

ANALYSE DU RESEAU DE FRACTURES DU COMPLEXE DE TIRECHOUMINE. (AHNET CENTRAL-ALGERIE) ET IMPACT SUR LE POTENTIEL PETROLIER.

Loumi, K¹., Asses, A¹, Boussad, A¹., Kanit, A¹. et Saadallah, N².

¹ Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie.UMBB.

k_loumi@yahoo.fr

Résumé:

La région de TIRCHOUMINE fait partie de l'Ahnet Central et se situe à 60 Km au SSW d'In Salah. Elle englobe les Blocs 337b –338b -339a2, 339b, 340a, 341a2 et 341b et couvre une superficie totale de 17 357,90 km². La couverture sédimentaire est essentiellement d'âge Paléozoïque, les séries qui affleurent sont représentées par des formations allant du Viséen inférieur au Namurien inférieur. Le complexe de Tirechoumine est le résultat d'une déformation de type socle/couverture et de ce fait il correspond à des plis disposés en échelon souvent obliques par rapport aux accidents de socle affectant la couverture paléozoïque. En effet ces accidents profonds ont joué en décrochement dextre durant la phase hercynienne précoce (compression N040). La rotation de la contrainte compressive durant la phase hercynienne paroxysmale vers la direction N120 a causé la réorientation de certains plis. L'interprétation des profils sismiques montrent clairement des structures compressives reprises en distension et marquées par des structures en fleur négatives.

La disposition spatiale des fractures observées sur les cartes linéamentaires obtenues à partir des images Landsat et MNT montrent une organisation conforme au modèle de Riedel, il en est de même des fractures de subsurface observées dans les imageries de puits du réservoir Siégénien.

La direction de la contrainte actuelle nous a permis de définir le comportement dynamique des fractures dans le réservoir et ainsi que leur rôle dans l'amélioration de l'écoulement des fluides. Les résultats obtenus dans cette étude serviront également dans la prévision d'une stimulation du réservoir par fracturation hydraulique.

Mots clefs : paléozoïque- contrainte-fracturation-plissement-réservoir pétrolier.

1-INTRODUCTION

La définition des réservoirs fracturés est variable selon les auteurs. Le terme est utilisé lorsque les producteurs constatent un écart important entre la perméabilité des tests du puits et la perméabilité mesurée sur carotte. Cet écart de perméabilité est attribué au réseau de fracture.

La notion des réservoirs fracturés a été introduite depuis plus de 40 ans, mais ils ont été longtemps considérés comme un type spécifique de réservoirs, ne contribuant que très peu à la production et aux réserves globales d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Durmond (1964) estimait que 13 % des réserves totales pouvaient être attribuées à ce type de réservoirs. Ces dernières années on note un regain d'intérêt pour de tels réservoirs en particulier au moyen orient, Amérique du nord, Venezuela et au Mexique (réservoirs carbonatés), ainsi qu'en Afrique du Nord (réservoirs gréseux).

L'influence de la fracturation sur la perméabilité est un phénomène connu depuis longtemps en représentant les fractures ouvertes comme des plans d'écoulement (cas idéal),

Gretnener(1990) montre que l'effet de la fracturation sur la perméabilité est très important alors que la porosité additionnelle est négligeable et varie entre 0.01% et 0.03 %, suivant la densité du réseau de fractures.

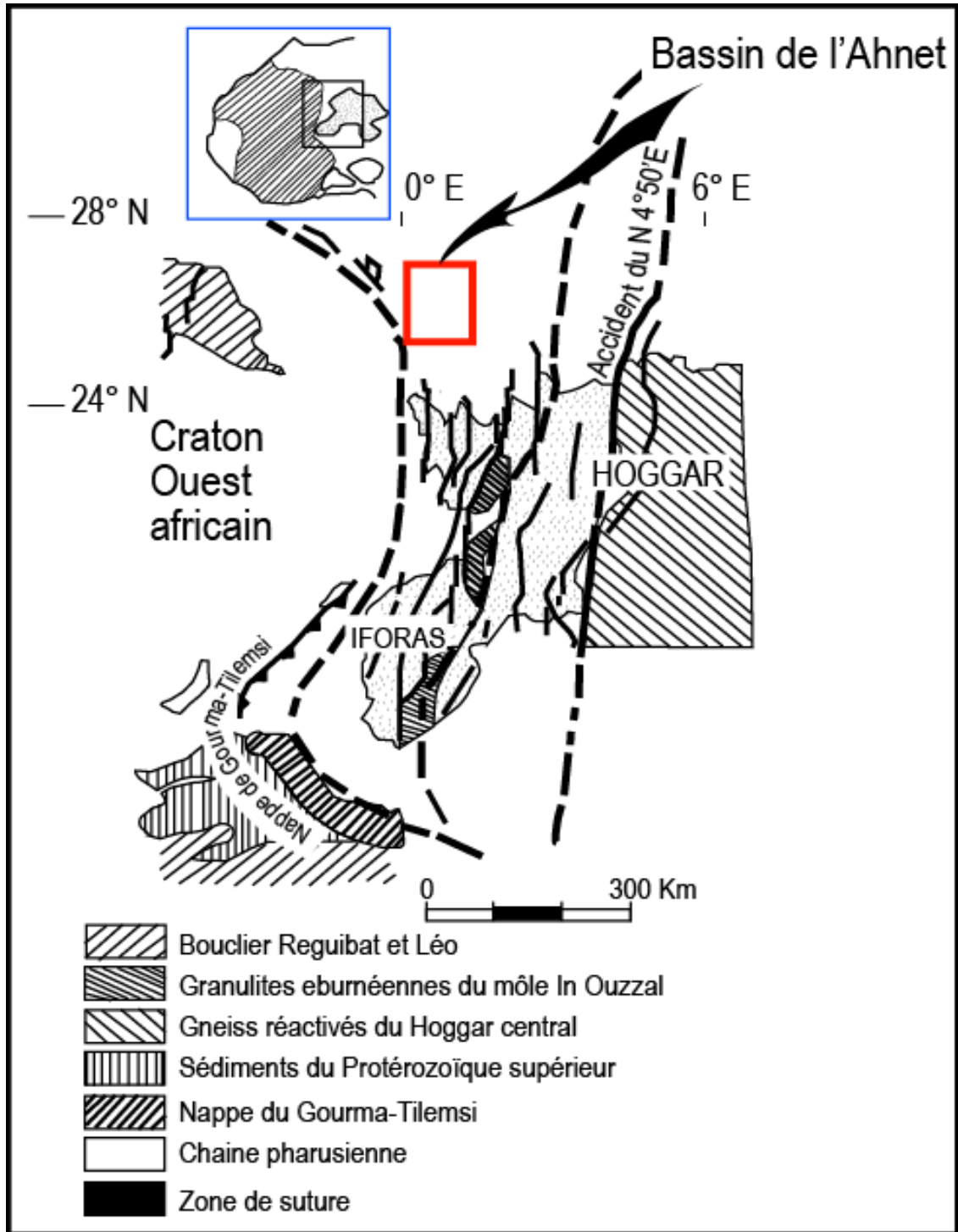
2-LE BASSIN DE L'AHNET

2-1 Situation géologique

Le Bassin de l'Ahnet est situé à la jonction de deux domaines cratonisés à deux époques différentes que sont à l'Est, la zone mobile du Hoggar occidental cratonisée lors de l'orogénèse Panafricaine (600 Ma environ) et à l'Ouest le craton Ouest africain considéré comme stable depuis 2000 Ma environ (Caby, 1970). Au Nord, le bassin de l'Ahnet se prolonge naturellement vers le bassin de Timimoun qui se différencie du premier par un approfondissement plus important. Il n'existe pas de réelle frontière entre ces deux bassins. Cette limite coïncide en sub-surface avec l'ensellement de Djoua qui s'individualise comme une zone haute par rapport aux bassins de l'Ahnet et de Timimoun.

A l'Est le mole d'Idjirane-M'zab le sépare du bassin du Mouydir, par l'intermédiaire d'une ligne structurale majeure, la faille d'In Nahas qui affecte les formations Paléozoïques et Méso-Cénozoïques.

Le bassin de l'Ahnet est également limité à l'Ouest par la zone haute de Bled El Mass, la partie méridionale de la chaîne de l'Ougarta et l'ensellement d'AzzelMatti, au Sud par le Hoggar où affleurent les série infra- tassiliennes.



Situation du bassin de l'Ahnet par rapport à la zone de suture et la chaîne panafricaine (Caby,2006).

2-2-Structure

L'histoire structurale du bassin de l'Ahnet est manifestement liée à la phase panafricaine suite à une tectonique polyphasée qui a structuré le bouclier Targui en compartiments Nord-Sud. Cependant son individualisation complète doit son origine surtout à l'orogénèse

hercynienne. D'autres phases post hercyniennes ont affecté le bassin, telle la phase de plissement Autrichienne, marquée par des failles inverses et des flexures importantes. La structuration actuelle du bassin consiste en un réseau de failles, de direction méridienne à subméridienne certainement lié à l'histoire évolutive de la jonction des cratons, Ouest et Est africains. Leur collision est à l'origine des grands accidents subméridiens qui le subdivisent en trois compartiments : l'Ahnet occidental, l'Ahnet oriental et l'Ahnet central.

2-3-Stratigraphie

Dans le bassin de l'Ahnet la sédimentation est essentiellement d'âge Paléozoïque et affleure surtout au Sud, le Mésozoïque est discordant sur la couverture paléozoïque et apparaît au Nord où les dépôts du paléozoïque disparaissent sous les dépôts du Crétacé inférieur (continental intercalaire). Le tout repose sur un substratum Précambrien. Le substratum d'âge Précambrien apparaît en deux rares endroits sous forme de fenêtres (Haddoum 1997) et pourrait être de même nature que celui des Eglab (WEC, Algérie 1995), il comprend le socle et la partie sommitale infracambrienne (série pourprée). Le socle est formé par les séries métamorphiques panafricaines des terranes du Hoggar occidental recoupées par des intrusions volcaniques (Boudjemaa, 1987). Une série intermédiaire ou série pourprée de l'Ahnet a été décrite par Ait Kaci (1984) et Fabre (1986) comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara, produit du démantèlement de la chaîne Pharusienne.

La série paléozoïque est assez complète allant du Cambrien au Carbonifère. Elle est discordante sur le socle, (Beuf 1971). Elle est caractérisée par deux discordances majeures, infratassilienne et hercynienne. D'après le rapport du BEICIP (1972), le Cambro-ordovicien a été subdivisé en trois formations :

- la formation des Ajjers (Unités II, III-1, III-2).
- la formation d'In Tahouite (Unité III-3).
- la formation de Tamdjert (Unité IV).

Après les dépôts post glaciaires, continentaux et péri marins, à la fin de l'Ordovicien, les mouvements éloignant l'Afrique du pôle sud entraînent la fonte de la calotte glaciaire du Sahara central provoquant une transgression majeure qui a engendré le dépôt des argiles hautement radioactives (hot shales) de 70-80 m d'épaisseur dans le bassin de l'Ahnet. Le Dévonien est subdivisé en trois sous-systèmes :

Le Dévonien inférieur

Il a été subdivisé à la base de critères purement lithologiques (BEICIP, 1980) :

- a) Le Gédinnien : Il correspond à des alternances de niveaux gréseux et argileux. Sa limite inférieure est attribuée à la discordance dite calédonienne de la fin du silurien. L'apparition du faciès grésos-quartzitique sur une discontinuité brutale correspond à sa limite supérieure.
- b) Le Siegenien présente des dépôts fluviaux à la base, indiquant le maximum de régression du Dévonien inférieur, et des faciès de transgression au sommet.

Sa limite supérieure correspond au banc repère de toute la plateforme saharienne qui est la muraille de Chine (Définie à Bechar à Ouargla et à l'Ougarta).

c) L'Emsien

Il est caractérisé par une série d'argiles silteuses noires et de grés, riche en brachiopodes. Sa limite supérieure est difficile à cerner dans certains endroits, comme à FomBelrem où le Couvinien n'existe pas et les grés du Givétien reposent en discordance sur les grés de l'Emsien.

Le Dévonien moyen

Caractérisé par une transgression marine, donne naissance à des dépôts argileux avec des passées légèrement carbonatées au Couvinien, et des dépôts de calcaires bioclastiques au Givicien.

Le Dévonien supérieur

- a) Le Frasnien: est essentiellement argileux avec quelques niveaux calcaires bioclastiques caractérisant un milieu marin.
- b) Le Famennien: est une formation argileuse avec fine passée de calcaires et de grés.
- c) Le Strunien: est une formation argilo-gréseuse, à argilomicacée où les grés sont généralement très fins passant parfois à des silts à ripplemarkes déposés en milieu marin peu profond.

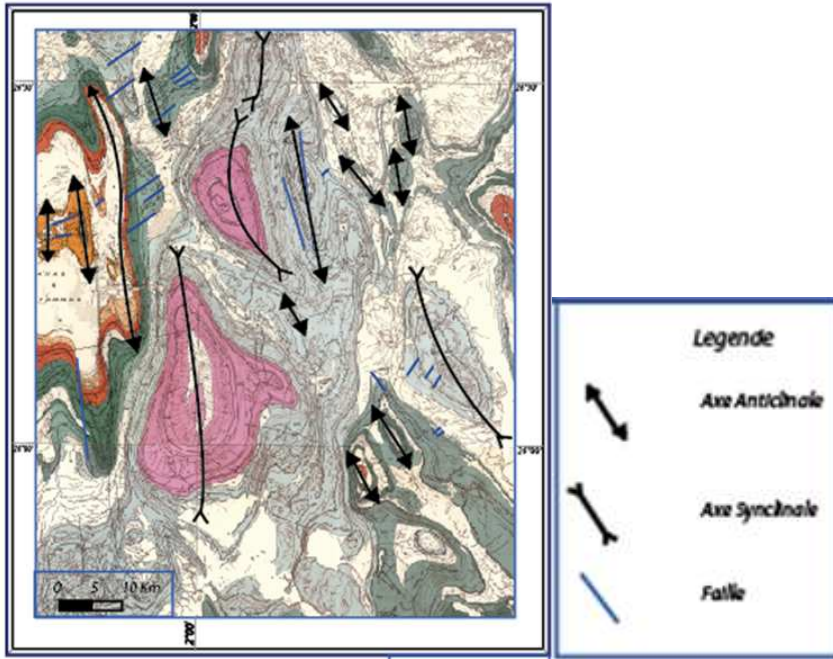
Le Carbonifère est largement érodé et il n'est présent que dans la partie centrale du bassin. Lesséries mésozoïques sont peu répandues dans le bassin de l'Ahnet, elles sont représentées par des dépôts continentaux intercalaires ou de roches tertiaires plus jeunes, qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques.

3-STRUCTURE DE LA ZONE

Un schéma structural a été établi sur un le fond d'une carte géologique qui nous montre que les éléments structuraux se présentent sous deux formes :

- Forme allongée de direction NW-SE de taille moyenne associée aux failles.
- Forme en dôme légèrement allongée sur la direction N-S de tailles plus importantes.

Les axes des structures sont clairement définis, généralement d'orientation N-S et NNW-SSE, associés à des failles. La structuration est principalement d'âge Hercynienne (fin paléozoïque), Les mouvements post-hercyniens semblent avoir très peu contribué à l'architecture actuelle.



Plusieurs sections sismiques ont été analysées et interprétées suivant les deux directions principales ENE-WSW et NNW-SSE. Le choix des sections a été fixé sur quatre lignes de façon à couvrir toute la zone d'étude.

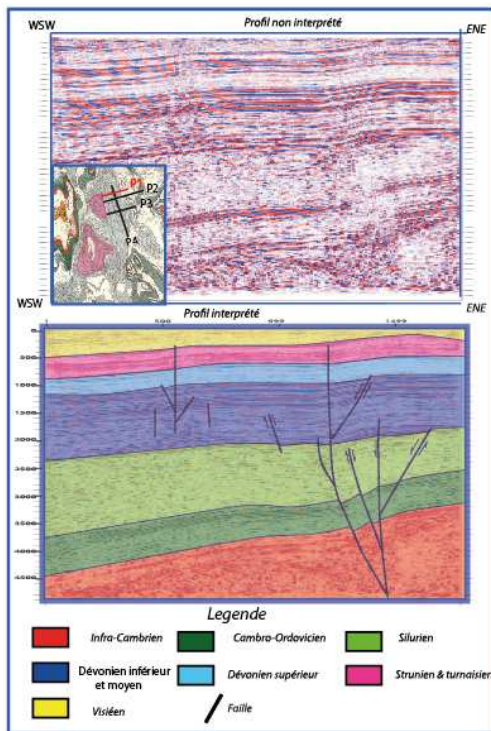


Fig.31. Profil sismique a

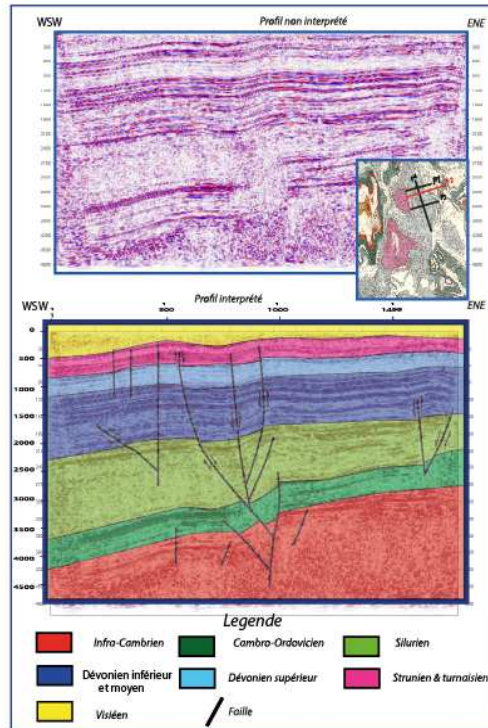


Fig.32. Profil sismique b

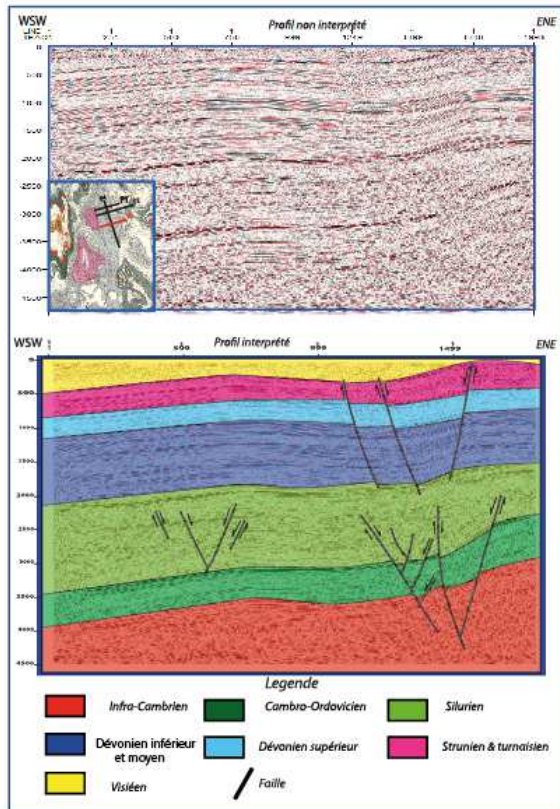


Fig.33. Profil sismique c

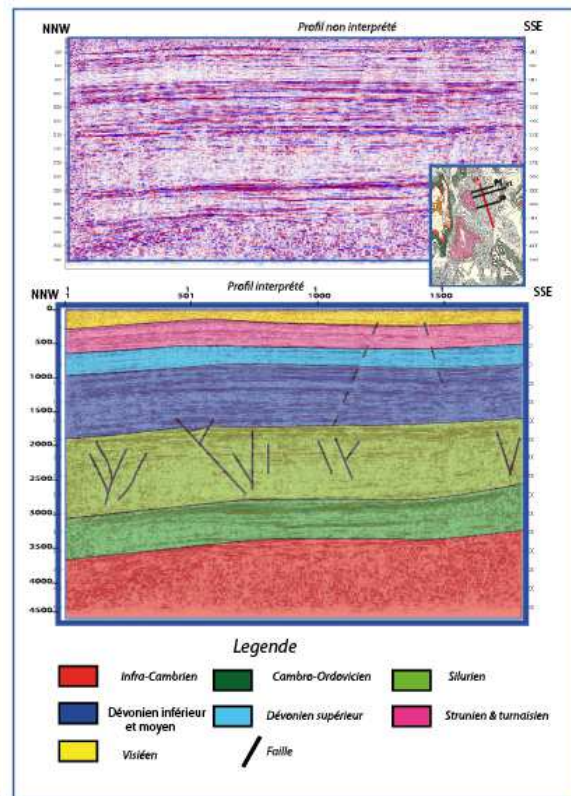


Fig.34. Profil sismique d

La section a

La section sismique a est de longueur de 17826 m, et de direction ENE-WSW, sur cette section on observe des petits plis avec des flancs légèrement redressés et des flancs relativement plus redressés que d'autres, le profil montre des plans de failles sur lesquels se manifestent des rejets de très faibles tailles et qui s'augmentent en allant en profondeur ou le compartiment cambro-ordovicien présente un rejet d'importante taille, alors on peut dire qu'en surface on a plus tendance de parler de drapage que de rejet. On observe l'importante zone chaotique qui correspond aux argiles de silurien et qui marque un changement d'épaisseur d'Est en Ouest, ou la cartographie des failles est un peu difficile et qui marque une variation de rejet sus-cité d'autant plus en bas dans le cambro-ordovicien qu'à son top dans le Dévonien inférieur donnant un système de failles normales formant une structure en fleur négative. Cette différence remarquable dans les tailles des rejets est due essentiellement au changement de comportement mécanique pour chaque compartiment à savoir le cambro-ordovicien gréseux en bas et les formations argilo-gréseuses qui surmontent le silurien argileux, le système de faille qui coupe le cambro-ordovicien est probablement né à la suite des rejets d'une faille majeure préexistante qui a affecté le socle pendant l'orogénèse

panafricaine et qui a donné par conséquent tout cet ensemble de failles traversant les terrains jusqu'au Viséen.

La section b

La section sismique b est de longueur de 27904 m, et de direction ENE-WSW, sur cette section, l'ensemble de la série sédimentaire est affecté par un ensemble de failles verticales qui ne présentent pas vraiment des rejets assez remarquables sur toute la section à l'exception du Cambro-ordovicien qui présente des rejets de taille importante dus à son comportement mécanique cassant, ce dernier est affecté par les réactivations de la faille de socle d'origine panafricaine en obtenant une structure en fleur négative.

La déformation ductile représentée sur cette section sismique est caractérisée par une succession d'anticlinaux, ces anticlinaux semblent être contrôlés par des failles verticales montrant une allure en failles normales très remarquée au niveau du Cambro-ordovicien.

La section sismique c

D'une longueur de 19559 m et suivant la direction ENE-WSW, la section sismique c présente les mêmes niveaux corrélés au niveau des deux premières sections (a&b) qui sont le Silurien, le Dévonien inférieur et moyen, le Dévonien supérieur et la partie supérieure représentée par le Viséen Carbonifère inférieur). Les niveaux interprétés représentent une colonne allant du Cambrien au Viséen, l'allure de ces réflecteurs semble presque horizontale en Ouest mais à l'Est, les séries sont bien déformées et décalées suite aux mouvements qui devraient correspondre à un décrochement au niveau du socle, ceci résulte des failles normales de types horst et grabben dans le Dévonien et des structures en fleurs négatives dans le Cambro-ordovicien et le Silurien.

La section sismique d

La ligne sismique d orientée suivant la charnière de l'anticlinal de Tirechoumine fait une longueur de 35238 m, suivant la direction NNW-SSE. La colonne stratigraphique observée sur cette section comprend un intervalle allant du Cambrien au Viséen, bien conservée sur toute la ligne ou les épaisseurs sont maintenues. Du point de vue tectonique cette section ne présente pas clairement un accident tectonique à l'exception de quelques plans qui peuvent être des plans de failles normales observées surtout dans le Silurien avec de très faibles rejets. Au-dessus du silurien on remarque la présence de deux plans qu'on peut considérer comme des plans de failles mais sans déplacement des couches, sinon on peut justifier leur présence comme le résultat d'une probable remontée de gaz ce qui a créé des endroits gazeux qui empêche le passage du signal sismique.

4-ANALYSE DE LA FRACTURATION

Notre analyse a été effectuée sur 185 mesures, 51 mesures des fissures induites détectées par le FMI et 268 mesures des breakouts détectées par l'UBI, dans trois puits TC2, TC3 et TC4. Le tableau ci-dessous résume les mesures prises dans chaque puits :

Puits	Nombre de fractures naturelles	Intervalle (profondeur en m)	Nombre des fissures induites	Nombre des breakouts
TC2	49	2556-2665	6	34
TC3	66	2622-2700	13	46
TC4	70	2467-2529	32	188

Puits 2

Les structures tectoniques naturelles

Les structures tectoniques naturelles identifiées sont constituées par 49 fractures qui ont des directions comprises entre N060 et N180. D'après la rosace directionnelle de ces fractures, on peut distinguer 3 familles dominantes :

- N80-90
- N120-130
- N170-180

Les structures tectoniques provoquées

Six fractures induites ont été détectées au niveau de ce puits avec une direction NW-SE. La rosace directionnelle montre la présence d'une famille principale de direction N140-150. La direction de la contrainte horizontale maximale actuelle est par conséquent NW-SE. Trente quatre breakouts ont été détectés au niveau du puits 2, avec une direction NE-SW.

La rosace directionnelle montre l'existence d'une famille principale qui est N040-050. D'après les directions des breakouts et des fissures induites on constate bien que ces directions sont plus ou moins perpendiculaires entre elles faisant un angle de 100°.

La distribution des fractures naturelles par familles : 29% des fractures naturelles sont orientées dans la direction parallèle à la direction NW-SE de la contrainte maximale, ce qui suggère une excellente contribution de ces fractures à l'amélioration de la perméabilité du réservoir dans le puits 2.

Famille	Famille 1	Famille 2	Famille 3	Famille 4
orientation	NW-SE	E-W	N-S	NE-SW
Fractures ouvertes	oui	non	non	non
Fractures partiellement ouvertes ou fermées	non	oui	oui	non
Fractures fermées	non	non	non	oui
Fréquence (%)	29	42	15	6

Analyse statistique des différents types de fractures relevées dans le puits 2.

La rosace directionnelle globale des fractures montre que 29% d'entre elles ont une orientation favorable à l'écoulement des fluides car la direction de la contrainte horizontale mineur δ_h leur est perpendiculaire, par conséquent la contrainte δH est parallèle aux fractures et elles sont donc ouvertes.

Les autres fractures sont considérées comme partiellement ouvertes ou fermées du fait qu'elles ne se trouvent pas dans un plan parallèle à la direction N140-150.

Les fractures de direction NE-SO sont considérées comme des fractures complètement fermées du moment qu'elles sont perpendiculaires à la direction de la contrainte maximale.

Puits 3

Les structures tectoniques naturelles

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 66 fractures qui sont réparties dans toutes les directions de l'espace.

D'après la rosace directionnelle de ces fractures, on peut distinguer 5 familles principales :

- N100-120
- N140-170
- N60-80
- N180-190
- N020-040

Les structures tectoniques provoquées 13 fractures induites ont été détectées au niveau du puits 3, avec une direction NW-SE. La rosace directionnelle montre une seule famille de direction N140-150, et par conséquent la direction de la contrainte horizontale actuelle est N140-150. Quarente breakouts ont été détectés au niveau du puits 3 et ont une direction NE-SW. La rosace directionnelle de ces breakouts montre l'existence d'une seule famille dominante qui est N040-050. D'après la direction de ces breakouts et de ces fissures induites on remarque qu'elles sont perpendiculaires entre elles faisant un angle de 100%.

Famille	Famille 1	Famille 2	Famille 3
Orientation	ENE-OSO	ESE-ONO	SSE-NNO
Fractures ouvertes	Non	Non	Oui
Fractures partiellement ouvertes ou fermées	Non	Oui	Non
Fractures fermées	Oui	Non	Non
Pourcentage (%)	14	28	20

Analyse statistique des différents types de fractures et leurs pourcentages dans le puits 3.

La rosace directionnelle globale des fractures montre que 20% d'entre elles ont une orientation favorable à l'écoulement des fluides car la direction de la contrainte horizontale mineur δ_h (celle des breakouts) orientée NE-SW leur est perpendiculaire, par conséquent la contrainte maximale δH est parallèle aux fractures, et on peut donc les considérer comme des fractures ouvertes. Les autres fractures sont considérées comme partiellement ouvertes ou totalement fermées du fait qu'elles ne sont pas parallèles à la direction de la contrainte horizontale actuelle.

Puits 4

Les structures tectoniques naturelles

Les structures tectoniques naturelles identifiées sont constituées par 70 fractures. D'après la rosace directionnelle de ces fractures, on peut distinguer :

- N110-120
- N160-170
- N070-090

Les structures tectoniques provoquées : 23 fissures induites ont été détectées au niveau du puits 5, avec une direction NW-SE. La rosace directionnelle montre une seule famille dominante de direction N140-150, et par conséquent la direction de la contrainte horizontale actuelle est NW-SE. Les breakouts (188) ont été détectés au niveau du puits 5 avec une direction NE-SW. La rosace directionnelle de ces breakouts montre l'existence d'une seule famille dominante qui est N040-050. La superposition des rosaces des breakouts et des fissures induites nous crée un angle plus ou moins égal à 100%, ce qui prouve bien la perpendicularité existant entre ces deux types de fractures.

Famille	Famille 1	Famille 2	Famille 2	Famille 2	Famille 3
Orientation	ENE-OSO	ESE-ONO	SSE-NNO	NO-SE	NE-SO
Fractures ouvertes	Non	Non	Non	Oui	Non
Fractures partiellement ouvertes ou fermées	Non	Oui	Oui	Non	Non
Fractures fermées	Oui	Non	Non	Non	Oui
Pourcentage (%)	32	24	12	12	8

Analyse statistique des différents types de fractures et leurs pourcentages dans le puits 5.

12% des fractures naturelles sont orientées dans la direction parallèle à la direction NW-SE de la contrainte maximale, ce qui suggère une excellente contribution de ces fractures à l'amélioration de la perméabilité du réservoir dans le puits 5.

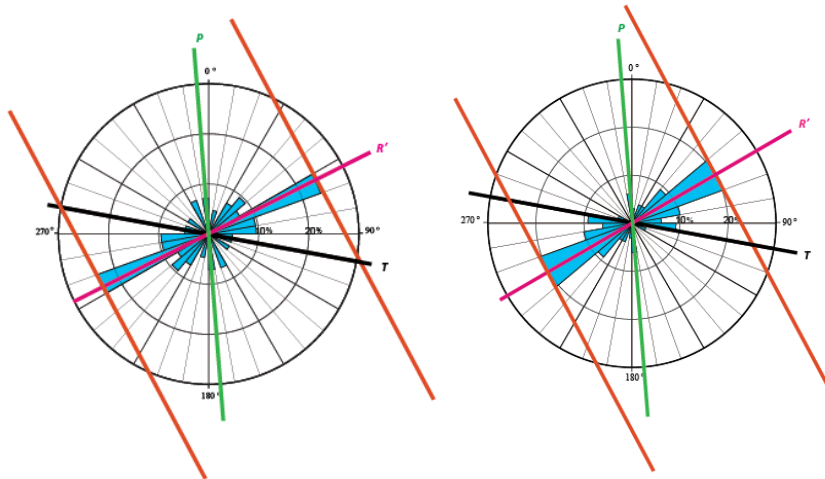
40% des fractures sont considérées totalement comme des fractures fermées à cause de leur positionnement perpendiculaire à la direction de la contrainte maximale δH .

Les autres fractures sont considérées comme partiellement ouvertes du moment qu'elles ne forment pas un angle assez important par rapport au plan de la contrainte maximale δH .

INTERPRETATION DES RESULTATS

1-Interprétation des résultats de surface

Après une analyse des rosaces des linéaments portés sur l'image Landsat et le MNT, nous avons pu arriver à extraire un modèle de Riedel de ces linéaments (fig.59 et fig.60). Cependant le plan R' n'occupe pas la position idéale car l'angle de ce plan avec la bande est de 90° , il est possible que ce plan ait subi une forte réorientation.



Modèle de Riedel établi à partir du MNT Modèle de Riedel établi à partir de Landsat

Ces modèles présentent les trois plans suivants :

- P : Faille synthétiques secondaire : N175.
- R' : Faille antithétiques : N060.
- T : fente de tension : N100.

Après l'analyse du schéma structural on peut dire que l'évolution de ces structures traduit un gradient de déformation croissant et est semblable au résultat obtenu dans les expériences de déformation d'une couverture sédimentaire sur un décrochement de socle.

Les directions des axes de plis ainsi que la disposition spatiale des différentes structures montrent l'influence d'accidents profonds dans le socle.

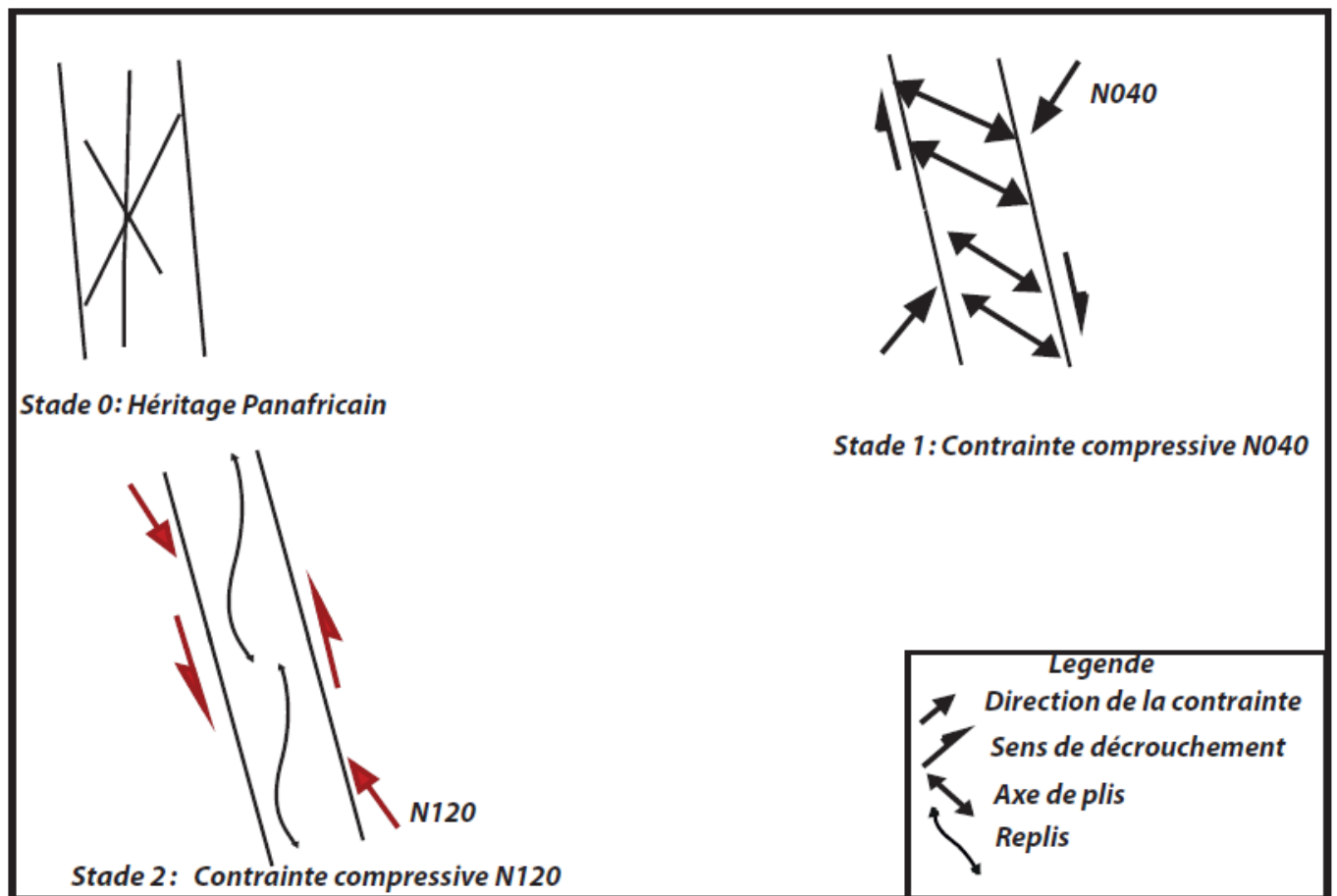
Nous proposons deux stades de déformation :

1^{er} stade :

A ce stade on a l'apparition des plis en échelon suite à la réactivation des accidents subméridiens du socle avec un contrainte compressive de direction N040, qui fait jouer en décrochement dextre ces accidents, cette direction de régime compressif est compatible avec la direction de la contrainte de la phase hercynienne précoce qui est d'âge Viséen.

2^{eme} stade :

Ce stade est caractérisé par la rotation de contrainte principale de N040 à N120, cette dernière est de régime compressif et compatible avec la direction des contraintes de la phase hercynienne tardive (paroxysmale), c'est elle qui a fait réorienter les structures.



Modèle d'évolution structurale de la zone d'étude durant la phase hercynienne.

2- Interprétation des résultats de subsurface

Les profils sismiques

Les profils sismiques montrent des ensembles de failles normales qui semblent rejoindre une faille principale du socle, ce qui a donné naissance à des structures en fleur négatives.

La faille principale d'orientation subméridienne est une faille majeure préexistante qui a affecté le socle pendant l'orogénèse panafricaine, la réactivation de cette faille au cours de la phase hercynienne en régime compressif, puis un relâchement des contraintes a conduit à la formation de ces structures, donc on peut conclure qu'il y a au moins deux phases de déformation :

- Une première phase qui a fait rejouer les failles de socle.
- Une deuxième phase suit le relâchement des contraintes.

Les fractures

Lors d'une déformation compressive qui donne naissance à la formation des plis, le réseau de fracture qui peut apparaître, on peut le faire dans un schéma comme celui-ci:

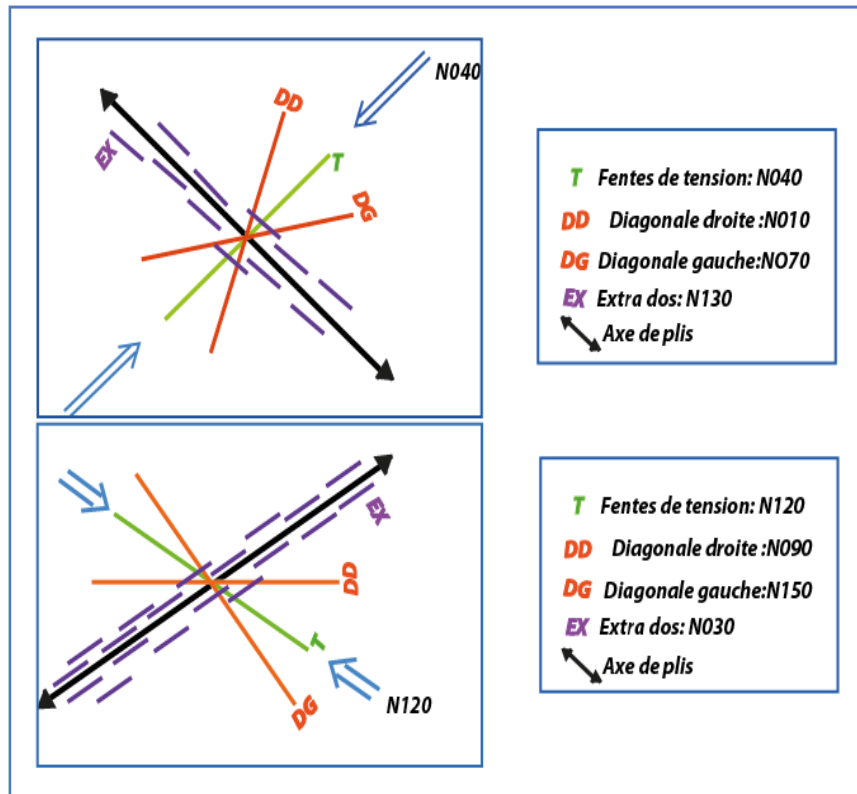
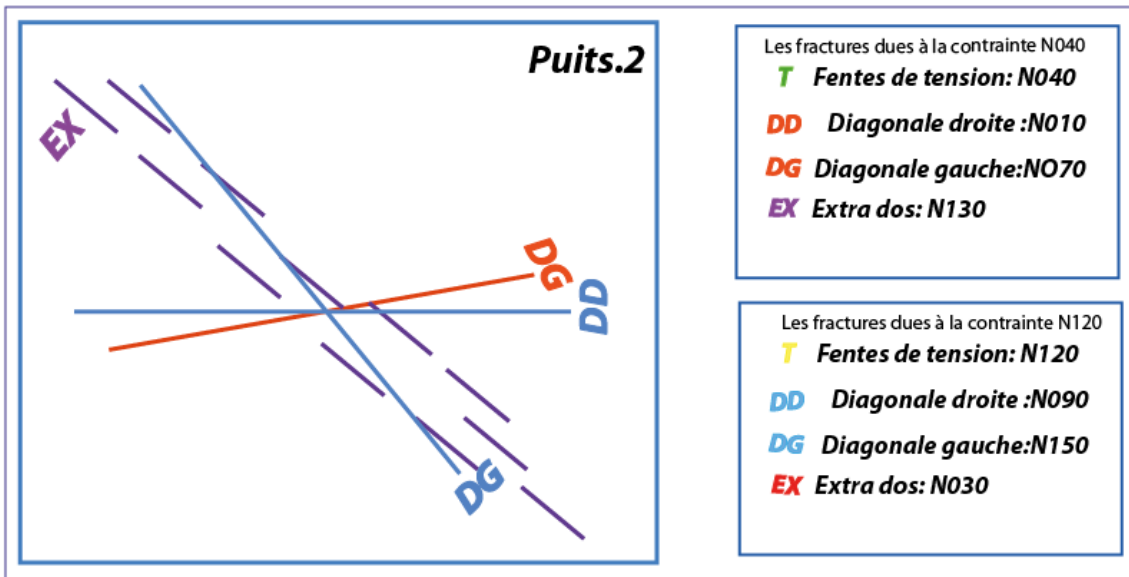


Schéma de distribution théorique des fractures associées à un pli dans un régime compressif.

Puits.2

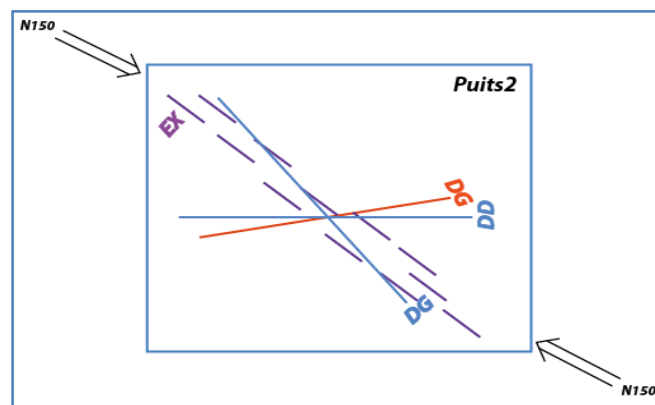
Dans le puits 2 les fractures relevées sont dues à :

- a.** L'effet de la contrainte N040 (phase hercynienne précoce) :
 - Des extrados de direction N130.
 - Des diagonales gauches de direction N070.
- b.** L'effet de la contrainte N120 (phase hercynienne tardive) :
 - Des diagonales droites de direction N090.
 - Des diagonales gauches de direction N150.



Modèle des fractures dans le puits 2.

- c. L'influence de la contrainte actuelle N150 sur ce réseau de fracture et l'impact sur le potentiel pétrolier



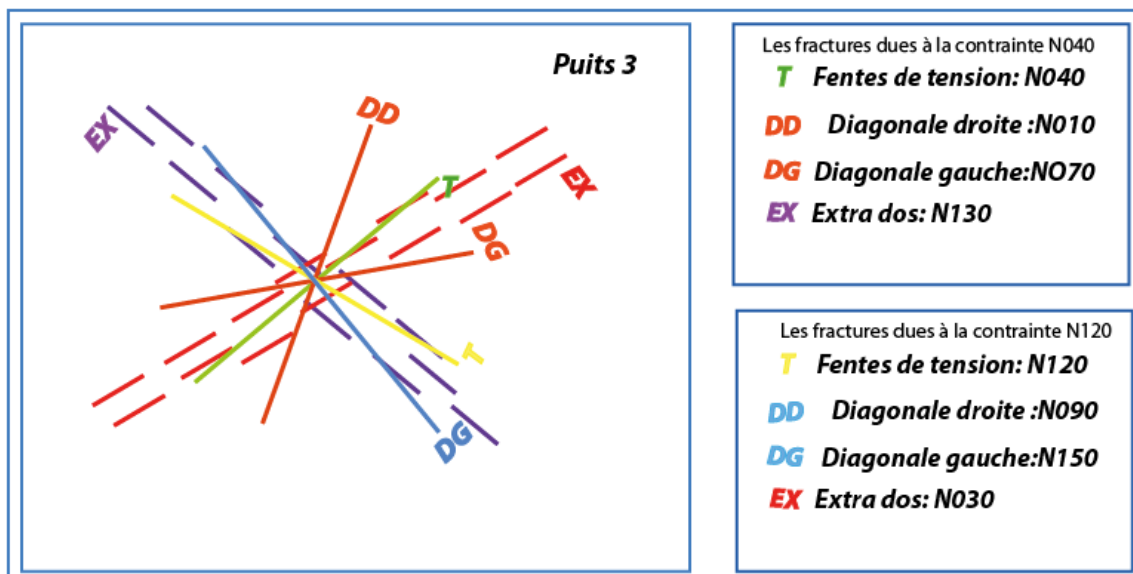
Influence de la contrainte actuelle sur les fractures du puits 2.

- Les extradoss se trouvent dans un plan plus ou moins parallèle à la contrainte du champ actuelle N150, alors il se pourrait qu'elles soient des fractures ouvertes, ce qui a un impact positif sur l'écoulement des fluides.
- Les diagonales gauches dues à la contrainte N120 se trouvent dans un plan qui est légèrement incliné par rapport à celui de la contrainte actuelle (N150), alors on peut les considérer comme des fractures partiellement ouvertes et qui peuvent contribuer à l'amélioration de la perméabilité.
- Les diagonales droites dues à la contrainte N120, et les diagonales gauches dues à la contrainte N040, sont perpendiculaires à la contrainte actuelle, alors elles sont fortement des fractures fermées et qui forment des barrières de perméabilité.

Puits.3

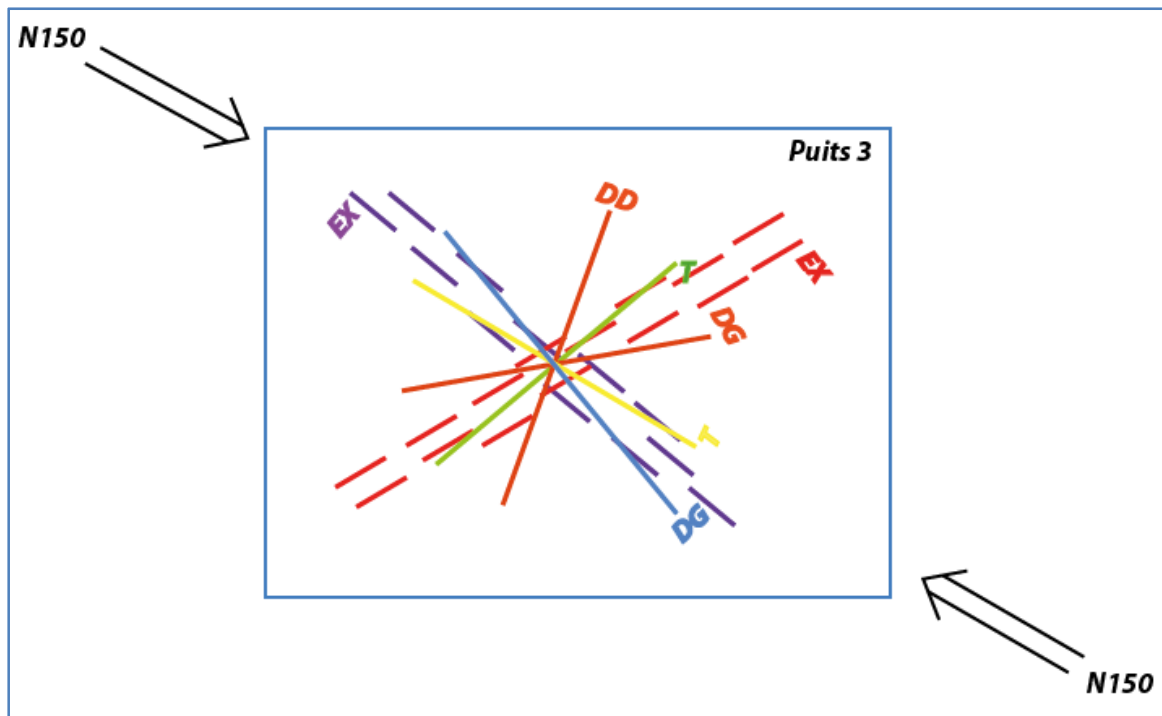
Dans le puits 2 les fractures relevées sont dues à :

- a.** L'effet de la contrainte N040 (phase hercynienne précoce) :
- Des extrados de direction N130.
 - Des diagonales gauches de direction N070.
 - Des diagonales droites de direction N010.
 - Des fentes de tensions de direction N040.
- b.** L'effet de la contrainte N120 (phase hercynienne tardive) :
- Des fentes de tension de direction N120.
 - Des diagonales gauches de direction N150.
 - Des extrados de direction N130.



Modèle de distribution des fractures dans le puits 3.

- c.** L'influence de la contrainte actuelle N150 sur ce réseau de fracture et l'impact sur le potentiel pétrolier :



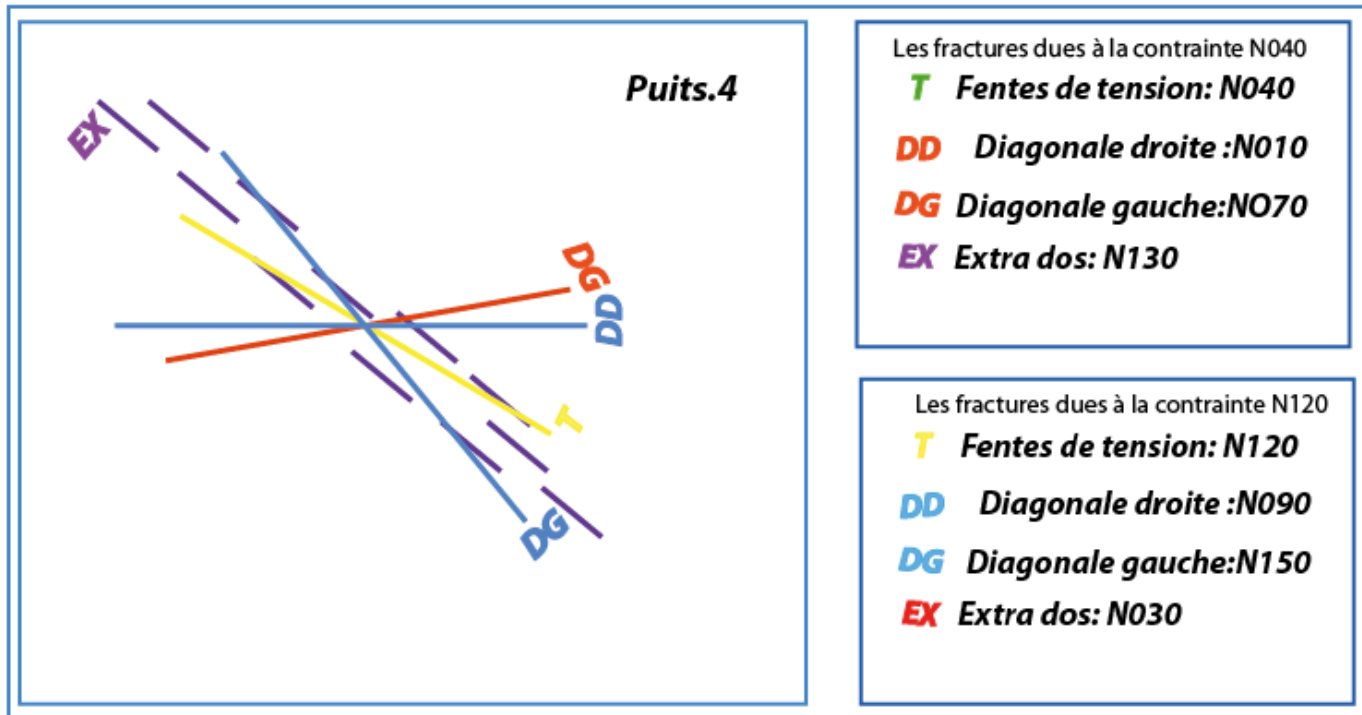
Influence de la contrainte actuelle sur les fractures du puits 3.

- Les fentes de tension dues à la contrainte N120, et les extrados dus à la contrainte N040, sont parallèles à la contrainte actuelle, donc elles favorisent l'écoulement des fluides.
- Les diagonales gauches dues à la contrainte N120, sont légèrement inclinées par rapport à la contrainte actuelle donc elles peuvent être des fractures partiellement ouvertes qui peuvent améliorer le débit d'écoulement des fluides.
- Le reste des fractures sont perpendiculaires à la contrainte actuelle alors elles ont tendance à être fermées.

Puits 4

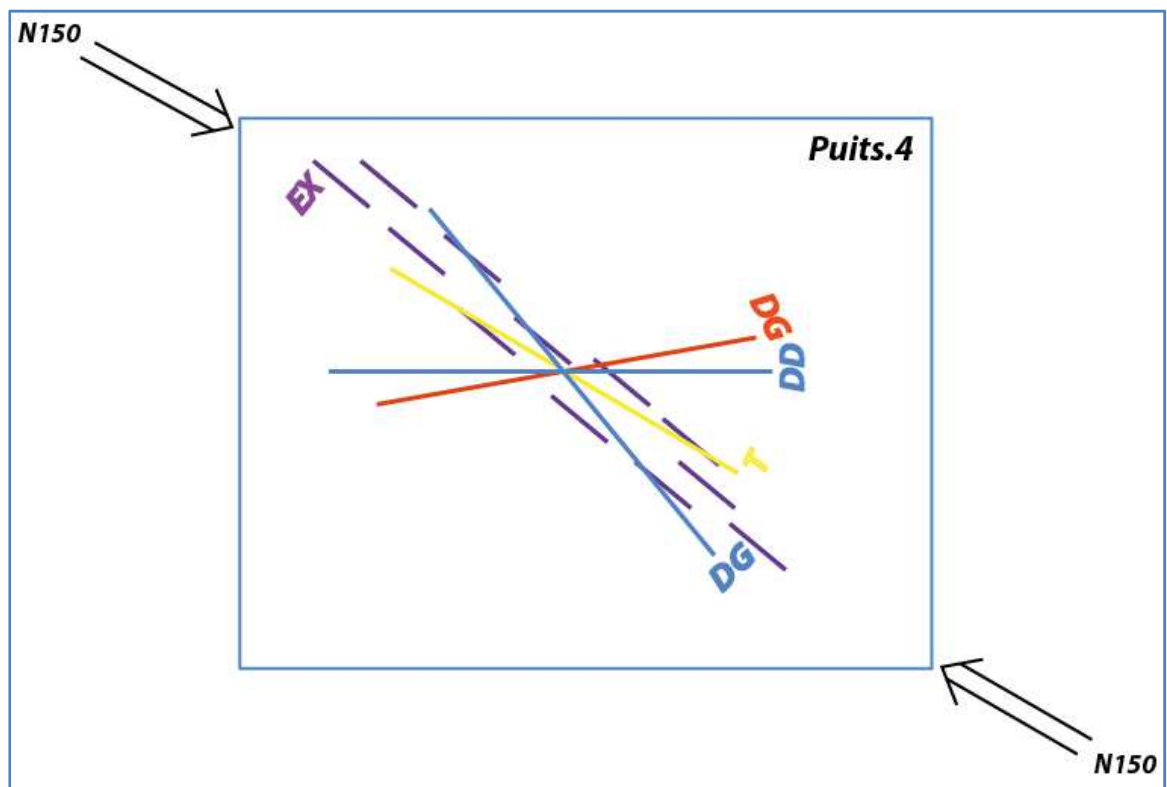
Dans le puits 2 les fractures relevées sont dues à :

- L'effet de la contrainte N040 (phase hercynienne précoce) :
 - Des extrados de direction N130.
 - Des diagonales gauches de direction N070.
- L'effet de la contrainte N120 (phase hercynienne tardive) :
 - Des fentes de tension de direction N120.
 - Des diagonales gauches de direction N150.
 - Des diagonales droites de direction N090.



Modèle de distribution des fractures dans le puits 3.

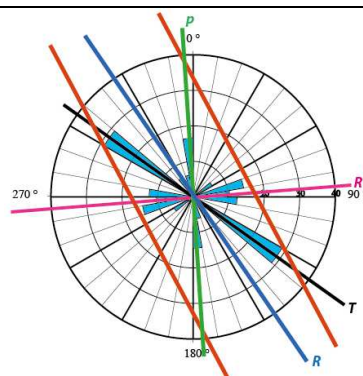
L'influence de la contrainte actuelle N150 sur ce réseau de fracture, et l'impact sur le potentiel pétrolier :



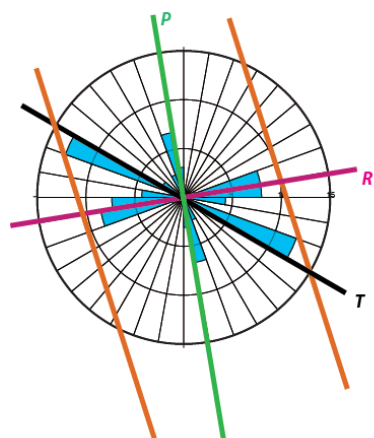
Influence de la contrainte actuelle sur les fractures du puits 4.

- Les fentes de tension dues à la contrainte N120, et les extrados dus à la contrainte N040, sont parallèles à la contrainte actuelle, donc elles favorisent l'écoulement des fluides.
- Les diagonales gauches dues à la contrainte N120, sont légèrement inclinées par rapport à la contrainte actuelle donc elles peuvent être des fractures partiellement ouvertes qui peuvent améliorer le débit d'écoulement des fluides.
- Les diagonales droites dues à la contrainte N120, et les diagonales gauches dues à la contrainte N040, sont perpendiculaires à la contrainte actuelle, alors elles sont fortement des fractures fermées et qui forment des barrières de perméabilité.

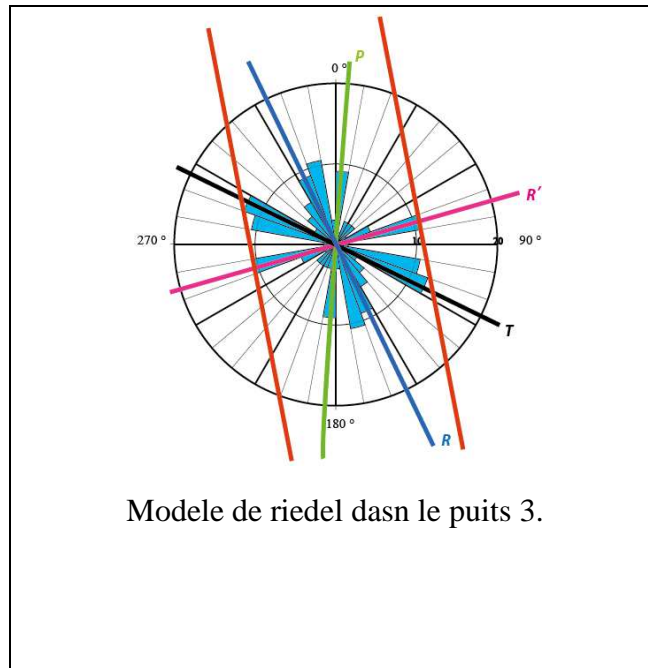
Nous avons établi des rosaces par puits pour déterminer la distribution des fractures et ainsi leur organisation .Il ressort clairement que ces fractures montrent une déformation fragile suivant le modèle de Riedel.



Modèle de Riedel dans le puits 2.



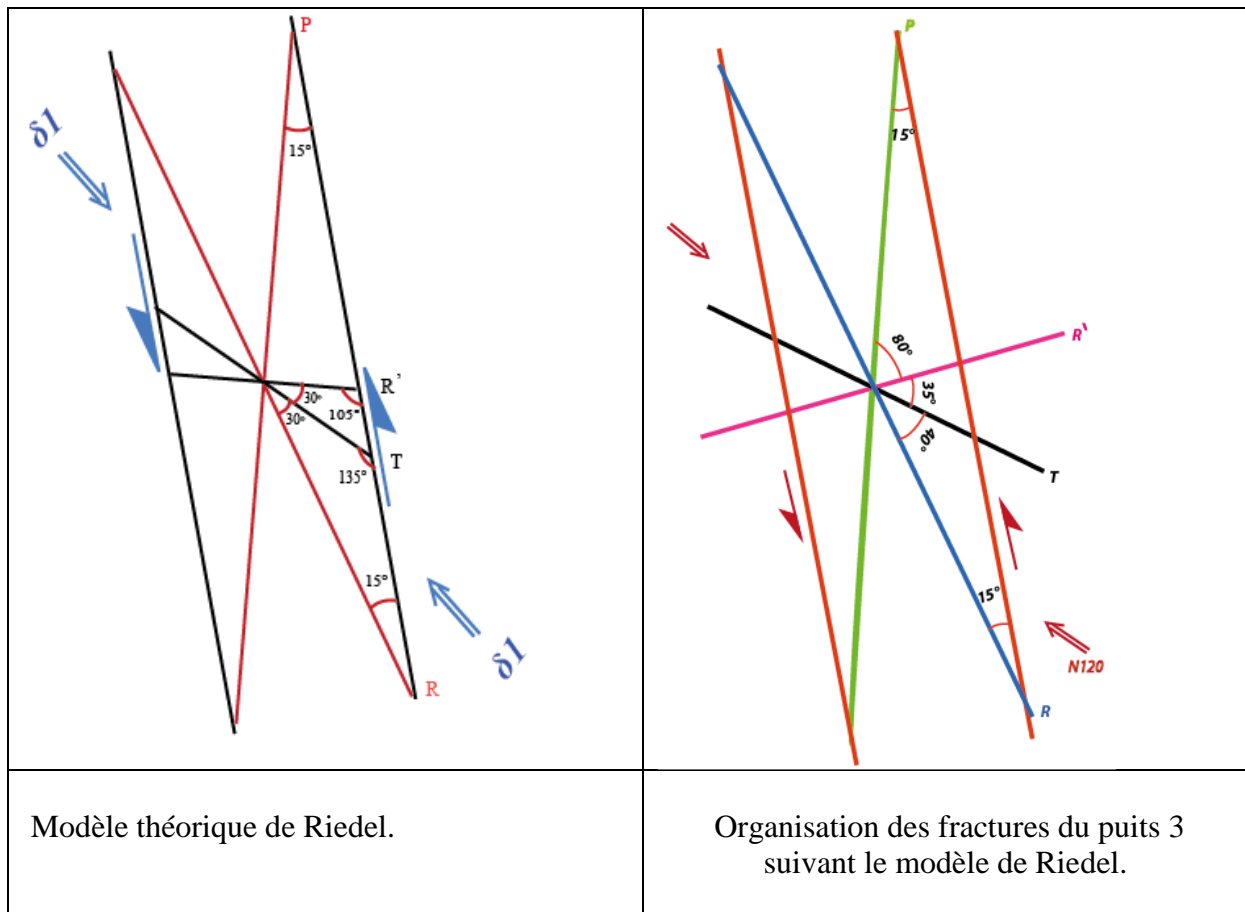
Modele de riedel dasn le puits 4.



Nous observons que les trois modèles présentent la même bande de cisaillement d'orientation N170, dans laquelle se développent les plans de failles suivants :

- R : les failles synthétiques de cisaillement.
- R' : les failles antithétiques.
- T : les fentes de tension.
- P : les failles synthétiques secondaire.

Les failles précédentes sont nées suite à l'action de la contrainte compressive de la phase hercynienne tardive de direction N120, qui a fait jouer la bande de cisaillement en décrochement senestre.



Nous avons observé qu'il y a une grande similitude entre les deux modèles, donc rigoureusement nous sommes parfaitement en accord avec la théorie.

Intégration des résultats dans un modèle conceptuel

D'après les rosaces ci-dessus on constate que :

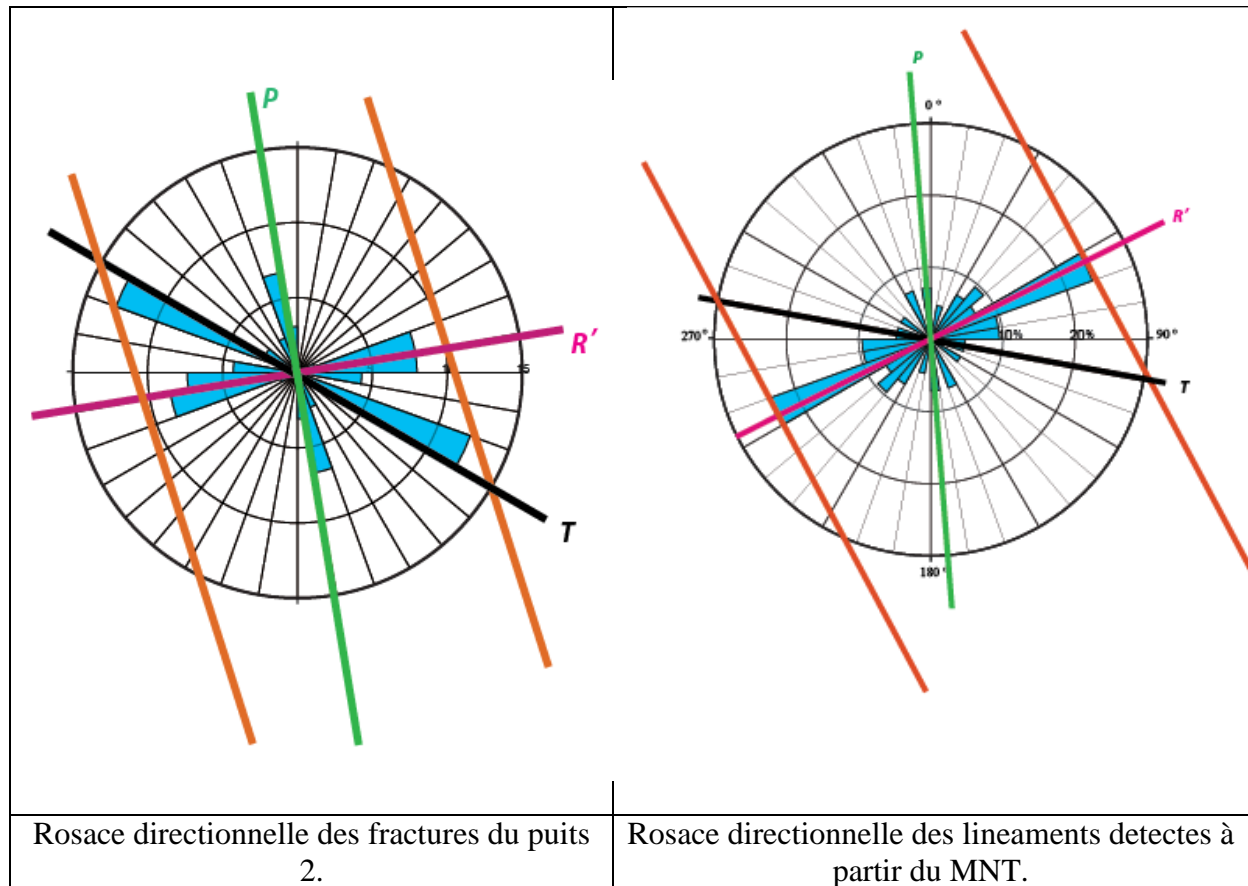
A partir de la rosace du MNT, on trouve les plans suivants :

- R' : de direction N070.
- T : de direction N100.
- P : de direction N175.

A partir de la rosace des fractures du puits 2, on trouve les plans suivants :

- R' : de direction N080.
- T : de direction N120.
- P : de direction N170.

En comparant entre ces résultats nous constatons qu'il y a une similitude de la distribution spatiale des fractures et des linéaments. Nous pouvons ainsi dire que la distribution des fractures est de type fractal. Aussi il serait intéressant d'analyser mathématiquement la distribution des fractures le long des trois puits.



Intégration des résultats de surface et de subsurface dans un modèle conceptuel de Riedel.

CONCLUSION

Le complexe de Tirechoumine est caractérisé par une déformation de type socle couverture. En effet la déformation du socle panafricain est marquée par une déformation ductile avec des degrés de métamorphisme variables et une déformation cassante, cette déformation est représentée par des accidents NW-SE et NE-SW et de grands linéaments subméridiens qui correspondent à des accidents lithosphériques.

Après la pénélplanation de la chaîne panafricaine se déposa le paléozoïque et lors de la phase hercynienne les accidents panafricains qui sont des zones de faiblesse vont être réactivés et vont engendrer le développement des structures de direction NW-SE, NE-SW et subméridiennes.

De ce fait la structure de Tirechoumine se caractérise par une disposition des plis disposés en échelon souvent obliques par rapport aux accidents de socle affectant la couverture paléozoïque.

L'apparition de ces plis dans la couverture est le résultat de la présence des accidents profonds dans le socle qui ont joué en décrochement dextre durant la phase hercynienne précoce (compression N040).

La rotation de la contrainte compressive durant la phase hercynienne paroxysmale vers une direction de N120 a causé la réorientation de certains plis.

L'analyse de surface basée sur l'étude des linéaments détectés à partir du MNT et de Landast nous a conduit à établir une disposition spatiale des fractures, à partir de laquelle nous avons pu extraire un modèle compatible à celui de Riedel, sauf que le plan R' n'occupe pas la position idéale, il est possible que ce plan ait subi une forte réorientation.

Les profils sismiques étudiés, montrent clairement le type de déformation affectant notre terrain sédimentaire, commençant par une phase compressive qui a donné naissance à des failles inverses, suivi par un relâchement des contraintes qui a engendré la formation des structures en fleur négatives.

L'analyse des fractures de subsurface nous a montré comment ces fractures sont disposées dans notre réservoir compact Siégénien. Ces dernières sont bien intégrables dans un modèle de Riedel.

L'extraction de la direction de la contrainte actuelle nous donne une idée sur le comportement mécanique des fractures à l'intérieur du réservoir (ouvertes ou fermées), et ce qui a comme influence sur l'amélioration de la perméabilité de l'écoulement des fluides.

Les résultats obtenus dans ce travail serviront également dans la prévision d'une stimulation du réservoir par fracturation hydraulique.