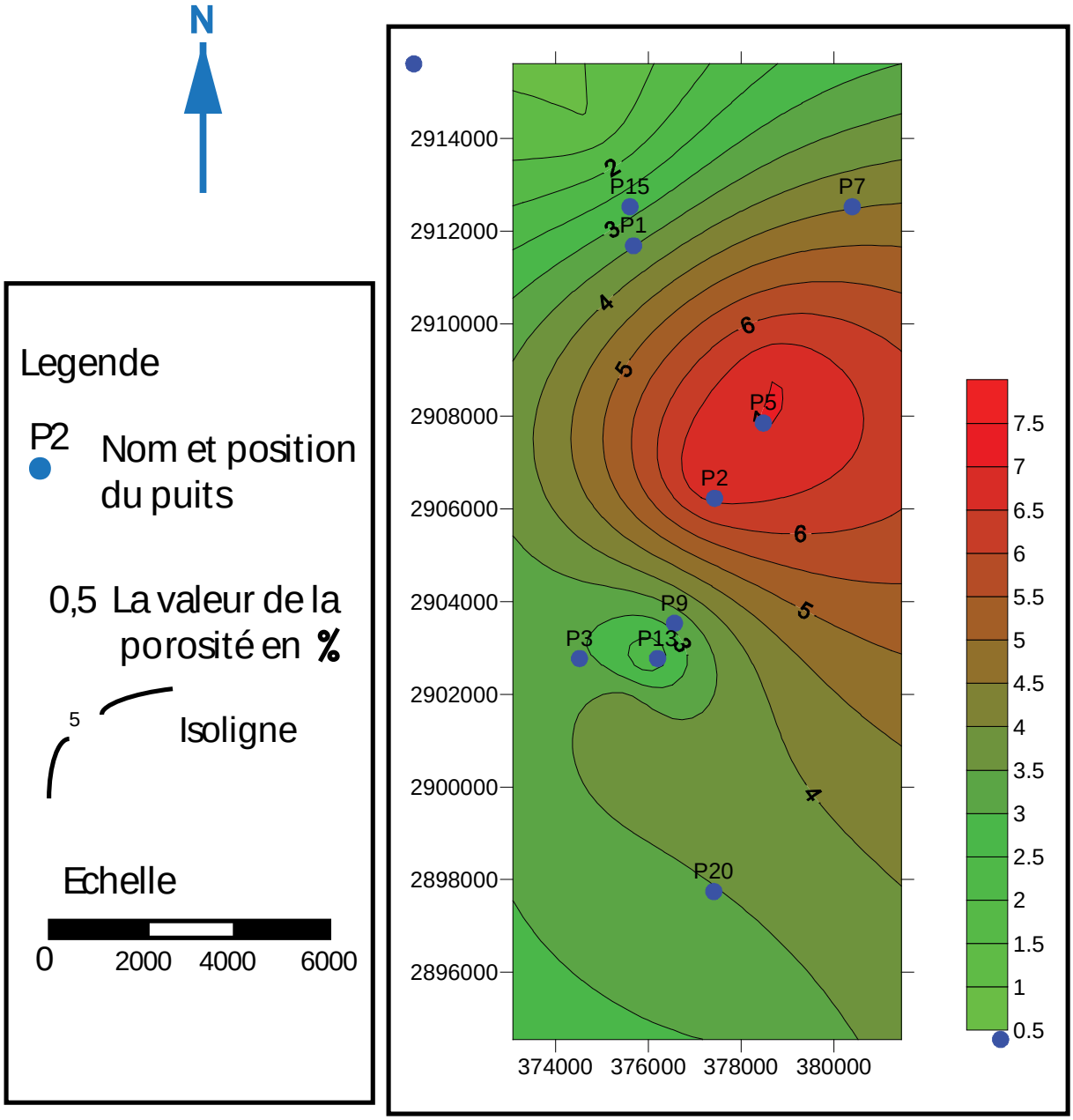


Fig.74 : Carte en iso porosité du réservoir Ordovicien unité Grés d'Oued Saret

I.4.Les Quartzites de Hamra

I.4.1. La carte d'isoperméabilité

La répartition des valeurs moyennes de perméabilité dans l'unité de Quartzites de Hamra est presque la même que l'unité de Grés de Oued Saret, talque les valeurs moyennes les plus élevée centrée à l'Est dans la zone septentrionale de la région, avec une valeur moyenne maximale de 2Md, et la dominance de la couleur vert représentant toujours les valeurs moyennes faibles.

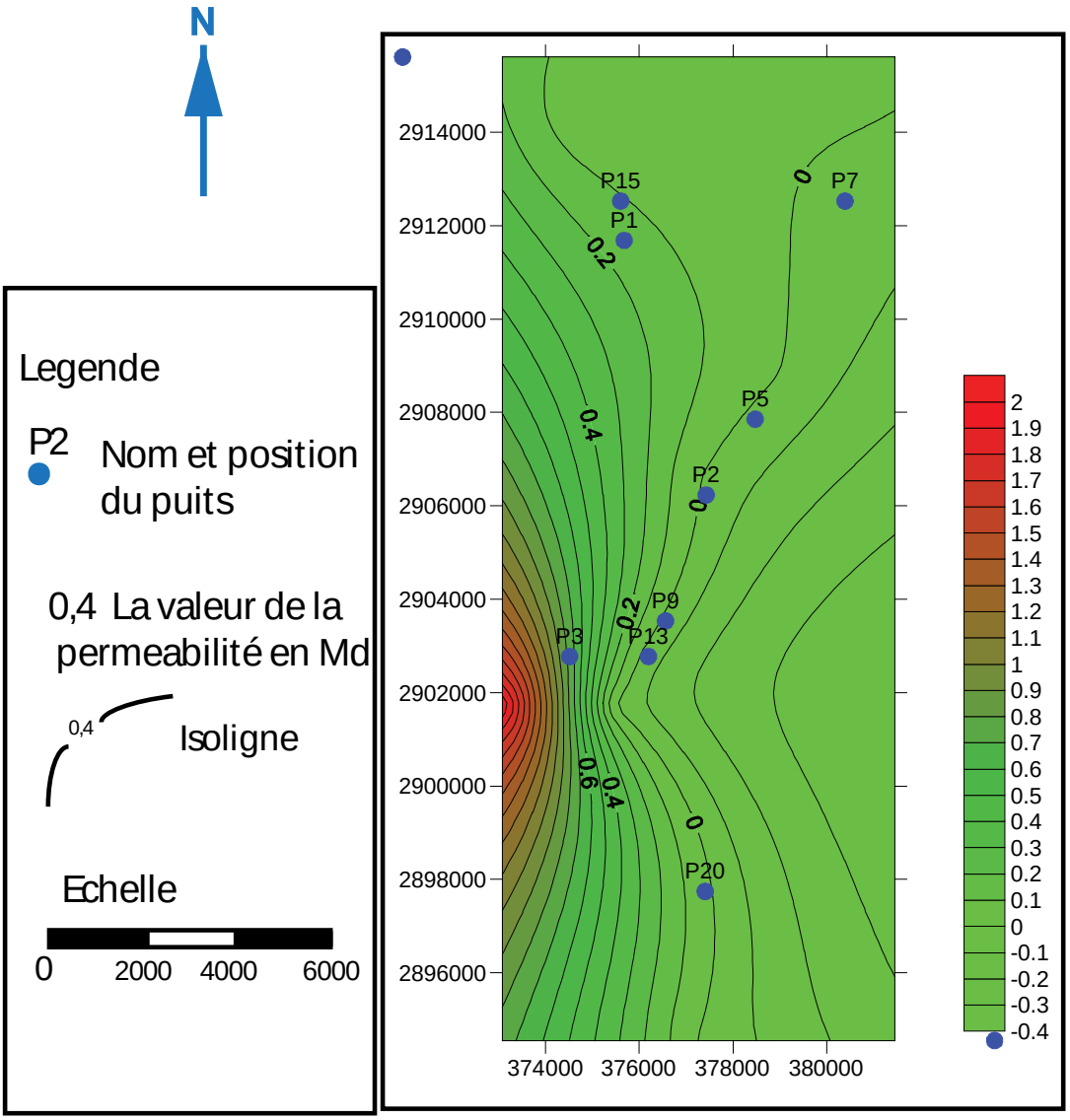


Fig. 75: Carte en iso perméabilités du réservoir Ordovicien unité de Quartzites de Hamra

I.4.2. La carte d'isoporosité

D'après cette carte que représentant les valeurs moyennes d'iso-porosité, on peut voir deux zones symétriques. Une zone rouge méridionale présentant les valeurs moyennes élevée de porosité de 7 Md mesurée dans les puits P1, P15, P7, et P15.Une zone vert septentrionale présentant les valeurs moyennes faible de porosité de 1 Md mesurée dans les puits P3, P9, P13, et P20.

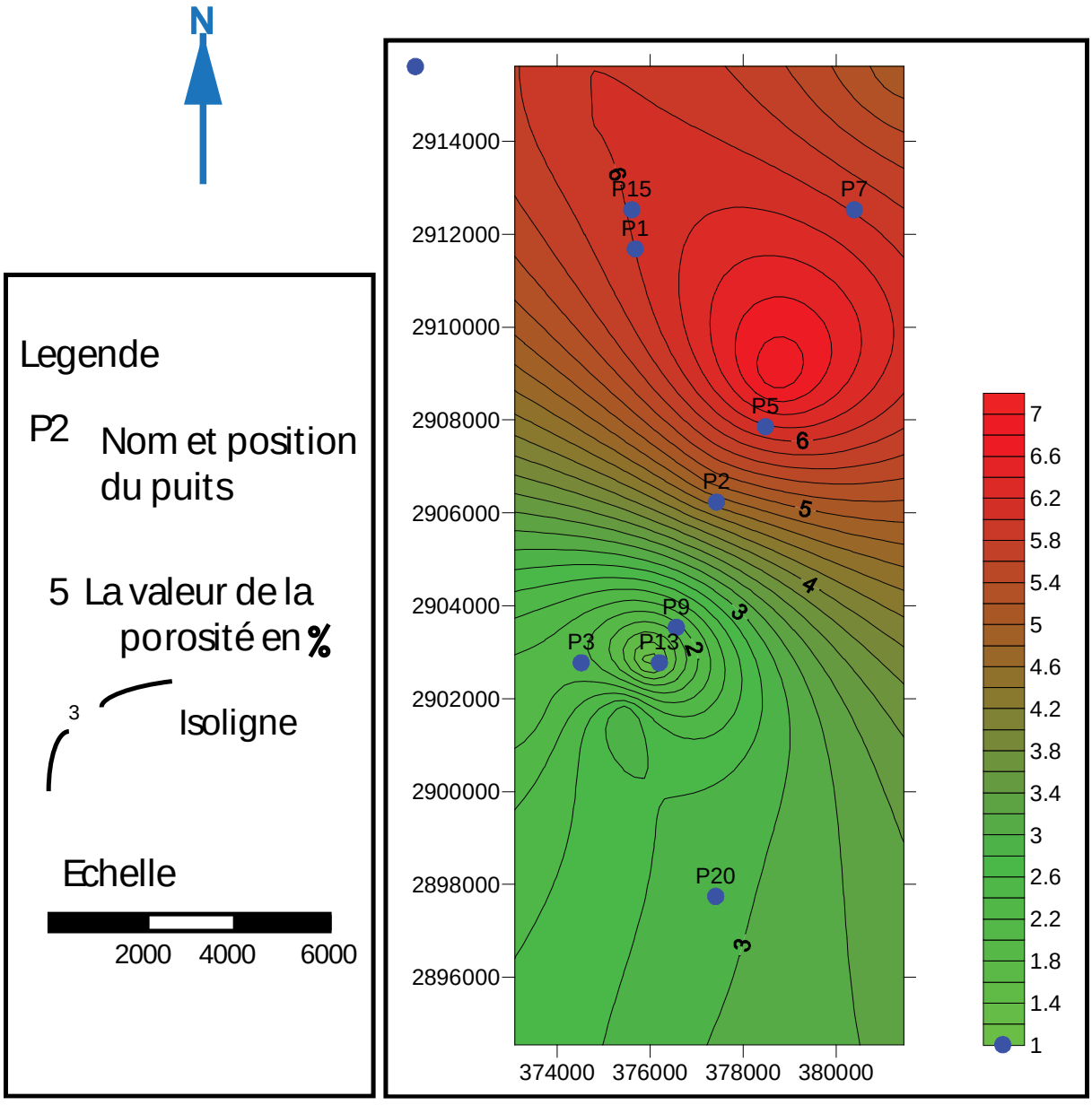


Fig.76: Carte en iso porosité du réservoir Ordovicien unité Grés de Quartzites de Hamra

II. Evolution verticale des paramètres petrophysiques

II.1. Dalle de M'kratta

II.1.1.Puits 1

Le toit de la Dalle de M'Kratta présente une diminution progressive de la porosité à partir une valeur maximale de 14% jusque 2% dans un 1m d'épaisseur.

La porosité reste absente entre 1586m jusque 1588m et elle remonte jusque 6%.

Les valeurs de la perméabilité sont de 0Md jusqu'à la profondeur1950m et elle prend une valeur maximale de 0,01Md à 1590,5m

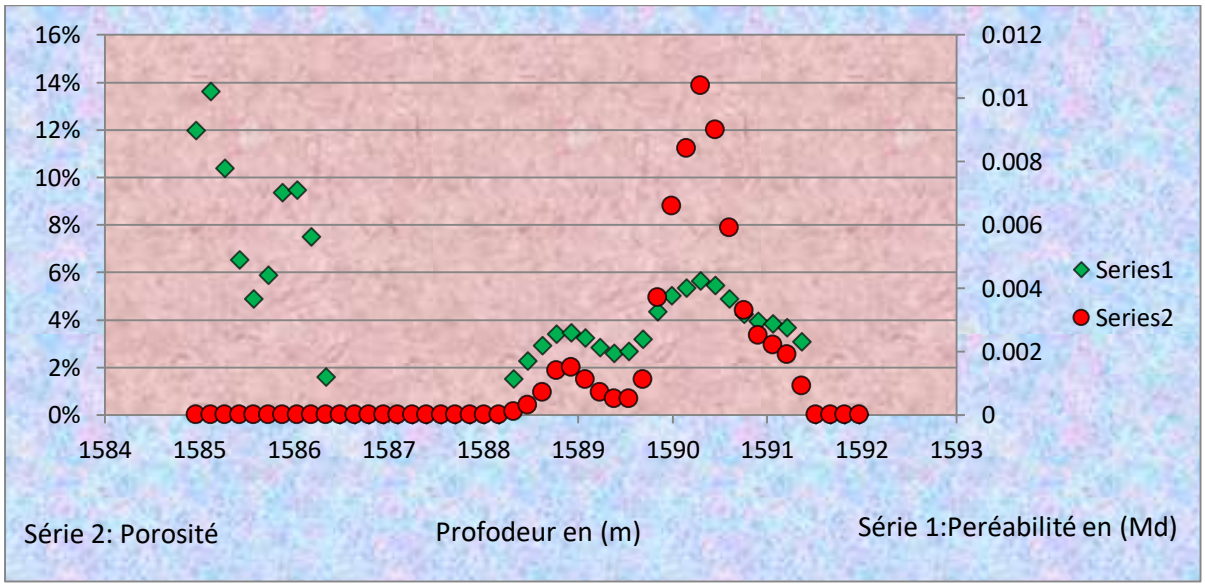


Fig.77 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P1

.

II.1.2.Puits 2

L'évolution verticale de la porosité dans cette unité montre une distribution en deux intervalles :

L'intervalle inferieur de 1395m où les valeurs de la porosité varient de 5% à 7%.

L'intervalle supérieur de 1395m où les valeurs de la porosité restent constantes.

L'évolution verticale de la perméabilité ne reste de 0Md dans cette unité.

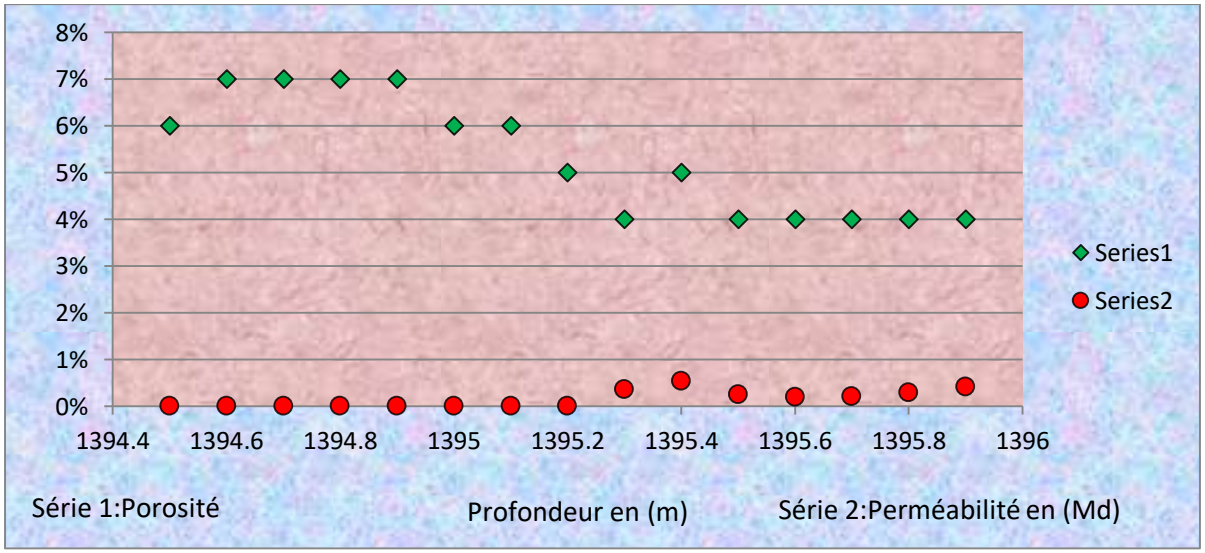


Fig.78 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P2.

.

II.1.3.Puits 3

La porosité dans cette unité du puits P3 varie entre 4% à 2%, et à partir de 1671,5m on remarque une progression des valeurs jusqu'à un maximum de 7%.

Les valeurs de la perméabilité restent nulles et à partir de 1672m les valeurs s'élèvent jusqu'à 0,02Md.

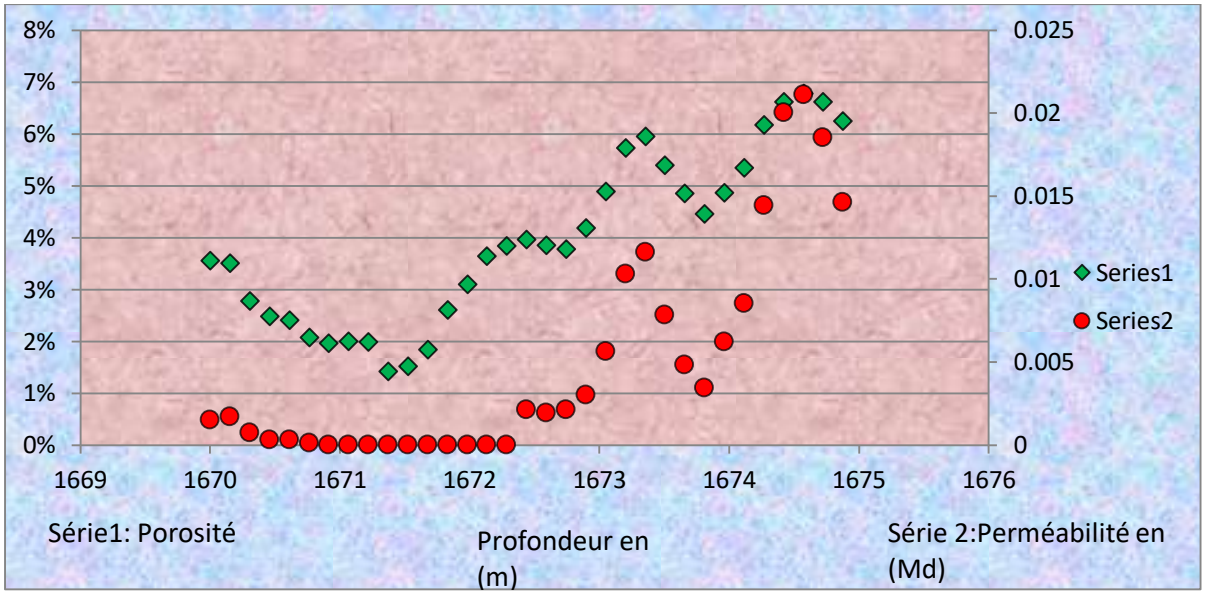


Fig.79 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P3.

II.1.4.Puits 20

La courbe de la porosité de l'unité de la Dalle de M'Kratta du puits P20 montre la présence de deux pics assez importants d'une valeur de 12% et de 16% entre 1878m et 1880m.A partir de 1880m la porosité reste stable d'une valeur de 6% jusqu'à 1886m où il' y a une chute de la valeur jusqu'à 0%.

On remarque les deux pics de la perméabilité assez importants par rapport un réservoir compact à la profondeur 1880m d'une valeur maximale de 1,4Md.

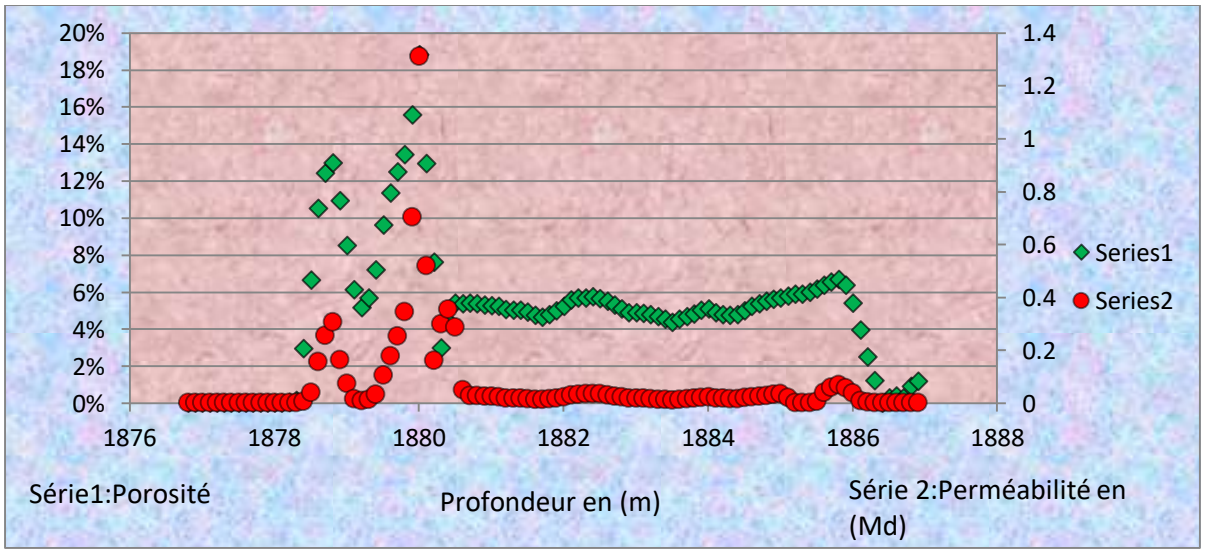


Fig.80 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P20.

II.2. les Grés d'El Goléa

II.2.1.Puits 1

La porosité de cette unité dans ce puits varie dans l'intervalle de 3% à 6%.Par contre les valeurs de la perméabilité varient de 0,002Md à 0,01Md mais il y a quelques pics où les valeurs varient de 0,4Md à 0,18Md.

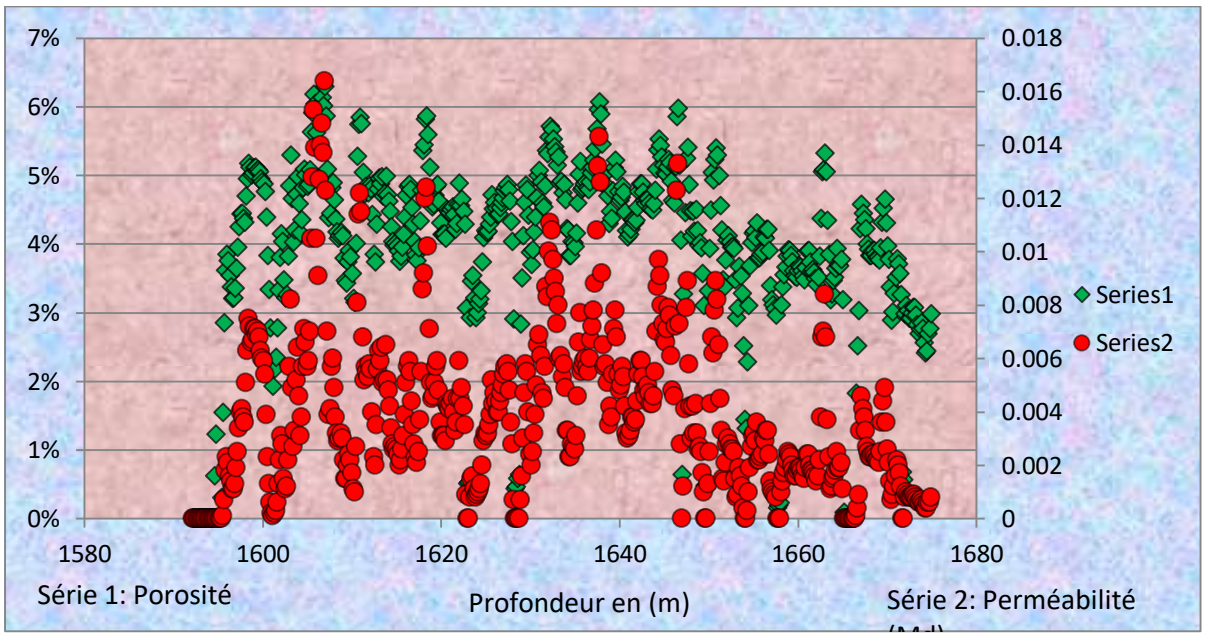


Fig.81 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa du Puits 1.

II.2.2.Puits 2

L'évolution verticale de la porosité (Fig) montre des valeurs entre 4% et 6% dans l'intervalle de 1500m à 1550m et il y a des pics de 1512m, 1535m, 1545m. La porosité est de 9%, et 10% à la profondeur de 1560m.

La perméabilité présente des valeurs comprises entre 0Md et 0,02Md, et prend la valeur 0,06Md dans des pics de 1512m et 1535m et de 0,08Md et 0,12Md dans les pics de profondeur 1545m et 1560m.

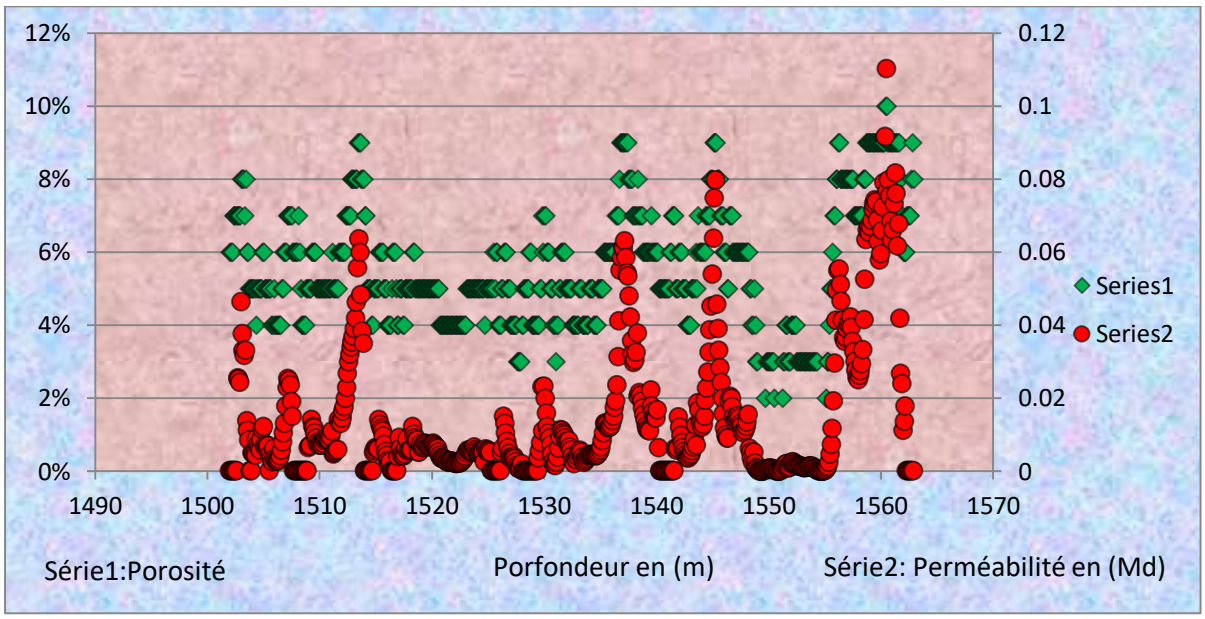


Fig.82 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa Puits 2.

II.2.3.Puits 3

La distribution de la porosité dans ce puits (unité des Grés d'El Goléa) présente de bonnes valeurs de 10% dans l'intervalle1680m-1690m.Elle varie entre 4% et 6% de 1700m à 1720m de profondeur et reste constante entre 3% et 5% à partir de la profondeur de 1720m.

La perméabilité est comprise entre 0Md et 0,01Md sauf dans la profondeur comprise entre 1680m et1690 où la perméabilité s'élève jusque 0,07md.

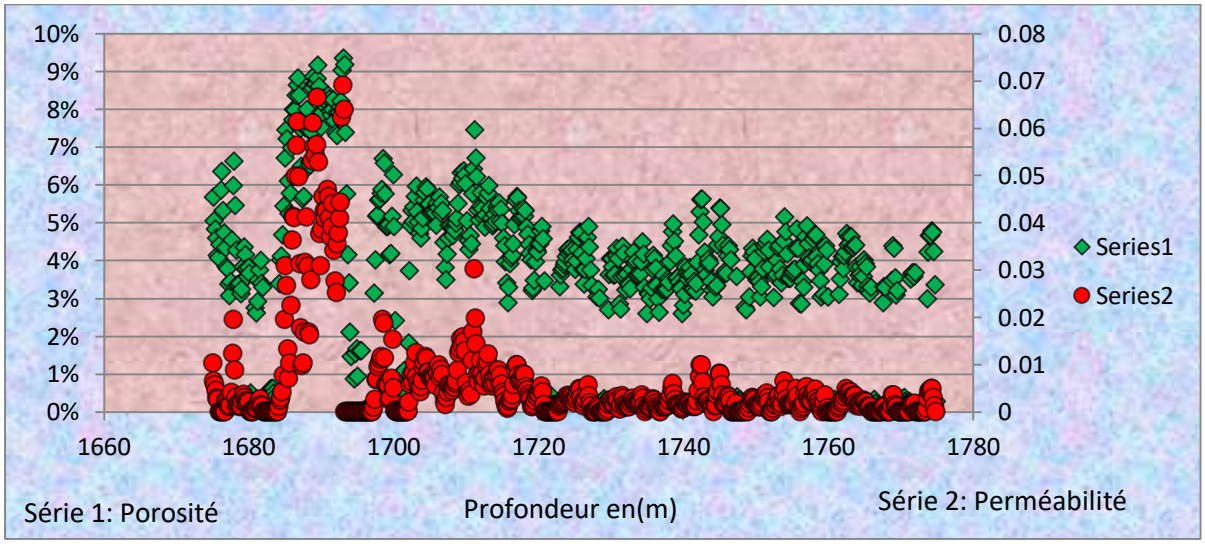


Fig.83 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa Puits 3.

II.1.4.Puits 20

Le diagramme montre une distribution en quatre intervalles :

L'intervalle de 1880m -1910m : les valeurs élevées de la porosité sont localisées à la profondeur 1900 m avec une valeur de 9%. Les valeurs de la perméabilité sont de 0Md.

L'intervalle de 1930m-1940m : une valeur maximale de porosité de14% enregistrée dans la profondeur de 1920m. La valeur maximale de perméabilité est de 1,5Md.

L'intervalle de 1930m-1950m : les valeurs maximales de la porosité et de la perméabilité sont 16% et 2Md à la profondeur de 1935m.

L'intervalle de 1940m-1980m : la porosité varie de 0% à 0,5% et la perméabilité est de 0 Md sauf à la profondeur de 1960m où la valeur de la porosité est de 16% et la perméabilité de 2,5Md.

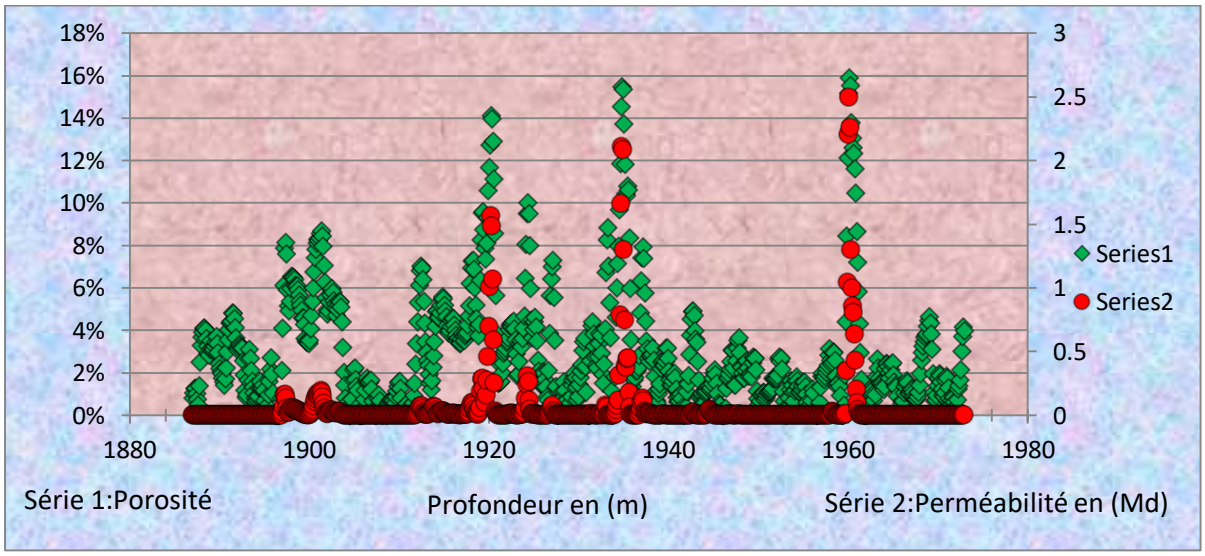


Fig.84 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'El Goléa du Puits 20.

II.3. Les Grés d'Oued Saret

II.3.1.Puits 1

On peut voir cinq pics des valeurs les plus élevées de la porosité enregistrés dans les profondeurs suivantes :

A 1980m : on a 4% à 1730m ; on a 5% à 1750m ; 9% à 1780m ;7% et à 1790m on a 6%.

La perméabilité est 0Md dans cette unité qui peut prendre une valeur maximale de 0,01Md au mur.

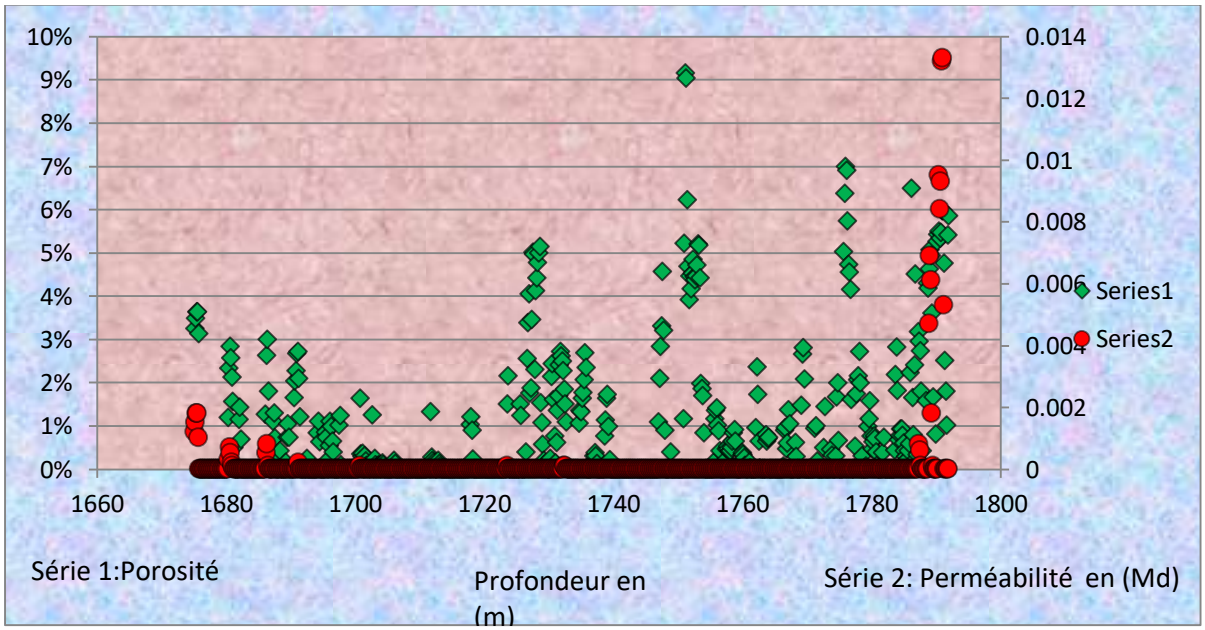


Fig.85: Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'Oued Saret Puits 1.

II.3.2.Puits 2

La porosité dans cette unité varie entre 4% et 9% à l'intervalle de 1500m-1550m, elle va diminuer à 2% entre 1550m-1560m et à partir de 1560m les valeurs sont élevées et sont comprises entre 8% à16%.

La perméabilité dans l'intervalle de 1500m-1560m varie de 0Md à 0,05Md puis de 0Md à 0,15Md dans l'intervalle de 1570m à 1600m. On enregistre 0,35 comme une valeur maximale à la profondeur de 1565m.

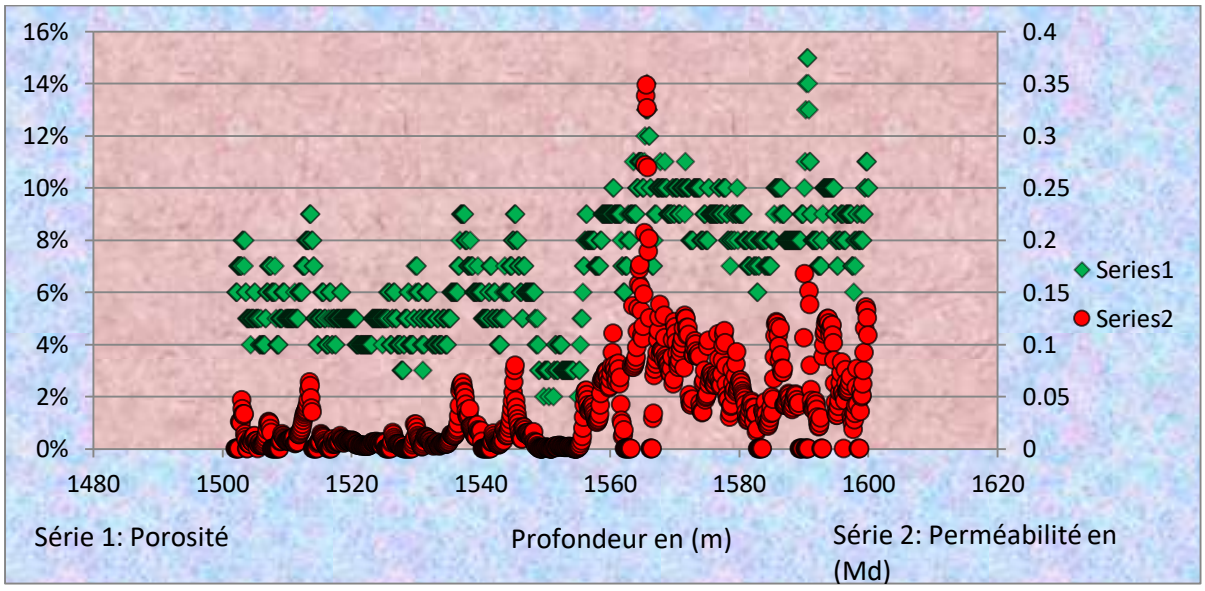


Fig.86 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'Oued Saret du Puits 2.

II.3.3.Puits 3

La porosité varie au toit de cette unité entre 2% à 6% et à partir de 1790m les valeurs augmentent progressivement jusqu'à 20% et vont diminuer jusqu'à 0% à 1820m, à partir de là aucune valeur n'est enregistrée.

La perméabilité varie de 0Md à 0,00Md dans l'intervalle 1770m-1785m et 0Md à 0,014Md dans l'intervalle 1790-1800m.

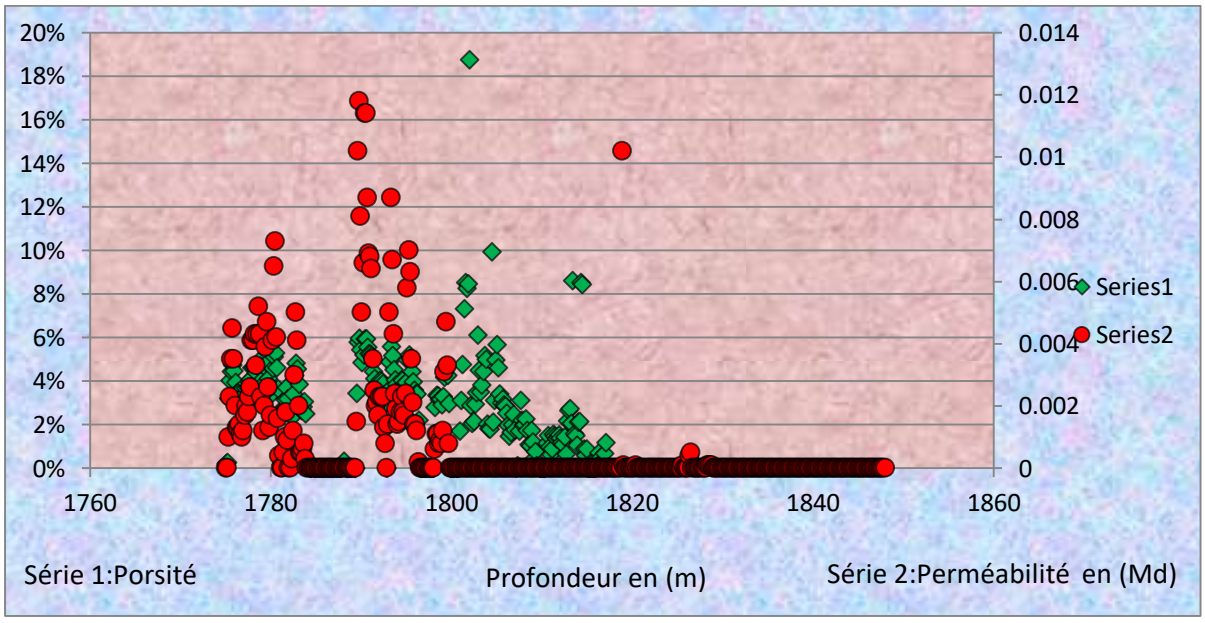


Fig.87 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Grés d'Oued Saret Puits 3.

II.3.4.Puits 20

Cette unité de réservoir présente une porosité élevée avec une valeur maximale de 7% entre 1980m et 1982m, accompagnée d'une augmentation brusque de la perméabilité avec une valeur maximale de 0,2 Md, et dans le reste de la profondeur la perméabilité est nulle.

La porosité est de 2% à 5% dans l'intervalle de 1970m à 1980, de 1% à 3% dans l'intervalle 1985à 1990m, de 0% entre 1995m et 2000m et de 0% à 3% entre 200m à 2010m.

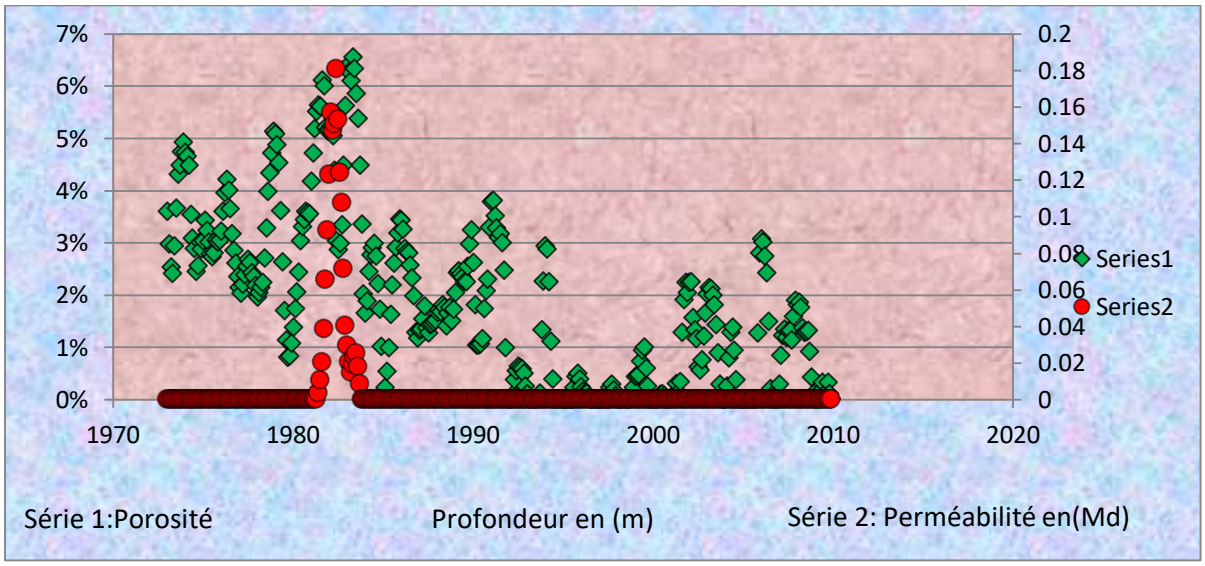


Fig.88 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité de la Dalle de M'Kratta du Puits P.

II.4.Les Quartzite de Hamra

II.3.1.Puits 1

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité varient de la même manière c'est-à-dire que lorsque les valeurs de la porosité augmente les valeurs de la perméabilité aussi augmentent.

Entre 1790m et 1800m le pic de porosité prend la valeur maximale de 12%, et une valeur de perméabilité de 0,14 comme une valeur maximale. La perméabilité est faible alors que la porosité varie entre 4% et 8%.

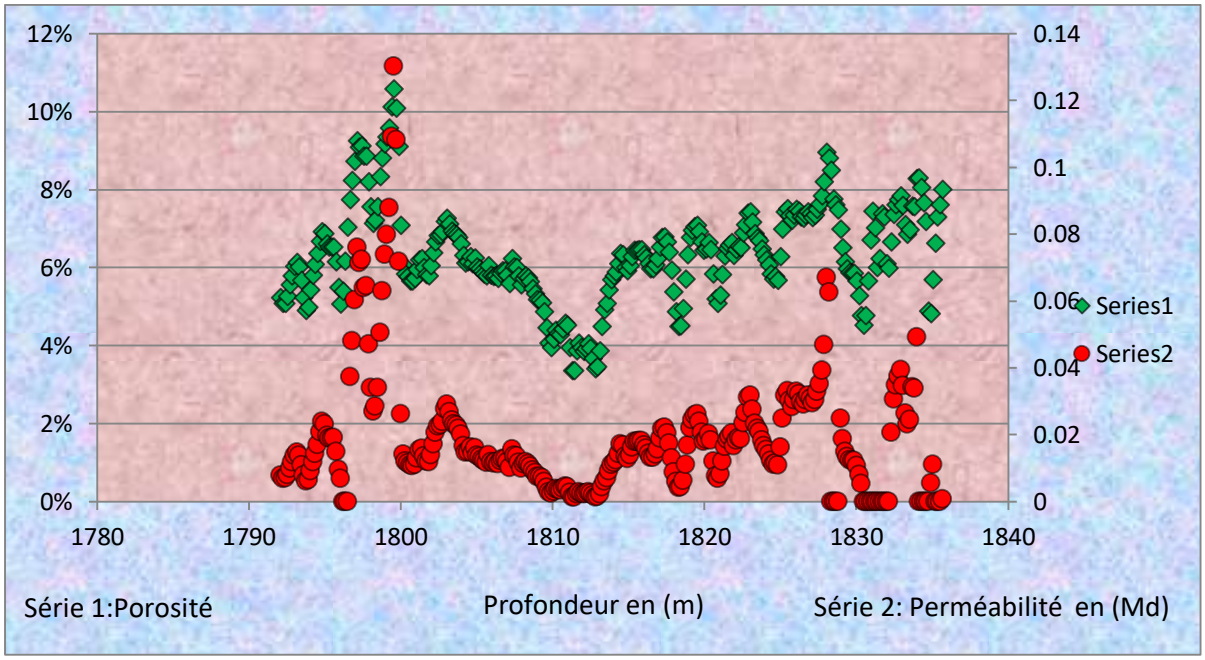


Fig.89 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Quartzites de Hamra puits 1.

II.4.2.Puits 2

L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité montre deux bandes :

Une bande des valeurs de la porosité de 4% à 10% et une bande des valeurs de la perméabilité de 0Md à 0,6Md sauf dans les profondeurs de 1600m et 1620m où la perméabilité prend la valeur 0,1Md.

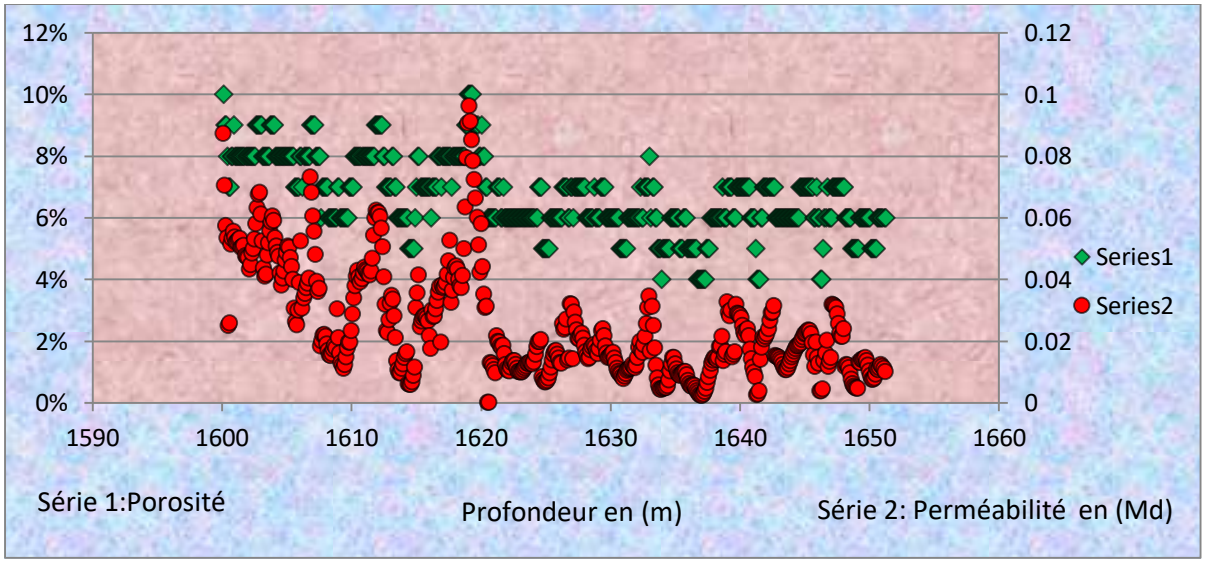


Fig.90 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Quartzites de Hamra Puits 2.

II.4.3.Puits20

Ce puits présente une porosité élevée de 5% à 2020 m à 2040 m et à 2060 m mais les valeurs varient entre 1% à 4%.

La perméabilité est négligeable avec des valeurs maximales de 0,02Md à 2020m et à 2060m.

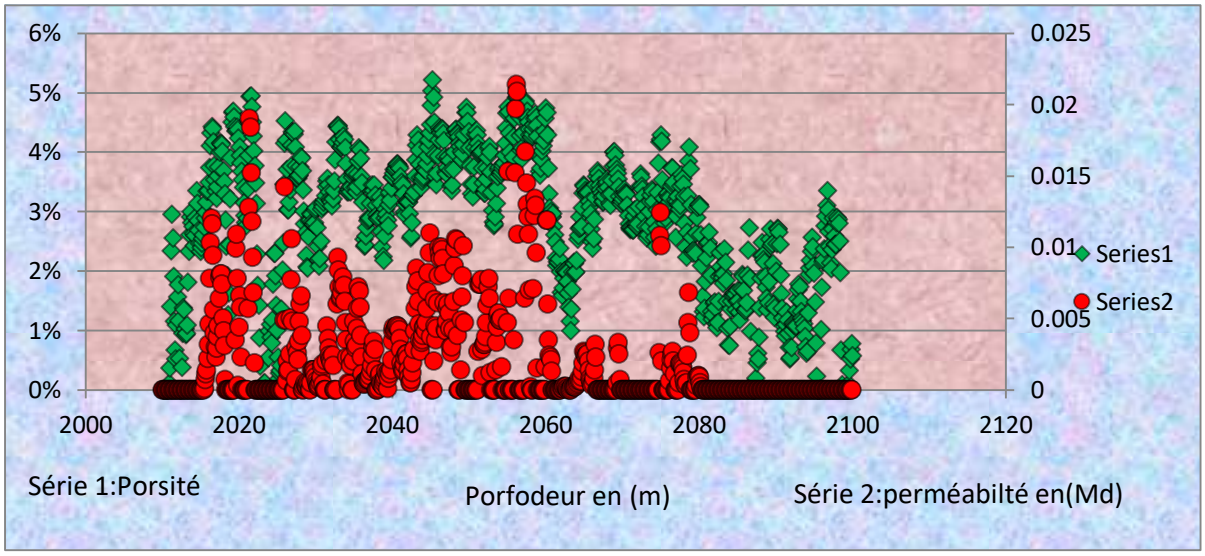


Fig.91 : Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité des Quartzites de Hamra du puits 20.

III. Les diagrammes de corrélation

III.1. Dalle de M'krata

III.1.1.Puits1

La courbe présentant la variation de la perméabilité en fonction de la porosité montre une relation logarithmique. Le coefficient de corrélation est de 0,04 ce qui ne montre aucune relation entre ces paramètres.

Dans cette courbe nous n'observons que les fortes valeurs de porosité regroupées indépendant de la perméabilité. Cette distribution s'explique par la nature de ces valeurs que correspondrait au phénomène de diagenèse.

La porosité ne dépasse pas 6% et la perméabilité est très faible correspondant à un réservoir compact.

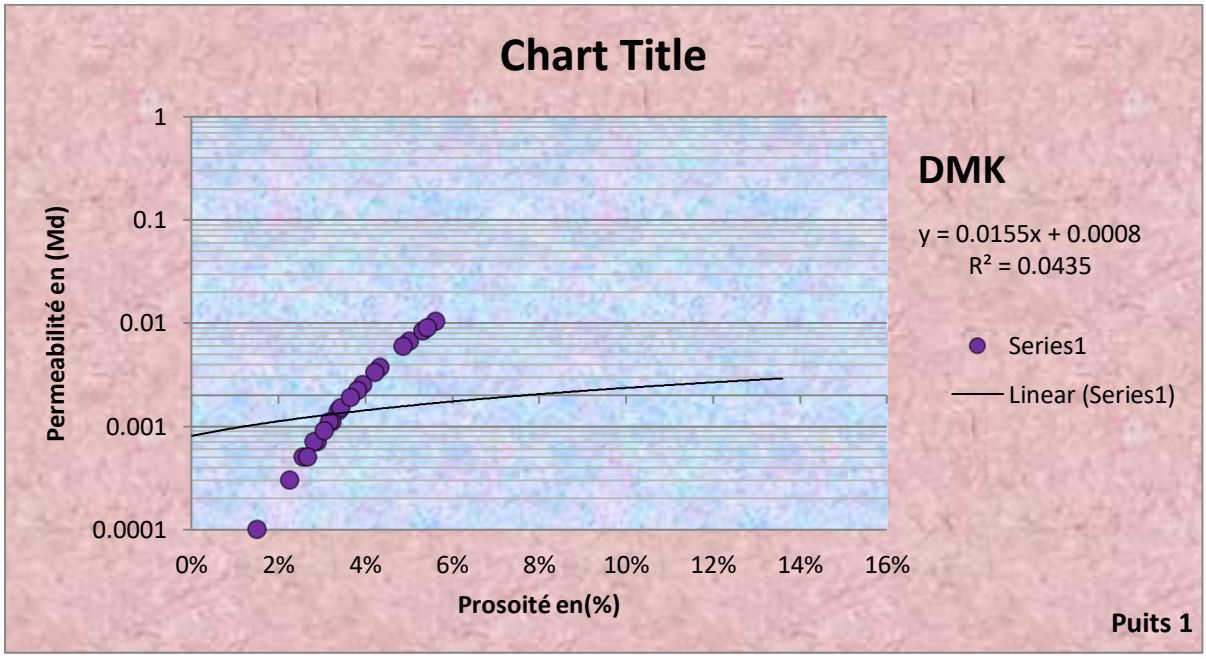


Fig.92 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta du puits 1.

III.1.2.Puits2

Il y a une mauvaise relation entre la perméabilité et la porosité dans l'unité de la Dalle de M'Kratta avec un coefficient de corrélation R^2=0,48.

Nous remarquons que les valeurs de la perméabilité varient avec l'augmentation de la porosité qui ne dépasse pas la valeur 4,5%. Cette distribution correspond à un réservoir compact et traduit les phénomènes diagénétiques.

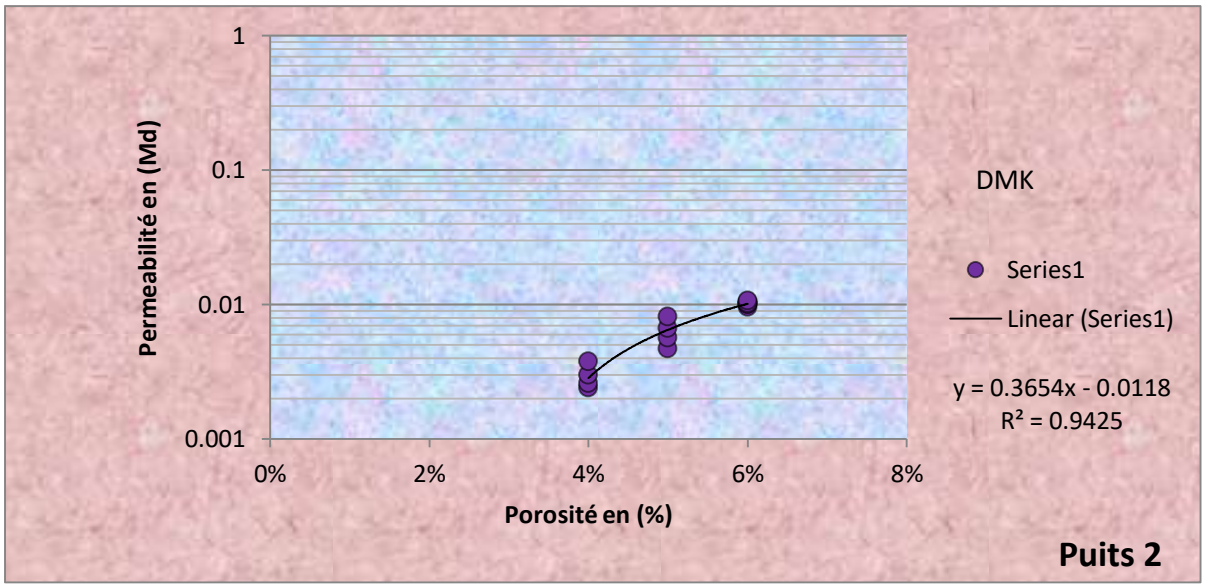


Fig.93 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta du Puits 2.

.

III.1.3.Puits3

Dans ce puits P3 au nivau de l'unité de la Dalle de M'Kratta du réservoir de l'Ordovicien, la courbe de corrélation présentant les variations des paramètres pétrophysiques montre une fonction logarithmique avec une coefficient de corrélation bon R^2=0,76.Les valeurs de la porosité augment progressivement jusqu'à la valeur 6,5% accompagnée par des valeurs de perméabilité restant constantes dans l'intervalle de [0,01%-0,001%]. Cette distribution s'explique par le phénomène de le diagénèse.

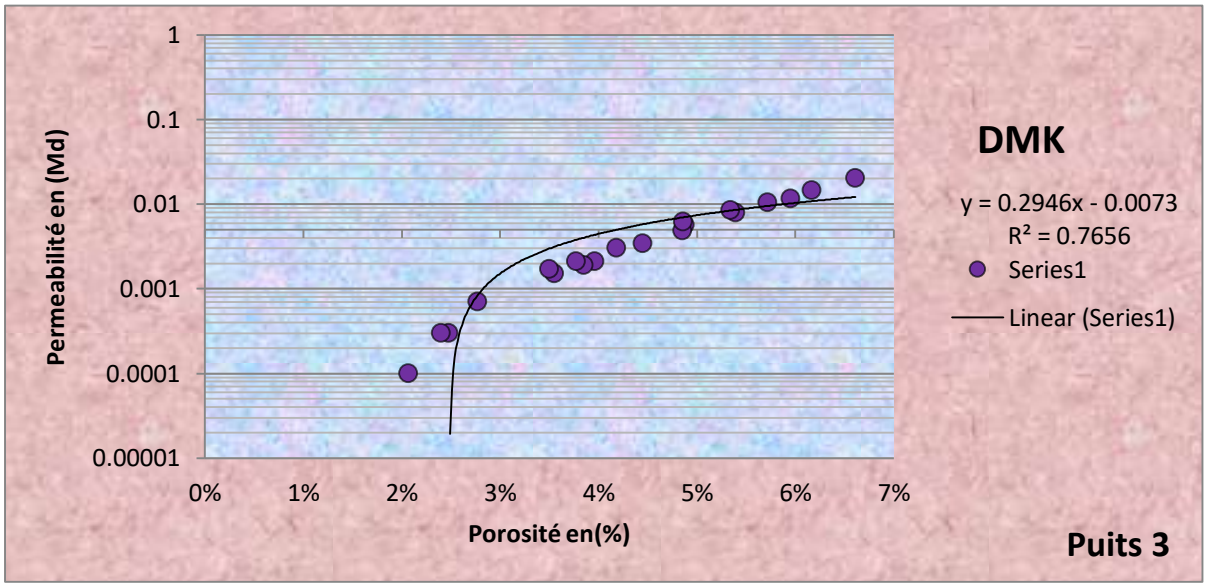


Fig.94 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta.

III.1.4.Puits20

La courbe présentant la variation de la perméabilité en fonction de la porosité montre une relation logarithmique. Le coefficient de corrélation est de 0,45 ce qui montre une mauvaise relation entre ces paramètres.

Lorsque les valeurs de la porosité varient entre 0% et 5% on a une variation de la perméabilité de 0Md à 0,1Md.

Et lorsque les valeurs de la porosité varie de 7% à 20%, les valeur de la perméabilité reste entre 0,1Md et 1Md mais la relation est linéaire et on sort du domaine compact.

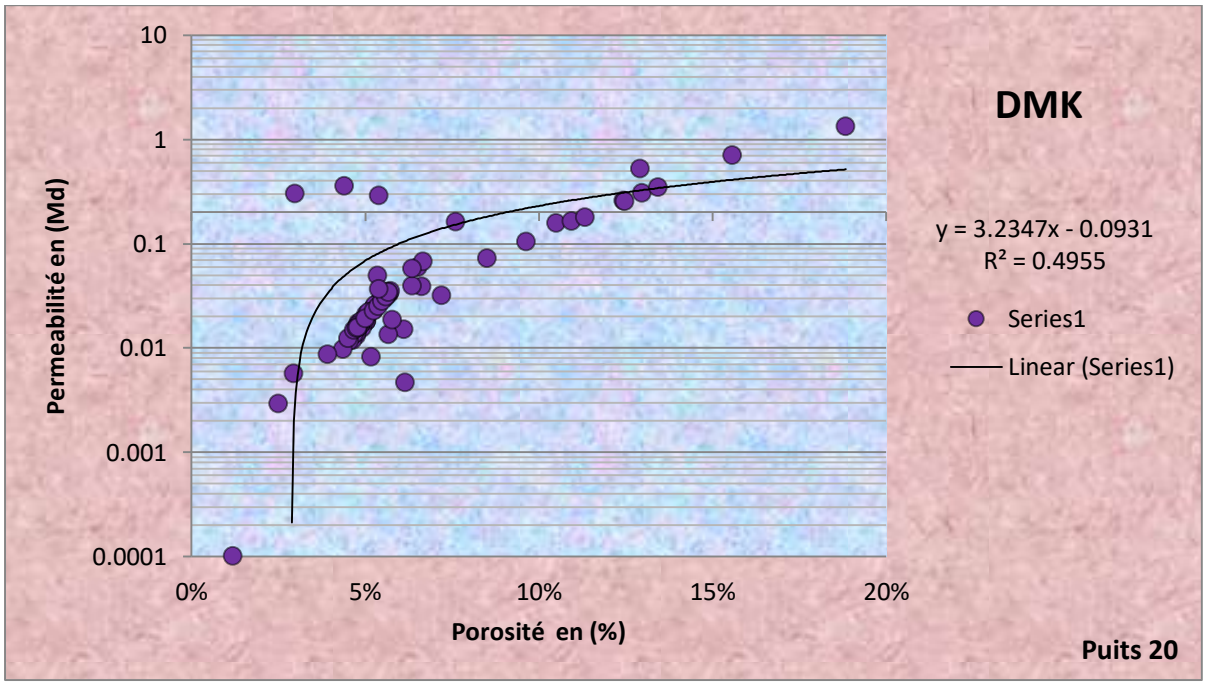


Fig.95 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité de la Dalle de M'kratta.

III.2. Les Grés d'El Goléa

III.2.1.Puits1

Il n'y a pas une bonne relation entre la perméabilité et la porosité. Le coefficient de corrélation est de R^2= 0,65.

Aussi dans ce diagramme nous notons que la porosité varie selon la variation de la perméabilité mais avec des faibles valeurs de perméabilité.

Le réservoir est très compact et la valeur de la porosité ne dépasse pas la valeur de 6,5%.

Cette distribution s'explique par la nature de ces valeurs que correspondrait au phénomène de diagenèse.

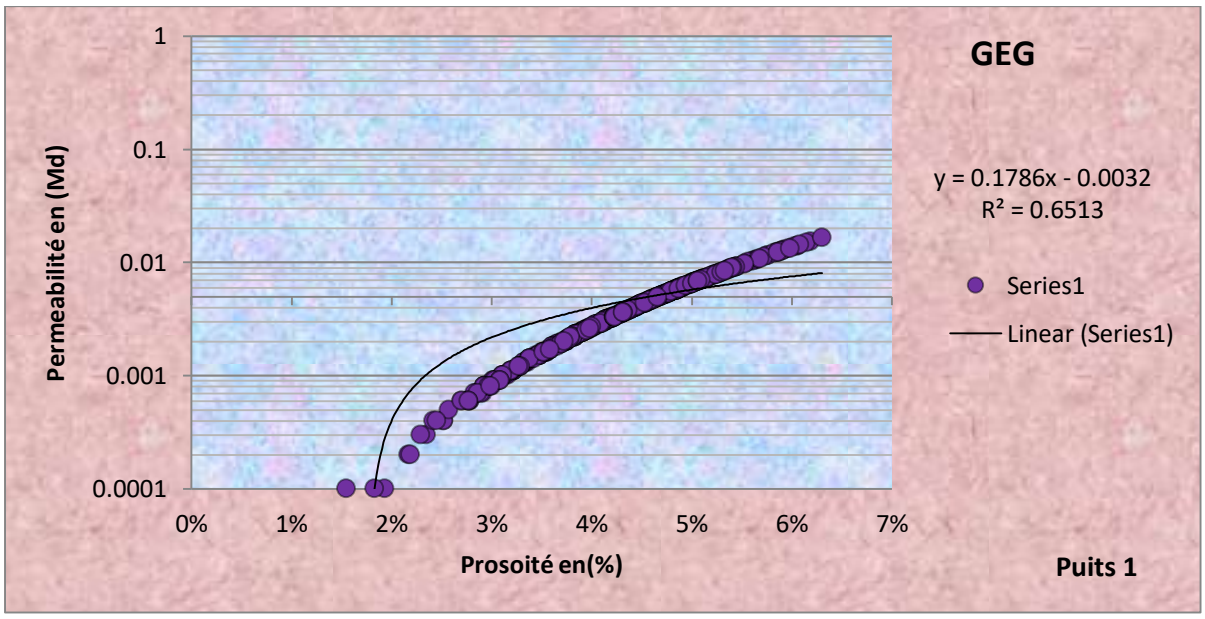


Fig.96 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 1.

III.2.2.Puits 2

D'après la courbe de corrélation de la perméabilité et la porosité de l'unité de Grés d'El Goléa on peut voir une corrélation entre les deux paramétrés faible représentée par un coefficient de corrélation de R^2=0,42.

Cette unité de réservoir est caractérisée par une bonne valeur de porosité, élevée progressivement jusqu'à une valeur maximale de 14% accompagné par une augmentation des valeurs de perméabilité.

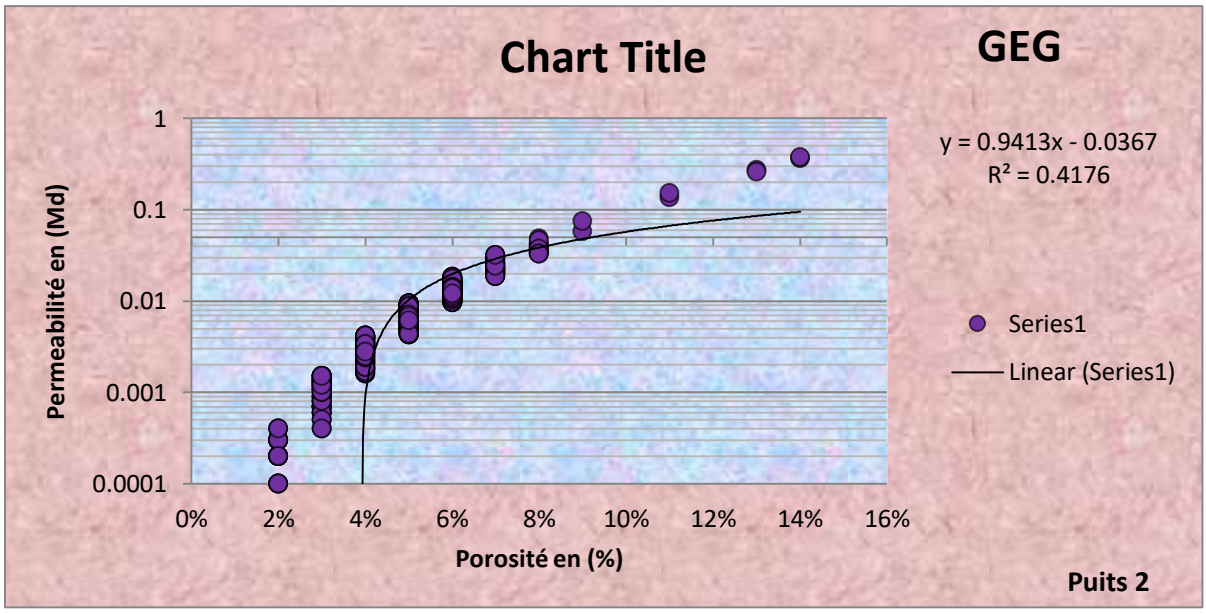


Fig.97 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 2.

III.2.3.Puits 3

La courbe de corrélation entre les valeurs de porosité et perméabilité est en fonction logarithmique. La corrélation entre ces paramètres est représentée par un coefficient de corrélation de 0,5.

La courbe montre une augmentation linéaire des deux paramètres mais sans passer par l'origine. Ceci montre une variation du taux de compaction et du pourcentage de cimentation.

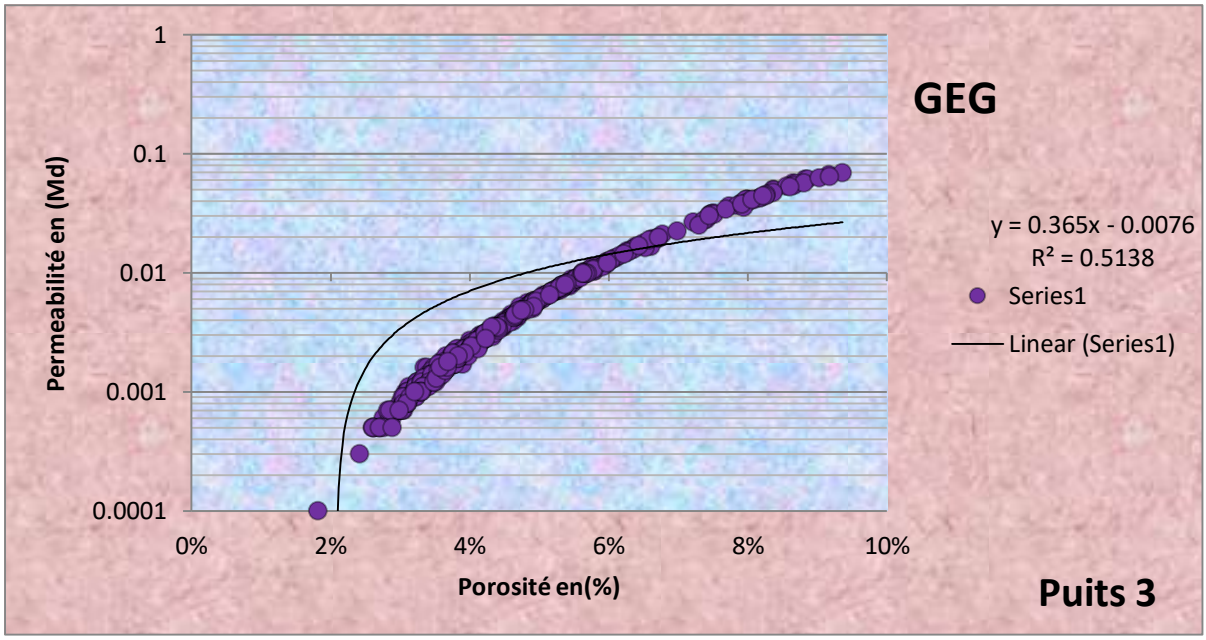


Fig.98 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 3.

III.2.4.Puits 20

La courbe de corrélation des paramètres pétrophysiques dans l'unité de Grés d'El Goéa représentant des valeurs de perméabilité en fonction logarithmique, avec une relation peu importante avec un coefficient de corrélation moyen R^2= 0,48.

Les valeurs de la perméabilité augment vers la valeur de 0,1Md lorsque les valeurs de la porosité reste constante entre 0% à5%, ensuite une augmentation proportionnelle des deux paramètres jusque 1Md de perméabilité et 15% de Porosité. On a une partie du réservoir compacte et une partie cimentée.

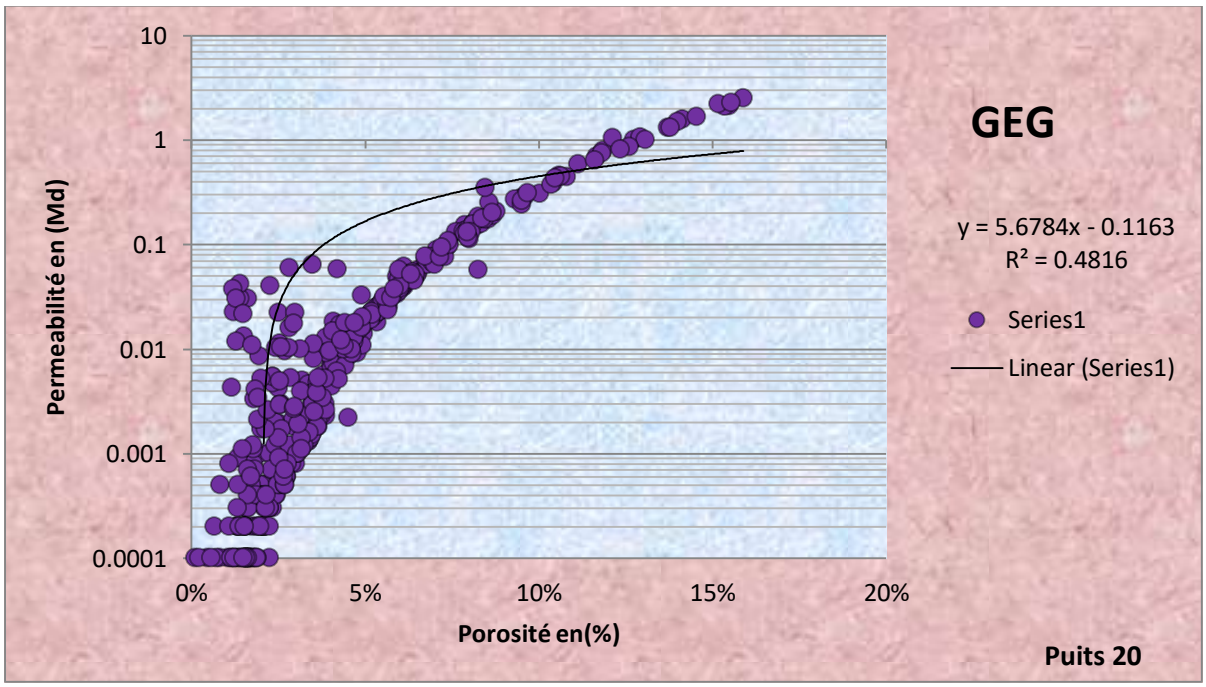


Fig.99 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité de réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'El Goléa du Puits 20.

III.3. Les Grés d'Oued Saret

III.3.1.Puits 1

La courbe de corrélation de l'unité des Grés d'Oued Saret dans ce puits P1 présentant les variations de paramètre pétrophysique montre une fonction logarithmique, est avec un coefficient de corrélation faible R^2=0,13, il n'y a aucune relation entre la porosité et la perméabilité.

Le réservoir dans ce puits est compact car il ne dépasse pas la valeur de 6%.

La nature de ces valeurs s'explique par le phénomène de la diagénèse dans ce cas qui traduit un réservoir compact.

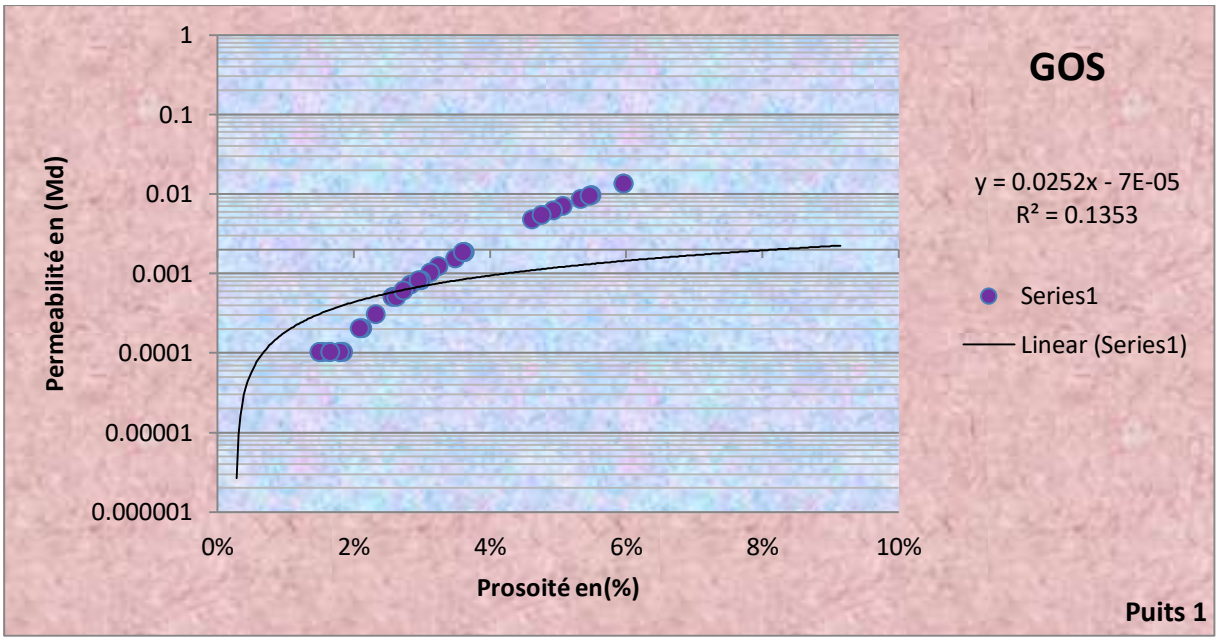


Fig.100 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'Oued Saret du Puits 1.

III.3.2.Puits 2

Il y a une mauvaise relation entre les valeurs de la porosité et de la perméabilité dans cette unité du puits P2 représentée par une fonction logarithmique. Le coefficient de corrélation est de 0,6.

Les valeurs de la porosité varient entre 5% et 15% proportionnellement avec la variation des valeurs de la perméabilité.

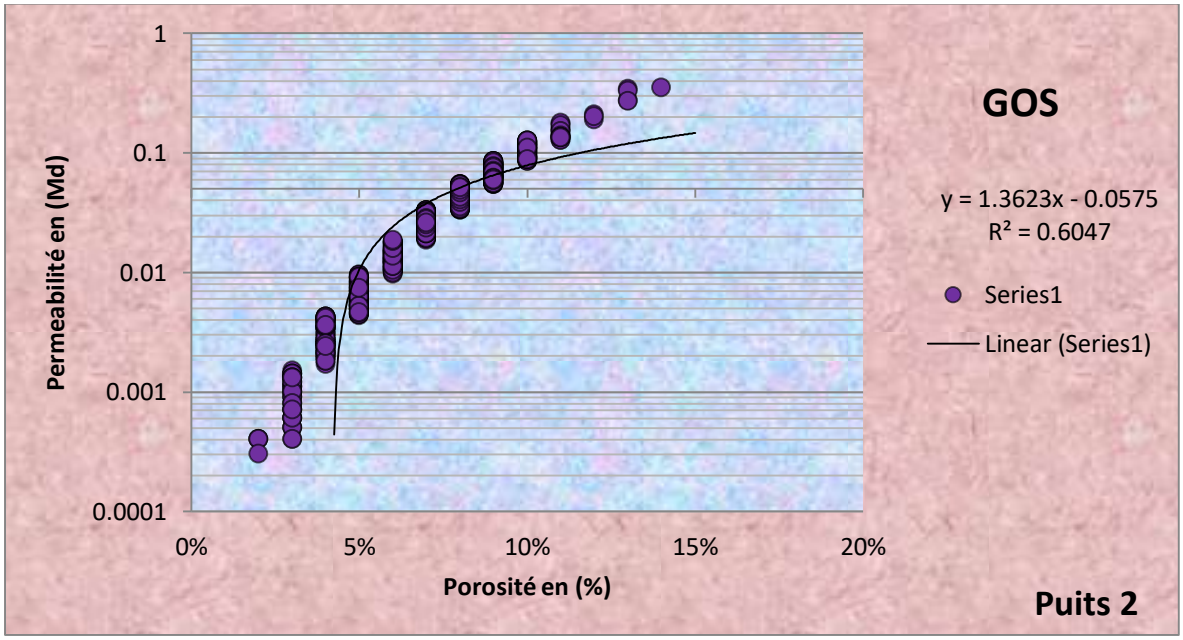


Fig.101 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'Oued Saret du Puits 2.

III.3.3.Puits 3

La courbe de corrélation de l'unité de Grés d'Oued Saret dans ce puits P1 présentant les variations de paramètres pétrophysiques montre une fonction logarithmique avec un coefficient de corrélation faible $R^2=0$.

Nous remarquons que les valeurs de la porosité varient faiblement par rapport la variation de la perméabilité. C'est un réservoir compact.

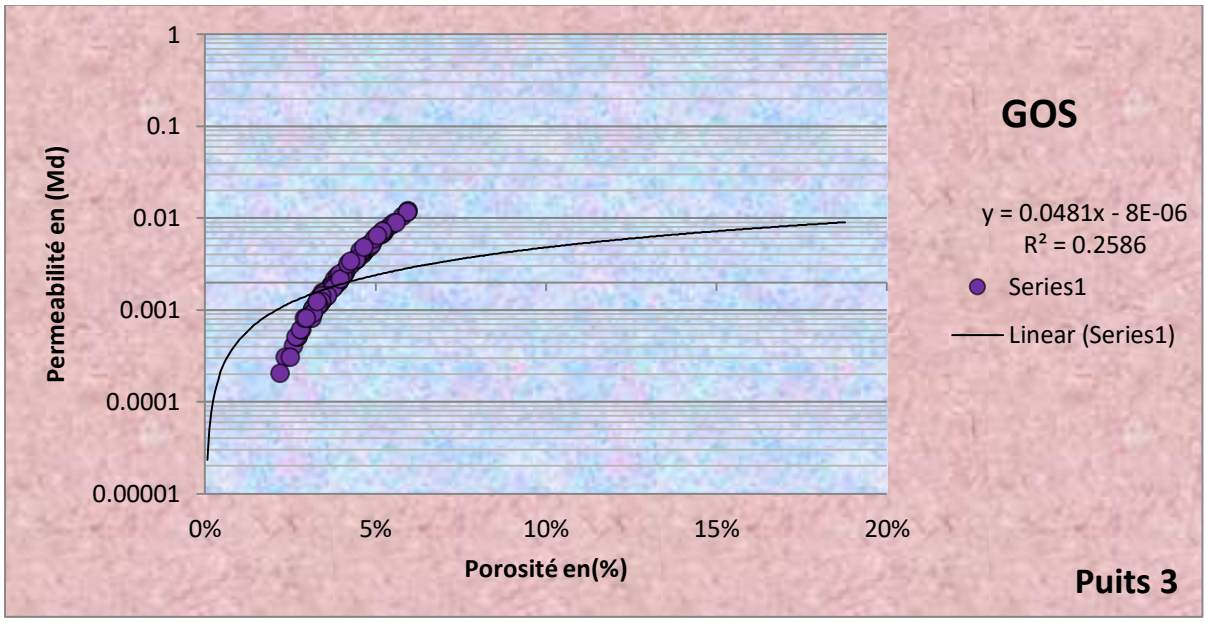


Fig.102 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien unité: des Grés d'Oued Saret du Puits 3.

III.3.4.Puits 20

Une mauvaise relation entre la perméabilité et la porosité existe avec un coefficient de corrélation de 0,1.

Nous remarquons que la porosité varie et il ne dépend pas de la perméabilité. Cette relation s'explique par l'origine de la porosité qu'est sédimentaire et la nature de la perméabilité qu'est liée à la fracturation.

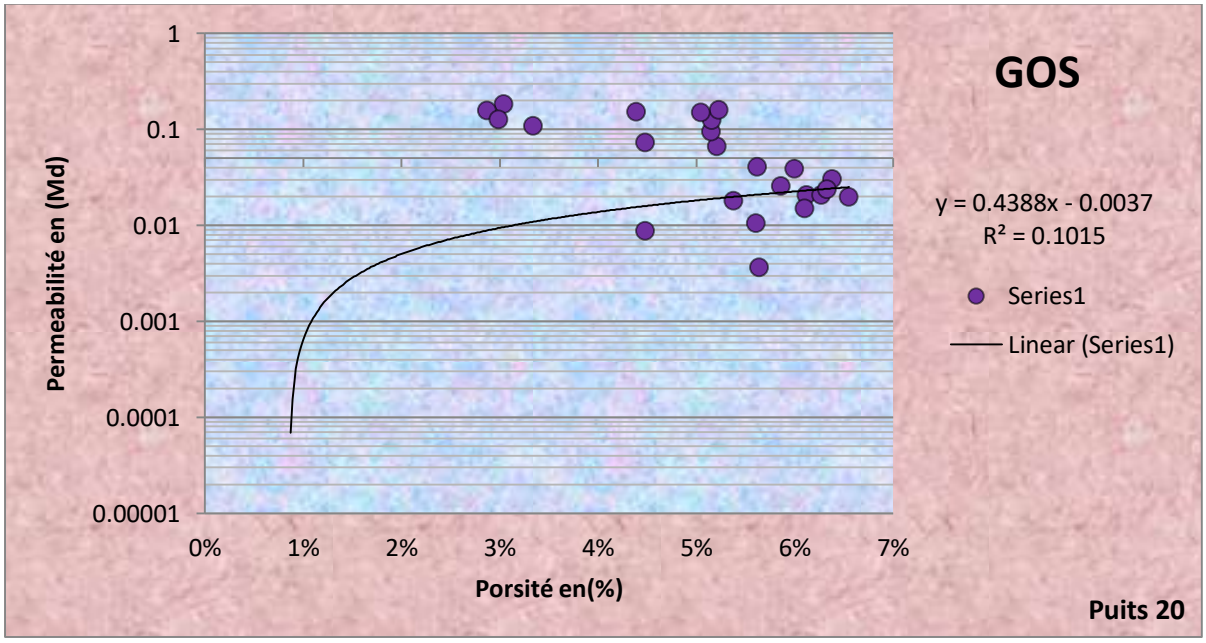


Fig.103 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Grés d'Ouad Saret du Puits 20.

III.4. Les Quartzite de Hamra

III.4.1.Puits1

D'après cette courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité il n'y a pas une bonne relation entre l'un à l'autre. Les variations des paramètres montrent une fonction logarithmique avec un coefficient de corrélation de 0,64.

La variation de la porosité dépend de la variation de la perméabilité et le réservoir est plutôt cimenté.

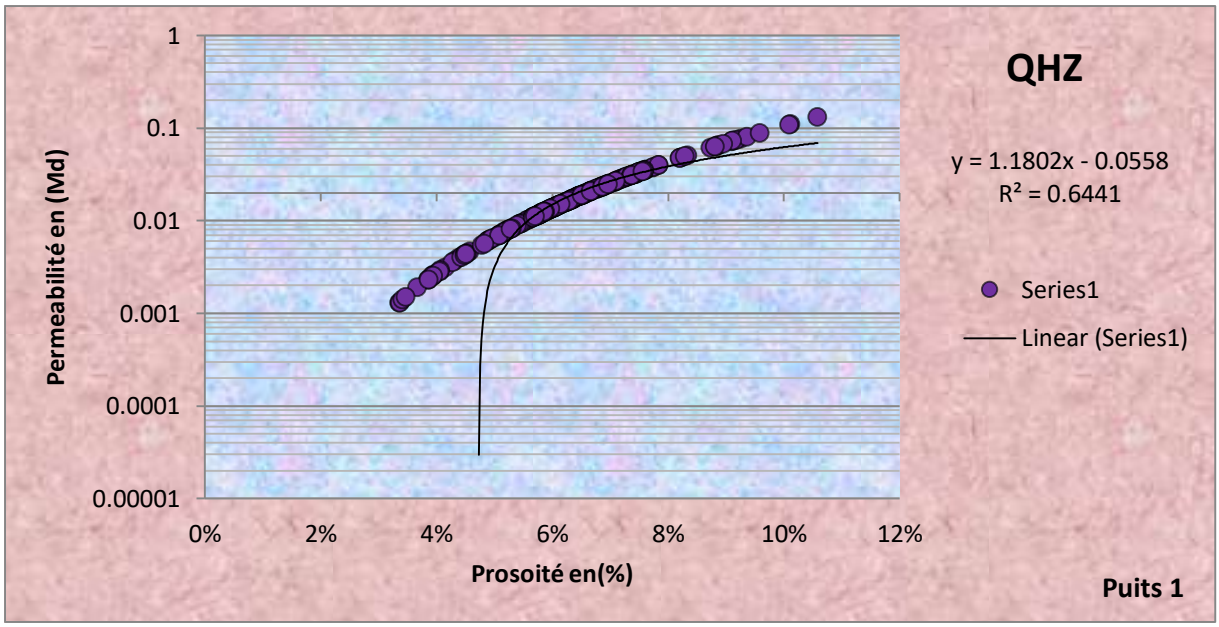


Fig.104 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité de réservoir de l'Ordovicien : unité des Quartzites de Hamra du Puits 1.

III.4.2.Puits 2

D'après la courbe de corrélation de la perméabilité et la porosité de l'unité de Quartzite de Hamra du puits P2 des réservoirs de l'Ordovicien on peut voir

Une relation entre les deux paramétrés assez importante représentée par un coefficient de corrélation de R^2=0,85.Le réservoir est cimenté.

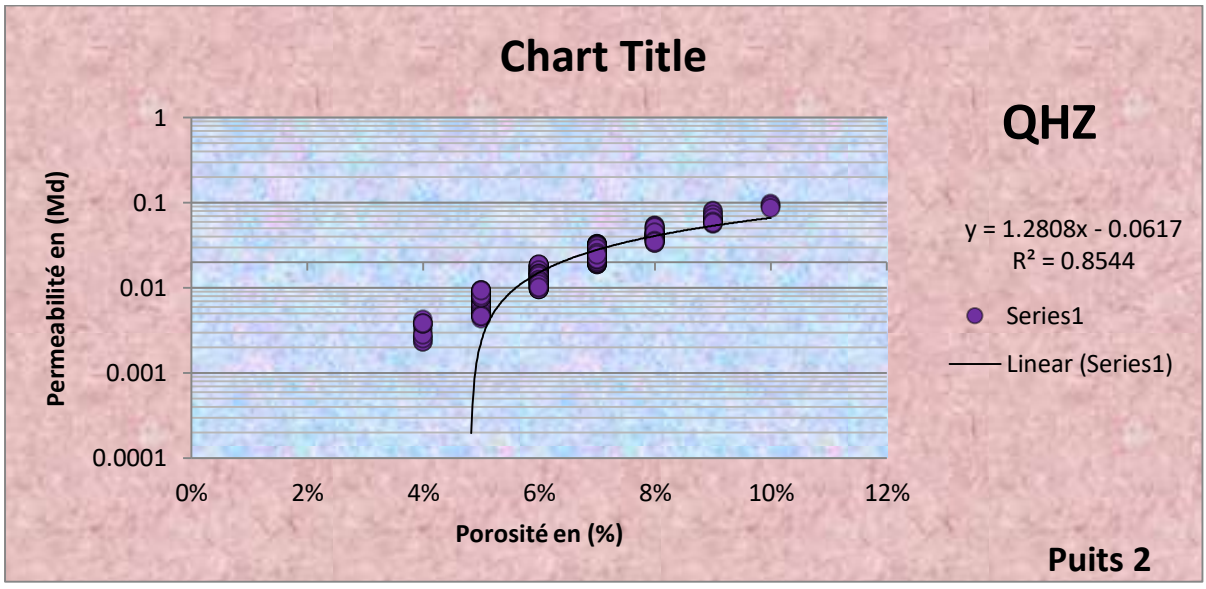


Fig.105: Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir de l'Ordovicien : unité des Quartzites de Hamra du Puits 2.

III.4.3.Puits 20

Une mauvaise relation entre la perméabilité et de la porosité dans cette unité du puits P20 représentée par un coefficient de corrélation R^2=0,3 d'une fonction logarithmique.

Les valeurs de la porosité varient entre 2% à 5% lorsque les valeurs de la perméabilité varient entre 0,001Md à 0,01avec quelques horizons où la porosité reste constante suivant l'augmentation de la perméabilité. C'est un réservoir compact.

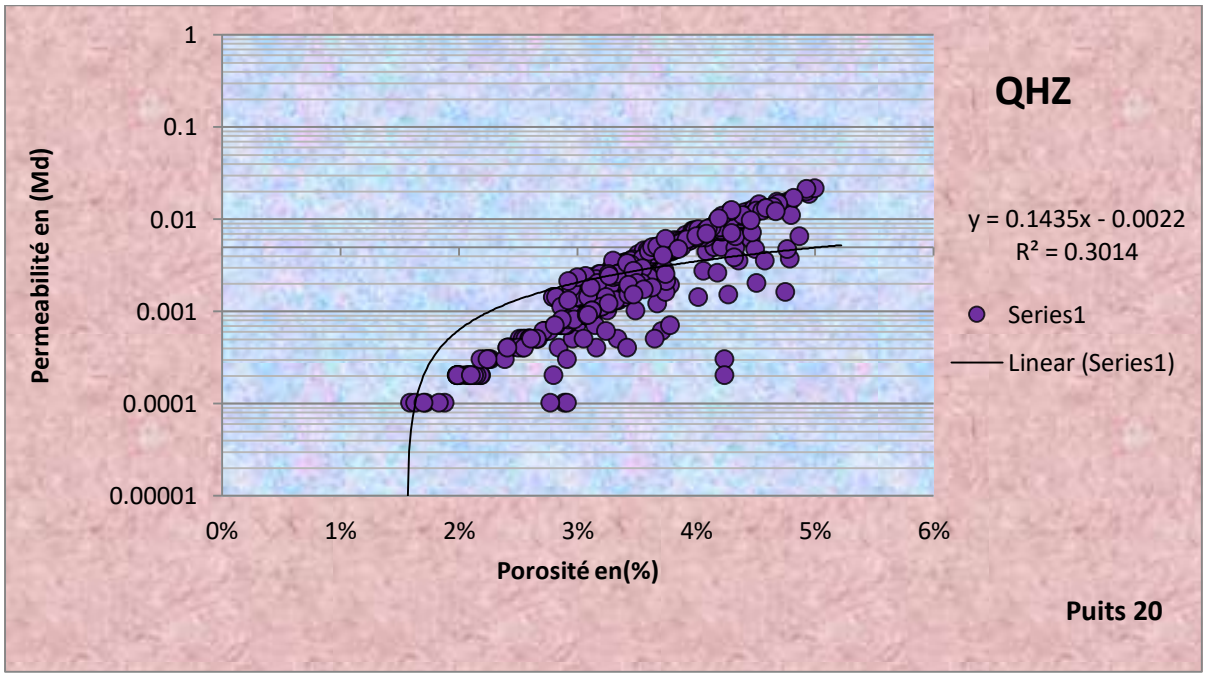


Fig.106 : Courbe de corrélation de la perméabilité et de la porosité de réservoir de l'Ordovicien : unité des Quartzites de Hamra Puits20

VI. Conclusion

Les réservoirs sont compacts parfois cimentés et souvent ils sont à cheval entre les deux types de réservoirs. Tous les réservoirs cimentés montrent la présence de niveaux compacts.

CONCLUSION GENERALE

- La structure de Bahar El Hammar est un pli disposé en échelon avec la structure de Berga et la Structure de Oued Keren.
- L'apparition des ces plis dans la couverture est le résultat de la présence d'accidents profonds qui ont fonctionné en décrochements dextres durant la phase compressive N040 hercynienne.
- La rotation de la contrainte compressive durant la phase hercynienne paroxysmale vers une direction N120 a entrainé la réorientation de certains plis.
- L'analyse des données de surface a montré que la région de Bahar El Hammar est caractérisée par une forte densité d'accidents représentés dans les rosaces de direction des linéaments. Le modèle géologique pourrait être le modèle de Riedel.
- L'étude des profils sismiques montre clairement les types de déformation compressive et distensive qui affectent la structure de Bahar el Hammar.
- Les directions de fractures obtenues par l'analyse de l'imagerie de puits peuvent être rattachées aux deux phases de compression de l'évènement hercynien.
- Les familles obtenues dans le puits P3 sont N000-010, N140-N150 et N160-N170.On peut interpréter les fracture N170 comme des fractures d'extrados car elles sont parallèles à l'axe du pli.
- Dans le puits 4 il y a plusieurs familles de fractures qui sont orientées:010-030,050-060, 090,120-130 et 170.
- Par rapport à la contrainte N040 :

  - la famille 170 serait des fractures d'extrados

  -la famille 030 pourrait être des fractures de tension mais réorientées lors de la phase paroxysmale

  -la famille 010 -030 serait des diagonales gauches et la famille 090 des diagonales droites.

  -la famille 120-130 serait des fractures de tension lors de la phase paroxysmale.

- Nous pouvons également interpréter ces fractures avec le jeu majeur décrochant et transpressif de la partie orientale de la structure de Bahar el

Hamar et les accidents de socle. L'essai de comparaison des directions des linéaments et des directions des fractures peut découler ensemble du modèle de Riedel et ainsi on pourrait de distribution fractale de la fracturation.

- L'influence de la fracturation sur la perméabilité est un phénomène connu depuis longtemps. Malgré la forte densité des fractures que affecté la structure, les valeurs de la perméabilité reste négligeable et varie de 0Md à 2Md. Pour la porosité elle est assez bonne et parfois faible ; ceci s'explique par la présence d'argiles et l'intensité des processus diagénétiques.
- Les diagrammes de corrélation entre la perméabilité et la porosité montrent qu'il s'agit de réservoirs compact et cimentés. Ainsi la fracturation hydraulique est indispensable pour produire.
- Cette étude servira à prévoir les directions de fractures et le choix des azimuts pour des forages horizontaux.

BIBLIOGRAPHIE

Aliev, M., Ait laoussine, N., Structures géologiques et perspectives en Pétrole et en Gaz du Sahara Algérien. Alger, 1971.

B.E.I.C.I.P .1972 Etudes de géologie et levés cartographiques au 1 /200.000 de l'Ahnet et Mouydir (Sahara central).

Beuf et Al, Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuité, Evolution structurale d'un bassin, Paris, 1971.

Boudjemaa, A., Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord oriental, Th Doc. Es – Science, Univ– ORSAY (Paris). 1987.

Biecip, Synthèse du bassin d'Ahnet – Tidikelt (1^{ére} partie). 1979.

Biecip, Synthèse du bassin d'Ahnet – Tidikelt. Etude géologique et pétrolière (2^{éme} partie). 1980 .

Etudes des processus de fracturation dans les grés Cambro-Ordovicien de L'Ahnat (Sahara Algérien) (Rapport 40864- Octobre 1993)

Fabre, J., Introduction à la géologie du Sahara Algérien. SNED. Alger. 1976.

Perrodon, A., Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. Masson. Paris. 1985.

Rapports de fin des sondages des puits de la dépression d'Ahnet.

Sites internet : www.Sonatrach.dz.

B.E.I.C.I.P. 1979 Synthèse du bassin de l'Ahnet-Tidikelt(1ere partie)

Wec, Algérie 2007.