

République Algérienne Démocratique et Populaire.
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique.



Ecole Nationale polytechnique
Département Génie Minier

Mémoire de fin d'études

Pour obtenir le titre
D'ingénieur d'état en Génie Minier

Intitulé :

**Mises au point sur les forages infructueux dans le
gisement de Hassi-Terfa**

Réalisé par :

M.HACINI Taqiyeddine Hadj Ammar

M.BERAKNA Mohamed Abdel Illah

Promotrice :

Mlle. BOUMBAR Nadia

2011/2012

10, Avenue Hassen Badi, EL-Harrach, Alger, Algérie.

Remerciements

En préambule à ce mémoire, nous souhaitons remercier les personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de cette formidable année universitaire.

C'est tout naturellement que nous adressons nos remerciements plus sincères aux membres du jury qui ont accepté de juger notre travail ainsi qu'à tous les enseignants du département Génie Minier.

*Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre promotrice **Mlle. BOUMBAR Nadia**, de nous avoir suivi, qu'elle veuille bien trouver l'expression de notre profond gratitude pour l'aide scientifique et morale.*

*Nos sincères remerciements vont aussi à **Mr. EL OUDJEDI Mustapha** qui nous a porté une grande aide durant notre stage.*

*Nous remercions **Mr. IZOUAOUN Houcine** de nous avoir accepté parmi eux pour la réalisation de ce travail au sien de leur entreprise.*

*Nous remercions **Mr. SARAOLA Rabah**, **Mr. ZITOUN Sahbi** et tous les ingénieurs de la division exploration Hassi-Messaoud, pour leurs précieux conseils et pour leur aide.*

*Nous remercions vivement tout le personnel de L'exploration Boumerdes notamment **Mr. SILAM Radoun**, **Mr. ZAMIT Smail**, et **Mr. BAOUALI Brahim**.*

En fin nous adressons nos plus sincères remerciements à nos parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience. Et tous ceux et celles qui nous n'ont pas cessé de encourager durant cette période.

BERAKNA & HACINI

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents

Mes grands-parents.

Mes frères : Zinou et Hicham.

Mes cousins et cousines et tous les membres de ma famille.

Mes ami(e)s : Mohamed, Mahdi, Yacine, Meriem et Mahmoud.

Aux étudiants de mon groupe et à toutes les personnes que j'admire et que je respecte.

BERAKNA Mohamed Abdel Illah.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents

Mes grands-parents.

Mes frères et sœurs: Houssam, Sohaib, Achour, Kfiansae, Iman, Karima,

Oumaima.

Mes cousins et cousines : Azou, Hicham, Youcef, tifou, ma tante kouka et tous

les membres de ma famille.

Mes ami(e)s : Ali. Sliman, Djamel, Mohamed.

Aux étudiants de mon groupe et à toutes les personnes que j'admire et que je respecte.

HACINI Taqyiddine.

Résumé :

L'objectif de notre travail est de comprendre les paramètres qui contrôlent la productivité dans le champ de Hassi-Terfaa. Pour ce faire, nous sommes passés par l'étude des diagraphies, l'étude des carottes et l'étude des lames minces et du microscope électronique. Les résultats obtenus par ces études ont permis de bien connaître la distribution des paramètres pétrophysiques et la distribution des fractures dans le réservoir ordovicien (Quartzite de Hamra).

A la fin de ce travail, nous avons essayé de proposer quelques solutions pour améliorer la production dans la région d'études et pour bien exploiter le réservoir.

Mot clés:

Quartzite de Hamra, paramètres pétrophysiques, fractures.

Abstract:

The objective of our work is to understand the parameters that control the productivity in Hassi-Terfaa field. To do this, we have gone through the study of well logs, study of cores and study of thin sections and scanning electron microscope.

The results of these studies allowed to know the distribution of petrophysical parameters and fractures in Ordovician reservoir (Quartzite of Hamra).

At the end of this work, we tried to propose some solutions to improve production in the region of study and to properly exploit the reservoir.

Keywords:

Quartzite of Hamra, petrophysical parameters, fractures.

ملخص:

الهدف من عملنا هو فهم المقاييس التي تتحكم في الإنتاج على مستوى حقل حاسي طرفة. للقيام بذلك لقد قمنا بدراسة الدياغرافيات، الجزرات، الشفرات الرقيقة و المكربسكوب الالكتروني. النتائج المتحصل عليها من هذه الدراسات سمحت بمعرفة توزع المقاييس البتر و فيزيائية و الكسور على مستوى الخزان الأردوفيسيان. في نهاية هذا العمل لقد حاولنا إعطاء بعض الحلول لتحسين الإنتاج في المنطقة و لتحسين استغلال الخزان.
الكلمات المفتاح: كوارتزيت الحمراء , المقاييس البتر و فيزيائية، الكسور.

Table des matières

Chapitre I : Géologie générale du champ Hassi-Terfa

1. Introduction :	2
2. Generalité :	3
3. Situation géographique et géologique du champ de HassiTerfa	4
3.1 Situation géographique :	4
3.2 Situation géologique de la région :	4
3.3 Historique des puits :	4
4. Description lithologique.....	5
4.1 Paléozoïque :	5
4.1.1 Cambrien:	5
4.1.2 Ordovicien :	5
4.2 Mésozoïque :	6
4.2.1 Trias:	6
4.2.2 Jurassique :	7
4.2.3 Crétacé :	8
4.3 Cénozoïque :	9
4.3.1 Eocène :	9
4.3.2 Mio-Pliocène :	9
5. Cadre local :	11
6. Système Pétrolier :	12
6.1 Roches mères :	12
6.2 Roches Réservoir:	12
6.2.1 Ordovicien :	12
6.2.2 Cambrien :	12
6.3 Roches Couverture :	12
6.4 Les pièges et les voies de migration :	12

Chapitre II : Notions générale sur l'évaluation des paramètres pétrophysique

1 Introduction sur les diagraphies:	15
1.1 Diagraphie de résistivité :	15

1.1.1	Les Macro dispositifs :	15
1.1.2	Les Micro dispositifs :	15
1.2	Diagraphie Radioactive :	16
1.2.1	Définition :	16
1.2.2	.Diagraphie des rayons gamma "GR" :	16
1.2.3	Diagraphie radioactive provoquée:	16
1.3	Diagraphie sonique :	17
1.4	La diagraphie d'imagerie:	18
1.4.1	Les limites des bancs :	19
1.4.2	Les failles	19
1.4.3	Les breakouts	19
1.4.4	Les fractures :	20
2.	Notions fondamentales sur les paramètres pétrophysique :	21
2.1	Notions générales	21
2.1.1	Réservoir :	21
2.1.2	Composition de la roche :	21
2.2	Les paramètres pétrophysiques :	23
2.2.1	La porosité :	23
2.2.2	Méthodes du calcul des différentes porosités :	25
2.2.3	La résistivité de formation:	26
2.2.4	La saturation :	27
2.2.5	Le facteur de formation :	28
2.2.6	La perméabilité :	29
2.2.7	Détermination du volume d'argile :	29
2.3	Interprétation qualitative :	30
2.3.1	Délimitation des zones réservoirs :	30
2.4	Interprétation quantitative :	30
2.4.1	Détermination de la porosité effective :	30
2.4.2	Évaluation de la perméabilité :	32

Chapitre III : Etude de reservoir Hassi Terfa

<u>1.</u>	Détermination des paramètres pétrophysiques :	33
1.1	La résistivité de l'eau de formation (Rw):	33
1.2	Le coefficient lithologique (a) et le facteur de cimentation (m):	33

1.3 Le volume d'argile $V_{sh_{cut-off}}$:.....	33
1.3 Gamma Ray (GR)	34
1.4 Le choix de la porosité utile :.....	34
1.5 Résistivité (Micro M2R1, Macro M2R9)	34
1.6 La perméabilité (K):.....	34
<u>2.</u> Étude lithologique de réservoir.....	36
2.2 Détermination lithologique de réservoir	36
2.2 Détermination de la nature des argiles.....	39
3. Distribution régionale des paramètres pétrophysiques dans le champ de HassiTerfa.	40
3.1 Étude du réservoir :	40
3.1.1 Les cartes isobathes :	40
3.2 Carte en Isoporosité :	42
3.3 Carte d'isoperméabilité :.....	43
3.4 Carte d'isovaleurs du Volume d'argile:.....	44
3.2 Conclusion :	45
<u>3.</u> Distribution locale des paramètres pétrophysiques	45
4.1. Variation de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur...46	
HTFN-2 :.....	46
Puits HTF-4 :.....	47
Puits HTF-5 :.....	48
Puits HTFN-1 :	49
Puits HTF-3 :.....	49
Puits HTF-2 :.....	50
4.1. Étude de la corrélation porosité – perméabilité :.....	50
Conclusion :	53

Chapitre IV : Evaluation de la fracturation

<u>1.</u> Généralités sur Les Fractures.....	55
1.1 Les types de fractures :	55
1.1.1 Les fractures naturelles :	55
1.1.2 Les fractures induites :.....	55
1.1.3 Les fractures provoquées :	55
1.2 LES SYSTEMES DE FRACTURES :	56
Système de fractures associées aux failles :.....	56
1.3 CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DES FRACTURES :.....	57

1.3.1 L'ouverture de la fracture et ses conséquences sur la perméabilité :.....	57
1.3.2 Dimension de la fracture dans l'espace :	57
1.3.3 Orientation des fractures :	57
1.3.4 Déplacement :	57
1.3.5 Influence des paramètres sédimentologiques sur la fracturation :	58
1.4 Les Réservoirs Fracturés :.....	58
1.4.1 Classification des fractures des réservoirs :.....	58
1.5 Réseaux De Fracture :.....	60
1.6 Influence de la fissuration sur la qualité du réservoir :.....	62
1.6.1 Influence positive :.....	62
1.6.2 Influence négative :.....	62
1.7 Méthodes d'évaluation des fractures :	62
2. Etude de fracturation.....	63
2.1 Introduction.....	63
2.2 Etude structurale de la région:	63
2.3 Etude de la fracturation à partir des carottes :.....	64
2.3.1 Puits HTF-2 : (3390,3422m).....	64
2.3.2 Puits HTF-3 : (3364-3437m)	65
2.3.3 Puits HTFN-1 : (33356.6m).....	65
2.3.4 Conclusion:	66
2.4 Etudes des fractures à partir d'outils d'imagerie :	66
2.4.1 Puits HTFN-1 :.....	66
2.4.2 Puits HTF-4 :.....	69
2.4.3 Puits HTFN-2 :.....	69
2.4.4 Puits HTF-5:.....	71
2.4.5 Puits HTF-8 :.....	72
2.4.6 Conclusion :	72
2.5 Etude de la fracturation à partir des lames minces :	73
Conclusion	75
2.6 Etude de la fracturation à partir du microscope électronique à balayage :	75
Description des échantillons :.....	75
Conclusion	76

Chapitre V: Conclusion Générale

Conclusion.....	77
-----------------	----

Liste des figures

Figure I.1 Les bassins sédimentaires en Algérie .WEC 2007.....	2
Figure I.2 Les principaux gisements dans la région de Hassi Massoud. WEC(2007).....	3
Figure I.3 Colonne lithologique type de la région HassiTerfa (Silam.2001) Dép.EXP/SONATRACH	10
Figure I.4 Coupe géologique NW-SE (Silem, 2002).....	14
Figure I.5 coupe géologique NE-SW (Silem, 2002)	14
Figure II.1 détermination de l'orientation de contraintes majeurs avec le Breakout.....	19
Figure II.2 L'analyse de fractures à partir d'imageries.....	20
Figure II.3 Différent mode de distribution de l'argile et leur représentation volumique (document Schlumberger).....	22
Figure II.4 Forme cylindrique des Pores.....	28
Figure II.5 Forme variable des pores.....	28
Figure III.1 cross plot Porosité neutron Vs Porosité densité (HTF-5).....	37
Figure III.2 Cross plot porosité neutron Vs sonique (HTFN1)	38
Figure III.3 Cross plot D_i apparente Vs densité de la matrice apparente(HTFN1)	38
Figure III.4 Cross plot MN du puits HTF5.....	39
Figure III.5 Cross plot MN du puits HTFN.....	39
Figure III.6 Minéralogie d'argile au niveau du puits HTF3	40
Figure III.7 Carte en isobathes 2D des Quartzites Hamra	42
Figure III.8 Carte en isobathes 3D des Quartzites Hamra	42
Figure III.9 Carte d'Isoporosité du champ Hassi Terfa.....	43
Figure III.10 Carte d'Isoperméabilité du champ Hassi Terfa.....	44
Figure III.11 Carte en isovaleurs du volume d'argile dans le champ HassiTerfa.	45
Figure III.12 Variation de porosité et de perméabilité en fonction de profondeur HTFN-2- Intervalle -I-	47
Figure III.13 : Variation de porosité et de perméabilité en fonction de profondeur HTF-4 - Intervalle -I-.....	48
Figure III.14 : Variation de porosité et de perméabilité en fonction de profondeur HTF-4 - Intervalle -II-	48
Figure III.15 : Variation de perméabilité en fonction de profondeur HTF-5 -Intervalle -I-... ..	49
Figure III.16 : Variation de porosité en fonction de profondeur HTF-5 -Intervalle I.....	49
Figure III.17 : Variation de porosité et de perméabilité en fonction de profondeur HTFN - Intervalle I-	50
Figure III.18, 19, 20 et 21 Courbes de corrélations porosité-perméabilité pour les puits (HTFN2, HTFN1, HTF4, HTF5).....	52

Figure IV.1 Les relations directionnelles entre fractures et pli (Ramsay et Huber, 1987).....	56
Figure IV.2 Le modèle d'intrados/extrados (Remberg, 1964).....	57
Figure IV.3 Matrice, Illustration de la porosité secondaire.....	61
<i>Figure IV.4</i> Carte isochrone et de distribution des failles.....	63
Figure IV.5 Carte structurale au toit de la discordance hercynienne.....	64
ImgIV.1.....	65
Img IV.4.....	65
Img IV.2	65
Img IV.3.....	65
Figure IV.6 Analyse des fractures HTFN-1 (Baker, 2001).....	66
Figure IV.7 Orientation des fractures HTFN-1(Baker, 2001)	67
Figure IV.8 Break-out HTFN-1 (Baker,2001).....	67
Figure IV.9 Orientation desfractures HTFN-2 (Baker,2003).....	69
Figure IV.10 Direction du break-out HTFN-2 (Baker,2003).....	70
Img (IV 5.6.7) Lames minces du puits HTFN-1.....	72
Img (IV 8.9.10.11) Lames minces du puits HTF-2.....	73
Img.IV.12 et Img IV.13.....	74
Img IV.14.....	75
Img IV.15 et Img IV.16.....	75
Img IV.17 et Img IV.18.....	76

Liste des tableaux

Tableau I.1: les phases tectoniques majeures avec leur orientation (Haddoum 1984).....	11
Tableau III.1 l'épaisseur totale et utile dans chaque puits dans HTF.....	36
Tableau III.2 Les résultats d'interprétation des paramètres pétrophysique	36
Tableau III.3 Productivité des différents puits du champ de HassiTerfa.....	45
Tableau III.4 les valeurs de coefficient de corrélation pour les puits de HassiTerfa	51
Tableau III.5 les différentes valeurs porosité et perméabilité dans le champ de HassiTerfa	53
Tableau IV.1 Les différents types de fractures de réservoirs.(D.Tiab,2004)	59

Introduction

Introduction

Introduction

Amguid-Messaoud représente l'un des plus importants bassins de l'Algérie. De par sa complexité structurale ce bassin offre la possibilité de développer différents types de pièges.

Le réservoir cambrien, qui constitue le principal objectif de ce bassin a un grand intérêt pétrolier de point de vue réserve et du point de vue économique. Cependant les récentes découvertes, à la périphérie du champ de Hassi Messaoud, ont mis en évidence un nouveau réservoir situé dans l'ordovicien.

Ce réservoir, connu sous le nom de quartzites de Hamra présente un grand intérêt pétrolier de par les quantités en hydrocarbures extraites et existantes au sein de cette formation ordovicienne.

Ces quartzites, caractérisés par une faible porosité est une formation compacte, leur productivité est assez importante au niveau de certains puits alors que les mêmes niveaux dans d'autres puits s'avèrent non productifs.

Le but de notre travail est de comprendre justement la raison d'une telle différence de productivité au niveau d'un même réservoir et en particulier d'expliquer la non productivité des puits HTF5, HTF3 et HTFW. Ces puits se situent dans le champ de Hassi Terfa.

Pour répondre à cette question nous allons dans une première étape chercher à déterminer les paramètres pétrophysiques à l'aide des diagraphies classiques dont nous disposons pour ces puits.

Ces résultats seront ensuite comparés à ceux provenant d'autres puits notamment productifs.

Cela se fera à l'aide de l'établissement de cartes d'isovaleurs pour avoir une idée sur la distribution des paramètres à l'échelle régionale.

Nous ferons également une étude de la fracturation et de sa relation avec les paramètres pétrophysiques au niveau de certains puits à l'aide des données de carottes et d'imagerie disponibles.

En effet la distribution des fractures et leur nature peut expliquer la différence de productivité observée.

Dans ce document nous présentons l'essentiel de notre travail. Nous commencerons dans le **chapitre I** par une présentation générale de la géologie de la région Hassi-Terfa.

Le **Chapitre II** sera consacré à rappeler les notions générales sur l'évaluation des paramètres pétrophysiques ainsi que sur les principales diagraphies utilisées dans notre travail.

L'évaluation des paramètres pétrophysiques pour les puits étudiés et les résultats de l'étude de la fracturation seront eux présentées respectivement dans les **chapitres III** et **IV**.

Enfin ce document se termine par une conclusion générale.

Chapitre I:

Géologie générale du champ Hassi-Terfa

2. Généralité :

La mise en évidence de réserves additives aux champs déjà découverts (Hassi Messaoud et Mesdar....etc) nécessite une meilleure connaissance du potentiel pétrolier des zones avoisinantes. Les découvertes d'accumulations d'huile dans les Quartzites de Hamra, dans les gisements de Hassi Guettar, Hassi Terfa et Hassi D'zabat(figure I.2) auxquelles s'ont venues s'ajouter les faibles accumulations rencontrées aux puits des autres champs qui sont situés dans le réservoir Quartzite de Hamra dans la partie Sud – Ouest du champ de Hassi Messaoud ont non seulement confirmé les hypothèses sur l'existence de pièges dans l'Ordovicien autour de Hassi Messaoud, mais aussi montré l'immense potentialité que peut cacher cette formation.

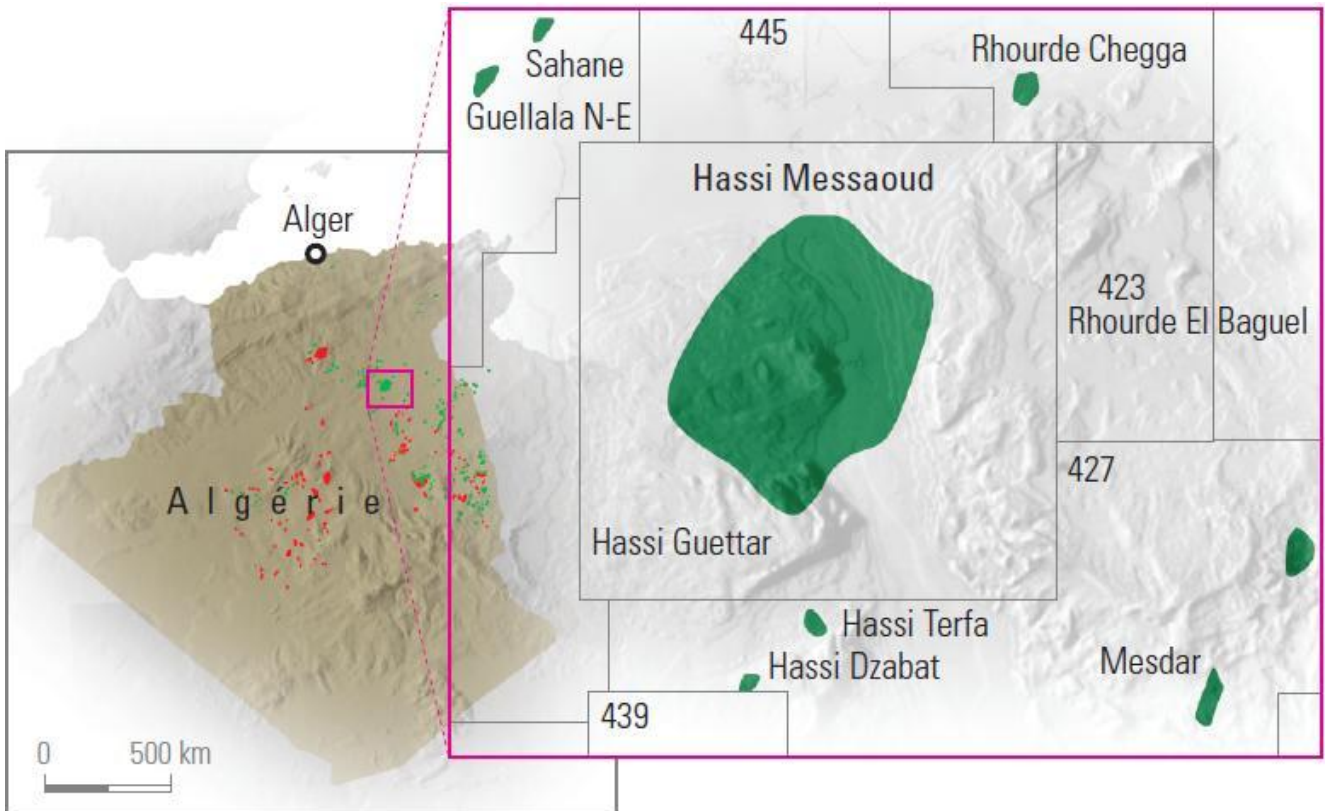


Figure I.2. Les principaux gisements dans la région de Hassi Massoud. WEC(2007)

3. Situation géographique et géologique du champ de Hassi Terfa :

3.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Terfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le Sud, se trouvant dans le bloc n° 427 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-D'zabat, et le champ de Hassi Messaoud (figure I.2). Il est limité par les parallèles 31° et 32° N et les méridiens 6° et 7° Est.

3.2. Situation géologique de la région :

La structure de Hassi Terfa est située dans le bassin triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi Terfa est limité par le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est, par la structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest. A l'Est est situé le champ de Mesdar, et enfin au Sud on a les champs d'El Gassi

3.3. Historique des puits :

La présence d'hydrocarbures dans les réservoirs ordoviciens (Quartzites de Hamra) a été progressivement démontrée depuis 1958. En effet des indices d'huile dans les Quartzites de Hamra ont été découverts dans un puits situés au Sud – Est de Hassi Messaoud, cela leurs a permis de mettre en évidence la présence des hydrocarbures au sein de cette formation. Plusieurs puits d'exploration ont été implantés dont l'objectif principal était la recherche des Quartzites de Hamra en position favorable au Sud- Ouest de la structure de Hassi – Messaoud. Certains puits implantés au flanc de la structure Hassi D'zabat, rencontrent les Quartzites de Hamra sur environ 60m mettant ainsi en évidence des saturations en hydrocarbures assez notables, mais le faciès s'est révélé très compact.

Des résultats positifs ont été enregistrés à HGA-1 et HGA-2, d'environ 3.4 m³/ h d'huile à HGA-1 et 14 m³/ h d'huile à HGA-2.

Ces résultats encourageants ont permis de relancer l'exploration avec l'objectif d'arriver à cette unité réservoir. Parmi les régions dans lesquelles la présence d'hydrocarbure au niveau des Quartzites de Hamra a été mise en évidence on cite : les HTF, HDZ, et HGA (figure I.2).

4. Description lithostratigraphique:

4.1. Paléozoïque :

Il est représenté par le Cambrien et l'Ordovicien

4.1.1. Cambrien:

On distingue de bas en haut

- **Cambrien Ra :**

Ce sont des grés blancs, moyens à grossiers, parfois très grossiers, silico-quartzitiques à quartzitiques, compacts, durs, localement pyriteux, avec de rares passées d'argiles indurées grises à gris noir, silteuses et micacées.

- **Cambrien Ri :**

Il est formé de grés blanc, fin à moyen, silico-quartzitique à quartzitique, compact, avec de fines passées d'argile indurée grise à gris-noir, silteuse, micacée. Abondance de tigillites et de fissures fermées, horizontales à subhorizontales.

- **Zone des alternances :**

C'est une alternance d'argile indurée gris noir à noire, silteuse, micacée et de grés gris-blanc, fin à moyen, siliceux, moyennement consolidés passant parfois à des siltstones gris-blanc.

4.1.2. Ordovicien :

On distingue de bas en haut

Trémadocien:

- **Argiles d'El Gassi :** Cette unité lithostratigraphique est constituée d'argile indurée grise à gris foncé, silteuse, micacée, avec des niveaux de grés gris-blanc, siliceux à silico quartzitique, rarement gris verdâtre à gris sombre, fin à très fin, argileux, mal consolidé et glauconieux, présence de roche éruptive, brun à brun rouge, parfois gris verdâtre.

- **Les Quartzites de Hamra :** Les Quartzites de Hamra sont constituées de grés gris blanc à blanc, localement gris noir, fin à moyen parfois grossier, silico-quartzitique compact, dur, passant par endroit à des quartzites, localement bitumineux, glauconieux, avec passée d'argile gris foncé, indurée, silteuse, micacée; abondance de tigillites et fissures remplies de pyrite; présence de fractures remplies de roches détritiques. Passée d'argile indurée, brun foncé et gris noir, parfois gris vert, silteuse, micacée, inclusion de galets d'argile gris vert.
- **Les grés d'Ouargla :** Ils sont composés de grés blanc à blanc beige très fin à fin, parfois fin à moyen, silico-quartzitique, moucheté de pyrite, compact, dur; passée d'argile indurée gris à noire, silteuse. Niveau de roche éruptive brunâtre et gris –sombre à la base.

4.2. Mésozoïque :

Il est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé

4.2.1. Trias:

De bas en haut on distingue :

- **La Série inférieure :** Elle est représentée par des argiles brun –rouge tendre à indurées, silteuses, avec passées de grés gris-blanc, fin à très fin, silico argileux, mal consolidé.
- **Trias « Roches éruptives » :** Il est constitué de roches éruptives, gris brun et gris vert, avec abondance de minéraux verts, intercalation d'argile brun rouge à brun rarement gris verts, fortement silteuse.

4.2.2. Jurassique :

On distingue de bas en haut :

Le Lias :

- **Le Lias Argileux :** Il est constitué d'argile brun rouge à rouge brique, rarement gris, silteuse, légèrement carbonatée, anhydritique par endroits, tendre à indurée. Trace d'anhydrite blanche, de siltstone, gris verdâtre, argileux, et de grés blanc, moyen à grossier, siliceux, bien consolidé.
- **Lias S3:** Il est constitué de sel jaunâtre translucide, blanc et rosâtre, massif, avec passé d'argile brun rouge rarement grise, tendre à indurée, silteuse.
- **Lias S1 + S2:** C'est un sel translucide, blanc à jaunâtre massif, avec passée d'anhydrite blanche, tendre, pulvérulente, dure, et d'argile brun rouge et grise à gris verdâtre, tendre à indurée.

Chapitre I : Géologie Générale de champ de Hassi terfa

- **Lias « Horizon B »**: Il est constitué de calcaire gris blanc, localement gris verdâtre, microcristallin, moyennement dur, avec passées d'argile gris vert, gris, brun à brun rouge, silteuse, tendre à indurée, carbonatée. Niveau d'anhydrite blanche, massive et dure, vers la base.
- **Lias Salifère** : C'est un sel massif, translucide, parfois jaunâtre, avec passée d'argile brun rouge, silteuse, tendre à indurée.
- **Lias Anhydritique** : C'est une alternance d'anhydrite blanche, pulvérulente, parfois microcristalline, dure, et d'argile gris à gris-vert, parfois brun rouge, silteuse, indurée, passé de dolomie, gris-blanc, microcristalline. Sel massif avec passé d'anhydrite blanche, microcristalline, dure, et d'argile gris-vert, silteuse, salifère par endroit, avec passée de dolomie.

Le Dogger:

- **Dogger lagunaire** : Il est formé d'anhydrite blanche, microcristalline, massive, dure, avec passé d'argile brun rouge, grise à gris-vert, indurée silteuse, légèrement carbonatée, et de dolomie calcaire beige, gris blanc à gris-verdâtre, microcristalline, argileuse, moyennement dure.
- **Dogger argileux** : C'est une argile versicolore à prédominance brun, silteuse, indurée, carbonatée avec passé d'anhydrite blanche, pulvérulente, localement microcristalline et dure; de dolomie calcaire beige à gris beige, moyennement dure à tendre, passée grés blanc verdâtre, fin à très fin, argileux carbonaté, moyennement consolidé.

Le Malm:

Il est constitué d'argile brun rouge et verte, parfois grise, indurée, tendre, silteuse, niveau de grés blanc à gris blanc, fin à très fin, argileux, moyennement consolidé à friable. Une passée de dolomie à dolomie calcaire gris clair gris beige, microcristalline, moyennement dure et d'anhydrite blanche, pulvérulente, trace de lignite.

4.2.3. Crétacé :

On distingue de bas en haut :

- **Néocomien** : Il est constitué d'argile gris vert et brun rouge, indurée, silteuse à silto-sableuse. Passée de grés gris clair à grise vert, parfois brun, fin, argileux, friable. Passée de dolomie grise beige, microcristalline, moyennement dure, présence d'anhydrite blanche pulvérulente.

Chapitre I : Géologie Générale de champ de Hassi terfa

- **Barrémien** : Il est constitué de grés gris-vert et brun, fin à très fin, friable, argileux, avec passée de sable blanc, translucide, moyen à grossier, subarrondi à subanguleux et d'argile, brune et gris-vert, silto-sableuse, rares fines passées de dolomie blanche microcristalline, dure.
- **Aptien** : Il est constitué de dolomie calcaire blanche à beige, microcristalline, moyennement dure, présence d'argile grise tendre, parfois carbonatée.
- **Albien** : Il est constitué de grés gris blanc à blanc, rarement brun, fin à très fin, argileux, moyennement consolidé à friable, d'argile grise à gris verdâtre, brune, indurée, silteuse, localement silto-sableuse fine, de passé de dolomie blanche à beige, microcristalline, moyennement dure à dure, trace de pyrite et de lignite.
- **Cénomanién** : C'est de l'argile grise à gris verdâtre et brune à brun rouge, tendre à indurée, carbonatée.
- **Turonien** : Il est constitué de Calcaire blanc, tendre, crayeux, rarement brunâtre à gris brun, tendre argileux.
- **Sénonien salifère** : Il est constitué par du sel blanc et rosâtre translucide, massif, avec fines passées d'argile gris verdâtre brun rouge, légèrement carbonaté. Niveau d'anhydrite blanche, parfois gris, pulvérulente, rares passées de dolomie beige à gris beige.
- **Sénonien anhydritique** : C'est une alternance d'anhydrite blanc-gris pulvérulente, et cristalline, dure et de dolomie beige à gris beige microcristalline dure, localement argileuse tendre à indurée, carbonatée. Intercalation d'argile grise à gris sombre, indurée, dolomitique.
- **Sénonien carbonaté** : Il est constitué par la dolomie grise, microcristalline à cristalline, vacuolaire, saccharoïde passant par endroit à du calcaire dolomitique gris-blanc à blanc, argileux. Passée d'argile gris à gris foncé, indurée, carbonatée, niveau d'anhydrite blanche pulvérulente et grise, cristalline et dure.

4.3. Cénozoïque :

Il est représenté par l'Eocène et le Moi-Pliocène

4.3.1. Eocène :

C'est un calcaire blanc, crayeux, tendre, avec inclusion de silex.

Passée de dolomie blanche, microcristalline à cryptocristalline, dure, vacuolaire, passant par endroit à une dolomie calcaire, dure, fine, passée d'argile grise.

4.3.2. Mio-Pliocène :

C'est un sable blanc, parfois jaunâtre ; translucide, moyen à grossier, subarondi à subanguleux avec passée de dolomie beige, cryptocristalline. Niveaux de calcaire, blanc gréseux, moyennement dur et de gypse blanc, fibreux, et translucide

Chapitre I : Géologie Générale de champ de Hassi terfa

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

Figure I.3 : Colonne lithologique type de la région Hassi Terfa (Silam.2001)

5. Cadre local :

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

L'image structurale actuelle est le résultat d'une tectonique polyphasée, ayant affecté la région depuis l'orogénèse panafricaine ; la phase hercynienne est la plus importante le long du trend El Agreb-Hassi Messaoud et ses structures associées. L'individualisation des structures s'est effectuée durant le Paléozoïque. Les mouvements tectoniques d'âge Jurassique même tardif, ont également un impact non négligeable sur le schéma structural final, où on peut distinguer localement des horsts et des mini grabens.

Le gisement de Hassi Terfa a une forme anticlinale allongée, orientée NE-SW, avec fermeture contre faille à l'Ouest (figure I.4). Elle est bordée par des failles majeures et secondaires de même direction.

Le tableau suivant montre toutes les études structurales qui ont été effectuées au niveau du bassin Amguid Messoud avec les principales phases tectonique et leurs orientations :

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

Tableau I.1: les phases tectoniques majeures avec leur orientation (Haddoum 1984)

6. Système Pétrolier :

6.1. *Roches mères :*

Le Silurien représente la principale roche mère par sa richesse en matière organique argileuse dont le pourcentage atteint 14%, et de son état de maturation. Par contre son extension ne couvre pas la totalité du bassin.

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

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

6.2. *Roches Réservoir:*

6.2.1. *Ordovicien :*

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

6.2.2. *Cambrien :*

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

6.3. *Roches Couverture :*

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

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

6.4. *Les pièges et les voies de migration :*

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

- soit à des pièges structuraux (horst, anticlinal),
- soit à des pièges stratigraphiques (biseaux par troncature d'érosion hercynienne),
- soit à des pièges mixtes (biseaux ordovicien en amont pendage d'une structure anticlinale).

Les études géochimiques définissent deux périodes de migration :

1- la première, a lieu à la fin du Paléozoïque

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

La migration se serait faite directement à travers la discordance hercynienne, ainsi que les failles, et fractures, du Nord-Est vers le Sud-Ouest, avec remplissage successif des structures de Hassi Messaoud, Hassi Terfa, Hassi D'zabat et El Gassi El Agreb.

Le cheminement est du Nord vers le Sud, l'alimentation serait produite à partir des grés triasiques saturés en hydrocarbures, vers les réservoirs Cambro-Ordoviciens. Le faible enfouissement des argiles radioactives au cours de Paléozoïque, a préservé leur potentiel pétrolier, la maturation et la conservation des hydrocarbures. Tous ces phénomènes, se sont déroulés sous l'effet de la subsidence du Mésozoïque.

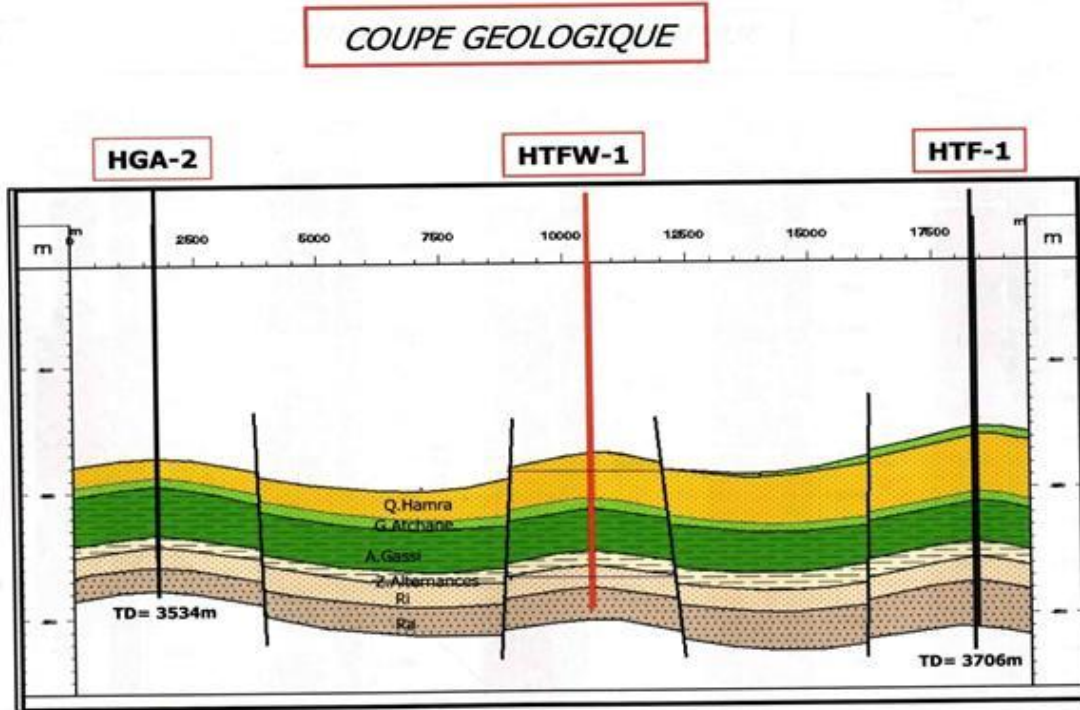


Figure I.5 Coupe géologique NW-SE (Silam, 2002)

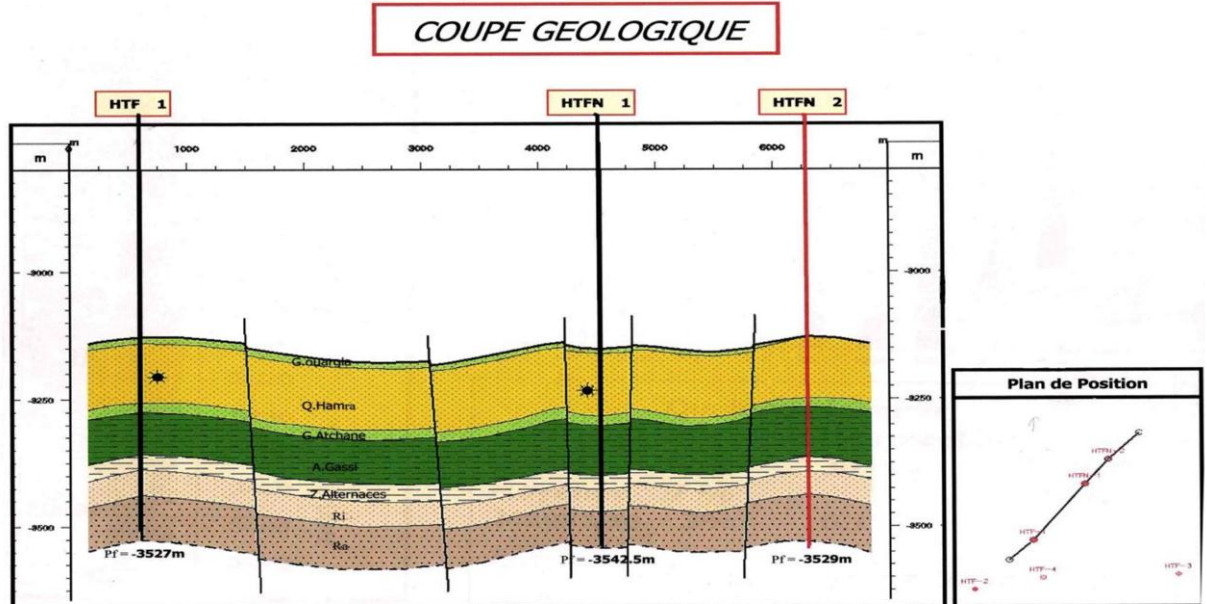


Figure I.6 coupe géologique NE-SW (Silam, 2002)

Chapitre II :

Notions générales sur l'évaluation des

..

1 Introduction sur les diagraphies:

On appelle diagraphie, tout enregistrement de paramètre physique des roches traversées par un forage en fonction de la profondeur. Elle consiste en l'enregistrement analogique et numérique des paramètres pétrophysiques. Elles sont utilisées principalement pour l'évaluation des paramètres pétrophysiques de la formation étudiée. Nous présentons dans ce chapitre les principales diagraphies utilisées dans notre travail à savoir :

La diagraphie électrique

La diagraphie radioactive

La diagraphie sonique

La diagraphie d'imagerie

1.1 Diagraphie de résistivité :

Le principe de mesure consiste à envoyer par une source émettrice d'énergie un signal (courant électrique ou champ magnétique) qui pénètre dans la formation et à enregistrer la différence de potentiel par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source.

La diagraphie de résistivité permet de déterminer la résistivité de la formation et des fluides qu'elle contient. Selon la distance entre le récepteur et l'émetteur on distingue les macro dispositifs et les micro dispositifs.

1.1.1 Les Macro dispositifs :

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t .

1.1.2 Les Micro dispositifs :

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo} .

Plusieurs combinaisons de résistivité sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités R_t et R_{xo} .

Application:

- La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- La détermination des différentes saturations.
- La détermination de la nature du fluide de la formation traversée par le forage.
- La détermination de la porosité utile.

- La détermination de la température.

1.2 Diagraphie Radioactive :

1.2.1 Définition :

On peut mesurer soit *la radioactivité naturelle*, c'est la diagraphie des rayons gamma, GR soit *la radioactivité provoquée* en utilisant des sources radioactives.

1.2.2 .Diagraphie des rayons gamma "GR" :

Elle mesure les rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage.

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Les facteurs influençant la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, le temps mort, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs. Elle est enregistrée pour tous les puits d'études (Serra.O, 1989).

La diagraphie GR sert à :

- La corrélation de puits à puits.
- L'évaluation des volumes et du type d'argiles (Vsh).
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- la délimitation des zones réservoirs (perméables) et celles imperméables. Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite (GRcut-off).

1.2.3 Diagraphie radioactive provoquée:

1.2.3.1 Diagraphie de densité :

On soumet la formation à un rayonnement Gamma émis par une source spéciale ^{60}Co ou ^{137}Cs . Les rayons Gamma sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons Gamma incidents entrent en collision avec la matière. Trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident (Serra.O, 1989):

- L'effet photoélectrique.
- L'effet Compton.
- L'effet de production de pair.

Les diagraphies de densité sont sensibles aux rayons gamma liés aux effets Compton,

Elle permet :

- La détermination de la porosité densité Φ_d indispensable à l'interprétation moderne.
- La comparaison des différents logneutron, densité et résistivité permet une identification des fluides contenus dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.

1.2.3.2 Diagraphie de neutron (indice d'hydrogène) :

A l'aide de sources appropriées on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 2.5 et 6 MeV. Grâce à leur vitesse initiale élevée, les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement leur énergie. On mesure le nombre de neutron thermiques c'est-à-dire de neutrons ralentis (O. Serra, 1989).

L'hydrogène est l'élément dont le pouvoir de ralentissement est le plus fort. Comme cet élément se trouve présent dans de nombreuses substances, la mesure traduit essentiellement la concentration de la formation en atomes d'hydrogènes. Les substances qui en contiennent le plus sont l'eau et les liquides.

On mesure ainsi l'Indice d'hydrogène qui sera lié à la porosité. Nous déterminons par cette diagraphie la porosité neutron Φ_n .

Cette diagraphie permet ::

- L'évaluation de la porosité des roches de réservoirs.
- L'identification de la lithologie en combinaison avec d'autres outils.
- L'évaluation de la densité des hydrocarbures.

1.3 Diagraphie sonique :

Ces diagraphies sont basées essentiellement sur la mesure de temps de propagation d'une onde acoustique, le long des parois du puits entre un émetteur et un récepteur. La vitesse du son dépend de la matrice, de la distribution de la porosité primaire et du type de fluide.

Cette diagraphie permet :

- La détermination de la porosité.
- La détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- L'évaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- L'estimation de la porosité secondaire.

1.4 La diaggraphie d'imagerie:

Les diaggraphies d'imagerie peuvent être de deux types. Certaines utilisent la propagation des ondes acoustiques. Elles mesurent alors l'amplitude, la fréquence, et le temps de parcours des ondes dans la formation. D'autres se basent sur la mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique. Les événements géologiques rencontrés dans un puits influent différemment sur la grandeur mesurée par l'outil d'imagerie. De ce fait, on peut, à partir d'une image enregistrée au fond d'un puits, tirer plusieurs informations, d'ordre lithologique et structural (Serra.O, 1989).

L'imagerie acoustique et électrique a considérablement évolué dans la reconnaissance des formations de sub-surface. Elle lève aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des milieux de dépôts. Son apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données de carottes.

Comparée aux diaggraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures (200 mesures de microrésistivités avec l'outil FMI (Full bore Formation Micro Imager tool) dans le même endroit et en un temps réduit ; ce qui lui permet d'obtenir une information détaillée de toute la paroi du puits (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 toit du trou dans un puits horizontal. Cette orientation est indispensable pour :

- Le calage en profondeur et l'orientation en azimuth des carottes ;
- La déduction du sens du paléocourant et des azimuths de pendage des couches ;
- La détection des contraintes tectoniques et leur changement au cours du temps ;
- La détermination et l'orientation des fractures et des failles ;
- La délimitation des séquences sédimentaires.

Certains événements sont faciles à déceler, d'autres moins, c'est le cas des fractures. Leur détection demande une expérience dans l'interprétation de l'image, et une connaissance approfondie de la géologie de la région.

1.4.1 Les limites des bancs :

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

Dans les différents types des dépôts, la couleur varie en fonction de la taille des grains : pour les grès sont reconnus par une couleur claire, les argiles par une couleur plus sombre. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et sa réponse sera une ligne droite ou bien un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et à forte amplitude dans un puits horizontal.

1.4.2 Les failles

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

1.4.3 Les breakouts

Ce sont des zones de faiblesse dues à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Les « breakouts » sont rencontrés suivant l'axe d'allongement maximum. Sur l'image ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre.

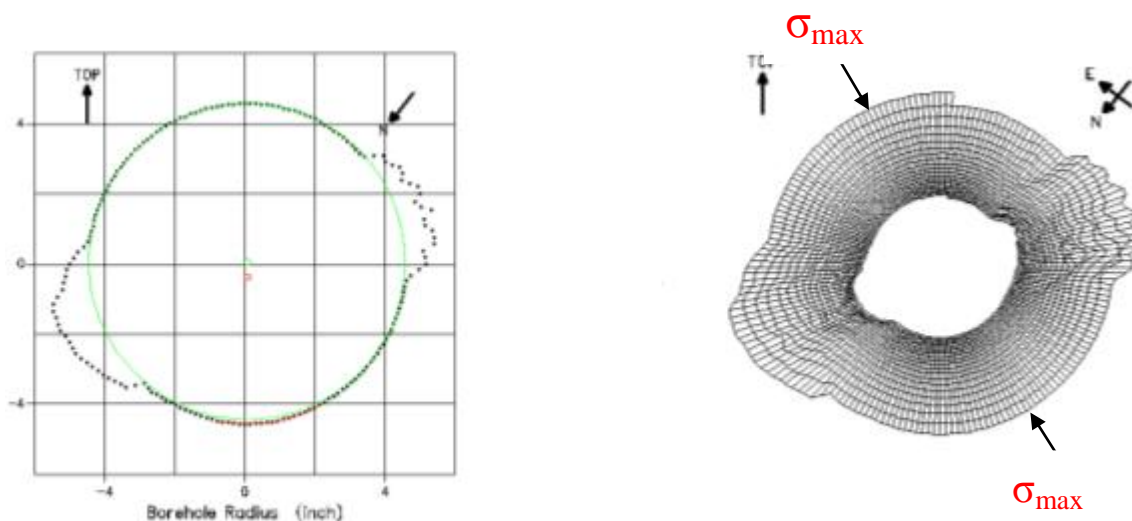


Figure II.1 détermination de l'orientation de contraintes majeures avec le Breakout

1.4.4 Les fractures :

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

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

L'image obtenue est une sinusöide et l'inclinaison de la fracture contrôle l'amplitude de la sinusöide sur l'image ; si cette inclinaison est importante, l'amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un puits horizontal mais. Si elle est faible, l'amplitude de son empreinte sera faible dans un puits vertical et forte dans un puits horizontal.

Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres ; par contre les fractures colmatées ont une couleur claire.

Les fractures dites induites au cours du forage peuvent être déterminées sur l'image par deux lignes verticales rencontrées à 180° l'une de l'autre.

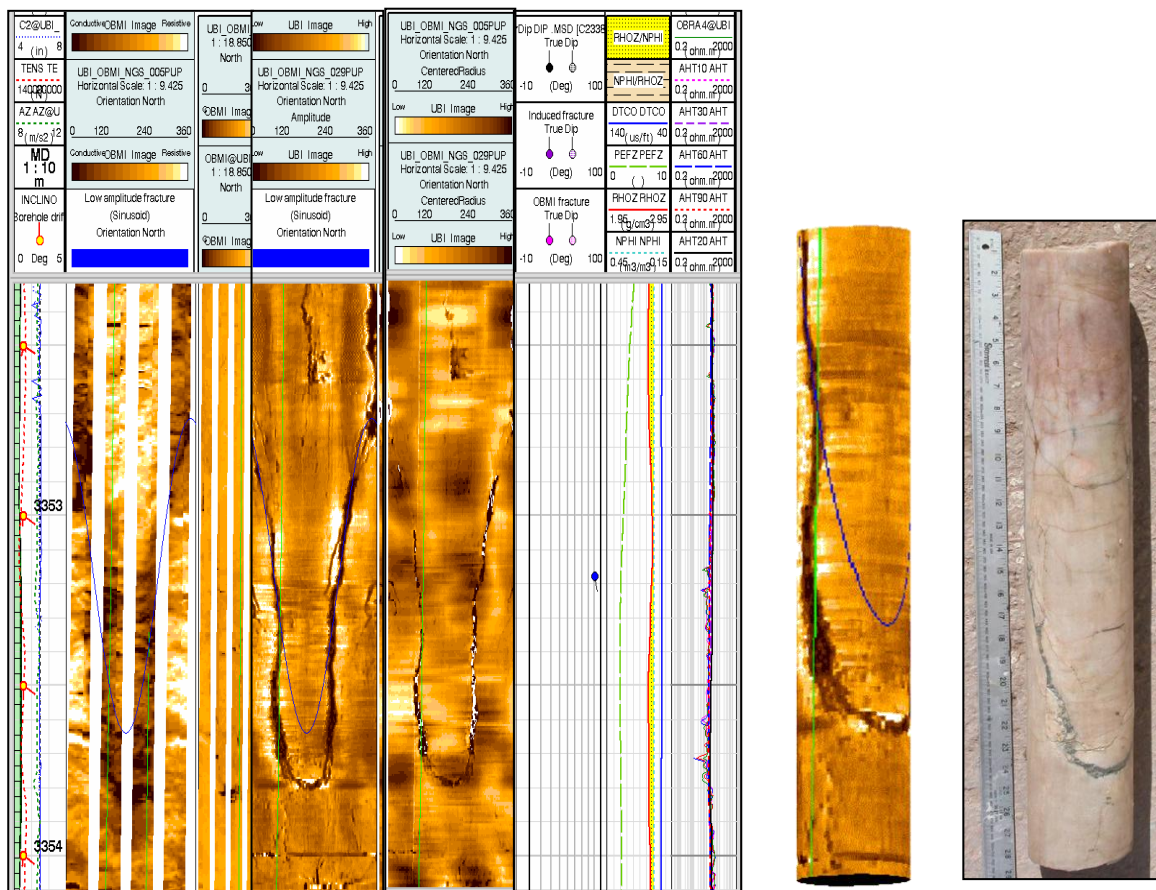


Figure II.2 L'analyse de fractures à partir d'imageries

2 Notions fondamentales sur les paramètres pétrophysiques :

2.1 Notions générales

2.1.1 Réservoir :

Un réservoir est une formation du sous-sol poreuse et perméable. Il renferme, généralement, une accumulation naturelle d'hydrocarbure (huile et /ou gaz), limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique.

Un gisement est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres. (Serra.O, 1989).

2.1.2 Composition de la roche :

La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

2.1.2.1 La matrice :

Les géographistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- **Matrice simple** : Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).
- **Matrice complexe** : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment, calcaire).
- **Matrice Propre** : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

2.1.2.1.1 Les grains :

On appelle grain, élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

2.1.2.1.2 Le ciment :

On distingue par ciment, toute matière liant entre eux des éléments figurés et conduisant à des roches sédimentaires compactes.²¹

2.1.2.1.3 Les argiles :

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phyllithe, alumino-silicatés et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies. Leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir.

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types :

- **Argiles laminées** : Elles correspondent aux argiles détritiques en lits fins entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- **Argiles dispersées** : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhérent aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores. De ce fait, les pores sont rétrécis par les grains d'argiles, ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.
- **Argiles structurales** : Elles correspondent aux argiles se présentent sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles représentent les mêmes caractéristiques des argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées.

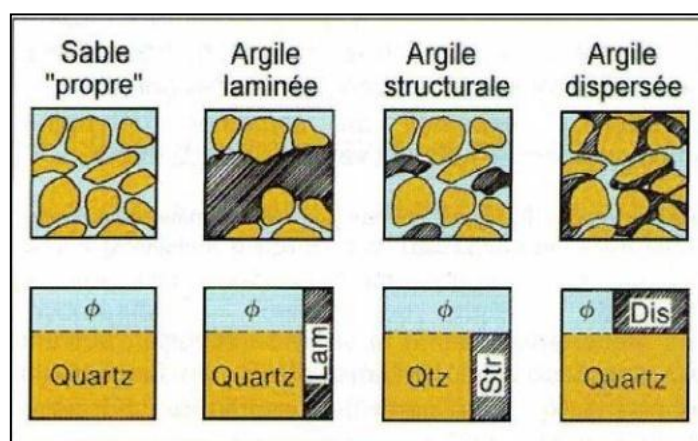


Figure II-3 Différent mode de distribution de l'argile et leur représentation volumique (document Schlumberger)

2.1.2.1.4 Les fluides :

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides « pores et canalicules » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente «eau, gaz, huile et bitume ». Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

2.1.2.1.5 Les faciès :

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques, physico-chimiques et biologiques, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment.

2.2 Les paramètres pétrophysiques :

2.2.1 La porosité :

La porosité est la propriété qui possède une roche de présenter des vides, pores et fissures. Elle est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et désignée par la lettre Φ . Dans les formations peu consolidées, la porosité dépend de la distribution et de la taille des grains.

Les différents types de porosité

2.2.1.1 La porosité totale Φ_t

C'est le rapport du volume total des espaces « vides » non occupés par des solides (pores, fissures, cavités et fractures) existant parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 = (V_p / V_t) * 100 = (V_t - V_s) * 100 / V_t$$

V_p : Volume total des pores.

V_s : Volume de la partie solide.

V_t : Volume total de la roche.

La porosité totale inclus :

2.2.1.1.1 La Porosité primaire (intergranulaire ou intercrystallin)₁ :

Elle correspond aux vides des grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.

2.2.1.1.2 La porosité secondaire Φ_2 :

C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique. Cette porosité se rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques.

2.2.1.2 La porosité connectée :

Elle est égale au pourcentage du volume total des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent y circuler.

2.2.1.3 La Porosité effective ou utile Φ_v :

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbé et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliées entre eux au volume total de l'échantillon. En 1956, le VORSEN a classé la porosité comme suit :

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

2.2.1.4 La porosité potentielle :

Elle a exactement la même définition que la porosité connectée avec la condition que la section des canalicules soit supérieur à une limite au-dessous de laquelle les fluides ne peuvent circuler. En effet, elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

2.2.1.5 La porosité résiduelle :

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux au volume total de l'échantillon.

NB : la porosité totale est aussi une somme de la porosité effective et résiduel.

2.2.1.6 Porosité apparente :

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont comme on le sait une porosité importante mais non utile.

2.2.2 Méthodes du calcul des différentes porosités :

2.2.2.1 Porosité sonique :

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, qui est donnée par :

$$\Delta t = \Phi_f + \rho_{ma} (1 - \Phi) + \Delta t_{ma}$$

$$\Phi_S = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés .

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

Φ_{SSH} : Porosité sonique des argiles.

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} \cdot \Phi_{SSH}$$

2.2.2.2 Porosité neutron :

On bombarde la formation par des neutrons rapides. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\text{Log}(\Phi_n) = A - B \cdot N_a$$

Elle doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_{ncal} - V_{Sh} \Phi_{nsh}$$

Tel que :

$$\Phi_{ncal} = \Phi_n + 0,04$$

Φ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles

2.2.2.3 Porosité densité :

La densité globale de la formation est donnée par :

$$\rho_b = \rho_f \Phi_d + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_{ma} (1 - \Phi_d - V_{sh})$$

$$\Phi_d = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec :

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_{sh} : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile.

Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

- Grés=2.65 g/cm³.
- Calcaire=2.71 g/cm³.
- Dolomie=2.87 g/cm³.
- Argile de 2.7 à 3 g/cm³.

La porosité de densité doit être corrigé de l'effet de l'argile par la formules suivante :

Avec :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - V_{sh} \Phi_{dsh}$$

Φ_{dsh} : Porosité densité des

argiles.

2.2.3 La résistivité de formation:

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est le « Ohm.m ». La résistivité d'une roche dépend de :

- La résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores et de la quantité de cette eau dans la roche.

- La texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

2.2.3.1 Détermination de la résistivité de la formation :

Le paramètre de base R_f permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbure S_h .

Elle est lue sur le log résistivité des différents puits

2.2.3.2 Détermination de la résistivité de l'eau de formation :

La détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w peut se faire par plusieurs méthodes :

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.
- A partir de diagraphie électrique.

2.2.3.3 Relation entre porosité et résistivité :

Dans les zones poreuses aquifères propres, la résistivité des formations R_0 est reliée à celle de l'eau interstitielle R_w , par la relation d'Archie:

$$R_0 = F_R R_w.$$

R_0 : résistivité de la formation saturée 100% d'eau.

R_w : résistivité de l'eau de formation.

F_R : le facteur de formation d'après la résistivité, qui dépend de la texture de la roche.

2.2.4 La saturation :

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre « S » et puisque c'est un rapport, elle est sans dimension, elle est cependant exprimée en %.

On a plusieurs types de saturation :

$S_w = V_w / V_p$: Saturation en eau de la zone vierge.

$S_{HC} = V_{HC} / V_p$: Saturation en huile.

$S_g = V_g / V_p$: Saturation en gaz.

Avec : $S_w + S_{HC} + S_g = 100\%$ et $V_w + V_{HC} + V_g = V_p$

Tel que :

V_w : Volume de l'eau.

V_{HC} : Volume d'Hc.

V_G : Volume de gaz.

V_P : Volume des pores.

2.2.4.1 Relation entre résistivité et saturation :

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores :

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_{HC} , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S_w .

$$(S_w)^n = R_{x0} / R_t = (F \cdot R_w) / R_t$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w}$$

Avec : $n=2$

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre $V_{Sh} < 10\%$.

2.2.5 Le facteur de formation :

C'est la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse totalement saturée en eau à la résistivité de l'eau qui l'imprègne : $F_R = R_0 / R_w$.

Il est liée directement à la forme des pores connectés. Plus la circulation du fluide existant est facile, plus ce facteur est petit.

Si les vides étaient constitués par des canaux cylindriques parallèles, R_0 serait inversement proportionnelle à la porosité.

Dans le cas d'un cube de volume unité contenant des pores représentés par des tubes cylindrique parallèle de section S des pores,

(figure.II-4), le facteur de formation est faible.

Dans le cas d'une variation réelle de section le long du trajet du courant ou les pores sont représentés par des rectangles (figure.II-5), le facteur de formation est important.

Le facteur de formation d'une formation sans argile peut être donné par la formule suivante :

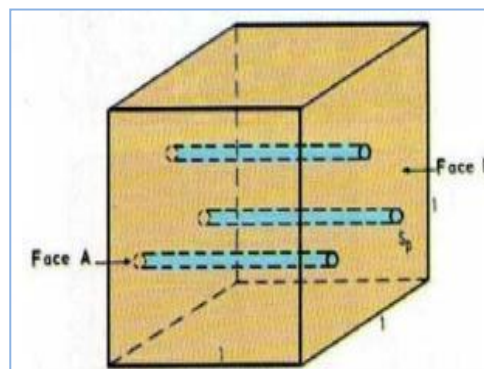


Figure. (II-4) : Forme cylindrique des Pores

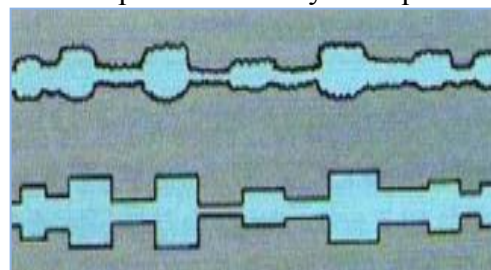


Figure. (II-5) : Forme variable des pores

$$F_R = a / \Phi^m.$$

a : facteur dépendant de la lithologie et variant entre 0.6 et 0.62.

m : facteur de cimentation ou tortuosité, dépendant du type de sédiment et varie entre 2,05 et 2.2.

2.2.6 La perméabilité :

C'est la capacité de laisser passer les fluides dans une formation, elle dépend de la taille et de la dimension des grains. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. La perméabilité est désignée par la lettre « **K** » et elle s'exprime en « **milli darcy** ».

2.2.7 Détermination du volume d'argile :

Certain auteurs préfèrent utiliser l'indice d'argilosité I_{Sh} relié plutôt à l'effet de l'argile qu'à son volume. La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques. On détermine V_{Sh} à l'aide de plusieurs indicateurs qui donnent chacun une valeur. La valeur minimale est retenue comme étant probablement la plus vraisemblable.

Le volume d'argile peut être estimé soit par :

2.2.7.1 La diagraphie des rayons gamma:

$$(V_{sh} \%)_{GR} = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

2.2.7.2 La diagraphie Neutron :

$$(V_{sh} \%)_N = \Phi_N / \Phi_{Nsh}$$

Φ_{Nsh} : La lecture neutron dans les argiles.

Un paramètre important dans l'évaluation d'un réservoir est le **Vshcut-off** qui correspond à la valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour lequel on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur est prise généralement entre 30% et 40% du volume d'argile.

2.3 Interprétation qualitative :

2.3.1 Délimitation des zones réservoirs :

Il nous faut pour cela déterminer les formations poreuses et perméables, cette méthode consiste à établir une ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses à partir d'une limite du $GR_{\text{cut-off}}$ suivant un $V_{\text{Sh, cut-off}}$ fixé à 32% obtenu par la relation suivante (CRD, 1995) :

$$GR_{\text{cut-off}} = V_{\text{Sh cut-off}} \cdot (GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}) + GR_{\text{min}}$$

Au-delà de la ligne fixée qui est le $GR_{\text{cut-off}}$, la formation est considérée comme un banc argileux compact.

2.4 Interprétation quantitative :

2.4.1 Détermination de la porosité effective :

La porosité effective est déduite à partir des trois log neutron, densité et sonique. Suivant le cas on utilise l'une des relations suivantes :

- Pour $|\Phi_{\text{NC}} - \Phi_{\text{DC}}| \leq 5\%$: Dans le cas des huiles et de l'aquifère.

$$\Phi_{\text{N-D eff}} = (\Phi_{\text{DC}} + \Phi_{\text{NC}}) / 2$$

- Pour $|\Phi_{\text{NC}} - \Phi_{\text{DC}}| > 5\%$: Dans le cas des gaz.

$$\Phi_{\text{N-D eff}} = (7\Phi_{\text{DC}} + 2\Phi_{\text{NC}}) / 9$$

DANS LE CAS GENERAL :

- Si $\Phi_{\text{NC}} < \Phi_{\text{DC}}$ alors :

$$\Phi_{\text{U}} = \Phi_{\text{N-D}}$$

- Si $\Phi_{\text{NC}} > \Phi_{\text{DC}}$ alors :

$$\Phi_{\text{U}} = \Phi_{\text{S-D}}$$

- Si la formation est cavée :

$$\Phi_{\text{U}} = \Phi_{\text{S}}$$

En face des formations cavées non fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités.

En face des formations non cavées fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités effectives.

2.4.1.1 Détermination de la saturation en eau de la formation :

La saturation en eau de formation est déterminée selon la nature du réservoir :

a. Cas de réservoir propre ($V_{sh} \leq 10\%$) :

On applique la formule d'ARCHIE :

- Dans la zone vierge : $(S_w)^n = F \cdot R_w / R_t = (a \cdot R_w) / (\Phi^m \cdot R_t)$

- Dans la zone envahie : $(S_{xo})^n = F \cdot R_{mf} / R_{xo} = (a \cdot R_{mf}) / (\Phi^m \cdot R_{xo})$

b. Cas de réservoir argileux ($V_{sh} > 10\%$) :

On dispose de plusieurs formules de saturation en eau de formation selon le type d'argile (dispersée, laminée ou structurale), qui sont présentés ci dessous :

➤ Les argiles dispersées :

On utilise la formule de **Simandoux**. Après la résolution de l'équation, la formule de la saturation en eau est obtenue, (O. Serra, (1979))

$$1/R_t = (V_{sh}/R_{sh}) \cdot S_w + [\Phi^m/a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w] \cdot S_w^2$$

$$S_w = \left[(-V_{sh}/R_{sh}) + [(V_{sh}/R_{sh})^2 + (4 \cdot \Phi^m/a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w \cdot R_t)]^{1/2} \right] * \left[a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w / 2 \cdot \Phi^m \right]$$

Dans notre travail, nous avons utilisé cette dernière formule pour le calcul de la saturation, car les argiles de cette formation sont de type dispersées.

- Les argiles laminées :

$$1/R_t = (S_w^2 / F \cdot R_w (1-V_{sh})) + (V_{sh} / R_{sh})$$

D'où :

$$S_w^2 = [(1/R_t) - (V_{sh} / R_{sh})] * F \cdot R_w (1 - V_{sh})$$

- **Les argiles structurales :**

$$1 / R_t = (S_w \cdot R_{sh} / V_{sh}) + (S_w)^2 / (F \cdot R_w (1 - V_{sh}))$$

2.4.2 Évaluation de la perméabilité :

En diagraphie, plusieurs relations ont été proposées pour l'estimation de la perméabilité, à partir des mesures de porosité et de saturation en eau irrédudible (la formule de Willye et Rose, la formule de Timur et, celle de Tixier). Toutes ces formules reposent sur la relation générale suivante :

$$K = C (\Phi_u)^a / S_{wirr}^\beta$$

$$K = 0.136 (\Phi_u)^{m+2} / S_{wirr}^2$$

Dans notre travail, on utilise pour le calcul de la perméabilité, la formule proposée par Timur en prenant **m=2.15**.

Chapitre III:

Étude du réservoir Quartzites de Hamra de HTF

Introduction:

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures reliés entre eux et dans lesquelles peuvent circuler et se rassembler des fluides.

Leurs caractéristiques pétrophysiques s'expriment fondamentalement en termes de porosité et de perméabilité, dont les relations sont souvent complexes mais fondamentales pour l'étude du réservoir.

Elles sont le résultat de toute l'histoire géologique de ces dépôts et en particulier des conditions de sédimentation et des phénomènes de diagenèse qui leur succèdent, (Serra, 1985).

L'étude très précise des réservoirs est l'un des problèmes essentiels des études pétrolières.

Chaque réservoir doit être caractérisée par les paramètres tels que la porosité, la perméabilité, l'épaisseur, la saturation en huile, en gaz et en eau. Parmi tous ces paramètres, les plus importants sont : la porosité et la perméabilité.

L'importance de la perméabilité est ressentie directement sur la production initiale d'un puits ainsi sur l'indice de productivité.

Objectif du travail :

L'objectif de notre travail est de comprendre pourquoi trois puits, (HTF3, HTF5, HTFW) du gisement de Hassi Terfa ne sont pas productifs, alors que les sept autres puits voisins du même gisement le sont.

Pour répondre à cette question, nous avons décidé d'étudier les réservoirs de ces puits. Cela passe par la détermination des paramètres pétrophysiques à savoir la saturation S , la porosité Φ et la perméabilité K .

Pour certains puits (HTF1, HTF2, HTF3, HTFW, HTFN1, HTF4, HTF5, HTFN2) l'étude pétrophysique existe (Ferd, 2000). Ces études ont été faites à partir des données de carottes de sondage. Les données de ces études ont été intégrées dans notre travail pour l'étude globale du gisement de Hassi Terfa.

Pour les autres puits du gisement à savoir (HTF6, HTF8) nous avons fait l'étude pétrophysique à l'aide du logiciel d'interprétation **IP**.

Par ailleurs, la proximité de ces puits implique la possibilité de l'existence d'un même contrôle structural régional. Nous avons donc également étudié le gisement dans son ensemble, de manière à déterminer la distribution régionale des paramètres pétrophysiques et leurs relations avec la fracturation.

Cette étude a consisté en plusieurs étapes :

- Détermination des paramètres pétrophysiques
- Etude de la lithologie du réservoir
- Distribution régionale des paramètres pétrophysiques
- Distribution locale des paramètres pétrophysiques

1. Détermination des paramètres pétrophysiques :

Cette détermination s'est faite à l'aide du logiciel d'interprétation **IP**. Nous avons également utilisé Excell pour le puits HTFN2 afin de mieux comprendre les différentes étapes du traitement réalisé par le logiciel.

Pour le traitement des données il est nécessaire de disposer de certaines informations spécifiques à chaque région d'étude. Ces données sont :

1.1 La résistivité de l'eau de formation (R_w):

Ce paramètre fondamental pour le calcul de la saturation en eau est estimé à partir de l'abaque Schlumberger en utilisant la salinité de l'eau de formation et la température du réservoir.

La valeur de la salinité de l'eau de formation régionale est $S=300$ g/l, cette valeur est déterminée au laboratoire, alors que la température est mesurée à partir des outils diagraphiques. Pour notre gisement la valeur de R_w a été estimée à $0,014$ Ohm.m.

1.2 Le coefficient lithologique (a) et le facteur de cimentation (m):

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des abaques théoriques en utilisant les diagraphies ou bien à partir des mesures effectuées en laboratoire sur les échantillons de roches.

Dans notre cas, on a utilisé les données du laboratoire soit $a=0.62$ et $m=2.15$.

1.3 Le volume d'argile $V_{sh_{cut-off}}$:

C'est la valeur maximale du pourcentage du volume d'argile pour laquelle on ne considère plus la formation comme étant un réservoir.

Cette valeur est prise entre 30-40 %. Dans notre région elle est de 32%, (CRD, 1995)

La détermination des paramètres pétrophysiques s'est faite à l'aide des diagraphies : Toutes les diagraphies utilisées dans notre étude sont de qualité acceptable. Les diagraphies utilisées sont le gamma ray, les logs soniques, densité et neutron et les logs de résistivité.

1.4 Gamma Ray (GR)

Il a servi à déterminer les limites des réservoirs ainsi que le volume des argiles (Vsh) contenues dans le réservoir.

Pour cela on utilise le $GR_{\text{cut-off}}$ qui définit la ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses.

1.5 Le choix de la porosité utile :

Ces trois diagraphies sont utilisées pour la détermination de la porosité et la lithologie du réservoir.

- Densité (RHOB).
- Sonique (Δt).
- Neutron (Φ).

Les valeurs de porosité sont calculées à partir des diagraphies soniques, densité et/ou neutron qui nécessitent la correction des effets d'argile. Le volume d'argile étant calculé à partir du GR. Cependant ce dernier est influencé par les fortes concentrations des éléments radioactives, qui grâce à leur mobilité peuvent se concentrer dans les plans de failles et les réseaux de fissures.

En effet les enregistrements de gamma ray dans les quartzites de Hamra montrent l'existence de pics radioactifs. Ces derniers ne sont pas liés à des niveaux argileux. De ce fait, dans les calculs, on ne corrige pas de l'effet d'argile.

Pour la détermination de la porosité secondaire, on utilise les données du sonique, (Baker, 1992).

1.5 Résistivité (Micro M2R1, Macro M2R9)

Celle-ci sert à la détermination de la saturation et la nature du fluide.

La saturation en eau du réservoir (S_w) exprimé en (%) a été déterminée à l'aide de la formule de Simandoux, car l'argile de formation est une argile dispersée. La nature des argiles a été déterminée à l'aide du logiciel IP. Ce résultat sera présenté dans le chapitre suivant.

1.6 La perméabilité (K):

Exprimée en (mD) a été déterminée à l'aide du logiciel IP en utilisant la formule de Willye avec les constantes spécifiques à notre gisement. Cela pour HTF6 et HTF8 pour lesquels nous ne disposons pas de données de carottes. Pour les autres puits

Chapitre III : Étude du réservoir Quartzites de Hamra de HTF

étudiés, ce sont les données des carottes plus fiables, qui ont servi à la détermination de la perméabilité.

Après avoir déterminé les paramètres cités ci-dessus, et afin de pouvoir mieux définir nos réservoirs, nous avons considéré les paramètres suivants :

A. $\Phi_{\text{cut-off}}$: qui sépare les zones poreuses et les zones compactes. Cette valeur est fixée à 5% dans notre région, (CRD, 1995)

B. $S_{w\text{cut-off}}$: C'est la saturation limite qui permet de localiser les zones aquifères et les zones à hydrocarbures. Cette valeur est fixée à 50%.

L'épaisseur utile des réservoirs, c'est-à-dire, l'épaisseur de la zone du réservoir qui contient les hydrocarbures est donnée dans le tableau III.1 suivant :

Puits	HTF1	HTF2	HTF3	HTF4	HTF5	HTF6	HTF8	HTFN1	HTFN2	HTFW
Toit	3339	3329	3353	3352	3348	3376,5	3343	3327,5	3341	3377
Mur	3385	3459	3479	3440	3444	3488	3454	3530.5	3422	3455
E.tot	116	122.5	126	88	96	122	111	123	81	78
E.uti	85	50	102	40	0	20	33	57	60	30

Tableau N°III.1

Les résultats d'interprétation à la fois des différentes diagraphies et des données de carotte, pour l'ensemble des puits, sont présentés dans le tableau III.2 suivant:

puits	X	Y	Q,H,Toit(m)	Phi (%)	K (mD)	Sw (%)	Vsh (%)	Psi
HTF#1	220154,13	3469583,44	3318	6,5	1,5	18,09	13,51	806
HTF#2	217205,14	3466210,08	3329	5,9	2,37	34,5	8,5	420
HTF#3	225686,78	3466632,14	3353	4,9	1,07	34,22	9,92	-
HTF#4	220080,1	3466811,12	3352	7,2	0,72	33	20	250
HTF#5	229201,86	3468482,63	3348	4,31	0,09	29	9,94	-
HTF#6	219563,35	3461337,99	3376,5	4,39	2,54	27	13,17	200
HTF#8	225485,01	3472062,45	3375	6,8	1,02	31	13,5	200
HTFN#1	222206,87	3472148,94	3327,5	6,6	1,53	30	10	375
HTFN#2	223196,89	3473571,48	3341	7,3	1,39	16	7,76	540
HTFw#1	215689,67	3475714,93	3377	3,9	1,3	34,1	8,25	70

Tableau N° III.2 Les résultats d'interprétation des paramètres pétrophysique

2. Étude lithologique de réservoir

2.2 Détermination lithologique de réservoir

Dans cette partie, on a considéré les puits HTFN-1 et HTF5 comme exemples représentatifs de la région, pour la détermination lithologique et minéralogique du réservoir, car il y a une homogénéité de distribution des types de formation au niveau de notre champ d'étude.

Cette étude est basée sur les différentes réponses des diagraphies de porosité. Pour cela, on a utilisé les abaques (CP-1e), (CP-2a) et (CP-7) de. Le nuage de points sur les différentes figures III. 2et 3. La figure III. 4 montre une dominance du quartz

Le nature gré quartzeux est confirmé par la méthode **M-N plot** à l'aide des abaques Schlumberger.

Le **M-N** plot est le report graphique réalisé par les équations suivantes :

$$M = [(\Delta t_f - \Delta t) / (\rho_b - \rho_f)] * 0.01$$

$$N = (\Phi_{Nf} - \Phi_N) / (\rho_b - \rho_f)$$

Les figures III.5 et 6 montre que le nuage des points correspond à nos réservoirs est essentiellement réparti au tour du quartz

Dans le cas d'un réservoir fracturé, les informations fournies par ces abaques ne sont pas très fiables, mais ils nous donnent une idée sur le type des minéraux qui forment notre réservoir et le type de notre porosité (primaire ou secondaire), et cela va être confirmé par l'étude sédimentologique (chapitre suivant).

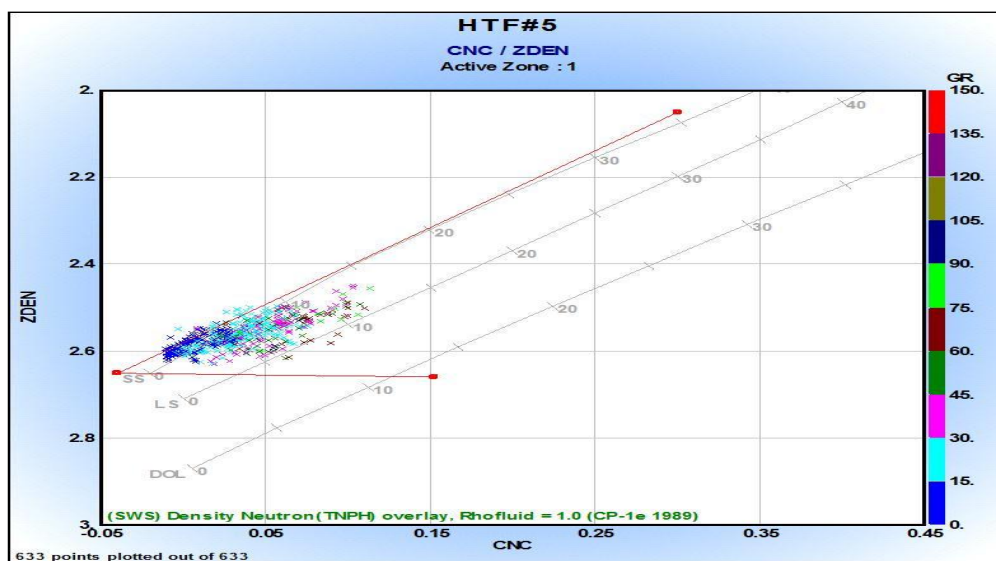


Figure III.1 cross plot Porosité neutron Vs Porosité densité (HTF-5)

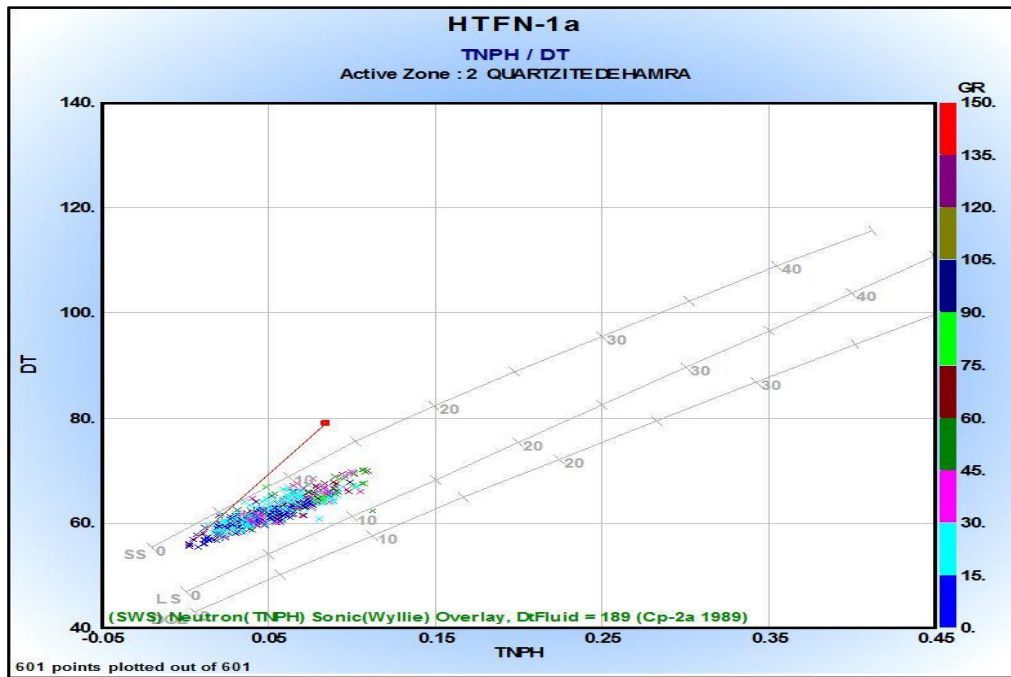


Figure III.2 Cross plot porosité neutron Vs sonique (HTFN1)

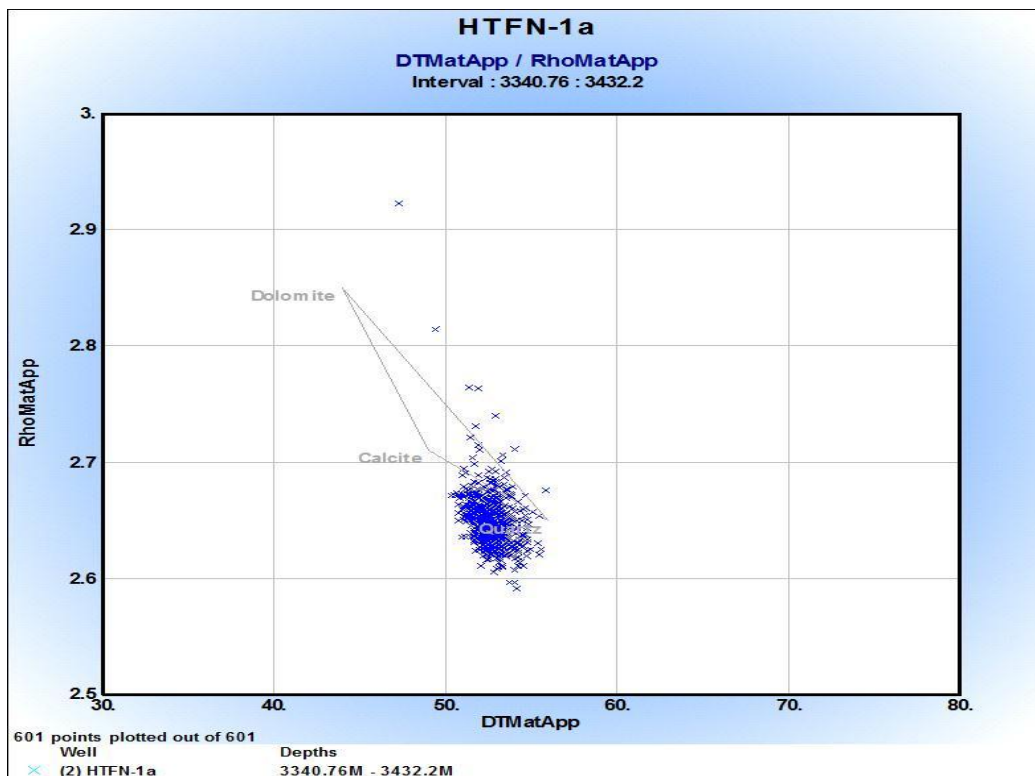


Figure III.3 Cross plot D_t apparente Vs densité de la matrice apparente (HTFN1)

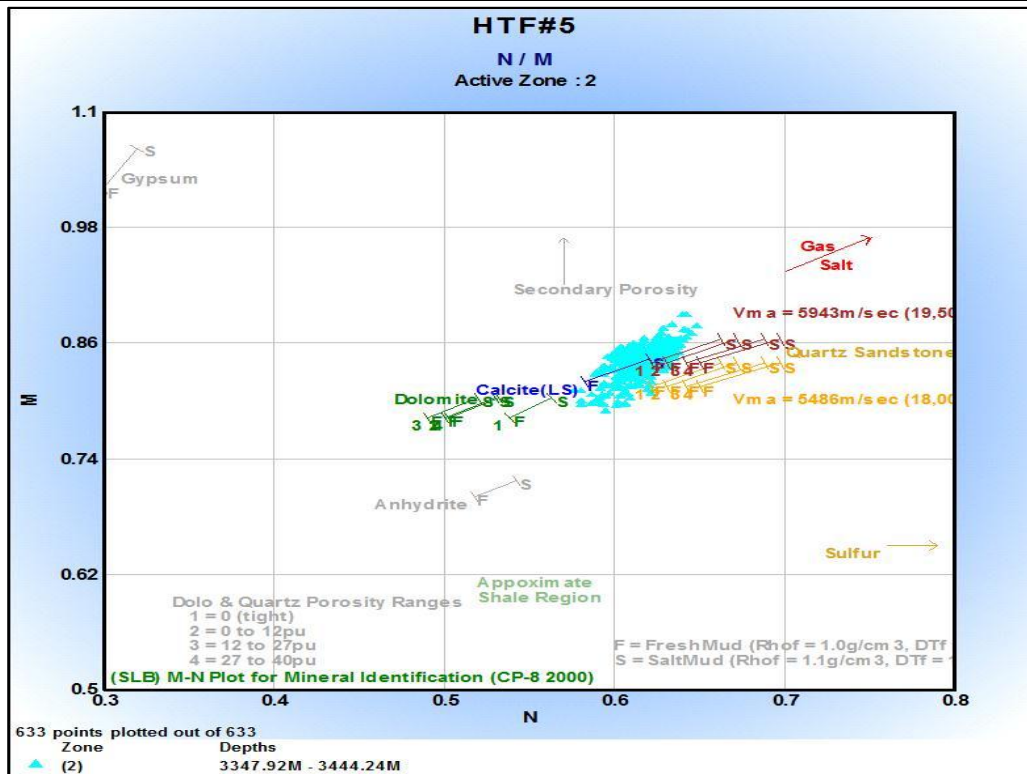


Figure III.4 Cross plot MN du puits HTF5.

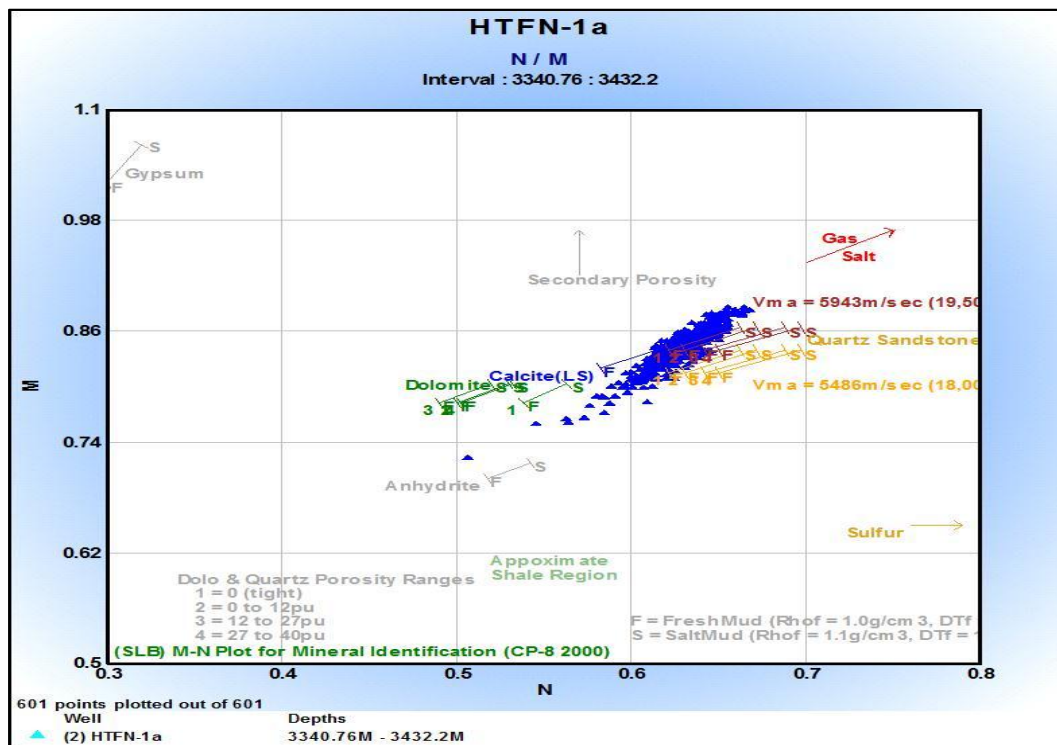


Figure III.5 Cross plot MN du puits HTFN-1.

2.2 Détermination de la nature des argiles

La minéralogie des argiles influe directement sur les caractéristiques pétrophysiques du réservoir. Une argile de type illite dégrade les caractéristiques pétrophysiques du réservoir car elle se sédimente dans les pores, qui n'est pas le cas de l'argile de type chlorite, (Taib, 2004).

La détermination de la nature des argiles a été faite pour le puits HTF3 (Beciep, 2007). Elle montre une dominance d'argile de type illite, (figure III.7). Ces résultats sont confirmés avec les résultats d'études des lames minces et le microscope à balayage.

La présence d'illite peut expliquer les faibles valeurs de porosité et de perméabilité de la région. Les mauvaises propriétés pétrophysiques du réservoir des Quartzites de Hamra aurait pour origine une compacité intense créée par les effets diagenétiques entraînant l'apparition de l'illite.

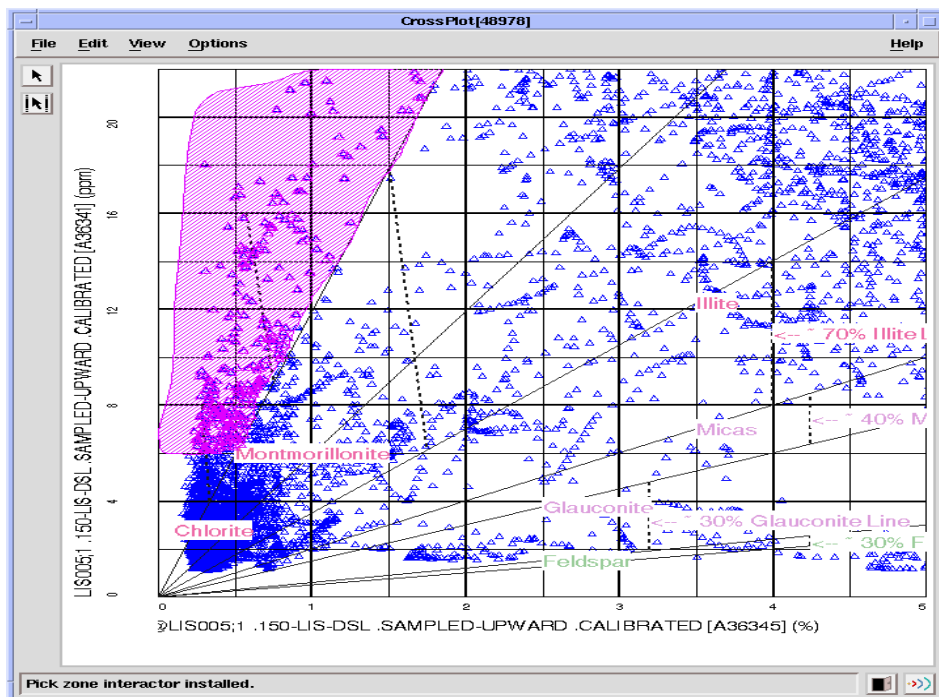


Figure III.6 Minéralogie d'argile au niveau du puits HTF3

3. Distribution régionale des paramètres pétrophysiques dans le champ de Hassi Terfa.

3.1 Étude du réservoir :

L'aspect géométrique du réservoir a une influence sur les paramètres pétrophysiques. Pour cela, il est nécessaire d'en établir l'architecture à travers les cartes en isobathes. Ces cartes montrent l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

Cette partie de notre étude concerne la distribution des paramètres pétrophysiques sur une échelle régionale. Elle sera présentée sous la forme de cartes d'isovaleurs. Ces cartes ont été établies, à l'aide du logiciel Surfer, en prenant en compte les données disponibles pour l'ensemble des puits du gisement. Ces cartes concernent les paramètres suivants :

- Volume d'argile (Vsh);
- Perméabilité;
- Porosité;
- Profondeur.

On trace également la carte isobathe du toit du réservoir quartzites de Hamra.

3.1.1 Les cartes isobathes :

Les figures III. 8 et III.9 représentent la carte en isobathes respectivement 2D et 3D. On constate que le toit se trouve à une faible profondeur dans la zone orientée NE-SO délimitée par les puits HTF1, HTF2, HTFN1, HTFN2. A la périphérie de cette zone, la profondeur est plus élevée.

On observe également dans la même zone, sur le tableau III.1 qui montre les épaisseurs des différents puits d'étude, un épaissement du réservoir (91 m pour HTFN-2) au nord et 122.5 m dans HTF-1 au Sud).

D'après ces cartes on constate que notre réservoir est très épais au milieu (une valeur moyenne de 110m) là où les puits HTF1, HTF2, HTFN1 et HTFN2 sont implantés. L'épaisseur du réservoir est de plus en plus fine en périphérie (cas d puits HTF3, 5 et 6).

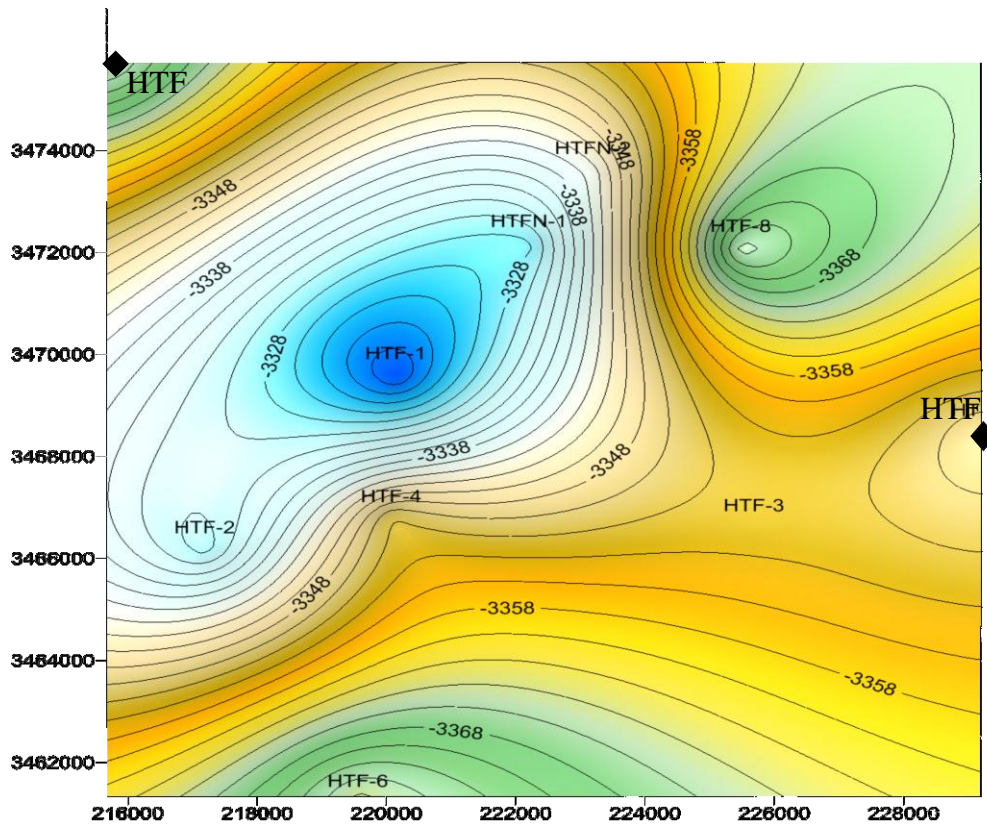


Figure III.7 Carte en isobathes 2D des Quartzites Hamra
LEGENDE :HTF : Nom du puits 3330 : Isoligne. Equidistance :2m

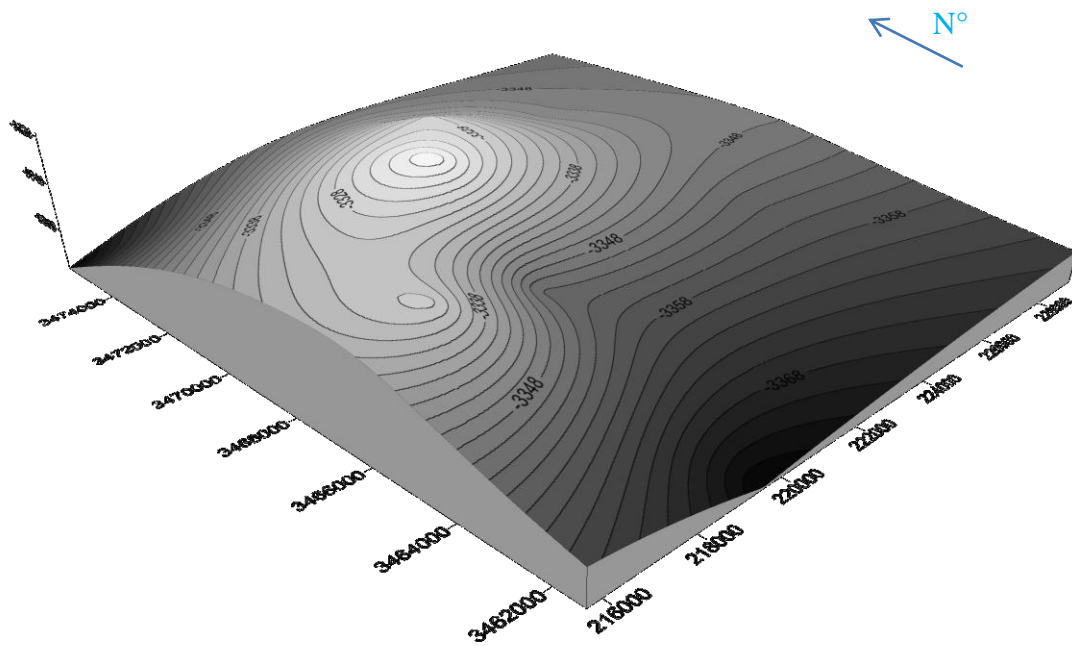


Figure III.8 Carte en isobathes 3D des Quartzites Hamra

3.2 Carte en Isoporosité :

La carte en isoporosité de Hassi Terfa, (figure III.11) a été établie d'après les données de diagraphie pour les puits HTF6, HTF8. Pour le reste des puits ce sont les données de carottes qui ont utilisées.

Nous observons au niveau du réservoir Quartzite de Hamra que la porosité a une valeur moyenne de 6%, la valeur maximale s'observe suivant l'axe NE-SO, HTFN-2 et HTF4, qui correspond à la plus forte épaisseur du réservoir ainsi qu'à la profondeur plus faible du toit.

Cette direction NE-SO est conforme à la direction des failles majeurs dominantes, figure (IV .5 et IV.6)

La valeur minimale de 4,3% est observée au niveau du puits HTF5. La porosité diminue du centre vers la périphérie selon la direction NO-SE.

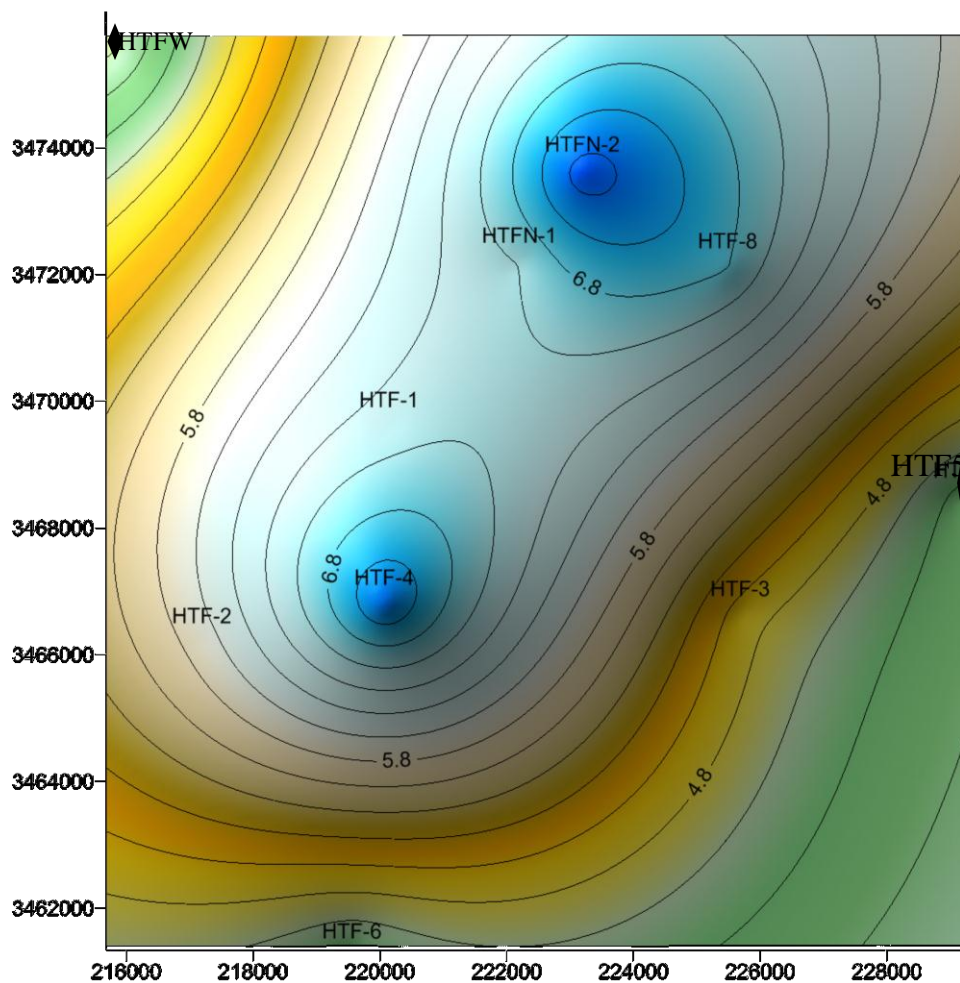


Figure III.9 Carte d'Isoporosité du champ Hassi Terfa

LEGENDE : HTF : Nom du puits — 5 : Isoligne. Équidistance :0.002%.

3.3 Carte d'isoperméabilité :

L'analyse de la figure III.10 montre, d'une manière générale, des valeurs très faibles de la perméabilité dans notre région, d'environ 2 mD.

On note que la valeur maximale de 3mD s'observe au centre, dans la même zone caractérisée par le maximum de la porosité et de l'épaisseur.

Les faibles perméabilités sont conformes aux tests négatifs de productivité pour les puits HTF3, HTF5.

Cette valeur moyenne faible de la perméabilité montre que la bonne productivité dans notre région n'est pas due à la perméabilité primaire, **tableau III.3**.

On constate que la zone de bonne productivité est liée à la présence des failles majeures.

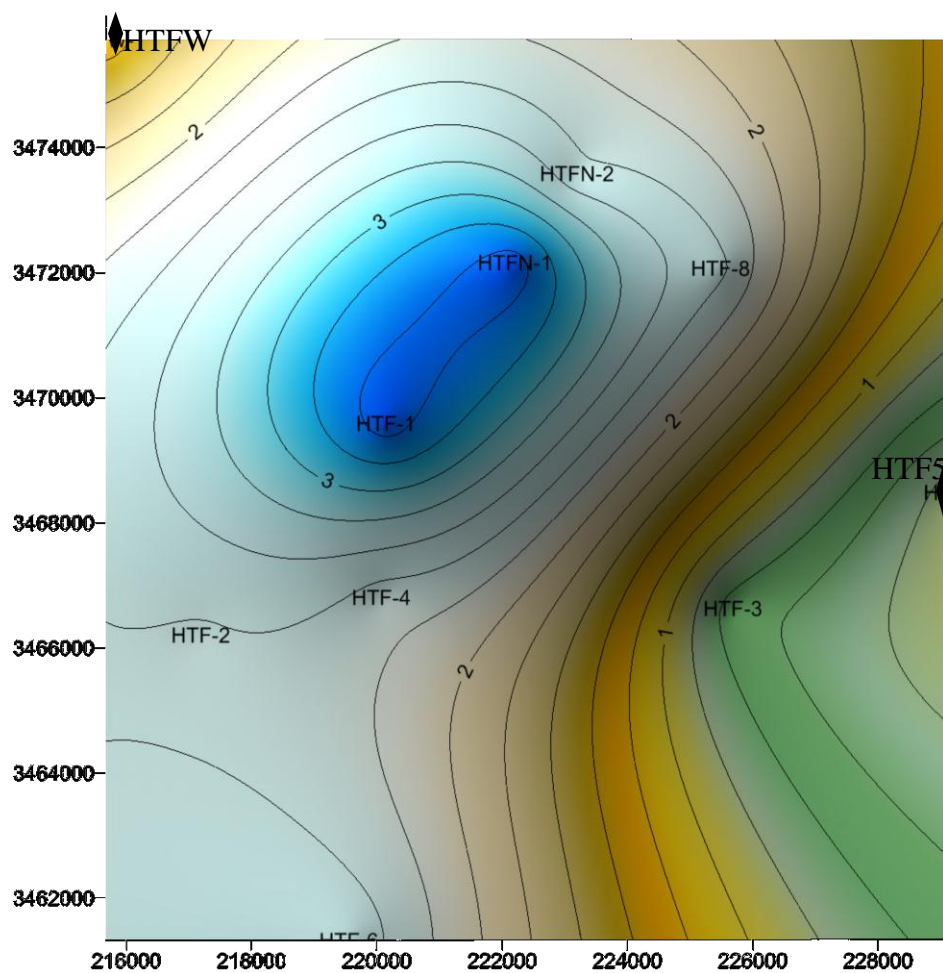


Figure III.10 Carte d'Isoperméabilité du champ Hassi Terfa

LEGENDE : HTF : Nom du puits. 2 : Isoligne. Equidistance : 0.2mD.

Puits	Pression d'huile (m ³ /h)
HTF1	10.9
HTF2	8.4
HTF3	2.04
HTF4	4.4
HTF5	SEC
HTF6	5.5
HTF8	9
HTFN1	7.94
HTFN2	6.59
HTFW	1.49

Tableau III.3: Productivité des différents puits du champ de Hassi Terfa

3.4 Carte d'isovaleurs du Volume d'argile:

L'étude la carte des isovaleurs figure III.12 Montre que suivant l'axe des puits HTF2 HTF1 HTFN1 HTFN2 le pourcentage du volume d'argile est le plus faible comparativement à l'ensemble de la zone du réservoir. Cette direction privilégiée est la même que celle que l'on observe pour la porosité et la perméabilité.

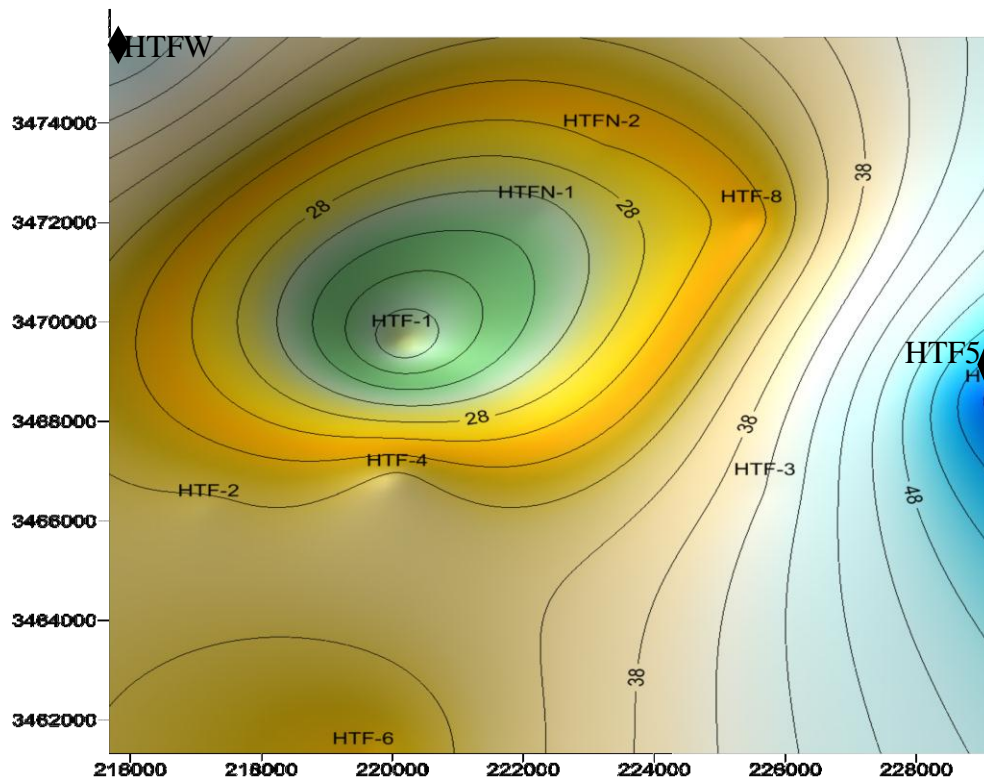


Figure III.11 Carte en isovaleurs du volume d'argile dans le champ Hassi Terfa.

LEGENDE : HTF : Nom du puits. 2: Isoligne. Equidistance : 2%.

Nous avons montré que les argiles sont de type illitique. Or ces derniers dégradent les paramètres pétrophysiques des réservoirs. Le faible pourcentage de ces argiles dans la zone des puits HTF2 HTF1 HTFN1 HTFN2 est conforme avec la bonne productivité de ces derniers.

3.2 Conclusion :

L'analyse des cartes en isovaleurs montre une zone privilégiée du réservoir orientée NE-SO. Cette zone qui correspond à la zone la plus productrice présente les caractéristiques suivantes :

- une épaisseur maximale du réservoir en moyenne de 110m,
- une profondeur minimale du toit du réservoir en moyenne de 3330m,
- une porosité maximale de 7.4%,
- une perméabilité maximale de 3mD,
- le plus faible volume d'argile.

A la périphérie de cette zone, là où se situent les puits non productifs, les caractéristiques du réservoir se dégradent.

D'une manière générale les propriétés pétrophysiques pour toute la zone du réservoir sont nettement faibles du point de vue matricielle. La bonne productivité de certains puits ne peut s'expliquer que par l'existence probable d'un réseau de fractures liés aux différents phénomènes tectoniques subis par la région.

4. Distribution locale des paramètres pétrophysiques

Cette partie de notre travail a pour but de voir si les paramètres pétrophysiques se distribuent de façon homogène dans un puits donné ou si ceux-ci présentent des anomalies. Nous chercherons à comprendre alors si les anomalies possibles sont reliées ou non à la présence de fissures.

Pour cela nous avons tracé différentes courbes donnant la variation des paramètres pétrophysiques en fonction de la profondeur, de même que nous avons cherché à étudier la corrélation entre la porosité et la perméabilité.

4.1. Variation de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur

Nous avons établi les courbes de la porosité Φ et de la perméabilité K en fonction de la profondeur pour les puits HTFN2, HTF5, et HTF4. Ces courbes sont établies à partir des données de carotte. Nous obtenons les résultats suivants :

HTFN-2 :

Intervalle N° I : (3349.05m à 3384m).

Les valeurs de porosité montrent une distribution homogène sur tout l'intervalle de la carotte avec une variation des valeurs entre 4-10 % et une légère augmentation au milieu de cet intervalle.

Cependant la perméabilité elle n'a aucune régularité de distribution dans tout l'intervalle. On observe des petites valeurs de l'ordre de 0,06 mD caractéristiques des réservoirs compacts, et des grandes valeurs de l'ordre de 35-45 mD qui sont relativement concentrées au milieu de la carotte là où on observe des fractures.

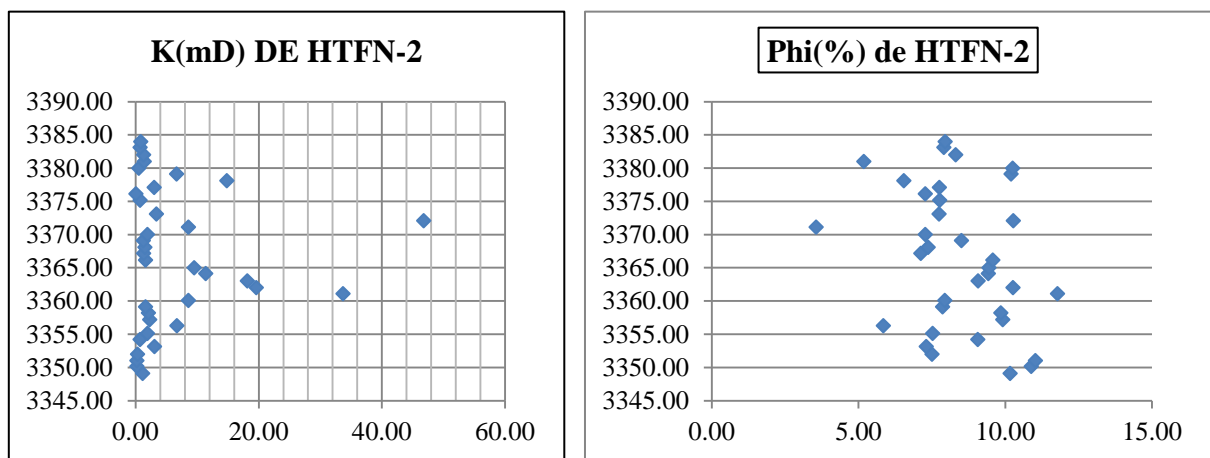


Figure III.12: Variation de porosité et de perméabilité en fonction de la profondeur HTFN-2-Intervalle -I-

Puits HTF-4 :

Intervalle I: 3329 à 3312 m

La porosité varie mais ne dépasse pas les 5% dans la plupart de notre intervalle. On remarque une valeur moyenne dans la partie sommitale. Concernant la perméabilité, les valeurs sont généralement très faibles de l'ordre de 0.01 mD, sauf dans la partie supérieure où l'on remarque une grande valeur de 30mD. Dans cette zone on observe également la plus grande valeur de la porosité. Cela est dû à la présence d'une fissure observée, figure (IV.).

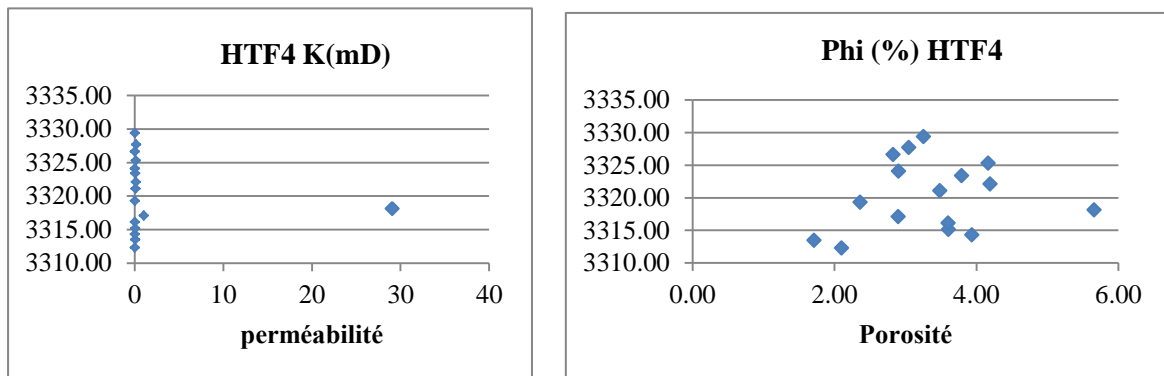


Figure III.13 : Variation de porosité et de perméabilité en fonction de la profondeur HTF-4 -Intervalle -I-

Intervalle II : 3358 à 3402 m

Dans cet intervalle on a des valeurs moyennes de porosité de 5 à 10%. On observe également des valeurs supérieures à 10%. On n'observe pas sur la carotte de fissures.

On remarque aussi des médiocres valeurs de la perméabilité qui ne dépassent le 1.5mD.

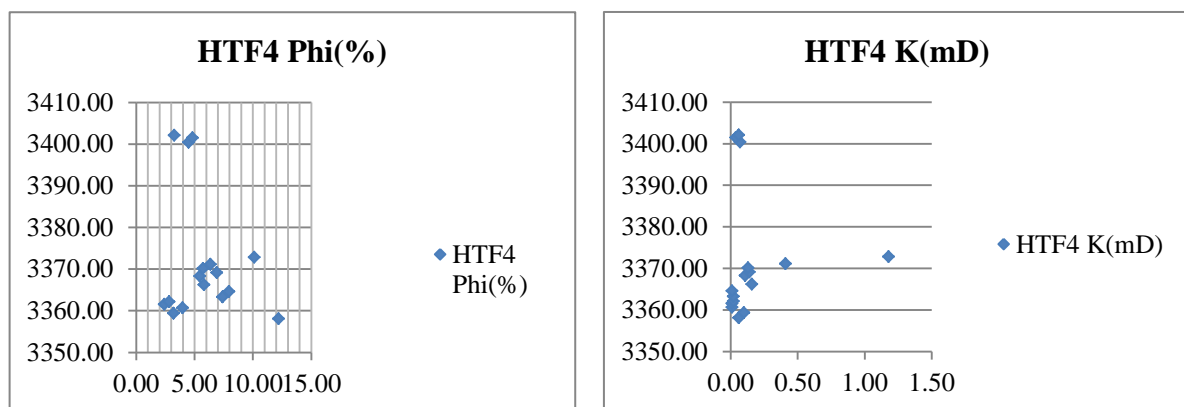


Figure III.14 : Variation de porosité et de perméabilité en fonction de la profondeur HTF-4 -Intervalle -II-

Puits HTF-5 :

Intervalle : 3430 à 3437 m

On remarque sur cette intervalle que les valeurs de la porosité sont très faibles, généralement inférieur à 5%, de même que la perméabilité est très faible à nulle. Cela explique le non productivité du puits HTF-5.

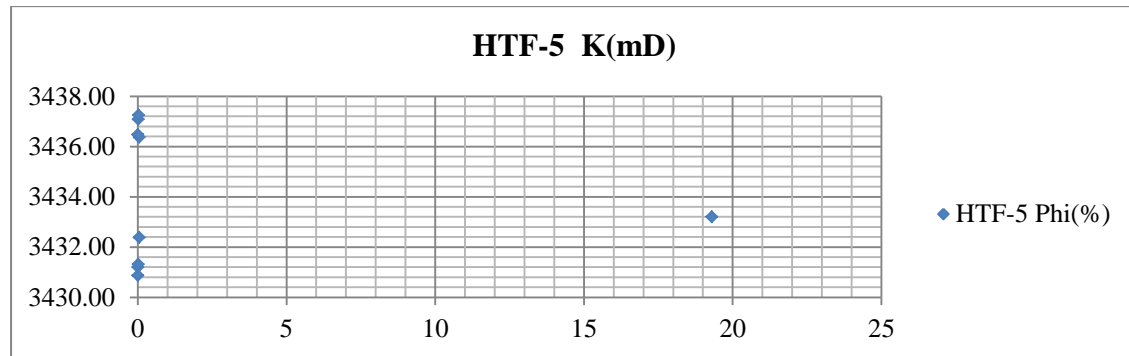


Figure III.15 : Variation de perméabilité en fonction de la profondeur HTF-5 -Intervalle -I-

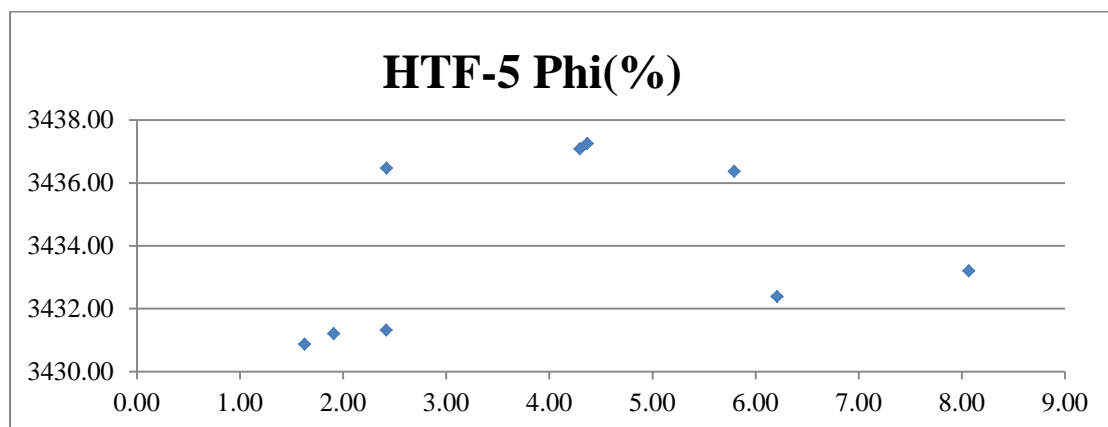


Figure III.16 : Variation de porosité en fonction de la profondeur HTF-5 –

Les résultats que nous obtenons sont similaires aux résultats correspondant aux puits, figure (qui correspondent aux puits HTFN1, HTF2 et HTF3 proviennent d'études antérieures, (Biciep, 2007).

Puits HTFN-1 :

Intervalle I : (3339.05m à 3322m).

Les valeurs de porosité montrent une augmentation du sommet à la base de l'intervalle. Les plus fortes valeurs sont situées entre 3 et 6%. Cependant la perméabilité est inversement proportionnelle à la porosité : elle est relativement élevée au sommet et très faible à la base l'intervalle de variation est situé entre 0.01 et 0.1md.

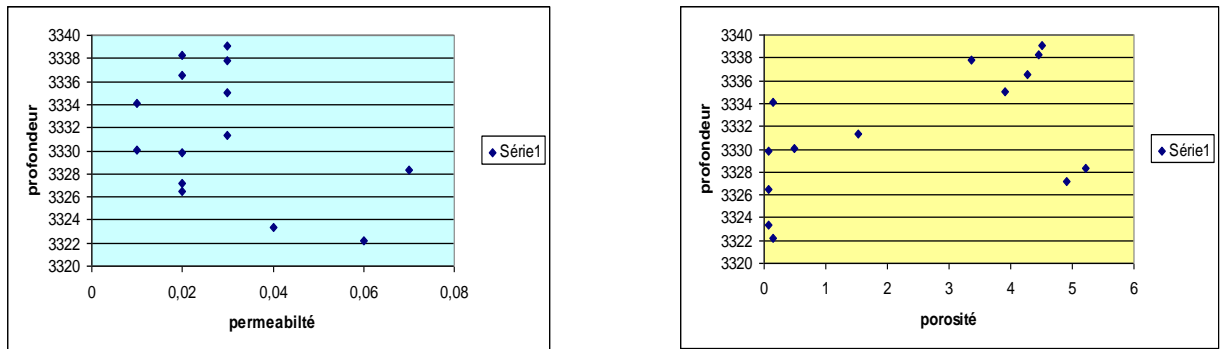


Figure III.17 : Variation de porosité et de perméabilité en fonction de la profondeur HTFN -Intervalle I- (Biciep, 2007)

Puits HTF-3 :

Intervalle N°1 3374m à 3364m.

La partie sommitale présente des valeurs de porosités assez faibles de même que de perméabilités (0.05 à 0.14 md). La base de l'intervalle montre une évolution positive pour les deux paramètres qui montrent une augmentation du haut vers le bas. Plus la porosité est meilleure (en moyenne 5%) et plus la perméabilité s'améliore (0.14md en moyenne).

Intervalle N°2 : 3437.8m à 3420.

La porosité augmente du haut vers le bas sans excéder les 10%, la perméabilité évolue dans le même sens sans dépasser 1md.

Donc dans le puits HTF-3 les paramètres pétrophysiques du réservoir s'améliorent régulièrement vers le bas.

Puits HTF-2 :

Intervalle I : 3320m à 3346m carotte N°1-2 et 3, la porosité augmente du sommet à la base atteignant les 11%. La perméabilité augmente dans le même sens sans dépasser 0.5md.

Intervalle II : 3390m à 3420m carotte N°4 et5, la porosité diminue de la base vers le sommet de l'intervalle. Par contre, la perméabilité présente des valeurs sans régularité prouvée. Le nuage des points représentés évoluent dans une large bande des profondeurs entre les valeurs de 0.1 à 6md.

4.1. Étude de la corrélation porosité – perméabilité :

Les études antérieures (Ryder, 1948) et (Kenyon, 1986) ont montré que la loi qui traduit le mieux la relation entre la perméabilité et la porosité au niveau d'un puits est de la forme :

$\ln k = a.\Phi + b$, ou a et b sont des constantes.

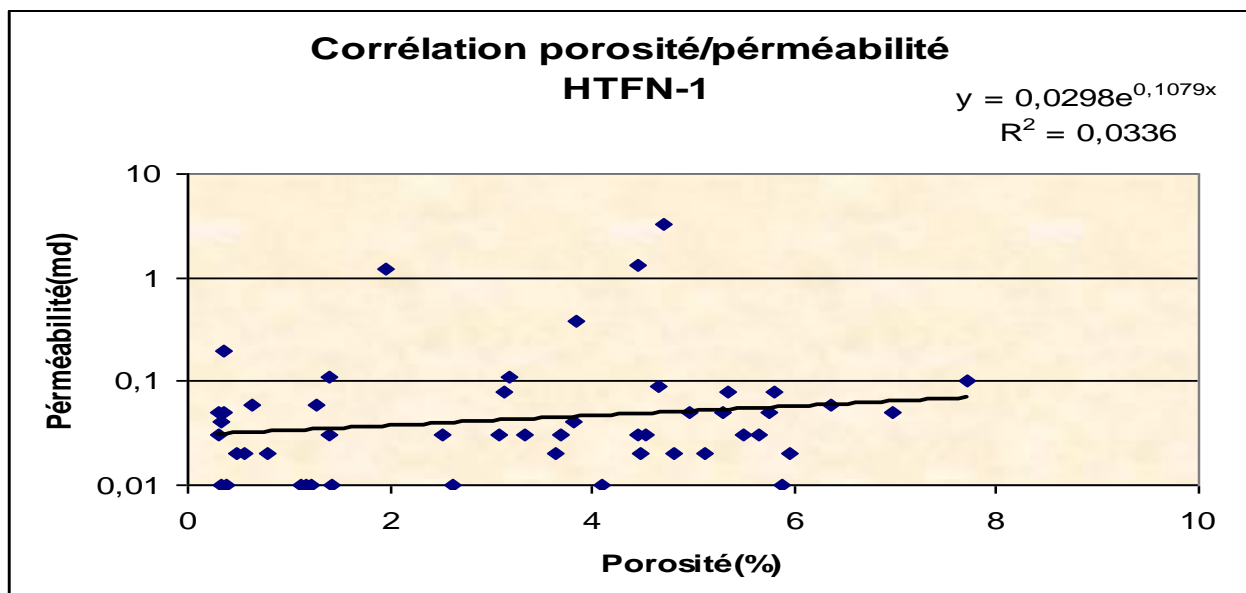
Nous avons cherché à établir une corrélation entre ces deux paramètres en traçant les courbes qui donnent la variation de la perméabilité en fonction de la porosité, (Figure III.18, 19, 20 et 21)

Même si on observe une tendance générale de l'augmentation de la perméabilité avec l'augmentation de la porosité, l'étude de ces courbes montre cependant l'absence d'une véritable corrélation ($R^2 < 1$), (Taib, 2004).

puits	Valeur de coefficient de corrélation (R^2)
HTFN-1	0.0336
HTFN-2	0.002
HTF-2	0.3503
HTF-3	0.328
HTF-4	0.073
HTF-5	0.696

Tableau III.4 les valeurs du coefficient de corrélation pour les puits de Hassi Terfa

Il faut donc pour des réservoirs compacts comme le notre, chercher la raison d'une bonne perméabilité dans l'existence de fissures ou micro fissure.



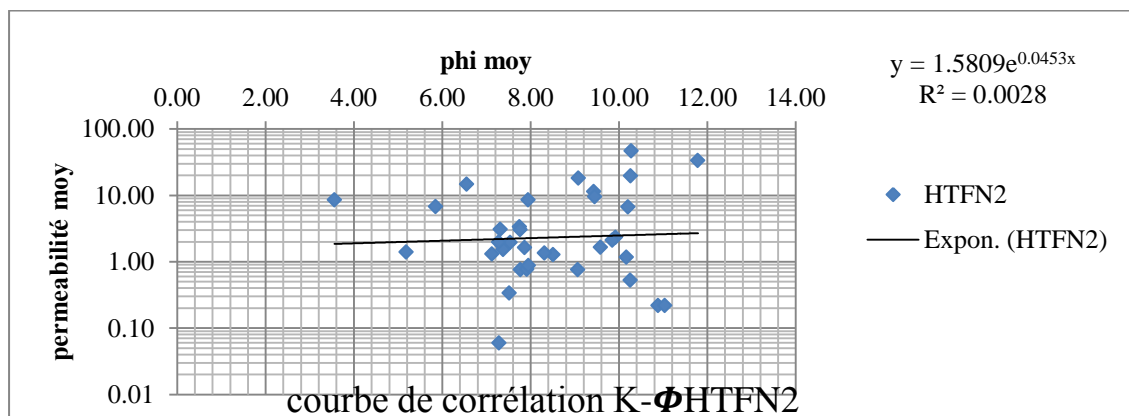
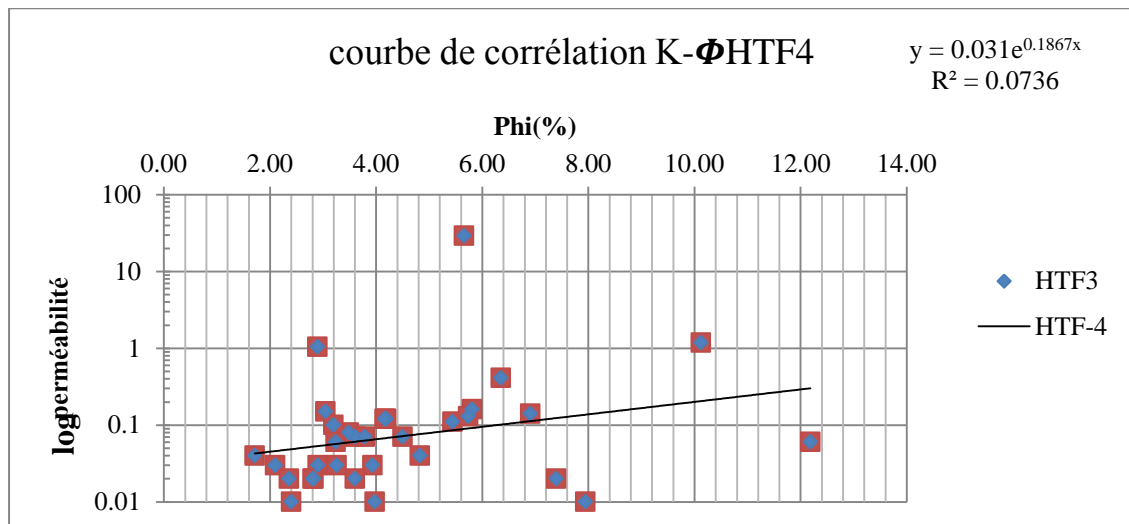
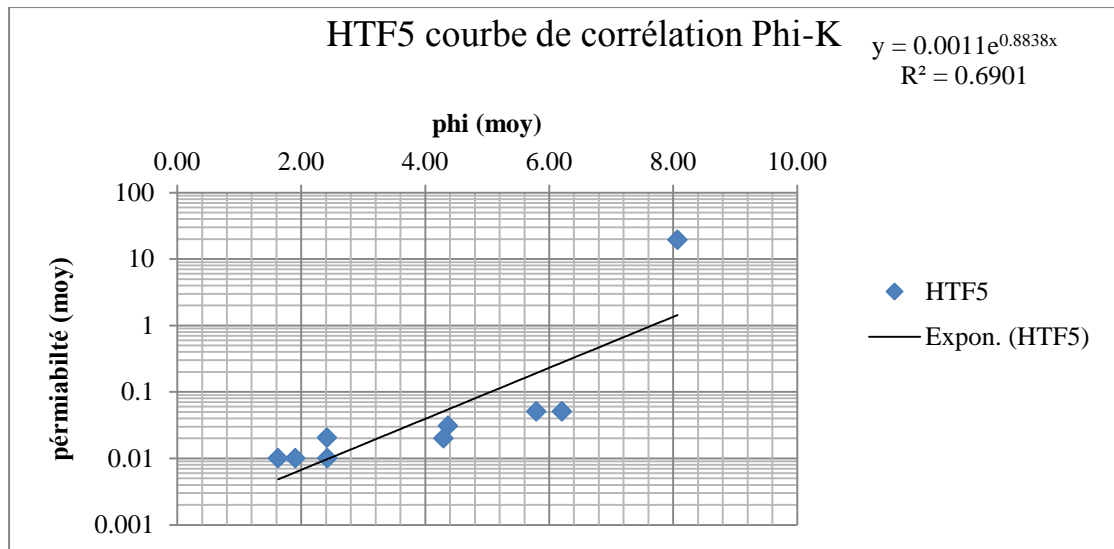


Figure III.18, 19, 20 et 21 Courbes de corrélations porosité-perméabilité pour les puits (HTFN2, HTFN1, HTF4, HTF5).

Le tableau suivant présente les valeurs de la porosité et de la perméabilité (minimum, maximum, moyenne) du réservoir des Quartzites de Hamra à partir des données des carottes.

Porosité (%)		Perméabilité (md)	
Moyenne	6,90	Moyenne	0,25
Minimum	0,68	Minimum	0,02
Maximum	13,94	<i>Maximum</i>	44,74

Tableau III.5 Les différentes valeurs porosité et perméabilité dans le champ de Hassi Terfa

Conclusion :

D'après les courbes de corrélation porosité-perméabilité des trois puits étudiés on remarque que leurs coefficients de corrélation est très inférieur à 1 donc la relation entre les deux paramètres n'est pas linéaire, elle est complexe, (D. Taib, 2004).

L'analyse des courbes des variations de porosité et de perméabilité en fonction de la profondeur montre une augmentation du sommet vers la base du réservoir.

Le réservoir Quartzite de Hamra de structure Hassi Terfa est caractérisé dans son ensemble par :

- Une porosité faible à médiocre en moyenne de 6.9%
- Une perméabilité très faible de l'ordre de 0.25 mD.

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

Cependant de fortes valeurs de perméabilité, atteignant parfois 30md, sont observées. Elles semblent dues à la fracturation, observée sur les carottes.

Pour une meilleure compréhension de cette fracturation et de la perméabilité secondaire, nous présentons dans le chapitre suivant une synthèse des études minéralogiques réalisées par le CRD pour les puits HTFN1 et HTFN2 et les résultats d'interprétation d'imagerie.

Chapitre IV :

Évaluation de la
fracturation

1. Généralités sur Les Fractures

Définition :

Une fracture par définition est un terme général qui désigne toute cassure ou rupture d'une roche avec ou sans déplacement Elle correspond à une surface le long de laquelle il y a eu perte de cohésion

Ces ruptures sont causées par des contraintes tectoniques (tension, compression, torsion) ou encore par des changements de température, par une dessiccation, ou par une dissolution le long du plan de stratification.

L'origine d'un système de fractures est postulée par des données dans la fracture elle-même ou par le pendage de la fracture, sa morphologie, sa direction et la relation angulaire entre les ensembles de fractures. Ces données peuvent être obtenue par le diamètre complet de la carotte, log d'imagerie de puits (Nelson, 1994), ou encore grâce à d'autres outils de diagraphies, présentés dans notre étude. Une combinaison d'outils est choisie pour être appliquée dans des modèles de génération de fractures. L'interprétation de l'origine des fractures nécessite une bonne approche des phénomènes géologiques et mécaniques (ou tectoniques).

1.1 Les types de fractures :

1.1.1 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 sont colmatées partiellement mais elles comportent encore du vide.

1.1.2 Les fractures induites :

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

1.1.3 Les fractures provoquées :

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

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

1.2 LES SYSTEMES DE FRACTURES :

Systeme de 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 leurs orientations, distributions et morphologie (failles normales, inverses, décrochantes, fente de tension).

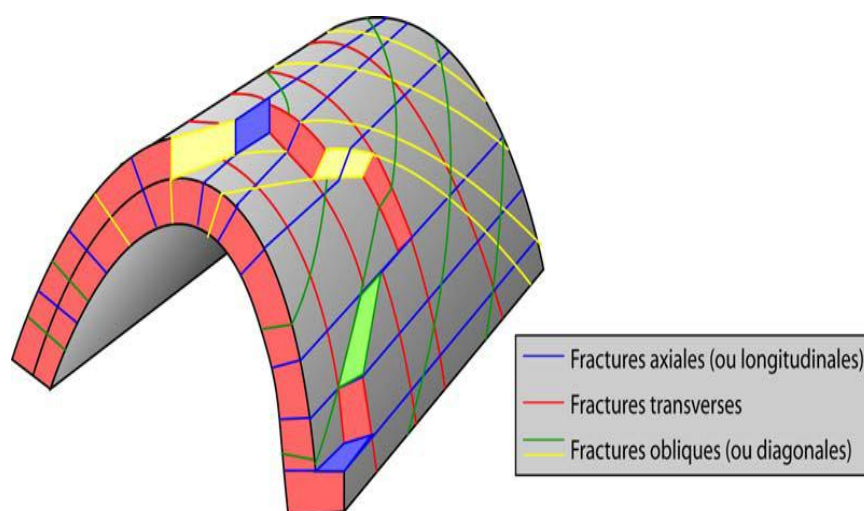
Fractures régionales :

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

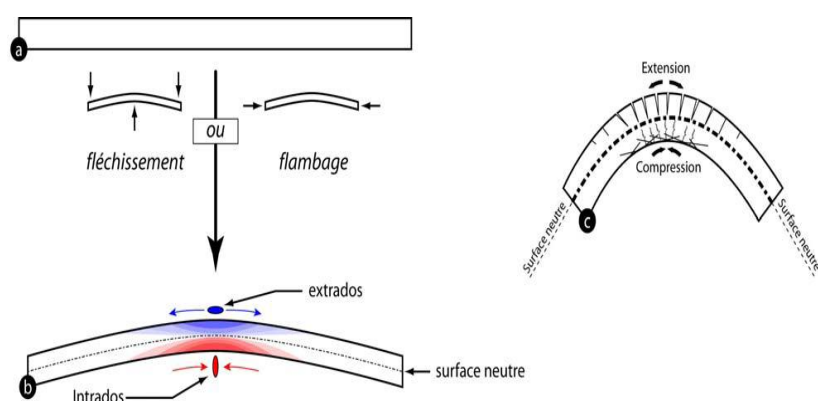
Systeme de fractures associées au pli :(FigIV.1/2)

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



(Figure IV.1) : Les relations directionnelles entre fractures et pli (Ramsay et Huber, 1987).



(Figure IV.2) : Le modèle d'intrados/extrados (Remberg, 1964)

1.3 CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DES FRACTURES :

1.3.1 L'ouverture de la fracture et ses conséquences sur la perméabilité :

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

1.3.2 Dimension de la fracture dans l'espace :

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

L'importance de l'extension des fractures est reconnue dans le transfert des fluides.

1.3.3 Orientation des fractures :

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

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

1.3.4 Déplacement :

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

1.3.5 Influence des paramètres sédimentologiques sur la fracturation :

Plusieurs paramètres interviennent sur l'intensité de la fracturation naturelle des roches, parmi eux, la lithologie.

La nature lithologique des roches joue un rôle considérable sur les déformations produites et par conséquent sur la fracturation, sous l'effet de contraintes tectoniques (STEARNS, 1967, BLES et FEUGA 1981).

On distingue :

- Les roches élastiques (quartzites) qui se déforment peu avant la rupture.
- Les roches élasto-plastiques (roches réservoirs classiques) qui se déforment davantage avant le seuil de la rupture.

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

1.4 Les Réservoirs Fracturés :

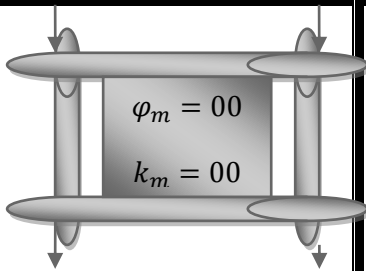
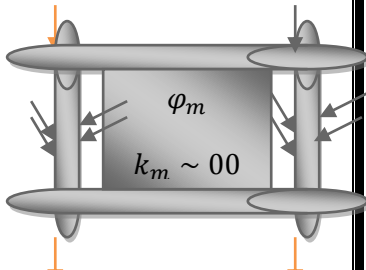
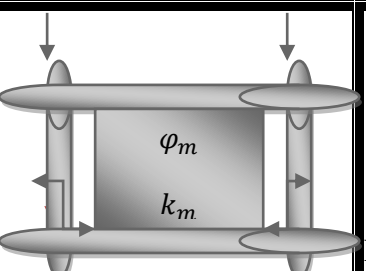
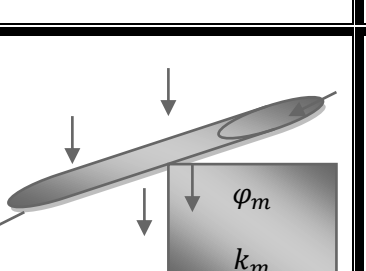
Un réservoir fracturé est constitué de dépôts initialement continus, qui sous l'effet des contraintes des tassements, tectoniques, ainsi que la diagenèse subit des déformations et des fissurations.

La fracturation est évidemment un paramètre très important dans l'évolution d'un réservoir. Elle peut avoir plusieurs effets sur la qualité de ce dernier en termes de production (paramètres pétrophysique porosité, perméabilité) et dans la notion de migration dans le premier temps lors de diagenèse, piégeage, etc...

Plus on se rapproche des grands accidents tectoniques et plus le taux de fracturation augmente. Par conséquent on peut remarquer une variation de la nature lithologique.

1.4.1 Classification des fractures des réservoirs :

La description des fractures naturelles que l'on peut rencontrer dans tous les types de réservoirs est résumée dans le tableau IV.1 ;

Type de fractures	Caractérisation	Schéma	Exemples
I	Les fractures fournissent la porosité et la perméabilité dans le réservoir (aucune huile dans la matrice)		<ul style="list-style-type: none"> • LAPAZ (Venezuela) • MonteAlpi (Italie) • ROSPOMARE (Italie)
II	Les fractures fournissent la perméabilité dans le réservoir (l'huile, est principalement dans la matrice)		<ul style="list-style-type: none"> • AGHAJARI (Iran) • HAFT KEL (Iran) • VILLA AFORTUNA (Italie)
III	Les fractures augmentent la perméabilité dans le réservoir (la matrice est poreuse et perméable)		<ul style="list-style-type: none"> • KIRKUK (Irak) • LACQ (France) • EKOFISK (Norvège)
IV	Les fractures produisent une Anisométrie élevée d'écoulement dans le réservoir		<ul style="list-style-type: none"> • HASSI MESSAOUD (Algerie) • Ghawar (Arabie Saoudite)

(Tableau IV.1) Les différents types de fractures de réservoirs. (D. Tiab, 2004)

Il montre une classification proposée par (D. Tiab, 2004 et Nelson, 1979) sur les fractures naturelles dans les réservoirs en fonction de l'origine et du degré de fracturation ainsi que son apport relatif aux qualités pétrophysiques d'un réservoir (perméabilité et porosité matricielle). Il résulte de cette classification, quatre types de fractures différents.

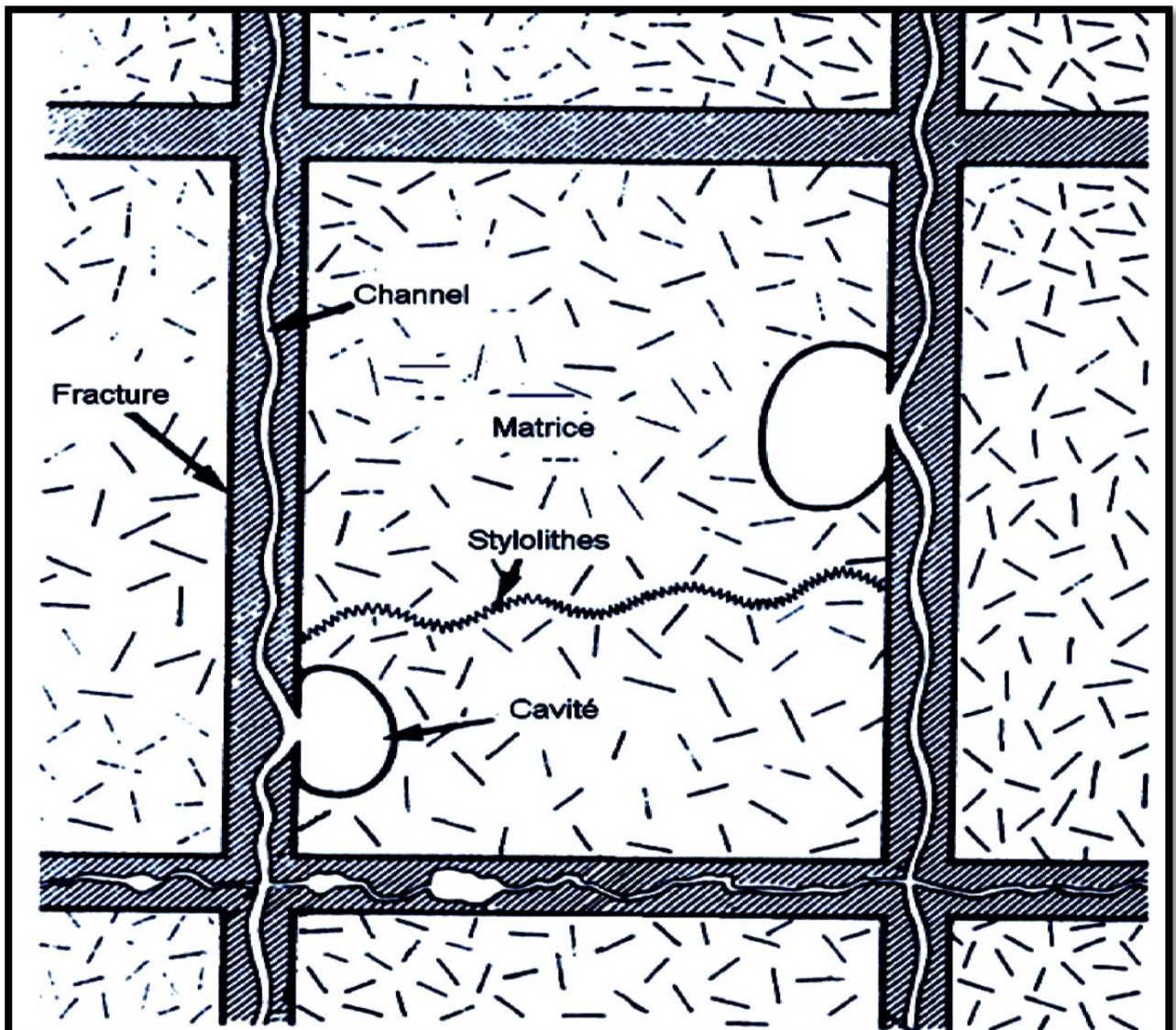
- **Type 1:** La fracture fournit toute la capacité de stockage en plus de la perméabilité ; exemple Lybie.
- **Type 2:** La matrice a une très bonne perméabilité. Les fractures s'ajoutent à la perméabilité du réservoir, et mènent à un débit d'écoulement plus grand. Exemple gisement de Kirkuk (Irak).
- **Type 3 :** La matrice a une perméabilité négligeable mais contient tous les fluides. Les fractures qui l'affectent fournissent la perméabilité essentielle du réservoir.
- **Type 4:** Les fractures sont remplies de minéraux, ce type de fractures tend à créer des barrières de migration. Ce type de formation est anisotropique, et souvent non productif.

1.5 Réseaux De Fractures :

L'architecture interne d'un réservoir fracturé est plus complexe que celle d'un réservoir normal. Cette différence réside dans la présence d'un réseau de fractures dans le milieu poreux, qui résulte des contraintes tectoniques, qui ont remodelé la roche en la cassant, de même la circulation des eaux dans ces réseaux a facilité le dépôt de certains minéraux.

Ainsi, trois discontinuités sont observables dans la matrice, avec une perméabilité qui varie en fonction du type de la roche, dure ou fragile. Ces dernières sont difficiles à distinguer comme montre la figure suivante :

- Réseau des fissures.
- Canal ouvert des fractures.
- Le réseau des stilolithes.



(Figure IV.3) : Matrice, illustration de la porosité secondaire à l'intérieur d'une Fracture (R.Cossé, 1988)

1.6 Influence de la fissuration sur la qualité du réservoir :

1.6.1 Influence positive :

La fissuration présente en générale les apports positifs suivants :

- Augmentation de la porosité effective grâce aux fissures ouvertes.
- Amélioration de la perméabilité et de la circulation des fluides.
- connexion entre les pores intergranulaires.
- Augmentation de la capacité de stockage.

1.6.2 Influence négative :

- L'étanchéité des fractures est un paramètre qui détruit les qualités pétrophysiques, elles Diminue la possibilité de circulation des hydrocarbures.
- La fissuration ouverte peut jouer un rôle négatif en permettant la circulation des eaux interstitielles riches en éléments minéraux qui colmatent les pores et les fissures.
- Une dismigration des hydrocarbures vers d'autres formations.
- Pertes de boue au cours de forage.

1.7 Méthodes d'évaluation des fractures :

L'évaluation des fractures d'un réservoir reste très complexe malgré l'apport des nouvelles technologies qui permettent de mieux estimer leurs origines et leurs dimensions.

Pour pouvoir donner une bonne description des fractures, de leur origines, leurs propriétés pétrophysiques, et leur géométrie, on dispose suivant l'échelle d'observation d'un certain nombre de techniques.

On peut déterminer les fractures à partir des méthodes suivantes :

- Les carottes :
C'est une étude macroscopique à l'œil nu des fracturations naturelles en mesurant l'intensité, et l'état d'ouverture des lèvres ou bien du colmatage de ces fractures. Les carottes constituent un moyen plus précis pour voir les fractures telles qu'elles sont dans la formation et dans la zone d'intérêt, elles renseignent sur le pendage des fractures. Si la carotte est orientée on peut connaître l'Azimut des fractures. Toutes ces informations facilitent l'analyse quantitative. La distribution et la génération des fractures.

Parmi les inconvénients de l'analyse des fractures à partir des carottes on cite:

- La présence de fractures mécaniques, souvent induites sur les carottes pendant le processus de récupération.
- Le coût élevé de l'analyse des carottes.
- Ces facteurs ont dirigé l'industrie vers l'utilisation des logs de diagraphie.

Parmi les avantages des logs diagraphiques par rapport aux analyses des carottes on trouve :

- L'avantage des logs diagraphiques est d'être enregistrés sur tout le réservoir, alors que les carottes sont généralement sur de petits intervalles du puits.
- Les logs diagraphiques fournissent des mesures in-situ sur la formation à l'état du réservoir. Les carottes, elles ne sont plus dans les mêmes conditions du réservoir.

2. Étude de fracturation

2.1 Introduction

Sous l'effet de contraintes, les quartzites de nature compacte se fracturent. Cette dernière peut s'étendre sur une échelle régionale et peut être relié aux réseaux de failles majeures. Le réseau de fractures, suite à la circulation de fluides chargés en éléments chimiques peut être colmaté, semi colmaté ou non colmaté.

Dans ce chapitre nous allons présenter la fracturation à différents échelles. Premièrement sur une échelle régionale (étude structural).

A plus petite échelle, les études basées sur les données de carotte et les données d'imagerie seront synthétisées.

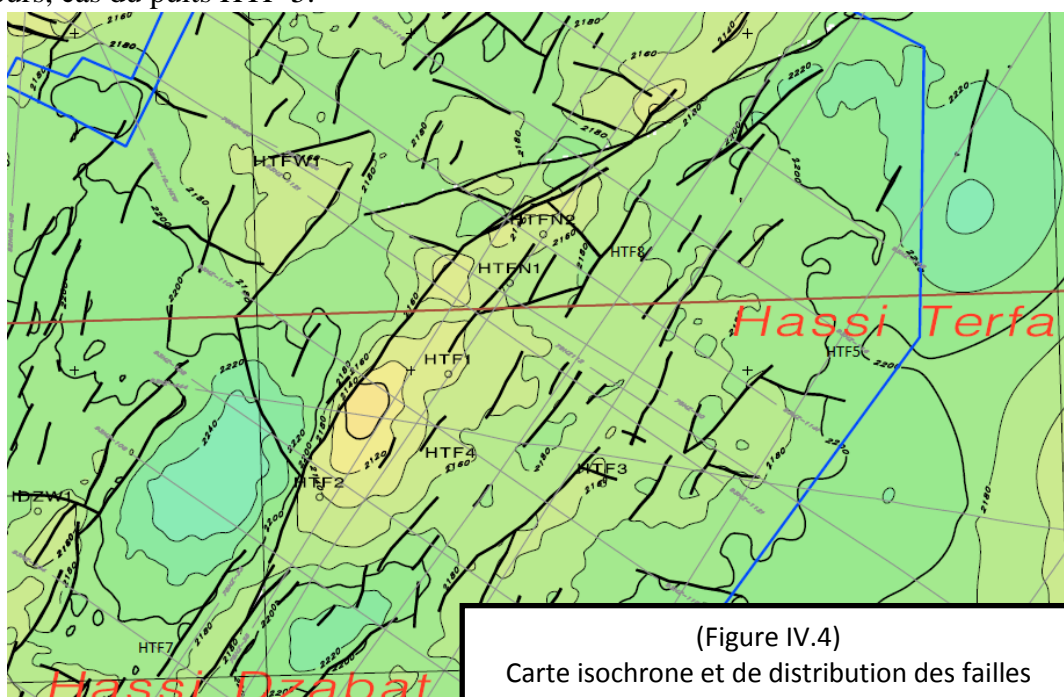
Enfin, nous présenterons une synthèse des études réalisées à une échelle microscopique sur la base des données des lames minces et du microscope électronique à balayage.

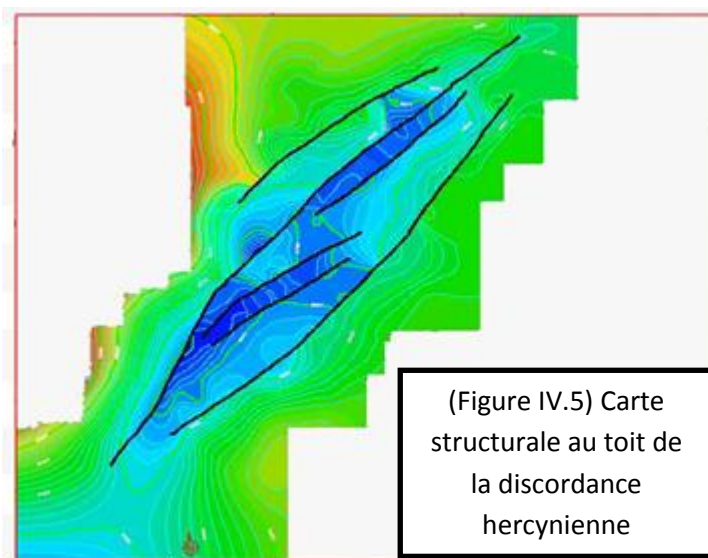
2.2 Étude structurale de la région:

D'après les études structurales faites au niveau de notre région, on a remarqué la présence de deux structures anticlinales.

L'une est orientée suivant la direction NE-SO, caractérisée par une forte intensité. Elle est due aux contraintes élevées que la région a subit durant les phases tectoniques. La deuxième, orientée suivant la direction NNO-SSE, est caractérisée par une forte amplitude et une faible flexion de l'anticlinal. Ceci explique l'existence de failles majeures dans notre région, l'orientation la plus dominante de ces derniers est suivant l'axe NE-SO. (Figures IV.4, 5).

La distribution des failles dans notre région ne s'exprime pas de façon homogène, on remarque une forte concentration des failles dans la partie centrale orientée NE-SO, qui présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques dans la région, là où les puits HTFN-2 et HTFN-1 sont implantés. Par contre on observe un manque de fracturation dans les contours, cas du puits HTF-5.





2.3 Étude de la fracturation à partir des carottes :

Dans cette partie on s'intéresse aux puits HTF-2, HTF-3 et HTFN-1

2.3.1 Puits HTF-2 : (3390,3422m).

La partie supérieure des carottes, est relativement plus déformée et montre un réseau de fissures colmatées par la pyrite. Par contre la partie basale est caractérisée par des fissures essentiellement colmatées par des bitumes et de la silice. Ces fissures sont sub-horizontales fermées à semi-ouvertes et rarement sub-verticales (Image 1).

2.3.2 Puits HTF-3 : (3364-3437m)

La fissuration est plus importante au sommet des intervalles carottés. C'est un réseau de fractures colmatées essentiellement par de la pyrite et localement par de la silice et des carbonates. Elles sont verticales à sub-verticales au sommet et horizontales à la base. (Image 2,3).

2.3.3 Puits HTFN-1 : (33356.6m)

La fracturation assez importante à la base est colmatée par de la pyrite et de la silice. La partie supérieure de l'intervalle montre des fissures colmatées de bitume. Les fissures non colmatées se retrouvent dans la partie supérieure. Elles sont sub-verticales et parfois recoupent les horizontales. (Image 4).

HTF#2
3393

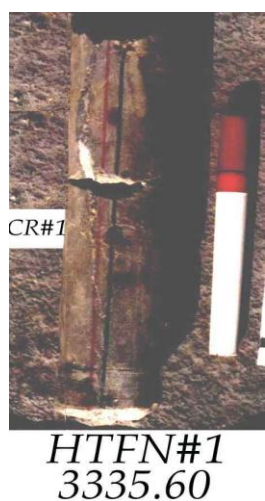


Img IV.1 (Beicip-2007)

HTF#3
3431



Img IV.2 (Beicip-2007)



Img IV.4 (Beicip-2007)

HTF#3
3420



Img IV.3 (Beicip-2007)

2.3.4 Conclusion:

- 1- Tous les intervalles carottés dans les Quartzites de Hamra sont fracturés.
- 2- Les fractures sont sub-verticales ou horizontales, de longueurs variables, centimétrique à décimétrique. Elles sont soit colmatées, non colmatées ou semi colmatées.
- 3- la nature du colmatant est variable (pyrite, bitume, silice, oxyde et argile).
- 4- Le colmatage est lié à la circulation de fluides chargés en éléments chimiques. Cependant le colmatage ne peut se faire sur une échelle régionale. De plus, lorsqu'il existe ne peut être homogène dans la fissure ce qui peut laisser des espaces intra-fissuraires non colmatés permettant le passage et la circulation des fluides.

2.4 Études des fractures à partir d'outils d'imagerie :

Dans cette partie, on a pris les résultats d'interprétation à partir des rapports d'imagerie établis par les compagnies de services Baker Hughes et Schlumberger au niveau de notre région, ce qui nous a permis de bien comprendre l'état de la fracturation naturelle.

L'outil d'imagerie nous permet non seulement de quantifier les fractures dans notre zone mais également de déterminer leur direction, localisation, leur origine (naturelle ou induite) et leur nature (cimentée, ...).

Les rapports disponibles sont ceux relatifs aux puits suivants : HTFN-1, HTF-4, HTFN-2, HTF-5 et HTF-8.

2.4.1 Puits HTFN-1 :

Les structures tectoniques naturelles :

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 114 fractures totales, dont 95 fractures ouvertes, 4 fractures colmatées, 15 fractures partiellement ouvertes.

La projection stéréographique montre que les fractures ouvertes et les fractures partiellement ouvertes ont une orientation dominante NO-SE, par contre les fractures colmatées ont une orientation dominante NE-SO.

Les break-outs :

La rosace montre des break-out de direction NNE-SSO, qui correspond à la direction de la contrainte horizontale mineure.

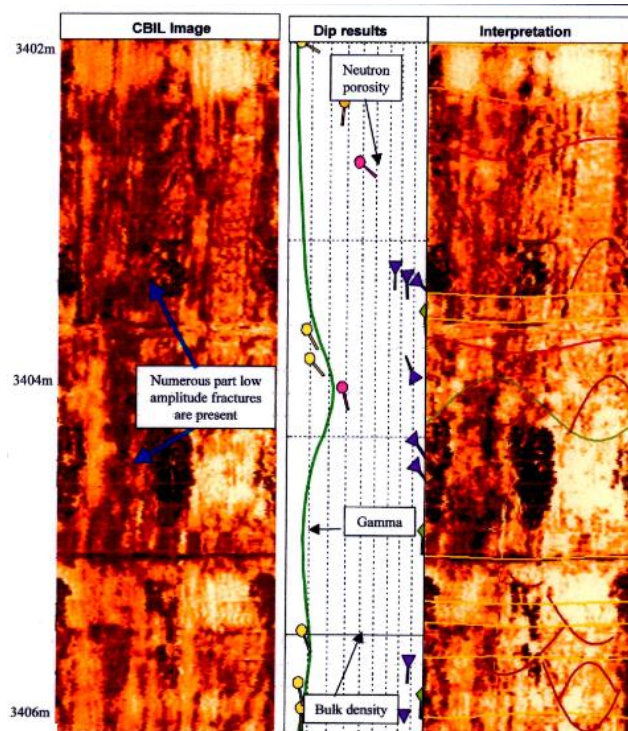
La direction de la contrainte horizontale majeure est donc ESE-ONO.

Commentaire :

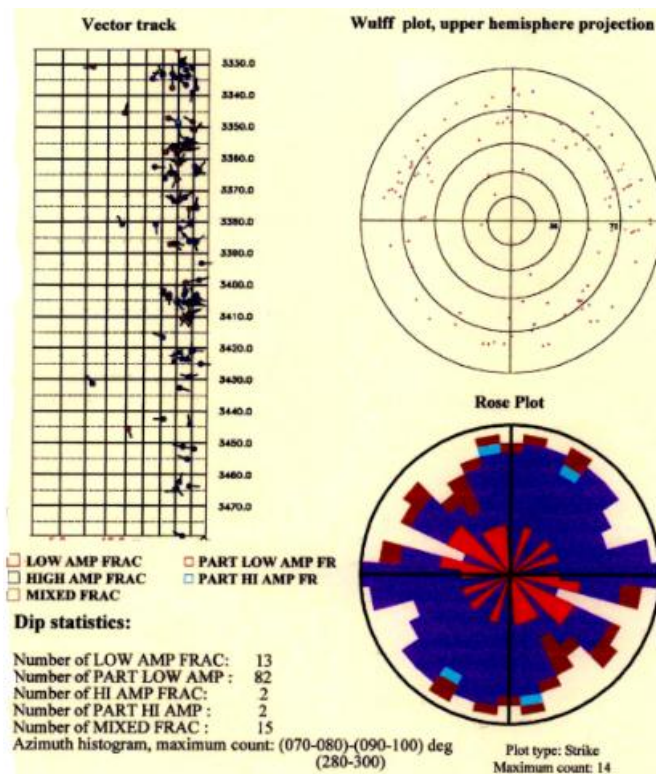
-aucune faille ne traverse ce puits.

-le puits HTFN-1 présente une très forte concentration des fractures liées à la présence d'un grand nombre des failles dans le voisinage de ce puits.

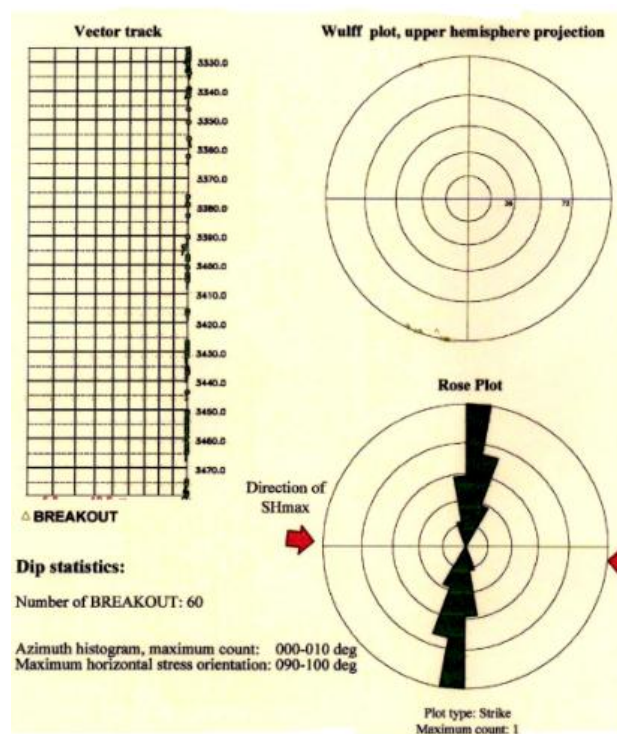
-les fractures ouvertes sont dominantes.



(Figure IV.6) Analyse des fractures HTFN-1 (Baker, 2001)



(Figure IV.7) Orientation des fractures HTFN-1(Baker, 2001)



(Figure IV.8) Break-out HTFN-1 (Baker,2001)

2.4.2 Puits HTF-4 :

Les structures tectoniques naturelles :

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 25 fractures totales, dont 7 fractures ouvertes, 18 fractures partiellement ouvertes.

La projection stéréographique montre que les fractures ouvertes ont une orientation dominante NO-SE, par contre les fractures partiellement ouvertes sont orientées suivant différentes direction.

Les break-out :

La rosace montre des break-outs de direction N-S, direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc E-O.

Commentaire :

-aucune faille ne traverse ce puits.

-le puits HTF-4 présente une faible concentration des fractures liées à l'absence des failles dans le voisinage de ce puits.

-la dominance des fractures partiellement ouvertes et absence des fractures colmatées.

2.4.3 Puits HTFN-2 :

Les structures tectoniques naturelles :

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 118 fractures ouvertes.

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

Les break-outs :

La rosace montre des break-outs de direction NNE-SSO, direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc ESE-ONO.

Commentaire :

-aucune faille ne traverse ce puits.

-absence des fractures colmatées et les fractures partiellement ouvertes.

-Le puits HTFN-2 présente une très forte concentration des fractures liées à la présence de grand nombre des failles dans le voisinage de ce puits.

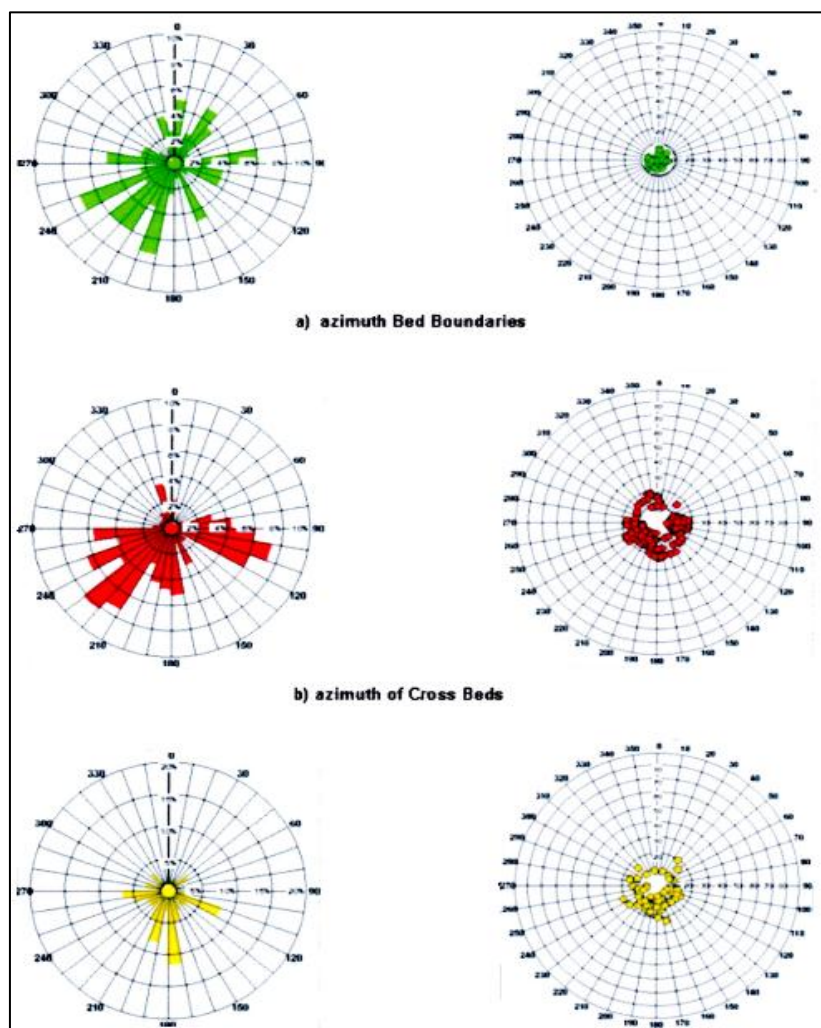
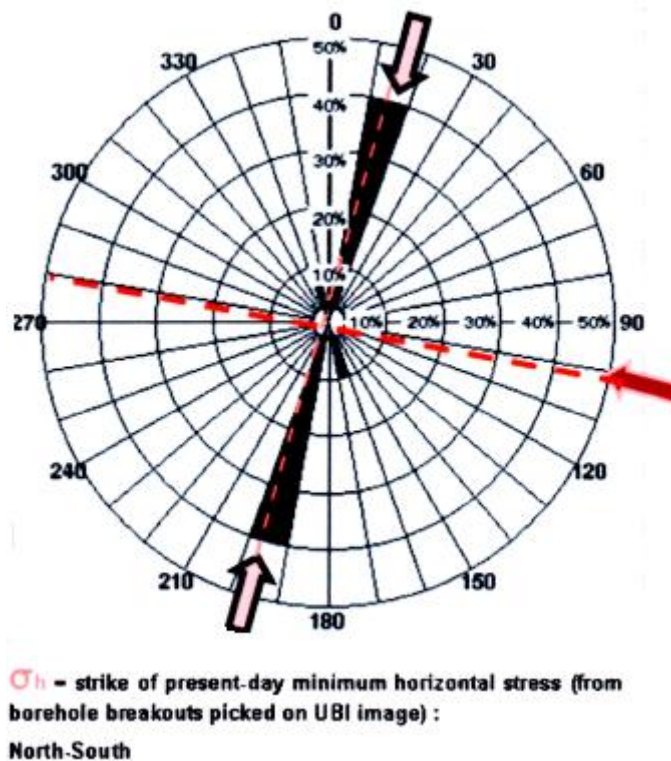


Figure IV.9) Orientation des fractures HTFN-2 (Baker, 2003)



(Figure IV.10) Direction du break-out HTFN-2 (Baker,2003)

2.4.4 Puits HTF-5:

Les structures tectoniques naturelles :

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 68 fractures totales, dont 56 fractures ouvertes, 7 fractures colmatées et 5 fractures partiellement ouvertes.

La projection stéréographique des pôles des plans des fractures ouvertes et les fractures partiellement ouvertes met en évidence une orientation dominante NE-SO, et une orientation dominante NO-SE pour les fractures colmatées.

Les break-outs :

La rosace montre des break-outs de direction NE-SO, direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc NO-SE.

Commentaire :

-aucune faille ne traverse ce puits.

- le puits HTF-5 présente une faible concentration des fractures liées à l'absence des failles dans le voisinage de ce puits.
- les fractures ouvertes sont les plus abondantes.

2.4.5 Puits HTF-8 :

Les structures tectoniques naturelles :

Les structures tectoniques identifiées sont constituées par 37 fractures totales, dont 7 fractures ouvertes, 9 fractures colmatées, 21 fractures partiellement ouvertes.

Les fractures partiellement ouvertes ont une orientation dominante NO-SE.

Les fractures partiellement ouvertes et les fractures colmatées ont une orientation dominante NE-SO.

Les break-outs :

La rosace montre des break-outs de direction NNE-SSO, direction de la contrainte horizontale mineure.

La direction de la contrainte horizontale majeure est donc ESE-ONO.

Commentaire :

-aucune faille ne traverse ce puits.

-le puits HTF-8 présentant une forte concentration des fractures liées à la présence des failles dans le voisinage de ce puits.

-abondances des fractures partiellement ouvertes.

2.4.6 Conclusion :

L'analyse des résultats d'imagerie dans les 5 puits montre une densité importante de fractures dans l'intervalle des Quartzites de Hamra.

Les fractures sont soit ouvertes soit colmatées, ou partiellement ouvertes.

On observe une abondance des fractures ouvertes avec une orientation dominante NO-SE et une orientation secondaire NE-SO.

Les fractures partiellement ouvertes ont une orientation dominante NE-SO et une orientation secondaire NO-SE.

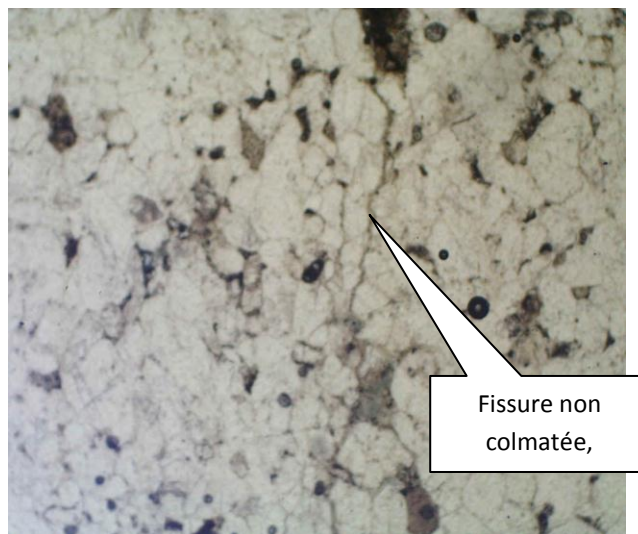
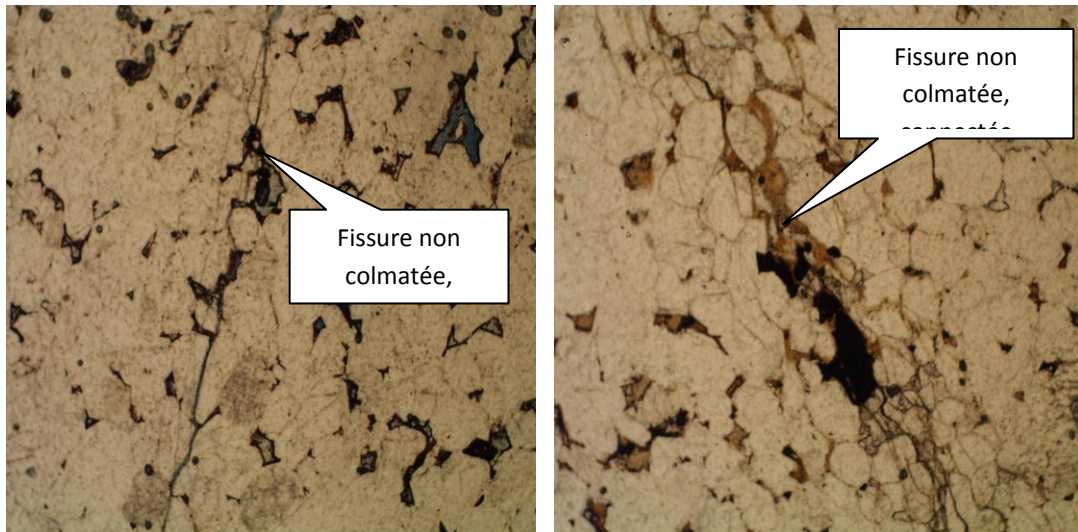
Une densité plus faible de fractures colmatées avec une orientation dominante NE-SO

Les break-outs ont une orientation NNE-SSO correspondant à la direction de contrainte horizontale minimale. La direction de la contrainte horizontale maximale est ESE-ONO

La forte concentration des fractures est due à l'existence d'un grand nombre de failles au voisinage des puits.

2.5 Etude de la fracturation à partir des lames minces :

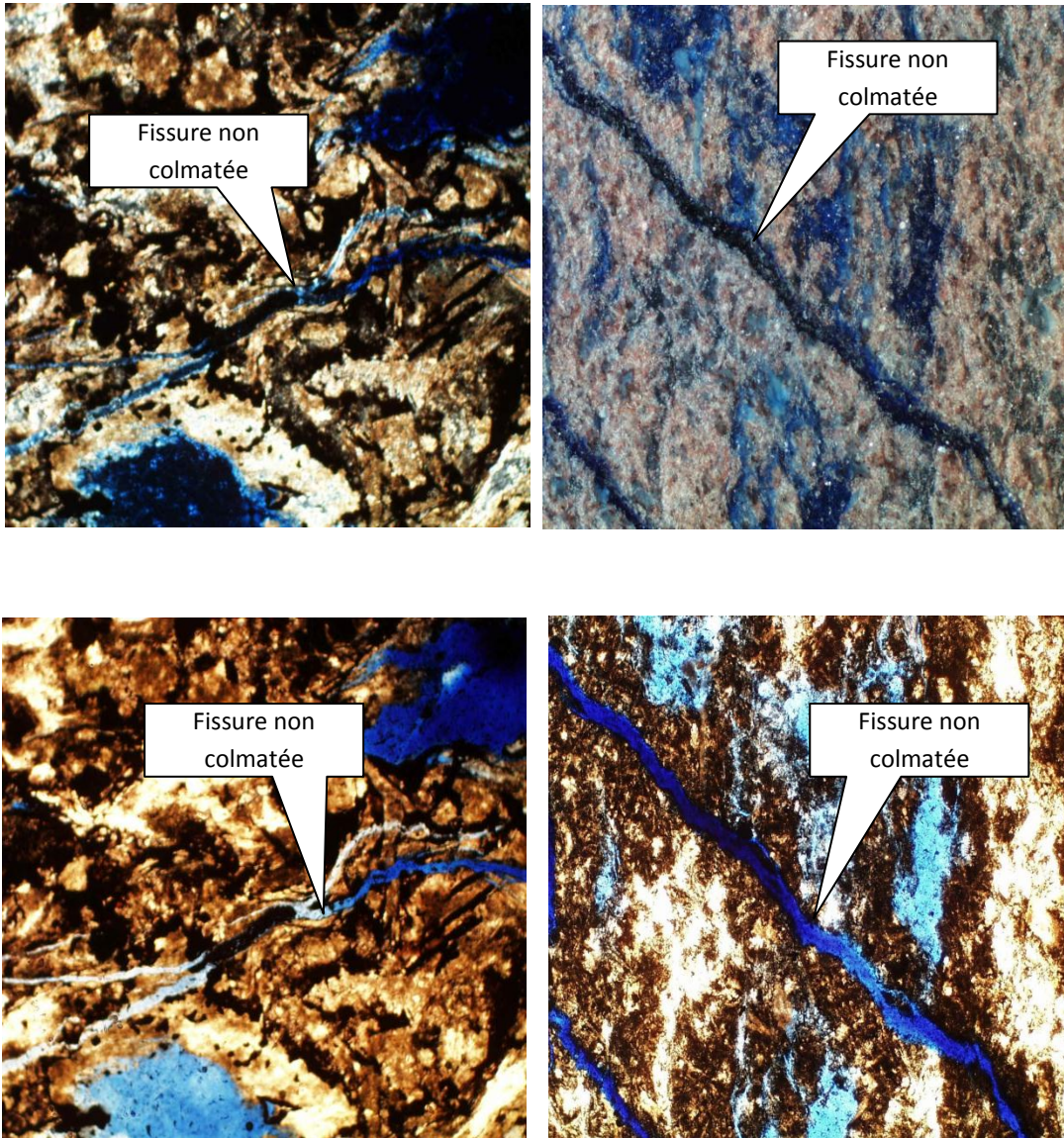
- Le puits **HTFN-1** montre un réseau de fissures pas très intenses connectées.



(Img IV 5.6.7) Lames minces du puits HTFN-1

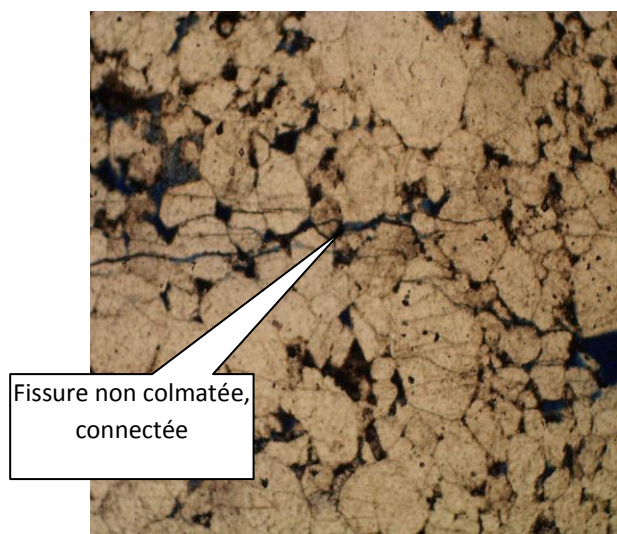
(S, Sonia-2008)

- Le puits **HTF-2** montre des fissures non colmatées.

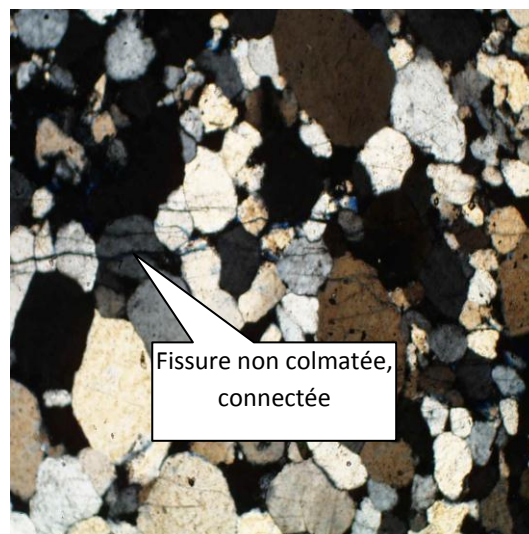


(Img IV 8.9.10.11) Lames minces du puits HTF-2 (Sonia-2008)

- Les fissures dans le puits **HTF-3** sont non colmatées et communicantes.



Img. IV.12



Img. IV.13

Conclusion

Bien que la fracturation observée à l'œil nu sur la carotte montre que les fractures sont généralement colmatées, l'observation des lames minces témoigne de l'existence d'une fissuration non colmatée et parfois connectée permettant ainsi la circulation des fluides.

2.6 Etude de la fracturation à partir du microscope électronique à balayage :

Quatre échantillons du puits HTFN-1 sur différentes profondeurs ont été sélectionnés, pour l'analyse au Microscope Electronique à Balayage afin de visualiser à trois dimensions la fracturation en électrons secondaires (SE) et en électrons rétro-diffusés (BSE).

La sélection des échantillons s'est faite au niveau des zones présentant des fissures colmatées.

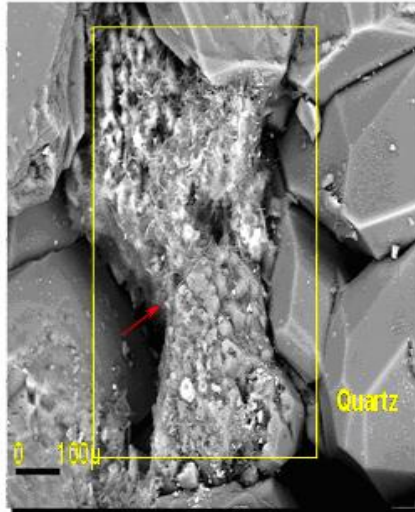
Description des échantillons :

Profondeur 3329m :

L'échantillon présente une fracture principale ouverte, au sein de laquelle est observée un réseau de **microfissures**.

Cet échantillon présente un fort pourcentage en quartz, le ciment est essentiellement siliceux avec un pourcentage en argiles composées de chlorites et d'illites en « pore filling », corrodant parfois le quartz.

Des sels représentés par de la halite (NaCl) ont cristallisé au niveau des micro-fractures. (Img-14).



Gr x 491
Illite en pore-filling

Img IV.14

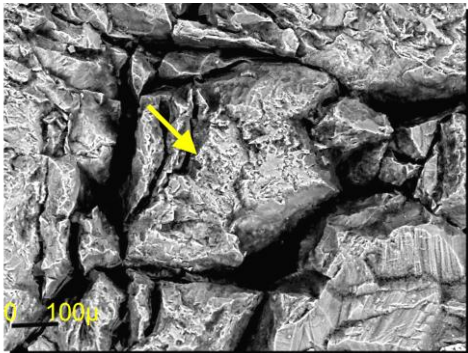
1. Profondeur 3331.5m :

Cet échantillon est composé de quartz fin. Des fractures ouvertes ont été observées. Des réseaux anastomosés de micro-fractures ont également été observés.

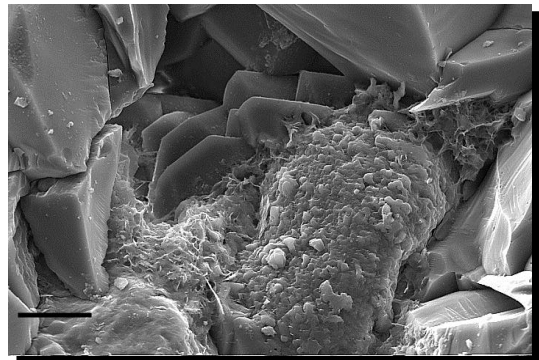
Le ciment de nature silico-argileux est composé essentiellement de silice avec un faible pourcentage en argile représenté par de l'illite filamenteuse en pore-filling et de chlorites de forme rosacée souvent en pore-filling.

2. Profondeur 3335.5m :

Cet échantillon présente une fracture colmatée de pyrite. Après analyse au MEB, on observe un réseau de fissures ouvertes. On note donc la présence de deux fractures ouvertes aux seins desquelles un réseau de microfissures se forme. Des fentes de tensions ont été également observées. Il est à noter la présence de cristaux de **gypse** sous deux formes différentes, rosacées et en bâtonnets qui se cristallisent au niveau des fractures. (Img-15). On observe également la présence de pyrite (Fe S₂). (Img-16).



(Img IV.15) par MEB, analyse de carotte HTFN1 (CRD 2001)

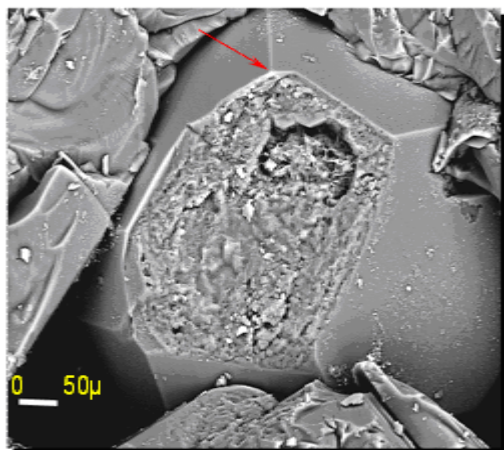


(Img IV .16) par MEB analyse de carotte pour HTFN1 (CRD 2001)

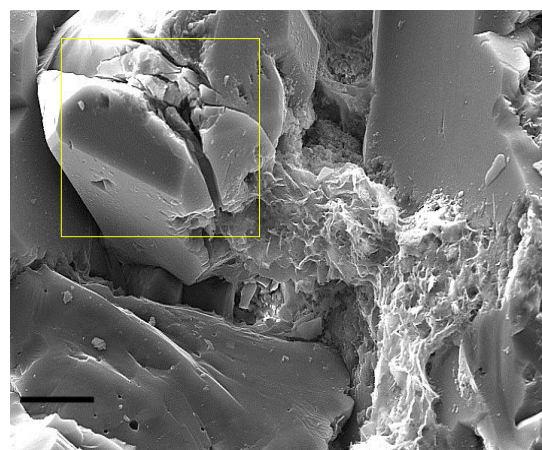
3. Profondeur 3337.05m :

Cet échantillon a montré une grande proportion de **sels** représentés par de la halite (NaCl) se présentant sous forme de cubes à surface bien lisse, parfois partiellement dissous sous forme d'aiguilles. L'illite est fréquente, elle se présente en pore. (Img-17).

Une fracture apparaît au bord de l'échantillon, partiellement colmatée par de la silice. On observe également l'apparition de micro-fractures. (Img-18).



Img IV.17



Img IV.18

Conclusion

Le puits HTFN-1 présente une importante fracturation colmatée comme le montrent les études sur carottes. Cependant les analyses au MEB montrent un réseau de micro-fractures ouvertes. De nature siliceuse. Ces échantillons présentent divers minéraux tels que : les micas, des feldspaths et des carbonates.

Le ciment quant à lui est silico-argileux représenté par du quartz de nourrissage et des argiles représentées par l'illite et chlorite.

Si l'existence de fractures colmatées ne peut expliquer la productivité des puits situés dans un réservoir compact, l'analyse à très petite échelle montre cependant que cette dernière s'explique par la présence des microfissures connectées et non colmatées.

Chapitre V :

Conclusion générale

Conclusion Générale

Au cours de ce projet nous avons essayé d'aborder le problème des quartzites de Hamra d'une façon plus rationnelle afin de répondre à la question posée depuis la mise en évidence d'hydrocarbure dans cette formation ordovicienne quant à sa productivité et aux paramètres qui contrôlent la circulation des fluides. Notre étude avait pour but principal d'expliquer la non productivité de certains puits (HTF3, HTF5, HTFW) du gisement de Hassi Terfa comparativement à d'autres puits situés dans le même réservoir.

Pour cela, plusieurs aspects ont été traités ainsi que divers moyens et outils ont été utilisés.

La première étape a consisté en l'analyse des données de diagraphie (Densité, Sonique, Rayon Gamma, résistivité) pour la détermination des paramètres pétrophysiques pour les puits HTF6 et HTF8. Elle a confirmé une porosité de l'ordre de 6% et une perméabilité d'environ 0.1mD, typique des réservoirs compacts. La synthèse des données de carottes a montré les mêmes résultats.

Une étude de la corrélation entre la porosité et la perméabilité a également été faite à partir des données de carottes uniquement. L'absence de corrélation observée ne peut se justifier que par l'existence de fissures.

Pour avoir une idée de la distribution de ces paramètres pétrophysiques à l'échelle de tout le réservoir des cartes d'isovaleurs ont été tracées. Ces cartes intègrent à la fois les résultats des diagraphies et les données pétrophysiques qui proviennent de l'analyse des carottes disponibles pour certains puits, à l'exception du puits HTF7 pour lequel les données n'étaient pas suffisantes. Ces cartes ont permis de montrer que les bons paramètres pétrophysiques coïncident avec la direction des failles majeures.

L'étape suivante avait pour but l'étude de cette fissuration. Celle-ci s'est faite à travers l'observation des carottes, l'analyse des données d'imagerie (diagraphies) et l'étude des lames minces disponibles au microscope et au microscope électronique à balayage, (MEB).

L'analyse macroscopique sur carotte a montré, que tous les intervalles carottés dans les Quartzites de Hamra sont fracturés. La fracturation des quartzites de Hamra observée en général sur tous les puits étudiés est plus importante à proximité des failles majeures, cas du puits HTFN1.

Les fractures sont généralement colmatées, semi colmatées ou non colmatées. Le type de colmatant est soit de la pyrite, du bitume, de la silice et localement de l'argile et des oxydes. Le colmatage est lié à la circulation des fluides chargés en éléments.

L'analyse microscopique a montré l'existence de réseaux de fissures connectées dans certains niveaux, observés sur lames minces. L'observation au MEB montrent que les fissures qui paraissent colmatées à l'œil nu, ne le sont que partiellement, ceci a été notamment observé pour le puits HTFN1 et qu'autour d'une fissure se concentre un réseau de microfissures très connectées.

On voit donc que le colmatage n'est pas homogène sur une échelle régionale et que lorsqu'il existe, il ne peut être homogène dans la fissure, ce qui entraîne l'existence de vides intra fissurales permettant le passage et la circulation des fluides.

On constate que les meilleurs paramètres pétrophysiques s'observent dans la zone où les fracturations se concentrent.

Cette étude a montré à la fois une importante fracturation de même qu'un important intervalle utile du réservoir des puits HTF3, HTFW et HTFN1. Ces trois puits présentent également des paramètres pétrophysiques identiques.

La différence de productivité entre ces trois puits ne peut donc s'expliquer que par la localisation. En effet le puits le plus productif HTFN1 se situe dans la zone centrale du réservoir caractérisée par une pression élevée et la proximité des failles majeures.

Les deux autres se trouvent dans la zone où a été enregistrée une faible pression de gisement.

Le puits HTF5 situé dans la partie Est quant à lui est sec.

Recommandations :

Nous recommandons d'implanter les puits de développement à proximité des failles majeures c'est-à-dire dans la zone centrale du gisement de Hassi Terfa, et de ne pas les implanter dans la zone Est.

Pour les puits situés dans les zones à faible pression, cas du puits HTF-3, il est indispensable d'utiliser les techniques de fracturation artificielle et de puits d'injection.

Une autre solution pour ce type de réservoir est l'utilisation de puits horizontaux. Cependant le coût très élevé de ces derniers nécessite au préalable une étude économique.

Bibliographie

- 1) **BAKER HUGHES -(2007)** Hassi Massaoud, Rapport d'interprétation d'imagerie puits HTFN-1, HTF-4, HTF-5, HTF-8.
- 2) **BEICIP – (Avril 2007)** Caractérisation et évaluation des réservoirs ordoviciens de pourtour du Hassi Massaoud (volume I, III, IV).
- 3) **Cossé, R. (1988)**. Technique d'exploitation pétroliers: le gisement, Paris, éditions technique.
- 4) **CRD-(2002)**. Hassi Massaoud -SONATRACH. Rapport des carottes des puits HTF-3 HTF-2 HTFN-1.
- 5) **DESBRANDES .R; (1982)**, Diagraphies dans les sondages, édition TECHNIP, PARIS 15^{ème} ,2^{ème} semestre.
- 6) **Ferd. M (2002)** ; Rapport fin de sondage HTF-1HTF-2 HTF-3 HTFN-1-SONATRACH – Exploration- Hassi Massaoud.
- 7) **Ferd. M, (2001-2002)**. Rapport final d'interprétation diagraphique HTF-3, HTFN-1.
- 8) **Ghomari, (1984)** Rapport d'interprétation de la structure de bassin Amguide Messoud « les phases tectoniques majeures avec leur orientation» SONATRACH division Exploration
- 9) **Nelson, RA et Charactegui. F, (1994)**, Analyse de réservoir fracturé avec des exemples d'application; Conférence sur les aspects géologiques des systèmes pétroliers, Maxico City
- 10) **Peters. J; (1996)** pétrophysiques ; département de pétoler & ingénieur de géosystem université de Texas, Austin.
- 11) **Rmasay. Et Huber. (1987)**, les techniques des nouvelles structures géologiques, V 2, Plis et Fractures. London, Presser académique.
- 12) **Remberg. H. (1964)**, le théorème de formation simultanée des différents types de plis tectophysiques.
- 13) **SERRA. O (1989)**; diagraphie différées ; Tome 1 ; acquisition des données ; édition : Elf Aquitaine.
- 14) **SERRA. O (1985)**; Diagraphie différées. Tome 2.mémoire 1. Centre de recherche S.N.P.A. Pau. France.
- 15) **SCHLUMBERGER (2005)**. - Hassi Massaoud, Rapport d'interprétation d'imagerie puits HTFN-2.
- 16) **Schlumberger / Sonatrach (2007)** ; WEC de l'Algérie.
- 17) **Silam. R; (2006)**, rapport d'implantation des puits HTN1 et HTF8.

- 18) **Sonia, Selimani, (2008)** caractérisation de réservoirs quartzites de Hamra dans le bloc 427, dans les 7 èmes journées scientifique et technique de Sontarach.
- 19) **Stearns, D.w, et Fuega. (1981)**. Certain aspect des fractures dans la déformation naturelles des roches, Rapport spécial. Air force Cambridge. Laboratoire de recherche, Bedford, Massuchusetts.
- 20) **Taib. D, (2004)**. « Pétrophysique », Théorie et pratique dans les mesures dans la roche réservoir et les propriétés du transport de fluide.