

N° Ordre...../FHC/UMBB/2023



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche
scientifique



Université M'hamed Bougara Boumerdès
Faculté des hydrocarbures et de la chimie
Département Gisements miniers et pétroliers

MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention
Du diplôme

MASTER

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Hydrocarbures
Option : Géologie Pétrolière

Présenté par :

AISSAOUI Yazid
AMRAOUI Racha

Thème

EVALUATION PETROPHYSIQUE ET ETUDES DES FRACTURES
PAR IMAGERIE DES RESERVOIRS COMPACTS : CAS D'ETUDE
DU CAMBRO-ORDOVICIEN DE LA REGION DE BOURARHAT
SUD II (**BASSIN D'ILLIZI**)

Devant le jury :

M. ZELLOUF	Khemissi	MCB	UMBB	Président
M. CHAOUCHI	Rabah	Prof	UMBB	Examineur
M. SAADAoui	Moussa	Prof	UMBB	Examineur
Mme. BENAYAD	Soumaya	MCA	UMBB	Encadrant

Année universitaire : 2022/2023

Remercîment

Tout d'abord nous remercions **Allah** de nous avoir donné le courage
et la force pour réaliser ce modeste travail, Sans **SA**
miséricorde ce travail n'aurait pas abouti.

Avant de présenter ce travail, nous tenons à remercier tous ceux qui d'une
manière ou d'une autre ont contribué à sa réalisation:

Nous tenons d'abord, d'exprimer notre reconnaissance à nos promoteur Mme **Benayad.S**
d'avoir accepté de nous encadré, pour son aide et ses précieux conseils qui ont permet
l'élaboration de ce travail.

Tous nos remerciements à **M. Mohamed Ibrahim Hafrad, M.Taleb Mohamed** et
M.Rahem Lounis pour son aide à faire un bon travail et de nous laisser l'occasion pour
profiter de ses grandes expériences dans le domaine pétrolier, nos sincère gratitudes pour
leurs patiences, leurs soutien moral, leur disponibilité et leur précieux conseils
professionnels.

Un grand merci.

Nos remerciements vont aussi à nos très cher Enseignante Mme **H.Berour** .

Nos vifs remerciements et nos profondes gratitudes vont aux membres de jury qui

Nous ont fait honorer par leurs présences, et accepté d'examiner ce travail.

Toutes nos gratitudes à nos enseignants dès la première année primaire.

nous voudrions remercier l'ensemble des personnes qui nous ont aidé de
près ou de loin à réaliser ce travail.

Dédicace

Nous dédions ce travail:

A la meilleure personne dans ma vie, Ma chemin de lumière.

celle qui m'a soutenu jour et nuit pour qu'elle me voie toujours au sommet .

A toi ma chère mère paix a ton âme.

Nos remerciements vont aussi à nos très chers Parents et nos familles, nos chaleureux remerciements s'adressent à toute personne qui a contribué de près ou de loin dans la réalisation de ce mémoire.

A nos ami(e)s d'enfance et du long parcours scolaire et universitaire.

Résumé

La caractérisation d'un réservoir compact, considéré comme non conventionnel, est abordée à travers une analyse approfondie des paramètres pétrophysiques et du réseau de fractures.

La recherche débute par une présentation générale de la région d'étude, fournissant un contexte approprié pour la compréhension des enjeux associés à ce bassin.

Une analyse des paramètres pétrophysiques est ensuite réalisée afin de mieux comprendre les caractéristiques de porosité, de saturation des fluides et de volume d'argile dans le réservoir compact. Cette analyse joue un rôle crucial dans l'estimation des performances du réservoir.

En parallèle, une étude détaillée du réseau de fractures est menée utilisant les techniques d'imagerie. Les fractures sont des éléments clés dans la connectivité des fluides et l'écoulement au sein du réservoir. Comprendre la distribution, la densité et l'orientation des fractures permet de comprendre le comportement de réservoir d'optimiser la production des fluides.

Enfin, l'estimation des réserves est effectuée en utilisant les informations obtenues à partir des analyses pétrophysiques, des études des fractures et les différents tests de formation. Cette étape vise à évaluer la quantité de pétrole ou de gaz récupérable dans le réservoir compact.

En adoptant cette méthodologie intégrée, la thèse se propose de résoudre la problématique des réservoirs compacts en fournissant une évaluation complète des paramètres pétrophysiques et du réseau de fractures. Cela contribue à une meilleure compréhension du réservoir et permet de prendre des décisions éclairées quant à son exploitation future.

Abstract

The characterization of a compact reservoir, considered unconventional, is approached through a thorough analysis of petrophysical parameters and the fracture network. The research begins with a general presentation of the study region, providing an appropriate context for understanding the challenges associated with this basin. Then, a sedimentological approach is adopted to better understand the formation of the compact reservoir.

An analysis of petrophysical parameters is then conducted to better understand the characteristics of porosity, fluid saturation and shale volume in the compact reservoir. This analysis plays a crucial role in estimating the reservoir's performance. In parallel, a detailed study of the fracture network is conducted. Fractures are key elements in fluid connectivity and flow within the reservoir. Understanding the distribution, density, and orientation of fractures allows to understand the behavior of the reservoir and optimizing fluid production.

Finally, reserve estimation is performed using the information obtained from petrophysical analyses and fracture studies and the different formation tests. This step aims to evaluate the amount of recoverable oil or gas in the compact reservoir. By adopting this integrated methodology, the thesis aims to address the challenges of compact reservoirs by providing a comprehensive evaluation of petrophysical parameters and the fracture network. This contributes to a better understanding of the reservoir and enables informed decisions regarding its future exploitation.

ملخص

تحديد الخصائص البتروفيزيائية للمكامن المظغوة التي تعتبر مكامن غير تقليدية ، عبر تحليل شامل للخصائص البتروفيزيائية وشبكة الشقوق التي تميز المكمن.

يبدأ البحث بتعريف عام للمنطقة المدروسة، مما يوفر سياقاً مناسباً لفهم التحديات المرتبطة بهذا الحوض.

بعد ذلك قمنا بتحليل للخصائص البتروفيزيائية بهدف فهم أفضل لهذه الخصائص المتمثلة في المسامية والتشبع و حجم الطين في المكمن. يلعب هذا التحليل دوراً حاسماً في تقدير أداء المكمن.

في الوقت ذاته تم إجراء دراسة مفصلة لشبكة الشقوق بالاعتماد على تقنية تصوير الآبار، الشقوق هي العناصر الرئيسية في توصيل السوائل و تدفقها داخل المكمن، فهم توزيعها و كثافتها و اتجاه هذه الشقوق يساعد في فهم سلوك المكمن و تحسين إنتاجه.

في النهاية يتم تقدير الإحتياجات باستعمال المعلومات المستمدة من التحليلات البتروفيزيائية و دراسات الشقوق و مختلف الإختبارات المطبقة على المكمن.

من خلال اعتماد هذه المنهجية، تهدف الأطروحة إلى حل مشكلات المكامن المظغوة من خلال توفير تقييم شامل للخصائص البتروفيزيائية وشبكة الشقوق مما يساهم في فهم أفضل للمكمن و يتيح إتخاذ قرارات واضحة و مثمرة بشأن إستغلاله في المستقبل.

Sommaire

Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralités	3
I.1. Généralités sur le bassin d’Illizi	3
I.1.1. Situation du bassin d’Illizi	3
I.1.1.1. Situation géographique	3
I.1.1.2. Situation géologique	4
I.1.2. Les principaux éléments structuraux du bassin d’Illizi	4
I.2. Aspect litho-stratigraphie du bassin d’Illizi	5
I.2.1. Le socle	6
I.2.2. Le Paléozoïque	6
I.2.2.1. Le Cambro-Ordovicien	6
I.2.2.2. Le Silurien	7
I.2.2.3. Le Dévonien	7
I.2.2.4. Le Carbonifère	8
I.2.2.5. Le Mésozoïque	8
I.3. Système pétrolier du bassin	11
I.3.1. Roche mère	11
I.3.2. Roche réservoir	11
I.3.3. Roche couverture	11
I.3.4. Les pièges à hydrocarbures	11
I.4. Généralité sur le périmètre Bourarhat sud II	12
I.4.1. Situation géographique	12
I.4.2. Historique de l’exploration dans la région	12
I.4.3. Aspect structural	14
I.4.4. Présentation des réservoirs Cambro-Ordoviciens	15
I.4.4.1. Problématique	15
I.4.4.2. Présentation du réservoirs Cambro-Ordoviciens dans le périmètre d’étude	16
I.4.4.3. Zonation et extension du réservoir	18
Chapitre II : Evaluation Pétrophysique	20
II.1. Introduction	19
II.1.1. Matériel et Méthodes	19
II.1.1.1. Microsoft Excel	19

II.1.1.2. Minitab	19
II.1.1.3. Méthode d'Analyse des Composantes Principales	19
II.1.1.4. Les étapes de calcul	20
II.2. Calcul des différent paramètres pétrophysiques	24
II.2.1. La porosité « Φ »	24
II.2.2. Volume d'argiles « Vsh »	26
II.2.3. . La saturation en eau « Sw »	26
II.2.4. L'épaisseur utile (Net/Pay)	27
II.3. Interprétation des résultats pétrophysique	28
II.4. Résultats de l'Analyse des Composants Principales	29
II.4.1. Interprétation du cercle corrélation	30
II.5. Conclusion	30
Chapitre III : Analyses des fractures	31
III.1. Introduction	31
III.2. Rappels	31
III.2.1. Les réservoirs compacts (tight réservoirs)	31
III.2.2. Les réservoirs naturellement fracturés	31
III.2.3. Les différents types de fractures	31
III.2.3.1. Les fractures naturelles	31
III.2.3.2. Les fractures induites	32
III.2.3.3. Les ovalisations (Breakout)	32
III.2.4. L'imagerie du fond	33
III.2.4.1. La représentation de l'image	33
III.2.4.2. Les outils utilisés et le principe de fonctionnement	34
III.2.4.2.1 Les outils électriques	34
III.2.4.2.2 Les outils acoustiques	34
III.2.5. Détection des objets géologiques	35
III.3. Analyse des fractures naturelles dans le réservoir Cambro-Ordovicien :	37
III.3.1. Puits-1	37
III.3.1.1. L'analyse des fractures naturelles	37
III.3.1.2. Les rosaces des fractures naturelles	39
III.3.1.3. Analyse des contraintes	39
III.3.2. Puits-2	40
III.3.2.1. L'analyse des fractures naturelles	40
III.3.2.2. Les rosaces des fractures naturelles	42

III.3.2.3. Analyse des contraintes	42
III.3.3. Puits-3	43
III.3.3.1. L'analyse des fractures naturelles	43
III.3.3.2. Les rosaces des fractures naturelles	45
III.3.3.3. Analyse des contraintes	45
III.4. Conclusion	46
Chapitre IV : Estimation Des Réserves	47
IV.1. Introduction	47
IV.2. Classement des réserves et méthode de calcul	47
IV.2.1. Type de réserves	47
IV.2.2. La méthode de calcul	48
IV.2.2.1. Principe des méthodes volumétriques	48
IV.2.3. Estimation des volumes en place	49
IV.3. Conclusion	54
Conclusion Générale	55

Liste des figures

Figure I.1 : Localisation géologique et géographique du Bassin d'Illizi (Modifié à partir de l'atlas de l'environnement de l'Algérie, 2011)	3
Figure I.2 : Les principaux éléments structuraux du Bassin d'Illizi (Doucement SONATRACH 2008)	5
Figure I.3 : colonne litho-stratigraphique du bassin d'Illizi (Messaouda Henniche,2002)	10
Figure I.4 : Situation géographique et géologique de périmètre Bourarhat sud II (Document Sonatrach 2017).	12
Figure I.5 : Carte structurale du périmètre Bourarhat sud II (Document Sonatrach 2008)	14
Figure I.6 : Carte de passionnement des puits dans la région d'étude	16
Figure I.7 : Coupe NE-SE des puits d'étude	17
Figure I.8 : Découpage du Cambro-Ordovicien adopté à la région de Bourarhat Sud (Doucement SONATRACH 2021)	19
Figure II.1 : Cercle de corrélation	29
Figure III.1 : Les fractures naturelles (Seyhan Emre Gorucu , Turgay Ertekin,2010)(Ole Petter Wennberg, Giulio Casini, Sima JonoudSima Jonoud,2016)	32
Figure III.2 : (a) Exemple de breakout au fond de puits capturée par une caméra de fond. (b) Exemple de fracture induite au fond de puits capturée par caméra de fond (M. Tingay, J. Reinecker, and B. Müller, 2008)	33
Figure III.3 : Représentation en 2D et en 3D d'une image d'un puits verticale	33
Figure III.4 : Représentation en 2D et en 3D d'une image d'un puits horizontal	34
Figure III.5 : Image d'un puits montrant les limites des bancs.	35
Figure III.6 : une faille normale observés sur les enregistrements d'images acoustiques (Jalal Nechat ,2015)	36
Figure III.7 : Breakouts observés sur les enregistrements d'image acoustique (M. Tingay, J. Reinecker, and B. Müller,2008)	37
Figure III.8 : Résumé de l'interprétation de l'imagerie puits-1	38
Figure III.9 : Résumé de l'interprétation de l'imagerie puits-2	41
Figure III.10 : Résumé de l'interprétation de puits-3	44
Figure IV.1 : Carte en isobathe au toit de réservoir MS2	49
Figure IV.2 : Carte en isobathe au mur de réservoir MS2	50
Figure IV.3 : L'insertion de GDT	50
Figure IV.4 : Model structurale en 3D du réservoir MS2-MS1	51
Figure IV.5 : Les insertion de calcules de volume	51
Figure IV.6 : Carte des réserves	53
Figure IV.7 : Coupe NO-SO	53

Listes des tableaux

Tableau I-1 : Résultats pétroliers des puits d'exploration forés par la compagnie nationale SONATRACH (Rapport Sonatrach)	13
Tableau II-1 : Les cutoffs	24
Tableau II-2 : Les résultats des porosités	25
Tableau II-3 : Les résultats de VSH	26
Tableau II-4 : Les résultats de la saturation en eau	27
Tableau II-5 : : Les résultats d'épaisseur utile	27
Tableau II-6 : Analyse statistique descriptive des paramètres pétrophysique dans le réservoir d'études	29
Tableau II-7 : Corrélation entre les variables et les facteurs	29
Tableau III-1 : Les rosaces des fractures dans le puits-1	39
Tableau III-2 : Rosaces des Breakouts et des fractures induites dans le puits-1	39
Tableau III-3 : Les rosaces des fractures dans le puits-2	42
Tableau III-4 : Rosaces des Breakouts et des fractures induites dans le puits-2	42
Tableau III-5 : Les rosaces des fractures dans le puits-3	45
Tableau III-6 : Rosaces des Breakouts et des fractures induites dans le puits-3	45
Tableau IV-1 : Tableau des résultats de calcule des réserves	52

Nomenclatures

PHIE : Porosité

Sw : Saturation en eau

Vsh: Volume d'argile

GDT: Gas Down to

LAAF: Low Amplitude Acoustic Fracture

OOIP: Original Oil In Place

OGIP: Original gas in place

BRV: Bulk Rock Volume

GIIP : Gaz Initial en Place

Bg : Facteur volumétrique de gas

Hu: l'épaisseur utile (m)

DST: Drill Stem Test

Introduction Générale

L'énergie fossile demeure la principale source d'énergie mondiale, malgré les efforts soutenus en faveur des énergies alternatives. En Algérie, les séries paléozoïques de la plateforme saharienne renferment un potentiel considérable en hydrocarbures, constituant plus de 98% des revenus en devises du pays. Le bassin d'Illizi, situé dans la partie Sud-Est du Sahara algérien, occupe une superficie de 108 424 km² et fait partie de la province orientale.

La découverte d'hydrocarbures dans ce bassin requiert une approche multidisciplinaire alliant des études géologiques, comme l'analyse structurale et la litho-stratigraphie des roches, à des études géophysiques, telles que l'acquisition de cubes sismiques (2D et 3D) et de données relatives aux propriétés pétrophysiques des roches réservoirs, telles que la porosité, la perméabilité et l'épaisseur utile.

Au sein du périmètre Bourarhat, qui couvre une superficie de 6100,74 km² et englobe les blocs 230a, 231a et 242, l'exploration des réservoirs cambro-ordoviciens, du Dévonien F2, F4 et du Siluro-dévonien F6 a débuté en 1957 avec le forage IH-1. De nombreux forages réalisés depuis ont enregistré des résultats prometteurs. Entre 2003 et 2013, les compagnies Mèdex et BPXA ont effectué des travaux de forage et de sismiques dans le périmètre Bourarhat sud II.

Dans le cadre de la collaboration entre la faculté des hydrocarbures et de chimie et la Sonatrach, nous avons été affectés à la Division Exploration Bumerdes où il nous a été proposé un sujet ayant pour thème "EVALUATION PÉTROPHYSIQUE ET ÉTUDES DES FRACTURES PAR IMAGERIE DES RESERVOIRS COMPACTS : CAS D'ETUDE DU CAMBRO-ORDOVICIEN DE LA REGION DE BOURARHAT SUD II (BASSIN D'ILLIZI)".

Cette thèse a pour objectif d'utiliser les logs de diagraphe et les logs d'imagerie de fond afin de définir les paramètres pétrophysiques et le réseau des fractures naturelles dans le réservoir Cambro-Ordovicien du bloc 242, situé dans le périmètre Bourarhat sud II du bassin d'Illizi, et d'évaluer leur impact sur les paramètres pétrophysiques. Cependant, l'exploitation des réservoirs compacts dans cette région présente une problématique complexe. Pour découvrir et exploiter les hydrocarbures dans ces réservoirs, une approche multidisciplinaire est nécessaire pour cela ; notre étude est structurée en 4 chapitres :

- Chapitre 01 : Généralités sur la région d'étude là où nous présenterons une vue d'ensemble de la région de Bourarhat Sud II dans le Bassin d'Illizi, en mettant en évidence son importance stratégique et son potentiel pétrolier.

- Chapitre 02 : Analyse des paramètres pétrophysiques nous utiliserons les logs de diagraphie et les logs d'imagerie de fond pour déterminer les paramètres pétrophysiques essentiels tels que la porosité, la perméabilité et l'épaisseur utile, qui sont cruciaux pour l'évaluation des réservoirs compacts.
- Chapitre 03 : Analyses des fractures nous étudierons le réseau des fractures naturelles dans le réservoir Cambro-Ordovicien, en utilisant des techniques d'imagerie avancée, afin de mieux comprendre leur distribution, leur connectivité et leur impact sur la production d'hydrocarbures.
- Chapitre 04 : Estimation des réserves en combinant les résultats des études précédentes, nous serons en mesure d'estimer les réserves pétrolières du réservoir Cambro-Ordovicien de la région de Bourarhat Sud II, ce qui permettra de prendre des décisions éclairées pour l'exploitation future.

Ces informations sont cruciales pour estimer les réserves pétrolières de la région et optimiser les opérations d'exploitation. Cette thèse contribuera à l'avancement des connaissances dans le domaine de l'exploration et de l'exploitation des réservoirs compacts, en fournissant des données précieuses sur les paramètres pétrophysiques et les fractures dans le bassin d'Illizi. Les résultats obtenus permettront d'optimiser les stratégies d'exploration et de production, tout en favorisant une utilisation plus efficace des ressources hydrocarbonées.

Chapitre I : Généralités

I.1. Généralités sur le bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi d'une superficie de 108 424 Km², est situé dans la partie sud-est du Sahara algérien. Il représente l'ensemble méridional de la synéclyse est saharienne appelée également province orientale.

I.1.1. Situation du bassin d'Ilizi

I.1.1.1. Situation géographique

Le bassin d'Ilizi, est localisé dans la partie sud-est du Sahara algérienne. Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'est, couvrant ainsi une superficie de 100.000 Km². Jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud. (**Figure.I.1**). Ses limites géographiques s'établissent comme suit :

- Les latitudes : 26° 30' - 29° 45' N.
- Les longitudes : 05° 00' E - 09° 50' E.

Il est représenté en surface par les grands ensembles géomorphologiques suivants :

- Dans la partie méridionale : les plateaux post-tassiliens situés entre le Tassili. N'Ajjer et l'Erg Bourarhat à l'est, et le vaste ensemble dunaire de l'Issaouane N'Iralalen à l'ouest.
- Dans la partie septentrionale, la vaste étendue de la Hamada de Tinhert, elle Même limitée au nord par l'immense Erg oriental.

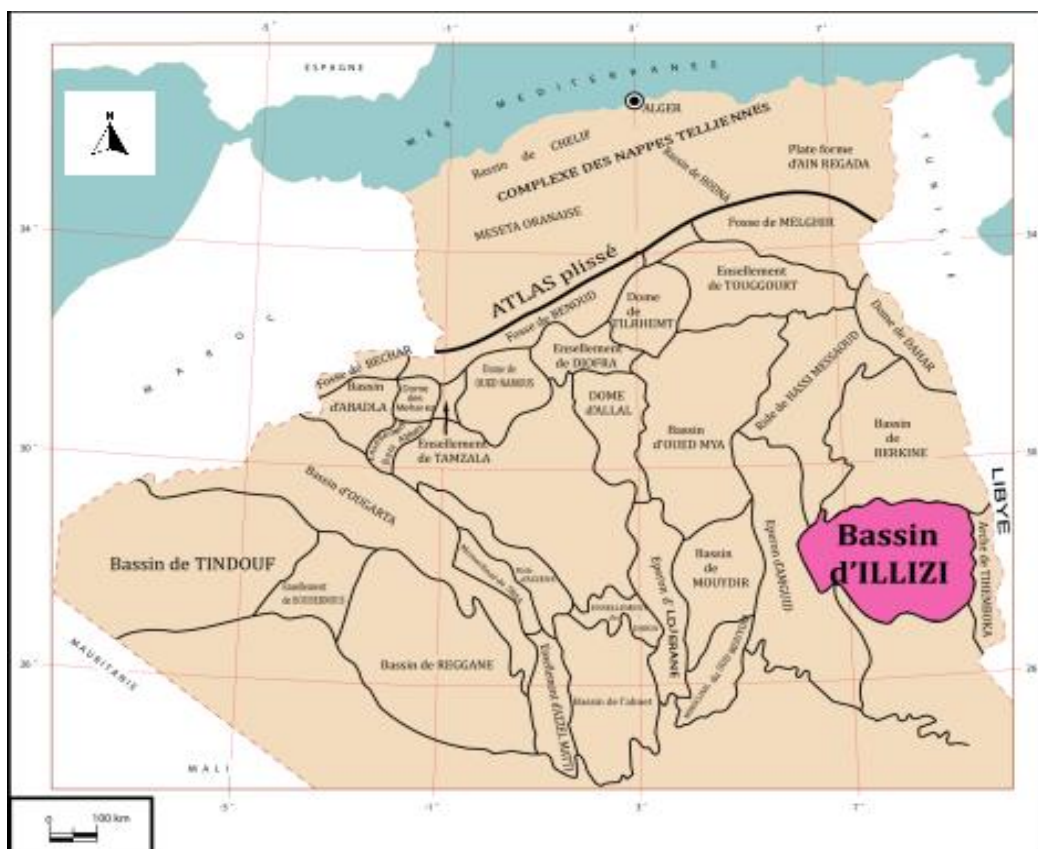


Figure I.1 : Localisation géologique et géographique du Bassin d'Ilizi (Modifié à partir de l'atlas de l'environnement de l'Algérie, 2011)

I.1.1.2. Situation géologique

Du point de vue géologique, le Bassin d'Illizi correspond à un bassin de plateforme stable. La couverture sédimentaire d'une épaisseur moyenne de 3000 m est essentiellement constituée de dépôts paléozoïques. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur. Une douzaine d'horizons des grès poreux y constituent des roches réservoirs où se sont concentrés les hydrocarbures provenant par migration de roches-mères d'âge silurien. Le bassin d'Illizi est limité (**Figure I.1**) :

- Au nord par le bassin de Berkine, la limite entre les deux bassins correspond à une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara.
- À l'est par le môle de Tihemboka qui le sépare des bassins de Djado et Murzuk en Libye.
- À l'ouest, le môle d'Amguid-el-Biod et la voûte de Tin-Fouyé au nord-ouest, le séparant, respectivement, du bassin de Mouydir et Oued-Mya.
- Au sud, il est limité par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili n'Ajjers.

I.1.2. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (Bombement de Tin Fouyé, Haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est (**Figure I.2**)

- L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.
- L'axe de Tan Elak.
- L'axe d'Essaoui Méllene.
- L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- L'axe de Fadnoun
- L'axe de Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sont accompagnés de failles importantes dues à la réactivation de failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin. En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles. Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

- A l'ouest, la région d'Amguid El Biod comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux d'Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.

- Au centre, le bassin d'Illizi proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien mole d'Ahara orienté approximativement E, W, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.
- A l'Est, le mole de Tihemboka s'étendant entre le trend de Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent de précédente) est caractérisé par trois directions de failles méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs, NW-SE à WNW-ESE et NE-SW pour les accidents secondaires.

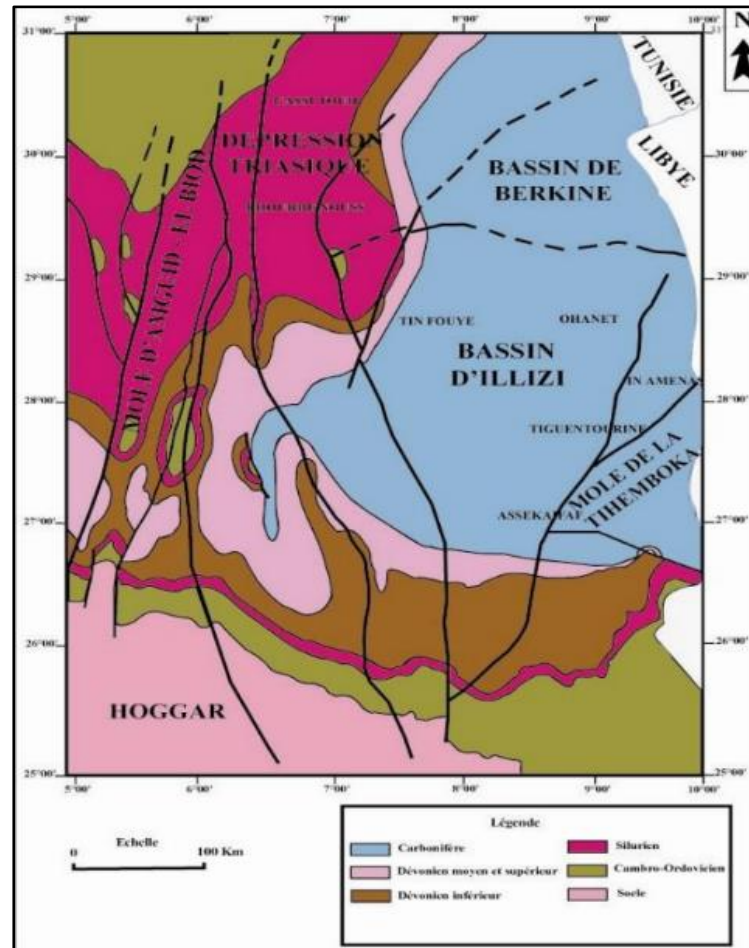


Figure I.2 : Les principaux éléments structuraux du Bassin d'Illizi (Doucement SONATRACH 2008)

I.2. Aspect litho-stratigraphie du bassin d'Illizi

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Illizi repose sur un socle cristallo-métamorphique, elle est représentée essentiellement par des terrains d'âge Paléozoïque, La série stratigraphique type du bassin d'Illizi épaisse de 3 000m, est constituée essentiellement par des alternances de grès et d'argiles d'épaisseurs variables, séparées par quatre discordances majeures. On distingue de la base vers le sommet : La discordance Taconique (Cambro-Ordovicien) ; La discordance Calédonienne ; La discordance Frasnienne ; La discordance Hercynienne.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi, de bas en haut, est la suivante :

I.2.1. Le socle

Il est constitué par des roches cristallines (Granite) et métamorphique (Gneiss), sur lesquelles viennent se superposer en discordance les formations du Paléozoïque.

I.2.2. Le Paléozoïque

Il comprend de la base au sommet

I.2.2.1. Le Cambro-Ordovicien

Il est représenté par une série détritique épaisse de 600 m, formant en affleurement les assis internes. Il est subdivisé au niveau du bassin d'Illizi en trois unités :

- ❖ **Unité I ou « Conglomérat d'El-Moungar »**: Épaisse de 300 mètres. Cette unité est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques.
- ❖ **L'Unité II (grès de Tin Taradjeli)** : Elle constitue le premier terme gréseux qui repose en discordance sur le socle. Epais de 200 à 300 m, son âge serait Cambrien Supérieur Ordovicien Inférieur. Elle est formée de microconglomérats et de grès grossiers, alternant avec des grès fins et moyens. Des traces d'activité biologique apparaissent au sommet de cette unité (Tigillites, Vexillum, Harlania).
- ❖ **L'Unité III** : A l'échelle du bassin d'Illizi, cette unité est subdivisée en trois sous unités :
 - **L'Unité III-1** : connue sous le nom de « Vire du mouflon » : d'âge Trémadoc, d'une épaisseur de 40 m, elle est représentée par des grès fins à grossiers à stratifications obliques, alternant avec des minces lits d'argiles silteuses à Tigillites. Une faune d'origine marine composée de Brachiopodes et de Bivalves de l'Ordovicien Inférieur a été découverte au sein de cette formation.
 - **L'Unité III-2** : ou « grès de la banquette » est composée d'une barre gréseuse massive et homogène, épaisse de 50 m, surmontée par des quartzites en bancs massifs de 3 à 5 m. Elle présente de nombreux joints stylolitiques. Cette unité se situerait à l'Arénigien-Lianvirnien.
 - **L'Unité III-3** : ou « formation d'In Tahouite », avec une épaisseur de 40 à 200 mètres. Elle comprend des grès micacés fins, à ciment argileux ou siliceux, à stratifications horizontales et à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilites. Ces séries passent vers le sommet à des grès hétérogranulaires grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques, qui s'enrichissent en argiles vers le sommet.
 - **L'Unité IV** : Connue sous le nom de « formation de Tamadjert » ou encore « complexe terminal », elle est datée de l'Ordovicien supérieur (Ashghill) et d'épaisseur de 100 à 300 m, cette unité repose sur divers termes antérieurs par l'intermédiaire d'une discordance de ravinement. Elle est formée par des grès quartzitiques passant à des argiles micro-conglomératiques. Cette unité est caractérisée par une variation fréquente de la lithologie, et indique un environnement glaciaire.

I.2.2.2. Le Silurien

Le Silurien est représenté par une épaisse série argileuse qui sépare les grès du Cambro-Ordovicien (les Tassilis internes) et du Dévonien Inférieur (les Tassilis externes), formant en affleurement la dépression intra-tassilienne. Ces argiles s'étendent sur la plus grande partie de la plate-forme saharienne. Dans le bassin d'Illizi, le Silurien est divisé en deux formations : une formation argileuse (Silurien Inférieur) et une formation argilo-gréseuse (Silurien Supérieur).

- ❖ **Le groupe argileux : Formation des Argiles à Graptolites ou « Formation de l'Oued Imirhou »**, d'âge Llandvirn à Wenlock, son épaisseur varie de 350 à 420 m d'Ouest en Est. Il est constitué d'un ensemble homogène d'argiles finement litées, parfois schisteuses, gris clair en affleurement et noire en sub-surface. Ces argiles sont riches en Graptolites.
- ❖ **Le groupe Argilo-gréseux** : Il comprend trois Membres :
 - **Le membre Basal ou « Zone de passage » (Unité M)**: son équivalent en surface est la formation d'Atafaïtafa d'âge Ludlow Moyen à Supérieur. Il est formé par une alternance de grès fins, d'argiles vertes et de siltstones. Son épaisseur varie de 80 à 150 m.
 - **Le membre inférieur ou « La barre inférieure » (Unité A)** : Il est constitué de grès et de quartzites à stratifications obliques, son épaisseur est de 30 m en moyenne.
 - **Le membre supérieur ou « Le Talus à Tigillites » (Unité B)** : Il est formé par des argiles gréseuses à Tigillites et Spirophyton (40 à 50 m d'épaisseur). La barre inférieure et le Talus à Tigillites constituent le membre ou la formation de l'Oued Tifernine. Longtemps, ce membre était considéré comme la base du Dévonien, mais les corrélations faites avec les données palynologiques de subsurface indiquent que ce membre fait partie du Silurien supérieur.

I.2.2.3. Le Dévonien

- ❖ **Le Dévonien Inférieur** : Il est représenté par des dépôts continentaux discordants sur le talus à Tigillites et composé essentiellement par des grès et des sables à stratifications obliques. Ces grès et sables constituent le Tassili externe. Il est subdivisé en quatre formations :
 - **La Barre Moyenne (Unité C1)** : elle est constituée par des sables et des grès, fins à grossiers, à stratifications obliques, discordant sur le talus à Tigillites. L'épaisseur de la formation varie de 35 à 45 m.
 - **Les Trottoirs (Unité C2)** : cette formation, épaisse de 20 à 40 m, est essentiellement formée d'un ensemble d'argiles ferrugineuses, parfois oolithiques intercalées de fines barres de grès d'où l'appellation de Trottoirs.
 - **La Barre Supérieure (Unité C3)** : épaisse de 80 à 110 m, elle est composée de grès à larges stratifications obliques, et présente les caractères d'un dépôt fluvial ou deltaïque.
 - **La Formation d'Orsine** : Elle est constituée par des grès lités argileux riches en Brachiopodes Emsiens, elle marque le début de la transgression. Elle comprend les réservoirs F5 et F4.

❖ **Le Dévonien Moyen-Supérieur**

Il regroupe deux séries :

- **La série de Tin Meras** : puissante de 110 m en moyenne, elle débute par un banc de calcaire bleu continu, facilement identifiable à travers tout le bassin, souvent choisi comme niveau repère. Cette série est constituée d'argiles et de grès au sein duquel apparaissent des bancs de calcaires (de 0,20 à 1 m) alternant avec des argiles. Ces calcaires bleutés sont à Brachiopodes, Gastéropodes et Goniates. L'âge de la série est Dévonien Moyen-Supérieur.
- **La série de Gara Mas Melouki** : d'âge Strunien, d'épaisseur de 40 à 70 m, elle correspond de la base vers le sommet à des carbonates parfois dolomitiques, de la sidérite et des niveaux à Oolites ferrugineuses alternant avec des argilites silteuses, des siltites et des grès fins.

I.2.2.4. Le Carbonifère

Le Carbonifère du bassin d'Illizi comprend cinq formations :

- ❖ **La formation argilo-gréseuse d'Issendjel** : (Tournaisien Supérieur - Viséen Inférieur), d'une épaisseur de 200 mètres en moyenne, elle correspond à une alternance argilo-carbonatée passant vers le haut à des calcaires gréseux.
- ❖ **La série de Tin Mezoratine** : (Viséen Inférieur) d'une épaisseur de 30 mètres en moyenne, elle est caractérisée par un faciès particulier dit « Grès à Champignons » dans laquelle les « champignons » correspondent à des concrétions carbonatées.
- ❖ **La série d'Oubarakat** : (Viséen supérieur à Namurien Inférieur), épaisse de 200 m en moyenne, elle est constituée d'une alternance argilo-gréseuse où s'intercalent des niveaux carbonatés. Le sommet de la série correspond à des calcaires de couleur bleuâtre, désignés dans le bassin d'Illizi sous l'appellation « Calcaires de l'Issaouane ».
- ❖ **La formation d'El Adeb Larach** : (Westphalien) épaisse de 200 à 300 m, elle est divisée en deux membres :
 - Un membre inférieur marno-gypseux, épais d'une centaine de mètres et couronné par un banc de gypse massif. Il débute par un calcaire bleu à Nautiloïdes et Brachiopodes, connu sous le nom de « banc C ». Les fossiles trouvés au sein du membre indiquent un âge Bashkirien.
 - Un membre supérieur calcaire, épais de 100 à 150 m et comprend des bancs de calcaires dolomitiques et marneux, ainsi que des calcaires Oolithiques. Ce membre est riche en Goniates et Foraminifères du Moscovien. Cette formation représente les derniers dépôts marins du Paléozoïque dans le bassin d'Illizi.
- ❖ **La formation de Tiguentourine** : (Stéphanien) il s'agit d'une formation argileuse rouge d'origine supposée continentale. Un banc de gypse, épais de 10 m environ,

I.2.2.5. Le Mésozoïque

- ❖ **Le Zarzaïtine Inférieur** : il s'agit d'une série gréseuse et grés-argileuse, épaisse de 150 m et s'étendant sur 170 km de l'Est à l'Ouest au Nord du bassin d'Illizi. Elle comprend trois ensembles :

- Les grès inférieurs ou « grès à Stégocéphales », riches en vertébrés : Stégocéphales, Dinosauriens, Sélaciens. Ces grès, épais de 50 m environ, sont en général fins.
 - Les argiles rouges peu fossilifères.
 - Les grès supérieurs, épais de 110 m, sont très peu fossilifères. Ils sont plus grossiers que les grès inférieurs.
- ❖ **Le Zarzaïtine moyen-supérieur** : Il est composé de séries argileuses rouges avec quelques récurrences siliciclastiques et un certain nombre de bancs carbonatés blanchâtres. Cette série est attribuée au Lias – Dogger inférieur. ∞
- ❖ **La formation de Taouratine** : (Jurassique – Crétacé Inférieur) : elle est composée de grès-quartzites, grès à dragées et grès micacés feuilletés. Elle est divisée en trois membres : le Taouratine inférieur gréseux d'âge Dogger-Barrémien, le Taouratine moyen carbonaté d'âge Aptien et le Taouratine Supérieur sableux, Albien. Notons que la discordance autrichienne est localisée entre le Taouratine Inférieur et le Taouratine Moyen.
- ❖ **La formation d'In Akamil (Cénomano-Turonien)** : Cette formation d'âge Cénomano-Turonien, épaisse de 250 m environ, débute par des argiles à gypse, (Cénomaniens). Elle est représentée surtout par des calcaires et des dolomies (Turonien).
- ❖ **Le Sénonien** : Le Sénonien débute par une importante couche d'argiles à gypse (Sénonien lagunaire), passant à des alternances d'argiles à gypse, de calcaires et de dolomies, et se terminant par des calcaires d'âge Maestrichtien à Eocène.

Notons enfin que le Tertiaire est représenté au Nord-Ouest du bassin par un ensemble de grès, calcaire et marnes épaisses de 25 m environ.

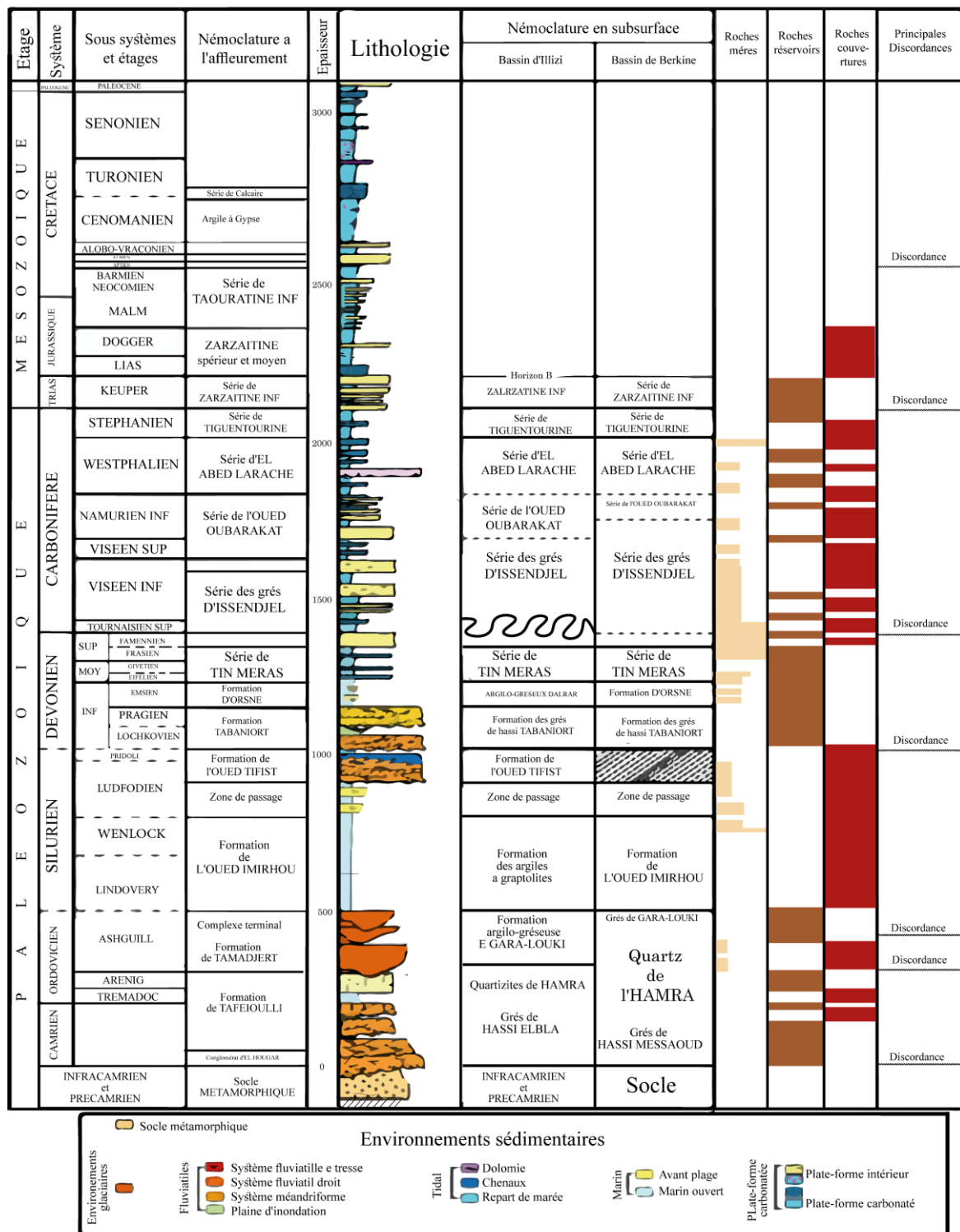


Figure I.3 : colonne litho-stratigraphique du bassin d'Illizi (Messaouda Henniche, 2002)

I.3. Système pétrolier du bassin

L'intérêt pétrolier dans le bassin d'Illizi est lié essentiellement aux réservoirs de Paléozoïques. Dans les premières années de l'exploration, les réservoirs silurodévonien étaient les principaux objectifs explorés dans la zone d'étude. Aujourd'hui, les efforts d'exploration se concentrent sur les formations gréseux-argileuses du Cambro-Ordovicien, et en particulier le dépôt glaciaire de l'unité IV au sommet de l'Ordovicien.

I.3.1. Les roches mères

Correspond à une roche argileuse contenant de la matière organique qui est à l'origine de la formation des hydrocarbures. Les principales roches mères dans le bassin d'Illizi sont les argiles du Silurien et du Frasnien ; celles de l'Ordovicien (argiles d'Azzel d'el Gassi) sont considérées ainsi comme roche mère mais à potentiel très faible (**Figure I.3**)

I.3.2. Les roches réservoirs

Dans le bassin d'Illizi les différents types des roches réservoirs (**Figure I.3**) sont :

- Les grès du Cambrien.
- Les grès et grès quartzitique de l'Ordovicien. (Unité IV, sous unité III-3 et III-2).
- Les grès du réservoir F6 (Dévonien inférieur - Silurien supérieur), ce niveau couvre l'essentielle de la plateforme saharienne.
- Les grès argileux des réservoirs F5, F4 (Emsien).
- Les grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen).
- Les grès du réservoir F2 (Strunien).
- La série Mésozoïque ne présente pas de roches couvertures de bonne qualité ce qui donne un faible intérêt pétrolier aux nombreux niveaux de sable et de grès quelle renferme.

I.3.3. Les roches couvertures

Dans la plateforme saharienne les roches couvertures varient en âge et faciès, les plus anciennes sont de l'Ordovicien, Celle du Trias et Lias à série argiloévaporitiques présentent des qualités remarquables.

Les roches couverture du bassin d'Illizi sont toutes représentées par des argiles, on a plusieurs niveaux ; l'Ordovicien, le Silurien, le Carbonifère et dans le Dévonien (le Praguien argileux constitue la couverture du Dévonien inférieur des bassins sud-est saharien tel que le bassin d'Illizi) (**Figure I.3**).

I.3.4. Les pièges à hydrocarbures

L'existence d'une roche mère responsable de la génération des hydrocarbures, associée à des roches réservoirs poreuses et perméables piégeant les fluides et une couverture imperméable indispensable pour garantir l'étanchéité. A toutes ces conditions s'ajoutent un paramètre indispensable qui est le piège, lui seul capable d'arrêter la migration des hydrocarbures. Il existe trois principaux types de piège qui sont comme suit :

- **Pièges structuraux** : ces pièges sont le résultat des mouvements tectoniques tel que Les anticlinaux et le piégeage contre failles.

- **Pièges stratigraphiques** : c'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre qui est imperméable tel que les lentilles gréseuses et les biseaux.

I.4. Généralité sur le périmètre Bourarhat sud II

I.4.1. Situation géographique

Le périmètre Bourarhat sud-II d'une superficie de 6100,76 km² et une superficie en exploitation de 1068,40 km², couvre la partie centre-orientale du bassin d'Illizi, et englobe les blocs 230a, 231a et 242. Il est divisé en deux parties : nord et sud. (**Figure I.4**).

Périmètre Bourarhat nord constitué du bloc 242 se trouve dans la wilaya d'Illizi. Sa superficie Contractuelle est de 187.72 km² Il est situé approximativement à 22 km à l'ouest de la ville In Amenas et à 55 km au nord de la ville d'Illizi.

Le périmètre Bourarhat sud est constitué des blocs 230a et 231a, sa superficie est de 5304.71 Km². Il est situé approximativement à environ 50 km au sud-ouest de la ville In Amenas et à environ 70 km au nord-ouest de la ville d'Illizi. Ce périmètre englobe les gisements suivants : Tin Mazoukine, Tin Zaouaten, BRTS.

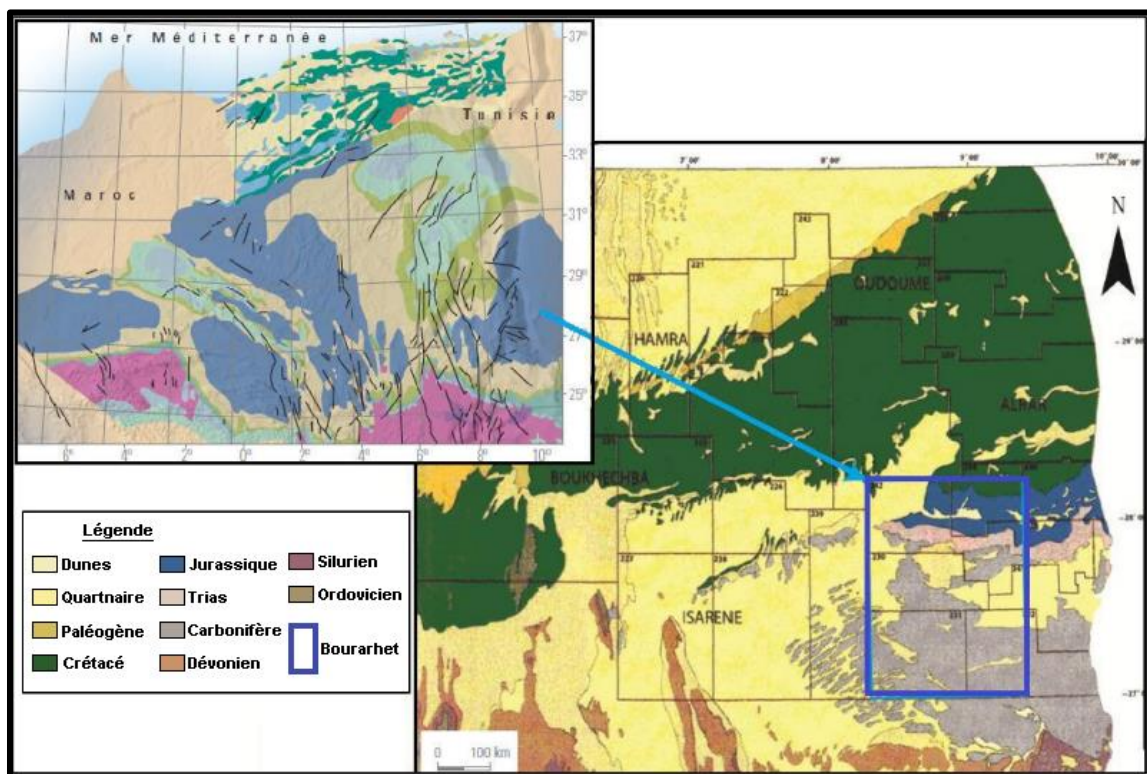


Figure I.4 : Situation géographique et géologique de périmètre Bourarhat sud II (Document Sonatrach 2017).

I.4.2. Historique de l'exploration dans la région

Il semble que l'activité d'exploration dans la région ait débuté en 1957 avec le premier forage Ihansatene-1, (IH-1) foré par la compagnie CREPS. Depuis lors, plusieurs puits ont été réalisés et la plupart de ces sondages ont traversé le Cambro-ordovicien. Le plus récent

forage, Nord Remal-1(NRML-1), a été réalisé en 2013 par la compagnie nationale Sonatrach (ENF-20). Les résultats pétroliers semblent être satisfaisants dans cette région.

Afin d'apprécier les anciennes découvertes réalisées par Sonatrach, deux contrats de recherche ont été signé avec les compagnies pétrolières Mèdex le 26/04/2003 pour le bloc 242a et BPXA le 23/04/2005 pour les blocs 230a et 231a.

La compagnie Mèdex (2003 - 2010) a réalisée dix-sept (17) puits, la plupart atteignent le Cambro-Ordovicien, les résultats de ces puits sont résumés dans le tableau 2.

La compagnie BPXA (2005 – 2014) a réalisée cinq (05) puits d'exploration, dont le puits TZN-1 foré en 2008 a fait l'objet d'une découverte à l'Ordovicien, ensuite le puits STJ-1 en 2011 donnera un débit important du gaz en poste frac.

La plupart de ces sondages ont traversé le Cambro-ordovicienne ont donné des résultats pétroliers satisfaisants qui sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Puits	Nature	Résultats	Compagnie
RML-1 (1985)	Exploration	F6 (C2) : 2 l Oil/SR + 4m³ fresh water Ordo IV-3 : 2146 m³/h Gas + 2 l Gazoline (SR) IV-2: Sec III-2: 200 l Huile + 1.7m³ eau (S=200g/l) +Trace de Gaz en CI	Sonatrach
IHSW-1 (1990)	Exploration	TF-1-F4 : dry TF-1 et 2-F6 (C3) : 100 l et 5m³ d huile (SR) TF-7-F6 (C2) : 13 m³ eau douce (S=0,339g/l) III-2 : 6m³ water (S=69 g/l)	Sonatrach
TMK-1 (2004)	Exploration	Cambro-Ordovicien (IV) : 11220 m³/h Gas + 2,16 m³/h Condensat	B.P
TXO-1 (2008)	Exploration	Test barefoot. Ordo : (1934.7- 2230m): 118m³/h de Gaz (64")	B.P
OEB-1 (2010)	Exploration	TF post-frac de l'unité IV-3: 1321 m³/h, WHP=60psi	B.P
TZN-1 (2010)	Exploration	F6(C3): indice d'huile OrdoIV-3, IV-2 :gaz+gazolin	B.P
STJ-1 (2011)	Exploration	Cambro-Ordovicien (IV-3): (Test post frac): Gaz 1548,49m³/h sur 32/64" + 9,3 m³ Eau	Sonatrach
TZN-3 (2016)	Exploration	Non testé	P.E.D
TZN-4 (2016)	Exploration	Ordo. TF.BF :2382m³/h de Gaz sur 124/64, WHP= 609psi	P.E.D
TMK-2 (2017)	Exploration	Ordo. TF-BF : Gaz en surface, WHP=50psi	P.E.D

Tableau I-1 : Résultats pétroliers des puits d'exploration forés par la compagnie nationale SONATRACH (Rapport Sonatrach)

I.4.3. Aspect structural

La région d'étude se trouve entre deux trends structuraux majeurs d'âge panafricain à l'est, le trend du Fadnoun – Assekaifaf – Tiguentourine de direction NNE-SSW. A l'ouest, le trend structural Tin Tayart – Oued Zenani de direction subméridienne.

La réactivation continue des deux trends durant les phases tectoniques ayant affecté le bassin, se traduit actuellement par plusieurs failles qui traversent ce périmètre suivant une direction NNW-SSE et des structures (positives et négatives) qui leur sont associées.

Le mouvement de cet accident majeur a certainement joué un rôle important dans la distribution de certains réservoirs. À travers l'axe central de bassin d'Illizi.

L'essentiel du caractère structural de la zone d'étude s'observe en surface le long de l'accident du fadnoun et des structures qui lui sont associées.

Les phases tectoniques anté-hercyniennes ont eu une grande influence sur la nature des dépôts et la répartition des épaisseurs et sont aussi responsables de la création des biseaux stratigraphique.

Les mouvements hercyniens quant à eux ont joué un rôle prépondérant sur la structuration de la couverture sédimentaire paléozoïque. Les mouvements post-hercyniennes ont modifié l'aspect géométrique de cette structure qu'a abouti au modèle actuel (**Figure I.5**)

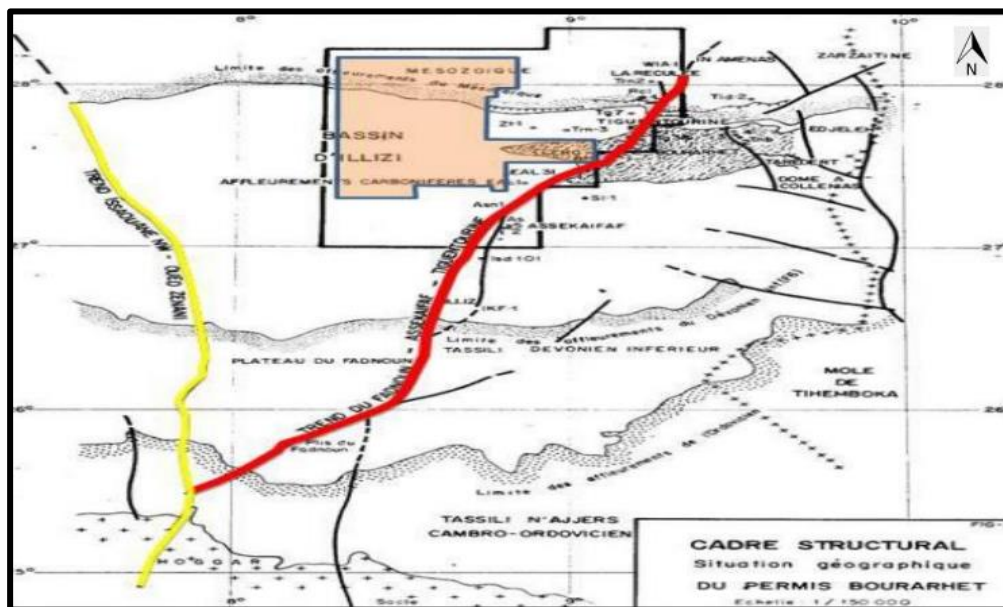


Figure I.5 : Carte structurale du périmètre Bourarhat sud II (Document Sonatrach 2008)

I.4.4. Présentation des réservoirs Cambro-Ordoviciens**I.4.4.1. Problématique**

La présente étude se focalise sur l'évaluation pétrophysique et l'étude des fractures par imagerie des réservoirs tight du Cambro-Ordovicien dans la région de Bourarhat Sud II, située dans le bassin d'Illizi. Les réservoirs tight posent des défis importants en raison de leur faible perméabilité et de leur complexité géologique. L'évaluation précise de ces réservoirs est essentielle pour optimiser leur exploitation et maximiser le rendement des puits de pétrole et de gaz. De plus, les fractures qui se forment naturellement dans ces réservoirs peuvent avoir un impact significatif sur leur comportement pétrophysique. Comprendre la distribution, la connectivité et les caractéristiques des fractures est donc crucial pour une gestion efficace des réservoirs tight. Cependant, malgré l'importance de ces aspects, il existe encore des lacunes dans la compréhension des paramètres pétrophysiques et des mécanismes de fracturation de ces réservoirs dans la région de Bourarhat sud II. Cette étude vise donc à répondre à la problématique suivante : Comment évaluer pétrophysiquement les réservoirs tight du Cambro-Ordovicien dans la région de Bourarhat sud II et étudier les fractures à l'aide de techniques d'imagerie.

I.4.4.2. Présentation du réservoir Cambro-Ordoviciens dans le périmètre d'étude

Le périmètre d'étude est foré par 243 puits dont trois puits sont utilisés dans notre étude (Figure I.6).

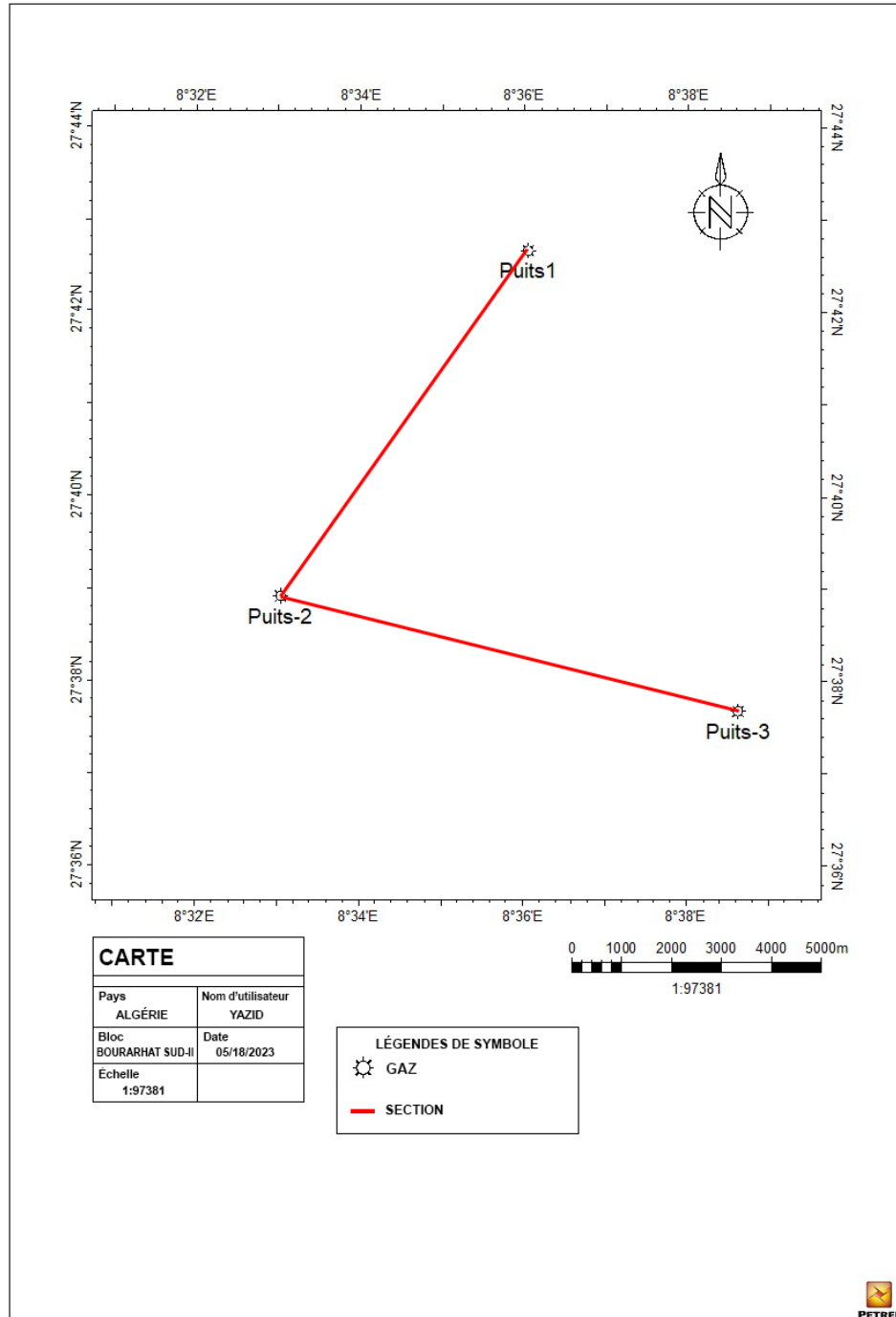


Figure I.6 : Carte de passionnement des puits dans la région d'étude

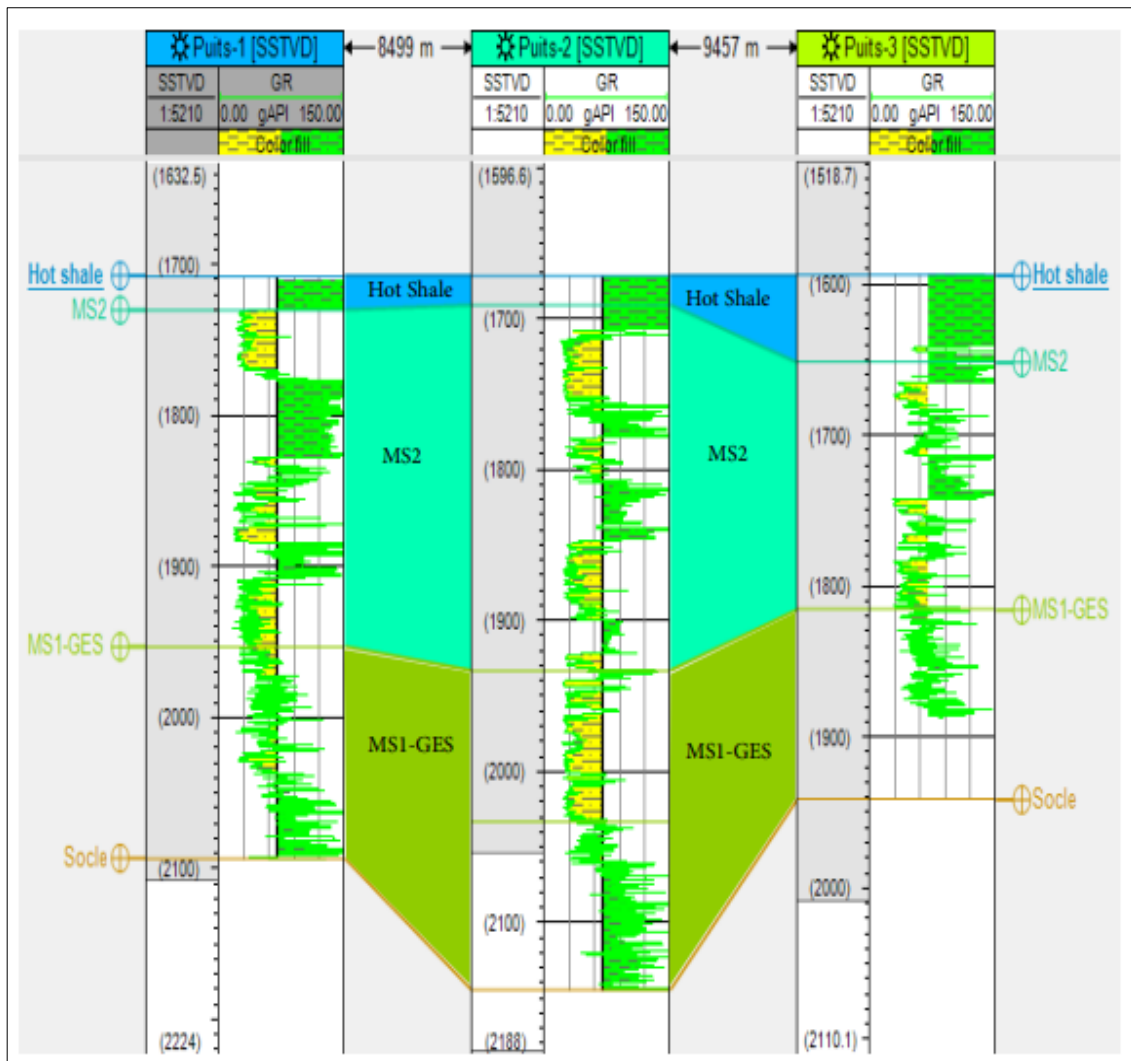


Figure I.7 : Coupe NE-SE des puits d'étude

La figure I.7 montre une corrélation lithologique NE-SE entre les trois puits étudiés au niveau des trois formations ; on a fait le découpage selon le dernier découpage du BP (British Petroleum) en 2016 :

Le Socle, la Mégasequence 1 (MS1) avec un milieu de dépôt glacio-marin qui représente à son toit la surface érosionnelle glaciaire (GES, Glacial Erosional Surface) et la Mégasequence 2 (MS2) avec un milieu de dépôt glacio-fleuvial

D'après cette corrélation on remarque :

- Une continuité des formations au niveau des trois puits
- L'épaisseur la plus grande est au niveau du puits 2 car ce puits est situé au centre de la paléo-vallée
- On n'a pas une grande variation des faciès

On peut conclure qu'on a une continuité de réservoir sur les 3 puits.

I.4.4.3. Zonation et extension du réservoir

Les différents travaux effectués dans le périmètre Bourarhat présentent des incohérences concernant le découpage du Cambro-ordovicien. Dans le cas de ce projet nous avons adopté le découpage en unités préglaciaires, synglaciaires et postglaciaires en se basant aussi sur le découpage proposé par BP (**Figure I.8**).

Le Cambro-ordovicien de Bourarhat est regroupé en trois ensembles distincts superposés et/ou plus ou moins imbriqués, comprennent des unités réservoirs et/ou de couverture de nature diverse.

- ❖ Un ensemble préglaciaire constitué des unités II et III, formant une première Megaséquence MS1
 - **L'unité II** : est un empilement de bancs gréseux très grossiers et quelques rares niveaux silteux peu épais, caractérisant un environnement fluvial de chenaux sableux peu sinueux. L'apparition conjointe, dans la partie supérieure de l'unité II, de litages sigmoïdaux hétérolithiques (flaser) et d'une bioturbation plus abondante suggère l'influence de la marée et caractérisent donc un environnement fluvio-tidal.
 - **L'unité III** : est subdivisée en trois unités ; III-1, III-2, et III-3. Elle est constituée de dépôts gréseux mieux triés à structures de houle et tempêtes (HCS et SCS) souvent affectés par des terriers verticaux de type « Tigillites ». L'influence marine domine cette unité et les intercalations argileuses sont plus fréquentes. Les environnements de dépôts de l'unité III varient d'un domaine côtier (avant plage/ baie subtidale) à un domaine marin franc (argiles/silts d'offshore).
- ❖ Un ensemble synglaciaire associé strictement à l'unité IV et reposant en discordance et partiellement en incision sur les séries sous-jacentes. Il forme une deuxième mégaséquence MS2.
 - Cette mégaséquence glaciaire MS2, recoupe en discordance les dépôts sous-jacents par une surface d'érosion glaciaire (SEG) dont le remplissage est très hétérogène. Les dépôts se composent principalement d'une alternance (plus ou moins étendue latéralement) de niveaux gréseux et de niveaux à diamictites (i.e. « argiles microconglomératiques »). Les dépôts gréseux caractérisent des remplissages de chenaux sous- à proglaciaires ou des épandages deltaïques de type « sandur » (« outwash ») ou turbiditiques, situés en aval d'un réseau de chenaux actifs sous la calotte glaciaire. Les niveaux à diamictites, bien qu'observés régulièrement dans l'unité IV, se concentrent principalement latéralement aux dépôts d'outwash préglaciaires.
- ❖ Un ensemble postglaciaire constitué de la Dalle de M'Kratta d'extension discontinue surmonté par le Silurien. En effet, au sommet du complexe glaciogénique de l'unité IV, une unité peu épaisse, d'origine marine « la Dalle de M'Kratta », peut être présente localement, témoignant de la transgression postglaciaire précédant l'inondation majeure à la base du Silurien Argileux/Argiles à Graptolites. Elle est composée de dépôts gréseux à argilo-gréseux dénués de

toutes traces d'influence glaciaire. Les litages obliques hétérolithiques à flaser et la Bioturbation caractérisent un environnement fluvio-tidal à côtier (subtidal).

L'objectif dans la région Bourarhat est le MS2 et MS1.

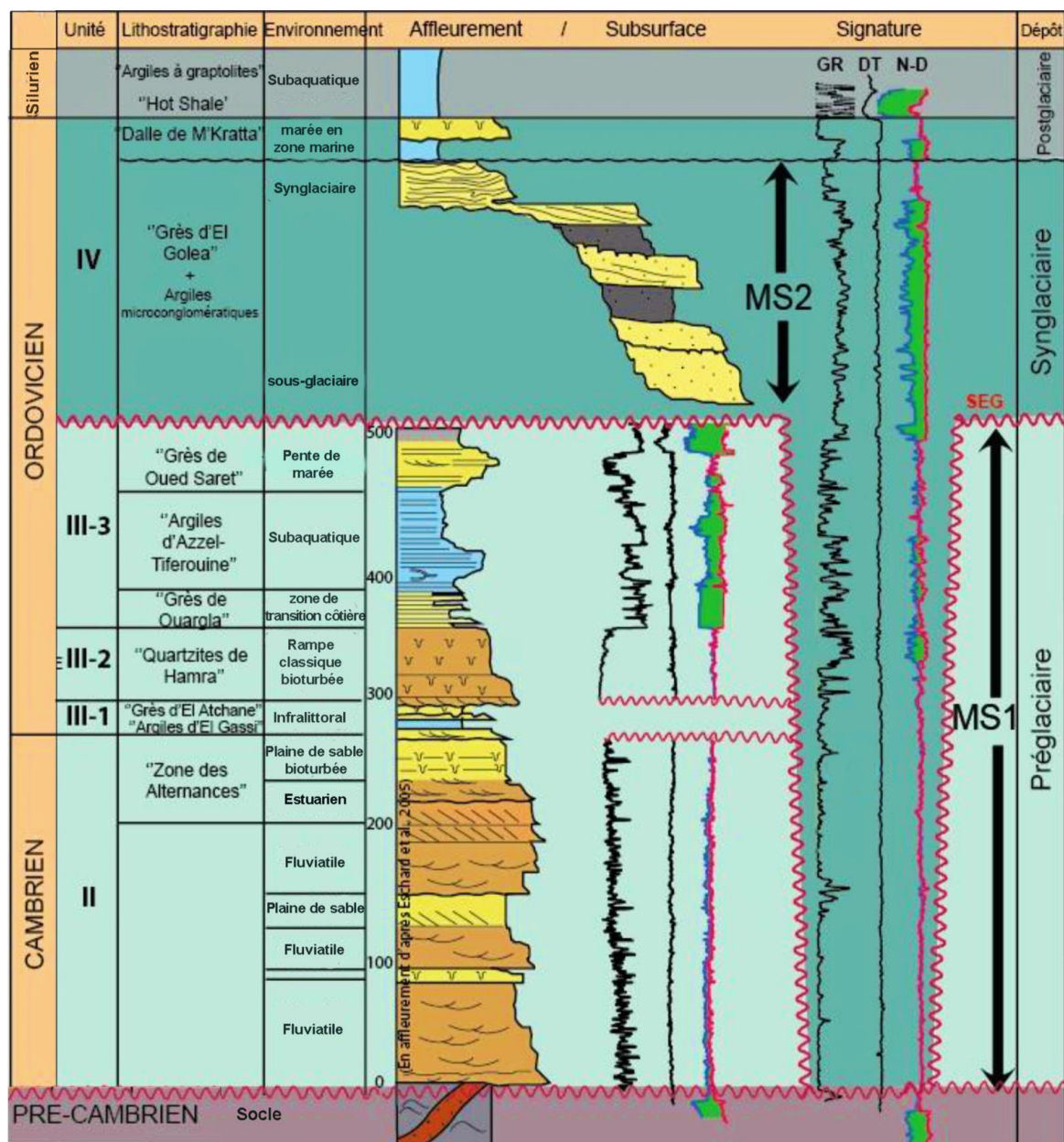


Figure I.8 : Découpage du Cambro-Ordovicien adopté à la région de Bourarhat Sud (Doucement SONATRACH 2021)

Chapitre II : Evaluation Pétrophysique

II.1. Introduction

La connaissance des paramètres pétrophysiques est essentielle dans les phases d'exploration et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures, car elle permet de déterminer la production optimale des puits, d'évaluer les caractéristiques des fluides et leur circulation dans les pores, ainsi que de faciliter le développement d'un champ pétrolier. Ces paramètres principaux sont la porosité, la perméabilité, le volume d'argile et la saturation en eau. Dans ce chapitre, nous allons essayer d'identifier les relations entre les paramètres pétrophysiques du réservoir Cambro-Ordovicien en utilisant une analyse statistique multivariée appelée analyse en composantes principales.

II.1.1. Matériel et Méthodes

Pour la réalisation de cette étude, nous avons utilisé des données provenant de différentes diagraphies corrigées ainsi que des calculs de paramètres pétrophysiques effectués sur trois puits situés dans la région de Bourarhat. Les paramètres étudiés comprennent la porosité, la saturation en eau, le volume d'argile et la saturation en hydrocarbures.

II.1.1.1. Microsoft Excel

Excel est un logiciel de tableur développé par Microsoft. Il offre une plateforme conviviale pour créer, organiser et analyser des données sous forme de feuilles de calcul. Excel permet de créer des calculs mathématiques, d'effectuer des analyses statistiques, de générer des graphiques et des tableaux, ainsi que de gérer et de manipuler des données de manière efficace.

On a utilisé Microsoft Excel pour faire les calculs des paramètres pétrophysique.

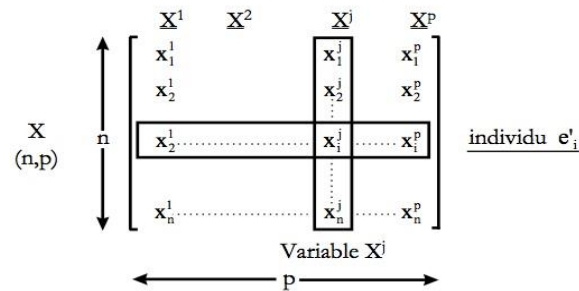
II.1.1.2. Minitab

Minitab est un logiciel statistique convivial et puissant utilisé pour l'analyse des données et la prise de décisions basées sur les données. Il offre une gamme complète d'outils statistiques, des statistiques descriptives aux modèles de régression avancés, en passant par les tests d'hypothèses et les analyses de variance. Il est utilisé pour effectuer le traitement statistique descriptif monovarié, bivarié et multivarié (ACP).

II.1.1.3. Méthode d'Analyse des Composantes Principales

L'ACP est une méthode de base d'analyse de tableau de données comportant des individus et des variables quantitatives associées. Un individu est une unité expérimentale, il s'agit de l'objet sur lequel des observations ou des mesures sont effectuées.

Dans cette étude, les individus correspondent aux puits et les variables sont les paramètres pétrophysique. Le tableau de données est alors sous la forme suivante :



Où p variables quantitatives sont observées sur n individus. R^n est l'espace des variables et R^p est l'espace des individus.

Les colonnes créées par L'ACP sont les dimensions ou facteurs ; axes.

Les dimensions de l'ACP sont :

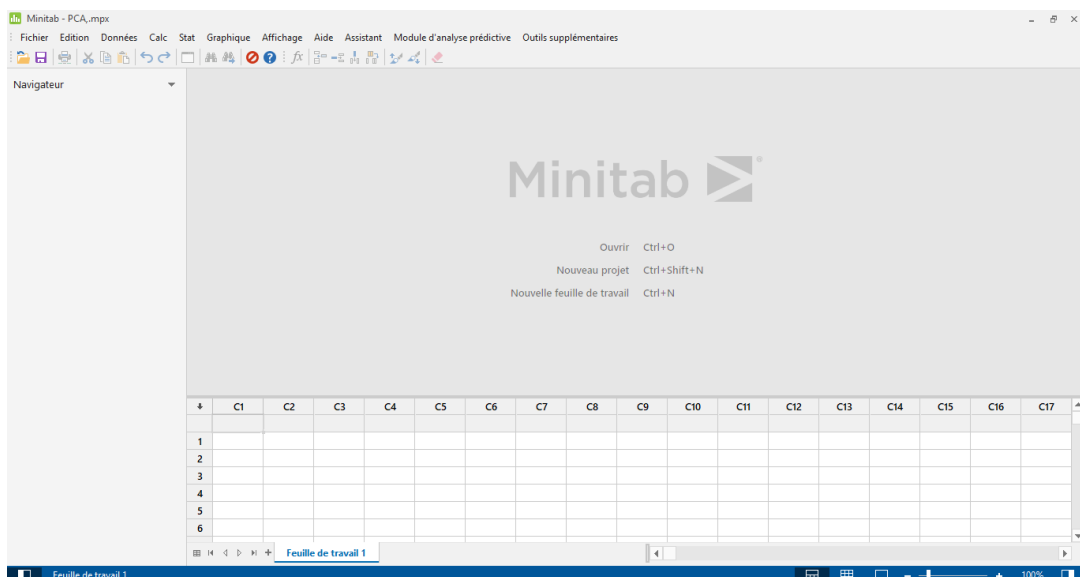
- F1 : l'ACP trouve la dimension qui capturera le maximum des variabilités dans les données.
- F2 : elle trouve aussi le maximum de variabilités restantes sous condition ; d'être perpendiculaire à l'axe F1.

L'ACP crée donc un jeu des données artificielles avec un nombre des dimensions égal à celui du premier ; la seule différence c'est que le premier concentre la majeure partie de l'information.

II.1.1.4. Les étapes de calcul

Pour utiliser la méthode de l'analyse des composants principales avec le logiciel Minitab on suive les étapes suivantes :

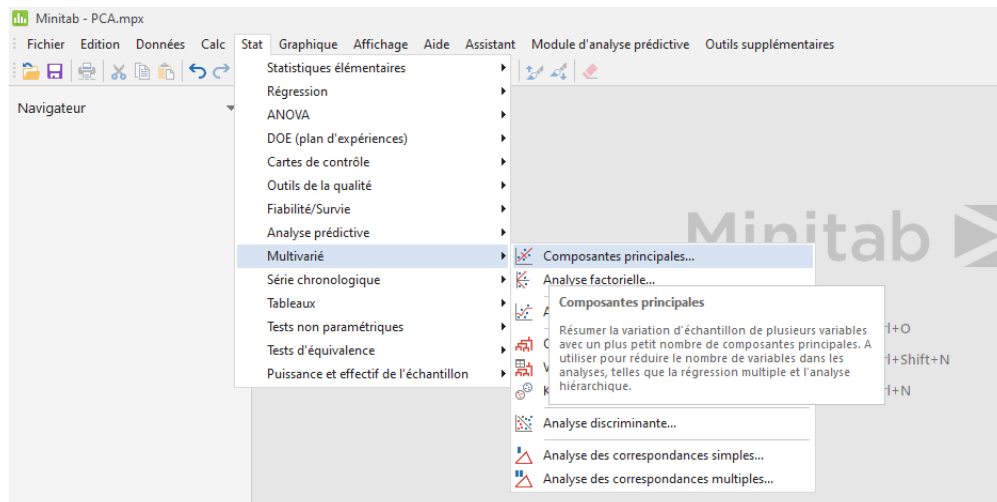
1- Ouvrir le logiciel Minitab.



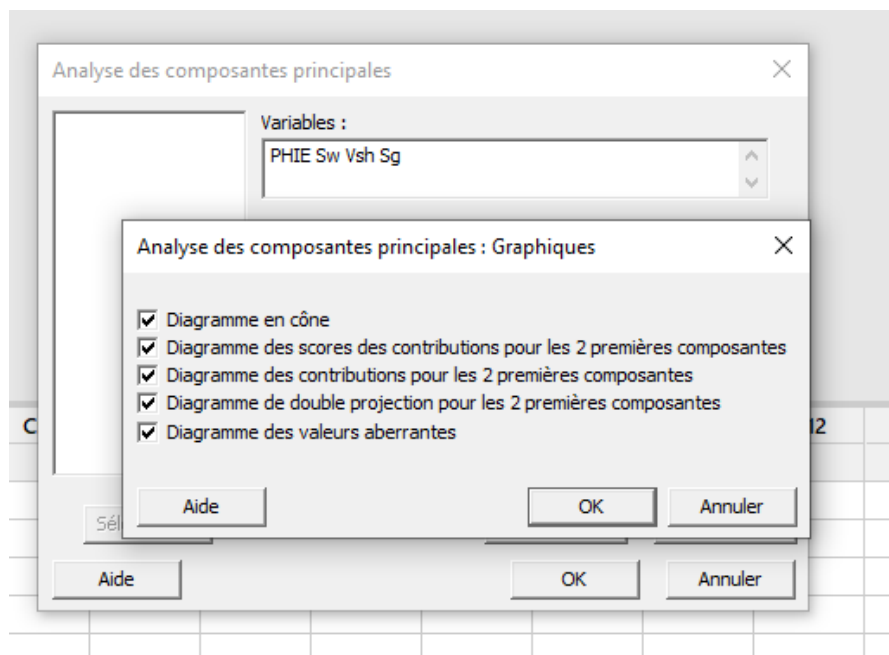
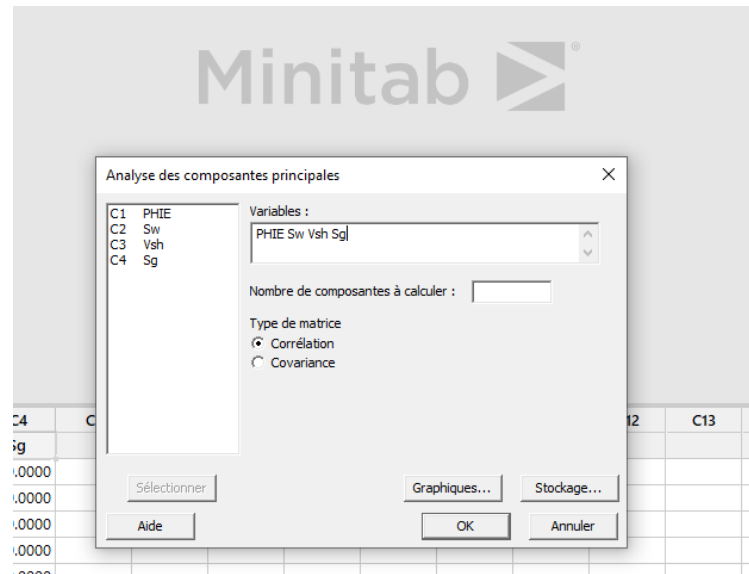
2- Charger les données situées sur le fichier Excel.

↓	C1	C2	C3	C4
	PHIE	Sw	Vsh	Sg
1	0.1152	100.000	31.442	0.0000
2	0.4734	100.000	24.919	0.0000
3	0.2445	100.000	22.213	0.0000
4	0.3026	100.000	23.904	0.0000
5	0.9223	100.000	22.510	0.0000
6	0.9982	100.000	25.298	0.0000

3- On clique sur le module Stat > Multivarié > Composantes principales ...



- 4- On choisit les variables que nous souhaitons inclure dans l'analyse des composantes principales par double clique sur la variable, pour le type de matrice on choisit corrélation. Et en choisir notre graphique par clique sur « Graphique » et en cocher.



- 5- On clique sur Ok et on obtient le résultat de L'ACP (les résultats sont montrés dans la partie II.4. Résultats de l'Analyse des Composants Principales)



II.2. Calcul des différent paramètres pétrophysiques

Pour calculer les différents paramètres pétrophysique qui caractérise le réservoir Cambro-Ordovicien dans la région Bourarhat sud II bassin d'Illizi, on a d'abord pris en considération les seuils suivants :

Paramètres	Cutoff(Dec)
Porosité	0.04
VSH	0.25
Sw	0.5

Tableau II-1 : Les cutoffs

Pour déterminer les différents paramètres pétrophysique, on a utilisé les enregistrement des outils diagraphie ensuite la correction de ces données on utiliser un fichier Excel pour classer les mesurés Gamma ray, Résistivité Deep, Densité, Neutron et Sonique après on a calculer le Volume d'argile et les porosités sonique, neutron et densité après on a les corrigés par rapport l'argile par la suite on a calculé la saturation on eau. Ensuite on a défini la profondeur de réservoir (MS2/MS1) et on a appliqué les cutoffs et on a éliminé les intervalles qui ne se soumettent pas au cutoffs et on a aussi exclu les intervalles ou on a l'effet de compaction.

II.2.1. La porosité « Φ »

❖ Porosité sonique

La porosité sonique est calculée par la formule suivant :

$$\Phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Où :

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

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 :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - Vsh * \Phi_{ssh}$$

Où :

Vsh : volume d'argile

Φ_{ssh} : Porosité sonique des argiles

❖ Porosité de densité

La porosité densité de la formation est donnée par :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

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

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité de fluide.

Vsh : Volume d'argile.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - Vsh * \Phi_{Dsh}$$

❖ Porosité Neutron

L'outil neutron nous donne directement le Φ_N directement mais l'outil est calibré on l'échelle de calcaire donc :

$$\Phi_{Ngrés} = \Phi_N + 0.03$$

La porosité de Neutron doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_N = \Phi_{Ngrés} - Vsh * \Phi_{Nsh}$$

Vsh : Volume d'argile.

Φ_{Nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

Les résultats de calcul est résumé dans le tableau suivant :

Puits	Unité	Porosité effective (Dec)
Puits-1	MS2	0.0461306
	MS1	0.0428426
Puits-2	MS2	0.0592773
	MS1	0.0571416
Puits-3	MS2	0.0476763
	MS1	0.0510783
Puits-3	MS2	0.051108
	MS1	0.0542364

Tableau II-2 : Les résultats des porosités

II.2.2. Volume d'argiles « Vsh »

C'est le pourcentage volumique d'argiles.

Le calcul peut être déterminé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{shale} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{min}]$$

Où :

Vshale : Volume d'argile

GRlue: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log.

GR min : Valeur GR minimum du même banc.

GR max : Valeur GR maximum du même banc

Les résultats de calcul sont résumés dans le tableau suivant :

Puits	Unité	Volume d'argile moyenne (Dec)
Puits-1	MS2	0.184753
		0.192642
	MS1	0.192642
Puits-2	MS2	0.071265
		0.061518
	MS1	0.191595
Puits-3	MS2	0.15632
	MS1	0.24

Tableau II-3 : Les résultats de VSH

II.2.3. . La saturation en eau « Sw »

Pour un fluide considéré, présent dans un réseau poreux en même temps que d'autres fluides, on définit une saturation. On désigne par la saturation, le volume d'un fluide donné par rapport au volume poreux total disponible pour les fluides. Pour calculer la saturation on utilise la loi d'Archie devant les bancs propre.

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t}$$

Avec :

a : Constante liée à la nature de la roche.(a=1)

m : Facteur de cimentation.(m=2.15)

Rw : Résistivité de l'eau de formation. (Rw=0.018 depuis slb abaque GEN-6)

Rt : Résistivité de la zone vierge.

n :exposant de la saturation en eau (n=2)

Φ : porosité Moyenne

Les résultats de calcul sont résumés dans le tableau suivant :

Puits	Unité	Saturation en eau moyenne (Dec)
Puits-1	MS2	0.3620238
		0.8979905
	MS1	0.5682048
Puits-2	MS2	0.29068328
		0.671577006
	MS1	0.865452458
Puits-3	MS2	0.32588637
	MS1	0.75668128

Tableau II-4 : Les résultats de la saturation en eau

II.2.4. L'épaisseur utile (Net/Pay)

Pour calculer l'épaisseur utile on a calculé les colonnes où on a tous les cutoffs sont réalisés et on a multiplié par 0.1524 m qui est le pas de mesure de l'outil.

Les résultats de calcul de l'épaisseur utile dans le réservoir d'étude est comme suit :

Puits	Epaisseur utile (m)
Puits-1	2
Puits-2	27
Puits-3	14.5

Tableau II-5 : Les résultats d'épaisseur utile

II.3. Interprétation des résultats pétrophysique

Puits-1 :

❖ Réservoir MS2 (2212.6- 2435.8m) :

La partie sommitale de ce réservoir (2212.6 - 2335.5 m) présente une porosité moyenne et une saturation en eau moyenne de 5% et 36% respectivement. Cette partie de réservoir est à hydrocarbures sur une hauteur utile de 2m,

La partie basale de réservoir (2335.5 - 2435.8m) présente une porosité moyenne de 5% avec une saturation en eau moyenne de 90% cette partie de réservoir est un aquifère.

Le contact HC/EAU est placé à la profondeur 2335.5 m.

❖ Réservoir MS1 (2435.8-2575.9m) :

Ce réservoir est totalement aquifère avec une porosité moyenne de 6%, avec une saturation en eau moyen de 57%.

Puits-2 :

❖ Réservoir MS2 (2164.1- 2506.4m) :

La partie sommitale de ce réservoir, située entre 2164.2 m et 2215.8 m, présente une porosité moyenne de 6%, et une saturation en eau moyenne de 30%.

Cette partie du réservoir contient des hydrocarbures sur une hauteur utile de 27 m.

En revanche, la partie basale de ce réservoir, qui s'étend de 2215.8 m à 2505.9 m, présente une porosité moyenne de 5%, et une saturation en eau moyenne de 68%. Cette partie est considérée comme un aquifère.

Le contact entre les hydrocarbures et l'eau est situé à la profondeur de 2216 m.

❖ Réservoir MS1 (2505.9-2617.6m)

Ce réservoir est entièrement constitué d'un aquifère, avec une porosité moyenne de 6%, et saturation moyenne en eau de 87%.

Puits-3 :

❖ Réservoir MS2 (2169.89- 2344.28m) :

Les bancs gréseux propres et poreux de ce réservoir présentent une porosité moyenne de 5% avec une saturation en eau moyenne de 32%.

Ce réservoir est à hydrocarbures avec une hauteur utile 14.5m.

❖ Réservoir MS1 (2344.28 – 2469.76 m) :

Ce réservoir est totalement aquifère avec une porosité moyenne de 6% avec une saturation en eau moyenne de 76%.

Le contact entre les hydrocarbures et l'eau est situé à la profondeur de 2346.

II.4. Résultats de l'Analyse des Composants Principales

L'étude de l'analyse en composantes principales à l'aide de logiciel Minitab a permis de réaliser une analyse générale et partielle sur le réservoir de Cambro-Ordovicien.

Variable	Dénombrement		Moyenne	EcTyp	Variance	Somme	Minimum	Maximum
	total							
PHIE	5000		3.0235	1.7886	3.1992	15117.4252	0.0012	11.4214
Sw	5000		84.861	22.430	503.127	424304.296	10.797	100.000
Vsh	5000		53.868	31.087	966.409	269341.086	-3.390	100.051
Sg	5000		15.139	22.430	503.127	75695.704	0.000	89.203

Tableau II-6 : Analyse statistique descriptive des paramètres pétrophysique dans le réservoir d'études

Variable	PC1	PC2	PC3	PC4
PHIE	0.477	0.034	0.878	0.000
Sw	-0.621	0.044	0.336	0.707
Vsh	0.039	0.997	-0.059	-0.000
Sg	0.621	-0.044	-0.336	0.707

Tableau II-7 : Corrélation entre les variables et les facteurs

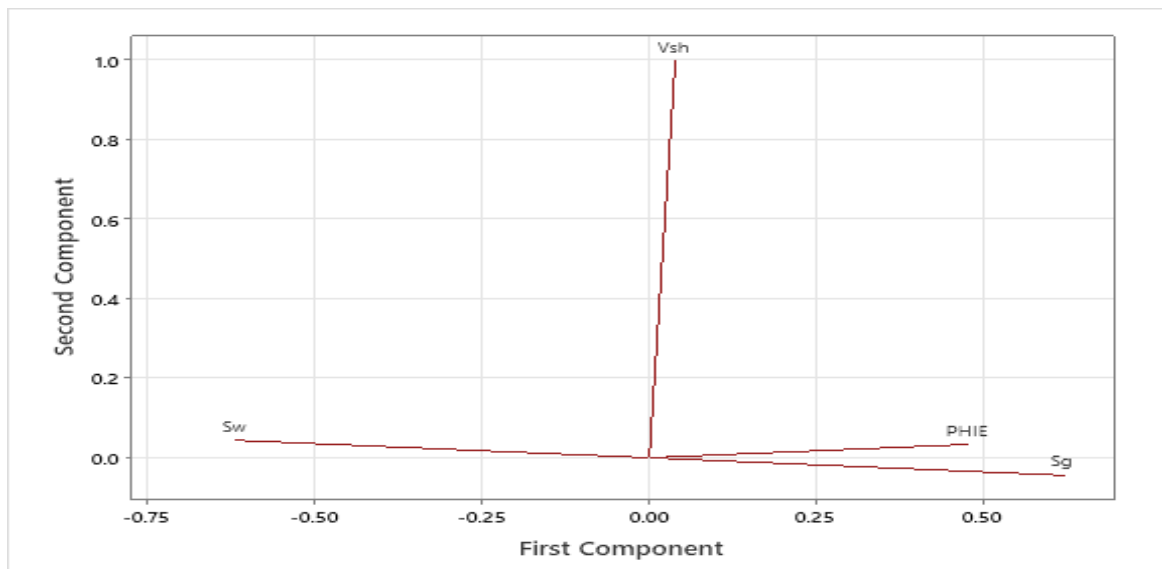


Figure II.1 : Cercle de corrélation

II.4.1. Interprétation du cercle corrélation

D'après le cercle de corrélation (Figure II.1) :

- Les paramètres PHIE et S_g sont corrélés fortement positivement donc si PHIE augmente, S_g augmente.
- Le S_w est corrélé fortement négativement avec le S_g et PHIE donc si PHIE ou bien S_g augmente, S_w diminue.
- Pour le V_{sh} il y a une corrélation faible avec les paramètres S_w , S_g et PHIE donc il y a une faible relation entre ces paramètres.

II.5. Conclusion

L'interprétation des résultats pétrophysiques a montré que le MS2 est divisé en deux parties, sommitale qui contient les hydrocarbures et une partie basale qui contient de l'eau et le MS1 est totalement aquifère au niveau des trois puits d'étude.

Selon l'analyse des composants principaux (ACP), il y a une corrélation positive forte entre la porosité et la saturation en gaz, ce qui signifie que lorsque la porosité augmente, la saturation en gaz a tendance à augmenter également. En revanche, il existe une corrélation fortement négative entre la saturation en eau d'une part, et la saturation en gaz et la porosité d'autre part. Cela signifie que lorsque la saturation en eau augmente, la saturation en gaz et la porosité ont tendance à diminuer. En ce qui concerne le volume d'argile, il est faiblement corrélé avec tous les autres paramètres. Cela indique qu'il n'y a pas de relation significative entre le volume d'argile et les autres paramètres étudiés dans cette analyse.

Chapitre III : Analyses des fractures

III.1. Introduction

Les matériaux terrestres réagissent différemment aux contraintes en fonction de leur profondeur. Certains matériaux peuvent se briser facilement en réponse à une contrainte, et sont donc qualifiés de "fragiles" ou de "compétents". D'autres matériaux ont la capacité de se déformer sans se briser, ce qui les qualifie de "ductiles" ou de "incompétents". Les cassures se produisent généralement près de la surface de l'écorce terrestre, tandis que les déformations plastiques se produisent à des profondeurs plus importantes. En conséquence, les différentes couches de la Terre présentent des caractéristiques distinctes en termes de leur réponse à une contrainte, ce qui peut avoir des implications importantes pour les processus géologiques tels que la formation des montagnes, les séismes et les mouvements tectoniques.

III.2. Rappels

III.2.1. Les réservoirs compacts (tight réservoirs)

Ce sont des formations géologiques rocheuses, ayant une faible porosité et perméabilité due à l'enfouissement et l'accumulation des couches sédimentaires au cours des temps géologiques. Ils ont une capacité dont les fluides ne peuvent s'y mouvoir que très difficilement. Les hydrocarbures des réservoirs compacts sont classés dans la catégorie des « réservoirs non conventionnels ».

III.2.2. Les réservoirs naturellement fracturés

Les réservoirs non conventionnels sont caractérisés par une dualité matrice-fissure. La majorité du transport des fluides se produit à travers le réseau de fractures, qui possède un faible volume de pores. La structure de percolation de l'eau dans les fractures conduit à une situation où les fractures court-circuitent la matrice. Cette situation peut poser des défis importants pour la récupération des hydrocarbures.

Il existe de nombreux cas où l'eau injectée se déplace sur plusieurs dizaines de mètres par semaine dans les champs de pétrole et de gaz fissurés. Cependant, il est important de souligner que la plage de récupération dans ces champs peut varier considérablement, allant du pire au meilleur. De nombreux champs ne pourraient pas être exploités sans l'existence de fissures en raison de la très faible perméabilité de la matrice. En effet, les fissures permettent d'augmenter la perméabilité effective et ainsi d'améliorer l'efficacité de la récupération des hydrocarbures.

La représentation d'un affleurement d'une formation géologique fissurée met en évidence la densité et la complexité du réseau de fissures. Pour les chercheurs, modéliser les écoulements dans un tel environnement est un véritable défi en raison de la complexité et de la variabilité du réseau de fissures.

III.2.3. Les différents types de fractures

III.2.3.1. Les fractures naturelles

Les fractures naturelles existent réellement dans la formation, elles sont liées aux différents mouvements tectoniques subis par la roche depuis leurs dépôts. On distingue trois types :

- **Fractures naturelles ouvertes** : Ces fractures ont une ouverture de plus de 50% entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle important dans la circulation et le drainage des fluides dans le réservoir. En augmentant la perméabilité.

- **Fractures naturelles colmatées** : Ces fractures peuvent également constituer des barrières de perméabilité qui bloquant le passage des fluides à travers le réservoir.
- **Fractures partiellement ouvertes** : Ce sont des fractures qui sont colmatées partiellement.



Figure III.1 : Les fractures naturelles (Seyhan Emre Gorucu , Turgay Ertekin,2010)(Ole Petter Wennberg, Giulio Casini, Sima JonoudSima Jonoud,2016)

III.2.3.2. Les fractures induites

Les fractures induites se produisent involontairement pendant le forage, souvent en raison des vibrations des outils de forage ou de l'extraction de la carotte lors de sa récupération. Ces fractures peuvent fournir des informations importantes sur la direction de la contrainte horizontale maximale dans la roche, car la direction de la fracture est perpendiculaire à l'axe de déformation. En d'autres termes, la direction de la fracture peut être utilisée pour déterminer la direction de la contrainte horizontale maximale dans la roche.

III.2.3.3. Les ovalisations (Breakout)

Les "breakouts" sont des zones de faiblesse dans le puits qui se forment sous l'effet des contraintes tectoniques. Ces zones de faiblesse se trouvent généralement le long de l'axe de l'allongement maximal. Dans un puits vertical, la présence de "breakouts" et de fractures induites par le forage peut être utilisée pour déterminer la direction de la contrainte maximale. En d'autres termes, en observant la direction des "breakouts" et des fractures induites, on peut déterminer la direction des contraintes tectoniques maximales qui ont affecté la formation rocheuse.

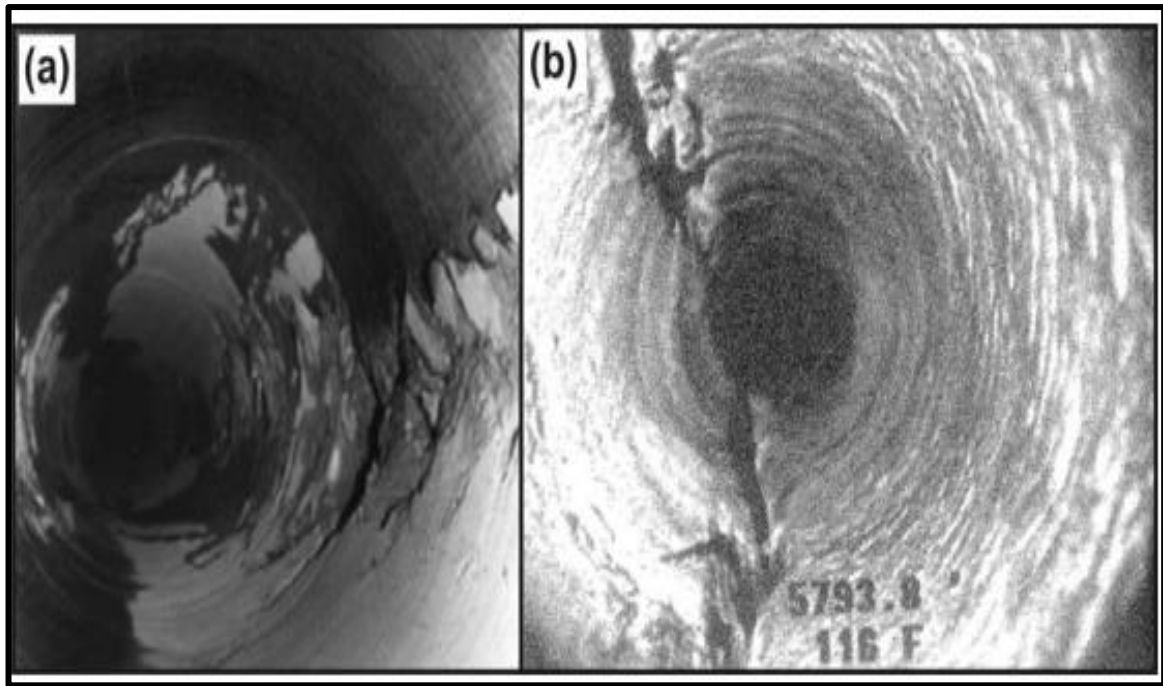


Figure III.2 : (a) Exemple de breakout au fond de puits capturé par une caméra de fond. (b) Exemple de fracture induite au fond de puits capturé par caméra de fond (M. Tingay, J. Reinecker, and B. Müller, 2008)

III.2.4. L'imagerie du fond

III.2.4.1. La représentation de l'image

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des objets géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace. Ces mêmes objets géologiques seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions. Un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite. Cette représentation se fait selon les schémas ci-dessous :

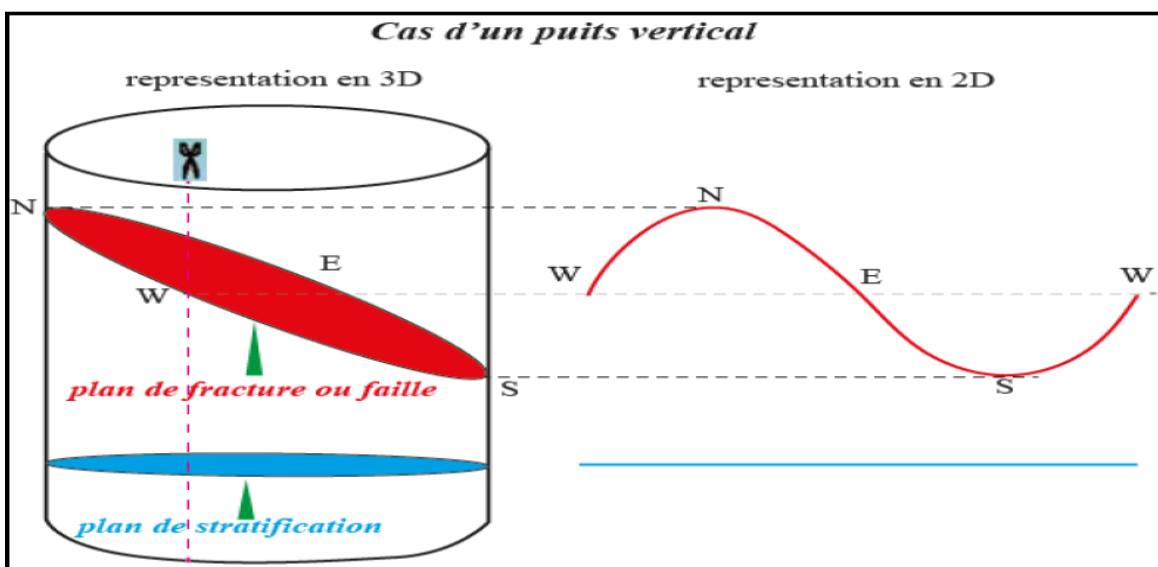


Figure III.3 : Représentation en 2D et en 3D d'une image d'un puits verticale

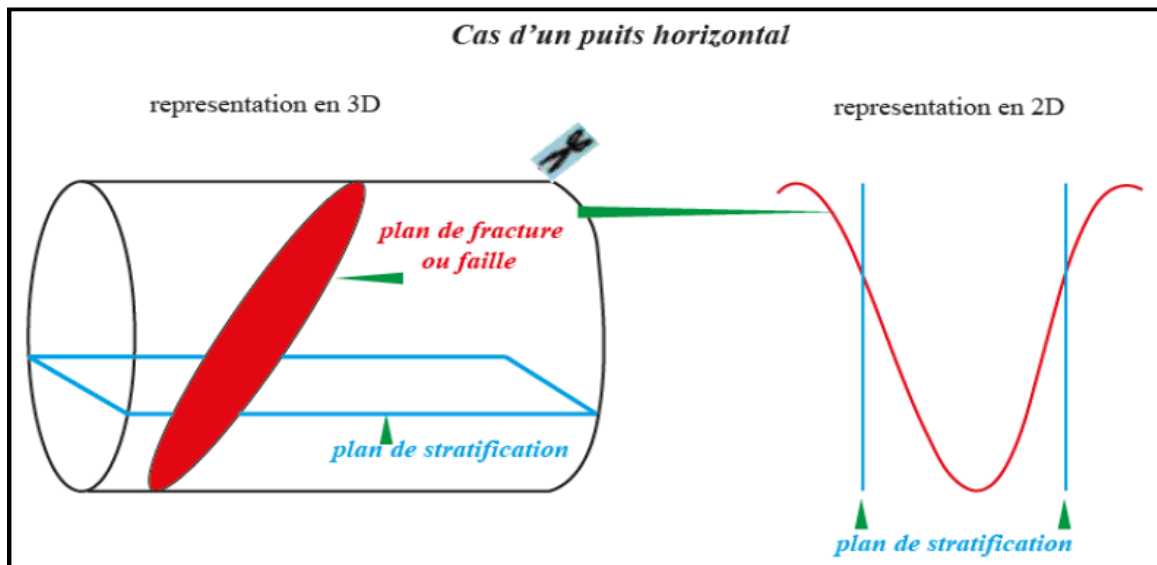


Figure III.4 : Représentation en 2D et en 3D d'une image d'un puits horizontal

III.2.4.2. Les outils utilisés et le principe de fonctionnement

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

a- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

b-Propagation des ondes acoustique dans un milieux et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde reçue.

Le choix de l'outil dépend surtout de la nature de la boue utilisée en cours de forage, si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité et si elle ne l'est pas, on utilise un outil acoustique. Il convient de noter que les avancées technologiques ont permis le développement d'outils modernes tels que le Quanta Geo, capable de fonctionner dans les deux types de boue (à base d'eau et à base d'huile). Cela permet une plus grande flexibilité dans le choix de l'outil, indépendamment de la nature de la boue de forage utilisée.

III.2.4.2.1 Les outils électriques

- **FMI (Formation MicroImager) :**

Le Fullbore Formation MicroImager est l'outil SLb le plus récent dans le domaine de l'imagerie électrique. Il assure l'acquisition d'images dans les boues conductrices.

III.2.4.2.2 Les outils acoustiques

- **UBI (Ultra Sonic Borehole Imager)**

L'UBI est caractérisé par un transducteur à grande résolution qui pourvoit des images acoustiques en openhole même en boue à huile où les mesures de micro-résistivités ne peuvent être enregistrées. Les informations sur la stabilité et la fracturation du puits peuvent être dérivées des enregistrements faits par l'outil.

- **CBIL (Circumferentiel Borehole Imager Log) :**

Le CBIL de la compagnie Baker Atlas présente les mêmes caractéristiques que celles de l'UBI, avec une forme différente ; il se base sur le même principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour produire une image en continu des parois d'un puits tubé ou non tubé.

III.2.5. Détection des objets géologiques

La reconnaissance de certains objets géologiques peut être facile à détecter, tandis que pour d'autres elle nécessite des compétences en interprétation d'images et une expertise approfondie de la géologie de la zone étudiée.

➤ Les limites de bancs :

La réponse de l'onde émise montre un contraste de couleurs au passage des bancs de lithologie et minéralogie différentes. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et sa réponse sera une ligne droite ou un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et à forte amplitude dans un puits horizontal.

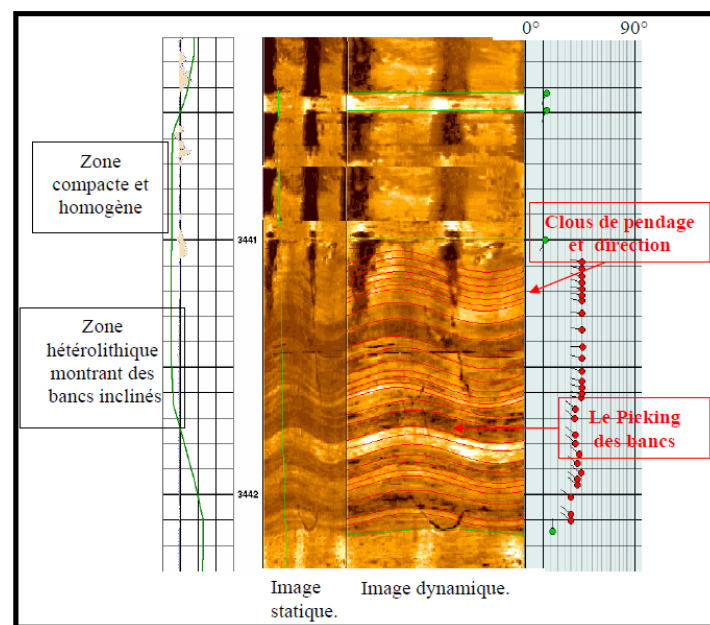


Figure III.5 : Image d'un puits montrant les limites des bancs.

➤ Les surfaces d'érosion

Les surfaces d'érosion peuvent se manifester de deux façons dans une image acoustique : Soit par un changement brusque de couleur, signifiant le passage d'un banc à un autre de lithologie différente.

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

➤ Les fractures

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

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

Les fractures 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.

➤ 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.

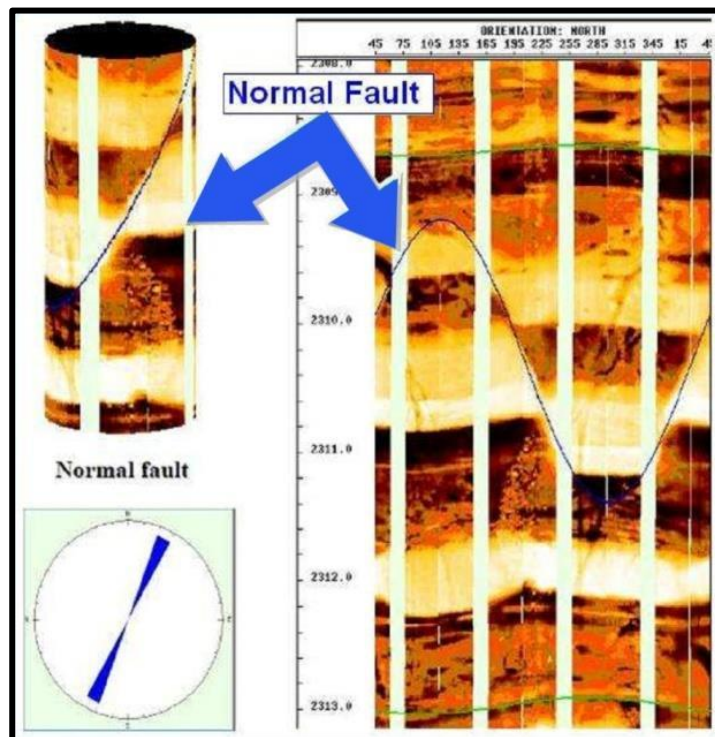


Figure III.6 : une faille normale observée sur les enregistrements d'images acoustiques (Jalal Nechat, 2015)

➤ Les ovalisations (Breakouts)

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

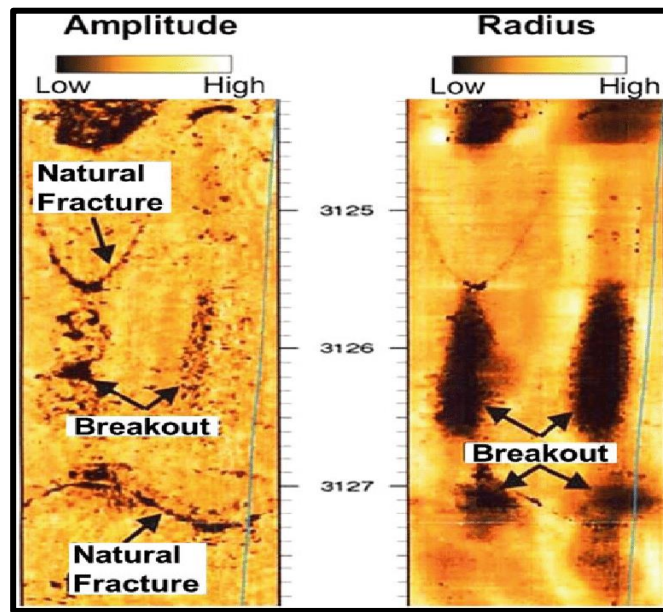


Figure III.7 : Breakouts observés sur les enregistrements d'image acoustique (M. Tingay, J. Reinecker, and B. Müller, 2008)

III.3. Analyse des fractures naturelles dans le réservoir Cambro-Ordovicien :

Une analyse des fractures naturelles a été réalisée pour les trois puits utilisés dans l'étude du réservoir cambro-ordovicien dans la région Bourarhat sud II bassin d'Illizi. Ce travail a été fait à l'aide du logiciel Techlog (Slb). Le résultat est comme suit :

III.3.1. Puits-1

III.3.1.1. L'analyse des fractures naturelles

Un total de 11 fractures naturelles a été dénombré qui sont de nature LAAF qui sont probablement être des fractures ouvertes. Le résultat de l'interprétation des fractures est résumer dans la figure (Figure III.8).

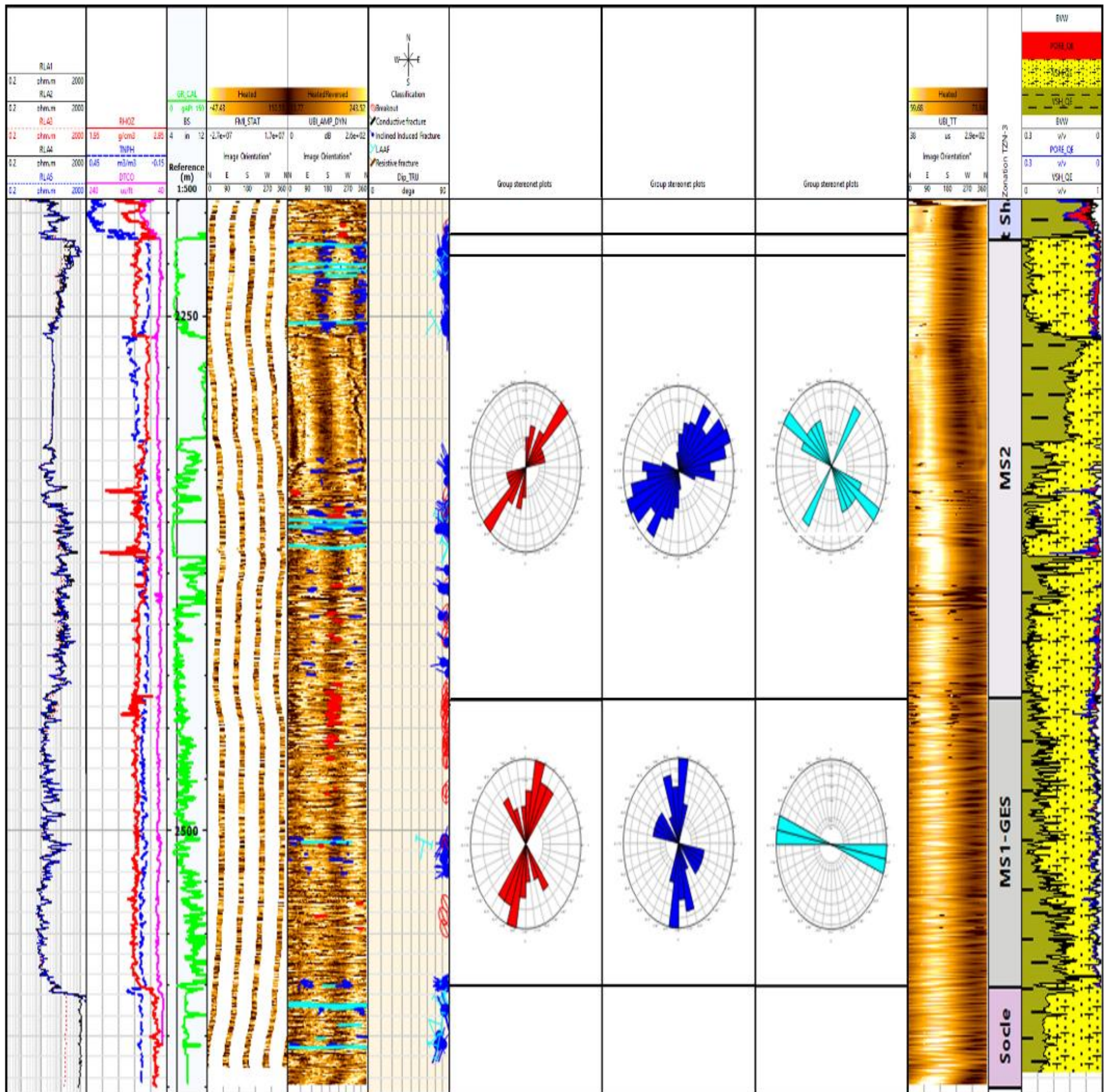


Figure III.8 : Résumé de l'interprétation de l'imagerie puits-1

III.3.1.2. Les rosaces des fractures naturelles

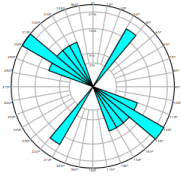
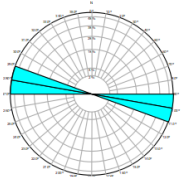
	Rosace (LAAF)	Directions
MS2		NO-SE Direction principal NE-SW Direction secondaire
MS1		E-O

Tableau III-1 : Les rosaces des fractures dans le puits-1

III.3.1.3. Analyse des contraintes

L'ensemble des breakouts et des fractures induites pointés à travers l'intervalle imagé ont donné les rosaces ci-dessous (Tableau III.2).

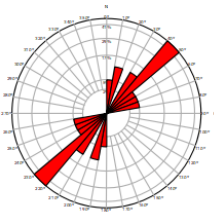
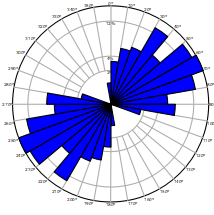
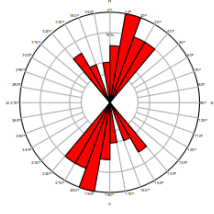
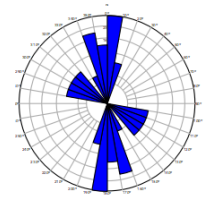
	Breakout	Fracture Induite Incliné	Sens de contrainte Horizontale Maximale
MS2			NO-SE
MS1			NO-SE

Tableau III-2 : Rosaces des Breakouts et des fractures induites dans le puits-1

Le sens prédominant des breakout est NE-SO donc la contrainte maximale est de direction NO-SE.

III.3.2. Puits-2**III.3.2.1. L'analyse des fractures naturelles**

Le résultat de l'interprétation a montré qu'il y a un total de 26 fractures (**Figure III.9**) :

- 13 fractures à faible amplitude (LAAF) considéré ouvert.
- 6 conductive fracture considérer comme ouvert.
- 7 résistive fracture considérer comme fermé.

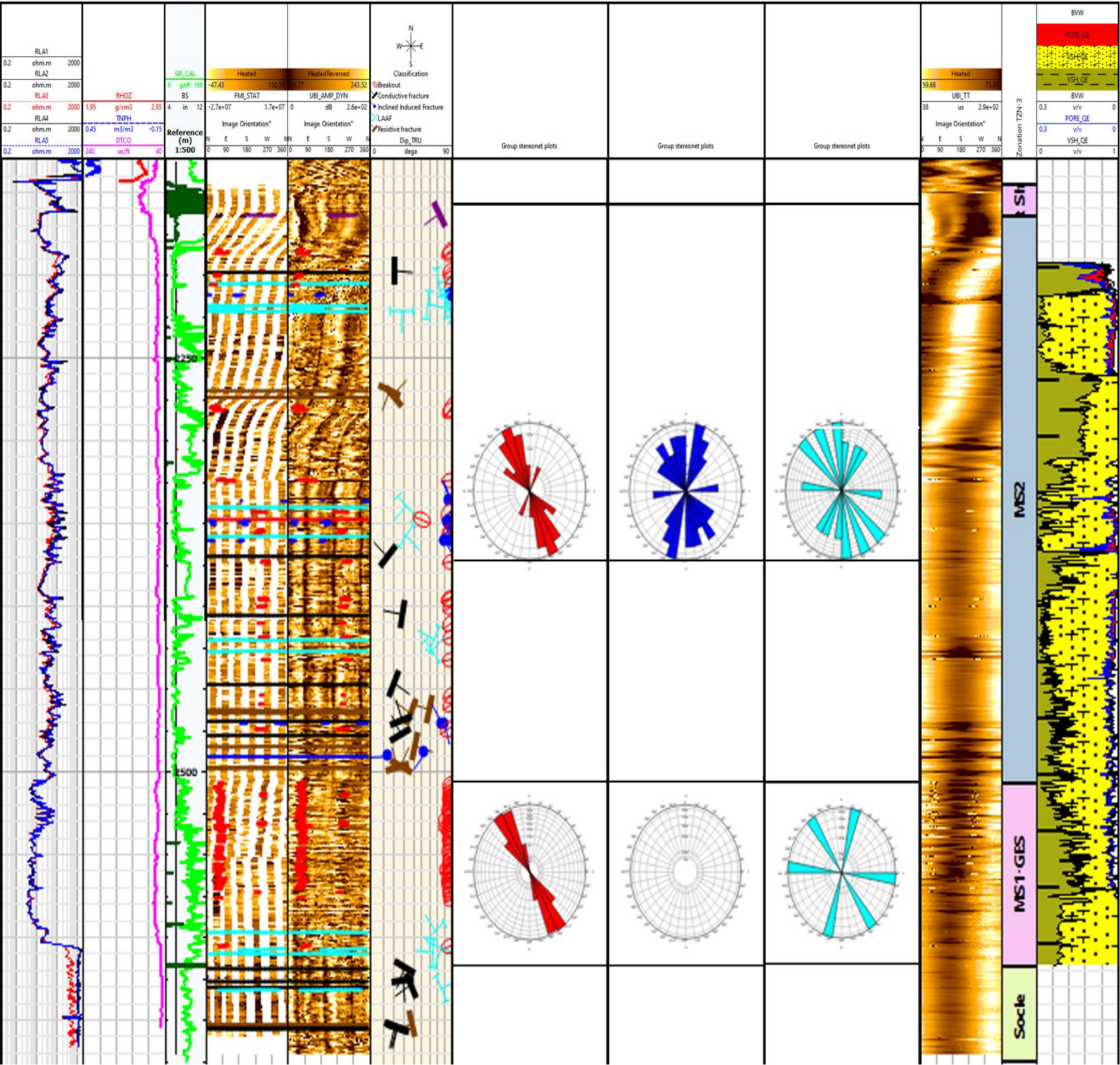


Figure III.9 : Résumé de l'interprétation de l'imagerie puits-2

III.3.2.2. Les rosaces des fractures naturelles

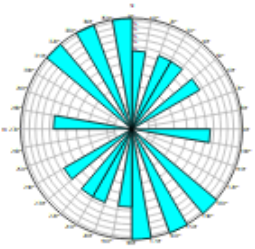
	Rosace (LAAF)	Direction
MS2		NO-SE
MS1	Pas de fractures	

Tableau III-3 : Les rosaces des fractures dans le puits-2

III.3.2.3. Analyse des contraintes

L'ensemble des breakouts et des fractures induites pointés à travers l'intervalle imagé ont donné les rosaces dans le tableau ci-dessous (Tableau III-4).

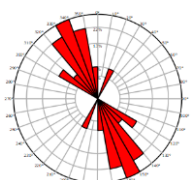
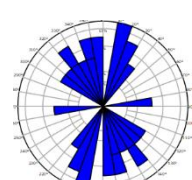
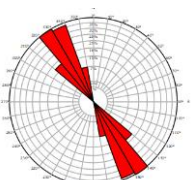
	Breakout	Fracture Induite	Sens de contrainte horizontale maximale
MS2			NE-SO
MS1		Pas de fractures	NE-SO

Tableau III-4 : Rosaces des Breakouts et des fractures induites dans le puits-2

Le sens prédominant des breakout est NO-SE donc la contrainte maximale est de direction NE-SO.

III.3.3. Puits-3**III.3.3.1. L'analyse des fractures naturelles**

Le résultat de l'interprétation a montré qu'il y a un total de 19 fractures (**Figure III.10**)

- 7 fractures à faible amplitude acoustique (LAAF), qui peuvent être des fractures ouvertes.
- 10 fractures conductives considéré ouverte.
- 2 fractures résistives fermer.

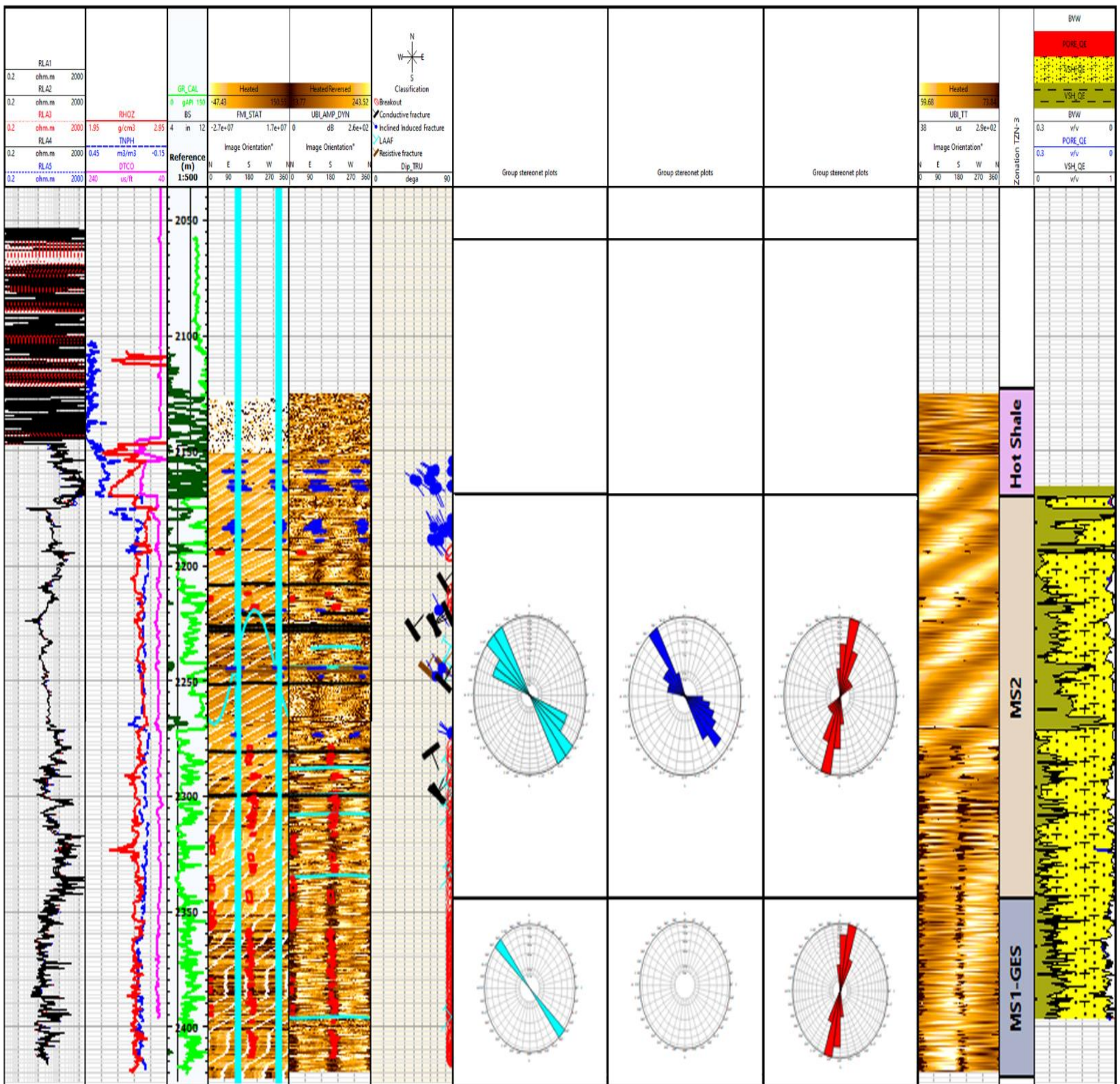


Figure III.10 : Résumé de l'interprétation de puits-3

III.3.3.2. Les rosaces des fractures naturelles

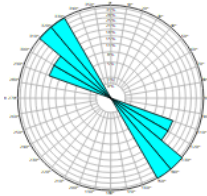
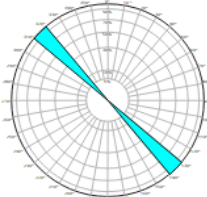
	Rosace (LAAF)	Direction
MS2		NO-SE
MS1		NO-SE

Tableau III-5 : Les rosaces des fractures dans le puits-3

III.3.3.3. Analyse des contraintes

L'ensemble des breakouts et des fractures induites pointés à travers l'intervalle imagé ont donné les rosaces montrées dans le tableau ci-dessous (Tableau III-6) :

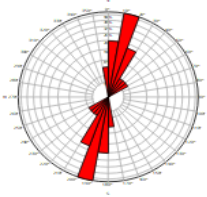
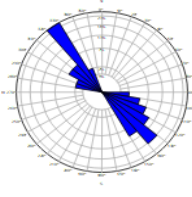
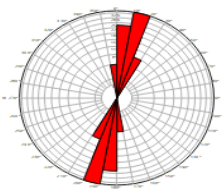
	Breakout	Fracture induite	Direction de contrainte horizontale maximale
MS2			NO-SE
MS1		Pas de fracture	NO-SE

Tableau III-6 : Rosaces des Breakouts et des fractures induites dans le puits-3

Le sens prédominant des breakout est NE-SO qui est parallèle au sens de fractures induits donc la contrainte maximale est de direction NO-SE

III.4. Conclusion

La région peut être considéré comme globalement faiblement fracturé avec le puits-1 proche d'une faille considérée comme moyennement fracturé dans l'intervalle réservoir (MS2).

La direction de contrainte maximale est la même dans le puits-1 et puits-3, pour le puits-1 la contrainte maximale a changé NE-SO.

Aucun guide de la fracturation n'a été identifié durant la revue et l'analyse des imageries. L'analyse des carottes est indispensable pour lever l'indétermination car il y a des observations que ne peut fournir l'imagerie.

Chapitre IV : Estimation Des Réserves

IV.1. Introduction

L'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel est un sujet de débat constant dans l'industrie. Lors des explorations pétrolières, il est nécessaire d'évaluer le volume d'hydrocarbures en place. Cependant, le terme "réserves en place" peut prêter à confusion car il diffère de la notion de "réserves récupérables" utilisée par les anglo-saxons. Les "réserves récupérables" se réfèrent aux quantités d'huile et/ou de gaz qui pourront être effectivement produites lors de l'exploitation du gisement, ce qui dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation. Par conséquent, il est important de faire la distinction entre ces deux notions afin d'éviter toute confusion et d'assurer une évaluation précise des réserves de pétrole et de gaz naturel.

IV.2. Classement des réserves et méthode de calcul

IV.2.1. Type de réserves

Les réserves en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Lorsqu'un gisement a été découvert, un premier calcul rapide est fait pour estimer l'ordre de grandeur du volume d'hydrocarbures en place. Les données étant peu nombreuses à partir d'un seul forage, elles ne pourront fournir qu'une première évaluation très grossière.

Cette estimation sera reprise lorsque tous les résultats faisant suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétrophysiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique. La première et/ ou la deuxième estimation vont permettre la prise en décision de forer un ou plusieurs autres puits d'extension, lesquels auront pour premier but de préciser la connaissance générale du gisement et ensuite de participer si possible à la production. Faisant suite à ces nouveaux forages, la nouvelle estimation des quantités en place sera beaucoup moins grossière, son appréciation ainsi d'ailleurs que celle des caractéristiques pétrophysiques et des fluides et notamment la position des interfaces étant nettement améliorée.

Enfin, le développement du gisement commencé, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins contenue tout au long de la vie du gisement sous forme de correction et l'estimation des accumulations ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ.

Notre classement des réserves basé sur notre connaissance de réservoir, les différents informations récolte soit par le forage ou la sismique, aidé nous à développer notre stade de réserve.

Les types des réserves sont :

- **Réserves Prouvées** : Réserves découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions économiques et techniques actuelle.
- **Réserves Probables** : Réserves découvertes qui ont une probabilité raisonnable de production avec une technologie et une rentabilité voisine de celles qui existent actuellement.

- **Réserves Possibles** : Réserves non encore découvertes, mais dont on a lieu de supposer l'existence avec un degré raisonnable de probabilité.

IV.2.2. La méthode de calcul

Il existe trois méthodes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- **La méthode volumétrique** : La méthode volumétrique du calcul des réserves d'huile se base sur la connaissance des conditions géologiques du gisement d'huile. Le calcul volumétrique est effectué essentiellement au moyen de deux méthodes :
 - **La méthode déterministique** : elle consiste à déterminer le potentiel pétrolier d'un réservoir donné en multipliant des facteurs volumétriques bien déterminés.
 - **La méthode probabilistique** : elle consiste à estimer les ressources d'un prospect donné en multipliant des paramètres distribués aléatoirement.
- **La méthode dynamique** : (Bilan Matière et les modèles), cette dernière méthode n'est applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elle sert à contrôler les valeurs obtenues par la méthode volumétrique.
- **PVT** : la méthode PVT (Pression, Volume, Température) est une approche couramment utilisée pour calculer les réserves de pétrole et de gaz dans l'industrie pétrolière. La méthode PVT est basée sur l'analyse des propriétés des fluides pétroliers, notamment leur comportement de pression-volume-température.

IV.2.2.1. Principe des méthodes volumétriques

L'évaluation des réserves d'hydrocarbures est un processus complexe en raison de la nature poreuse du réservoir. La forme exacte du gisement est souvent incertaine et les données pétrophysiques, telles que la porosité et la saturation, sont souvent mal échantillonnées, car il y a généralement peu de puits de forage pour des zones de surface étendues. Par conséquent, la difficulté réside principalement dans la détermination précise des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le simple calcul de ce volume.

Le sens de cette méthode s'exprime par la formule suivante :

$$\text{OOIP} = S \cdot H_u \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot 1 / B_o$$

Avec:

OOIP: Original oil in place

S : La superficie du gisement (m²)

Hu : l'épaisseur utile (m)

Phi : Porosité moyenne de la roche (en fraction d'unité)

Sw : Saturation moyenne d'eau (en fraction d'unité)

Bo : Facteur volumétrique de l'huile

Soit par exemple pour le gaz :

$$\text{OGIP} = F \cdot H_u \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot 1/B_g$$

Avec:

OGIP: Original gas in place

B_g: Facteur volumétrique de gaz

S_w : Saturation moyenne d'Eau (en fraction d'unité)

En pratique, les volumes d'hydrocarbures en place sont souvent exprimés en quantités N (pour le pétrole) en millions de mètres cubes (m^3) et G (pour le gaz) en milliards de mètres cubes (m^9), en utilisant des conditions standard pour la mesure. Toutefois, pour pouvoir comparer facilement ces quantités aux volumes d'hydrocarbures produits, il est nécessaire de les convertir en volumes en surface. Cela permet de s'assurer que les données relatives aux quantités en place et aux volumes produits soient exprimées dans les mêmes conditions de référence.

IV.2.3. Estimation des volumes en place

Le calcul des volumes en place dans la région d'étude est basé sur la méthode volumétrique (approche déterministe), le logiciel Petrel (slb).

-Pour calculer les volumes en place on suivre les étapes suivantes :

1- D'après la carte isobathe sur Petrel on a généré la carte de toit et de mur de réservoir, et on a créé le polygone qui regroupe tous les puits de la région et pas seulement notre 3 puits d'étude de la région pour utiliser le maximum des données pour bien évaluer les réserves.

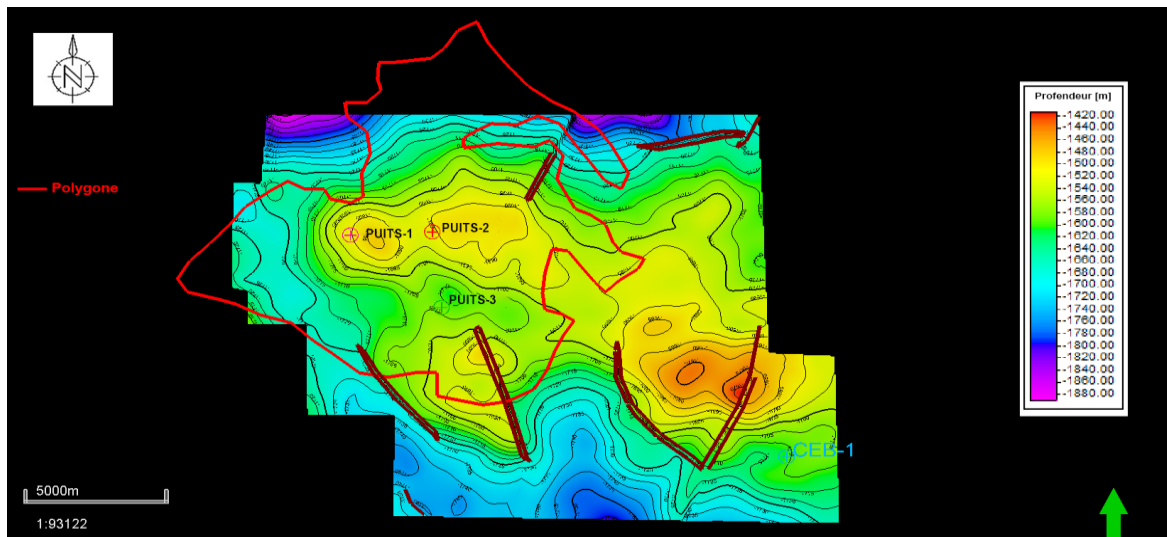


Figure IV.1 : Carte en isobathe au toit de réservoir MS2

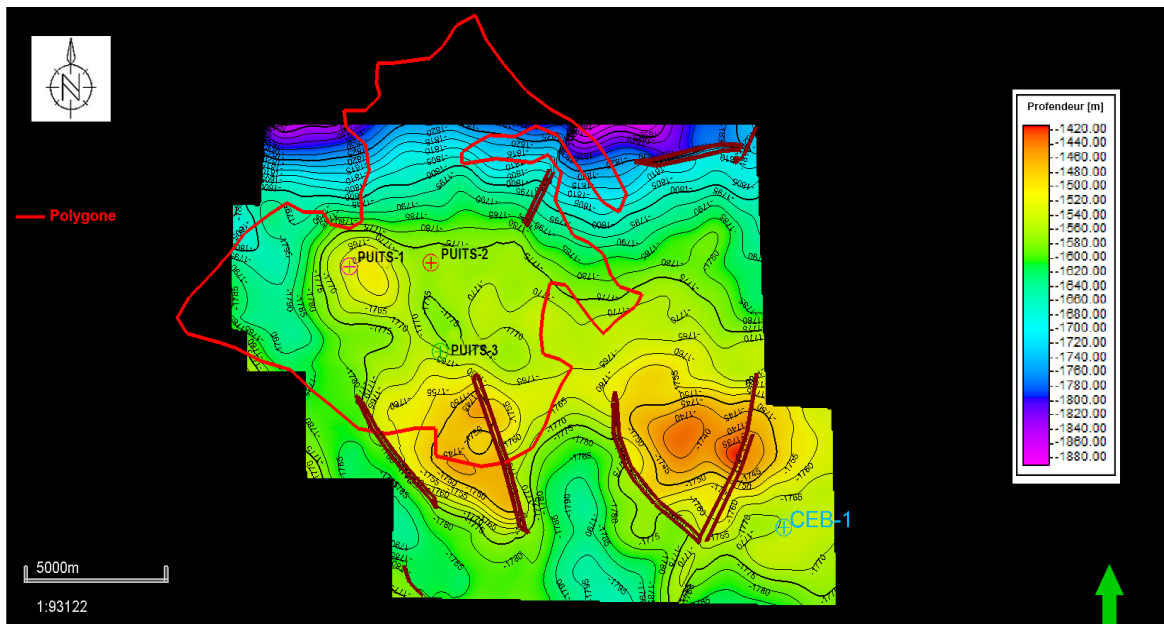


Figure IV.2 : Carte en isobathe au mur de réservoir MS2

2- on a créé le model structural de réservoir avec l'insertion de GDT.

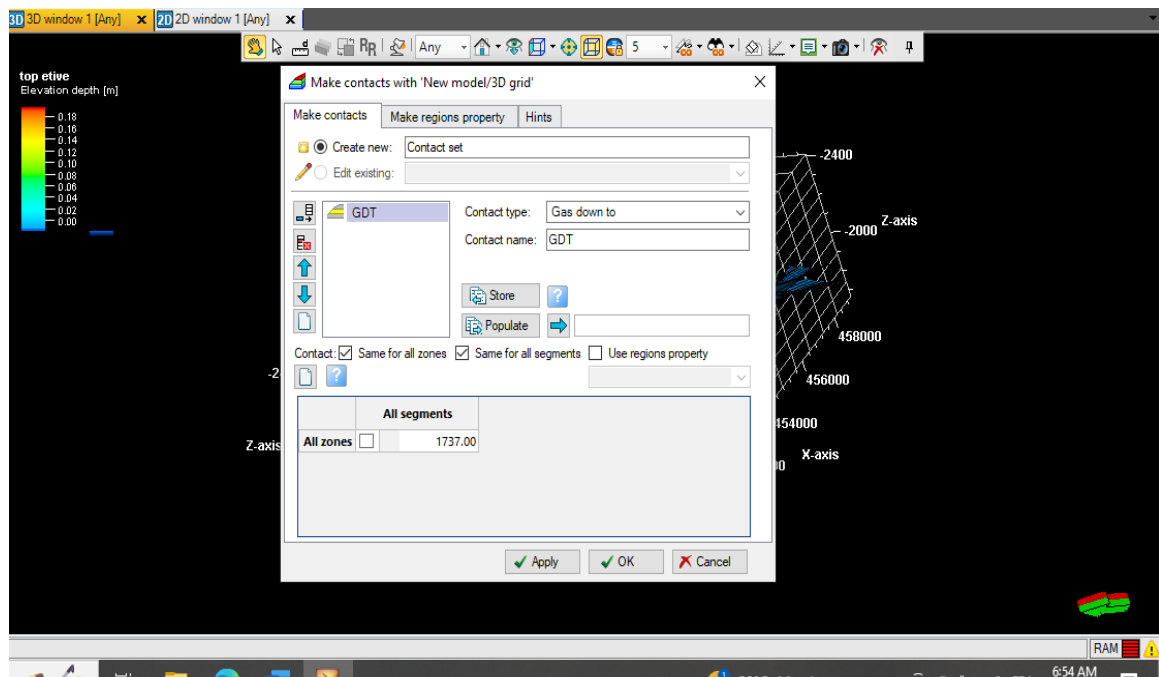


Figure IV.3 : L'insertion de GDT

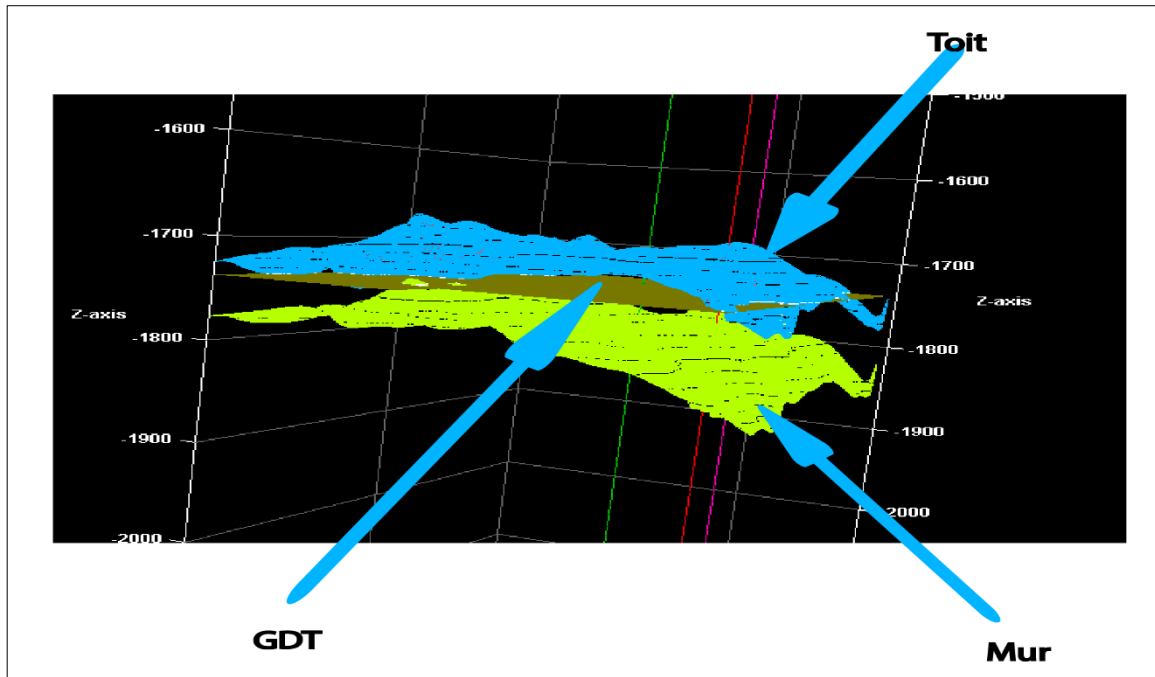


Figure IV.4 : Model structurale en 3D du réservoir MS2-MS1

4- on a entré les paramètres pétrophysique obtenu d'après l'interprétation des paramètres pétrophysiques les résultats de DST.

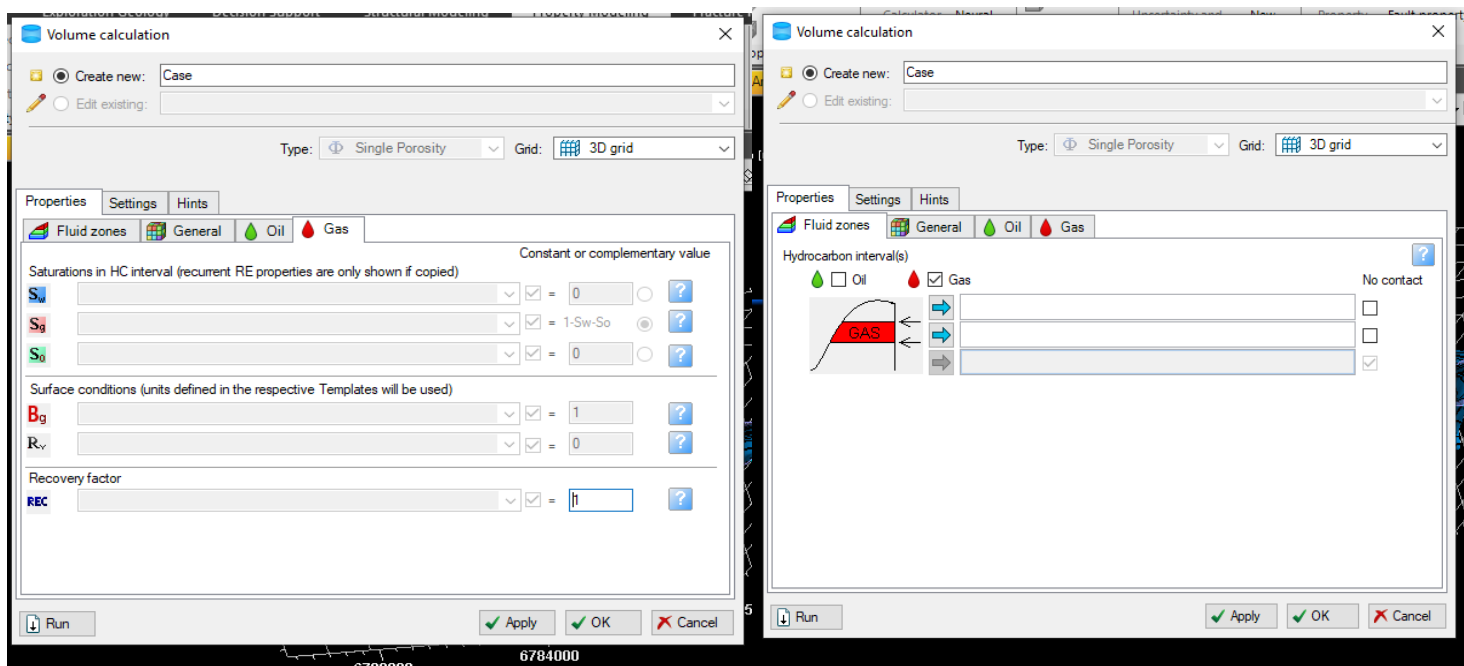


Figure IV.5 : Les insertion de calculs de volume

Pour déterminer le GIIP on a utilisé la formule :

$$\mathbf{GIIP} = \mathbf{BRV} * \mathbf{N} / \mathbf{G} * \mathbf{PHIE} * (1 - \mathbf{S_w}) * (1 / \mathbf{B_g})$$

Où :

BRV: Bulk Rock Volume

GIIP: Gaz Initial en Place

N/G: Net to Gross

PHIE : Porosité Moyenne

Sw : Saturation en eau

Bg : Facteur volumétrique de gas

5- Résultats de calcule résumé dans le tableau

user Name	SH									
Date	Monday, May 29 2023 11:32:13									
project	PFE									
model	new modele									
Grid	IV									
input xy unit	m									
input z unit	m									
HC intervals	includes gaz interval only									
lower gaz contact:	contact setIGDT 1737									
General properties:										
porosité :	0.05									
net gross :	0.14									
properties in gaz interval										
sat. water :	0.25									
sat. gaz :	1-sw-so									
sat. oil	0									
bg(formation vol. factor)	0.0051 [m ³ /3atm ³]									
Rv (Vaporized oil/gaz ratio)	0.000124 [5m ³ /3atm ³]									
Recovery factor gaz :	1									
properties in oil interval										
Bo (formation vol. factor)	1 [m ³ /3atm ³]									
Rt (Solution gas/oil ratio)	0 [m ³ /3atm ³]									
recovery factor oil :	1									
Boundaries										
lobe Txl										
case	bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net voume [*10 ⁶ m ³]	pore volume [*10 ⁶ m ³]	HCPV oil [*10 ⁶ m ³]	HCPV GAS [*10 ⁶ m ³]	STOIIP(in oil) [*10 ⁶ m ³]	STOIIP (in gas) [*10 ⁶ m ³]	STOIIP [*10 ⁶ m ³]	GIIP (in gas) [*10 ³]	GIIP (in oil) [*10 ³ m ³]
	2890,756818	405	20	0	15	0	0.37	0.37	2.98	0

Tableau IV-1 : Tableau des résultats de calcul des réserves

Cas	Volume de roche $10^6 m^3$	Volume Net $10^6 m^3$	Volume des pores $10^6 m^3$	HCPV GAS $10^6 m^3$	GIIP (in gas) $10^9 m^3$
Résultats	2890.756818	405	20	15	2.98

Table IV-1 : Tableau résumé de résultats de calcul des réserves

6- Après on a établi la carte des types des réserves.

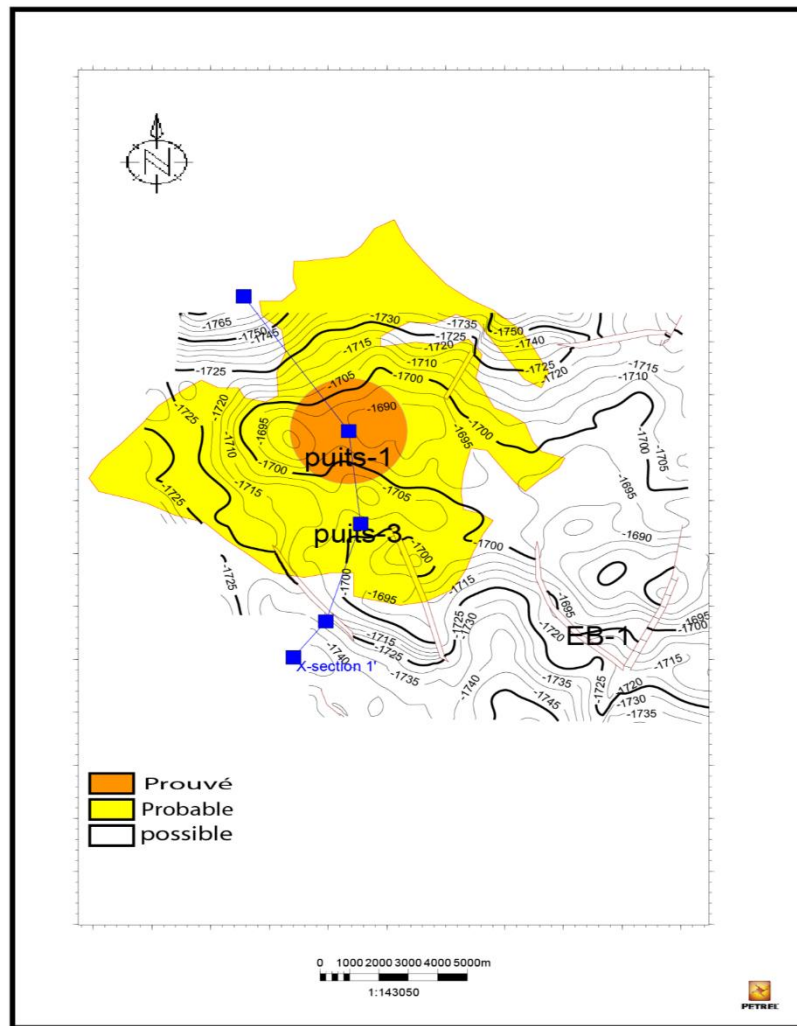


Figure IV.6 : Carte des réserves

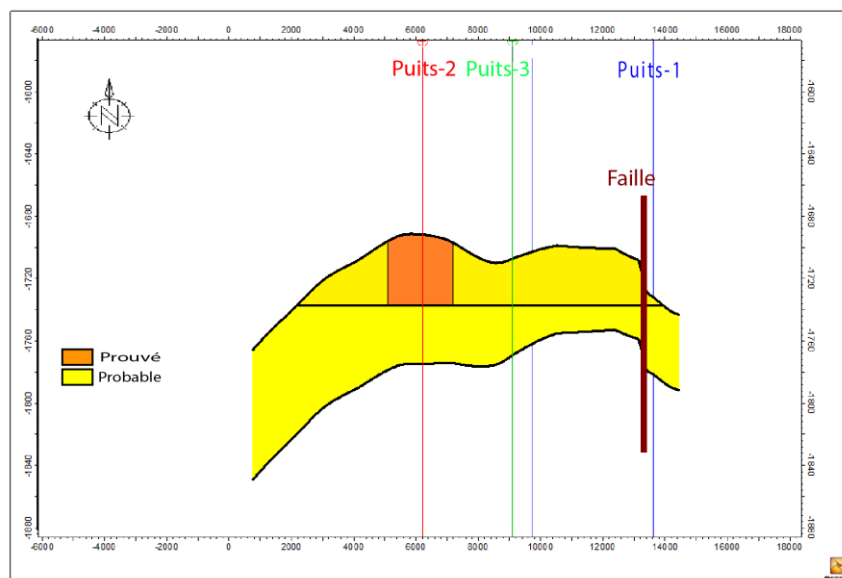


Figure IV.7 : Coupe NO-SO

IV.3. Conclusion

Les réserves d'hydrocarbures que nous venons de calculer permettent d'estimer les accumulations globales des différents fluides prouvées, probable et possible de toute la région étudiée.

Les réserves globales du Cambro-Ordovicien sont estimées à : $2.98 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ de gas approximativement.

Conclusion Générale

Cette étude sur l'évaluation pétrophysique et l'étude des fractures par imagerie des réservoirs compacts du Cambro-Ordovicien dans la région de Bourarhat Sud II (Bassin d'Illizi) a permis de résoudre la problématique de l'exploration et de l'exploitation de ces réservoirs.

L'analyse des paramètres pétrophysiques a révélé des corrélations significatives entre la porosité, la saturation en gaz et la saturation en eau. Ces résultats nous ont permis de déterminer les caractéristiques pétrophysiques clés du réservoir, par exemple, une corrélation positive forte a été observée entre la porosité et la saturation en gaz, tandis qu'une corrélation négative forte a été constatée entre la saturation en eau d'une part, et la saturation en gaz et la porosité d'autre part.

Ces informations ont permis de mieux comprendre les caractéristiques de fluides présents dans les réservoirs et leur distribution. Notamment la présence d'hydrocarbures dans la partie sommitale du MS2 et l'aquifère du MS1.

En ce qui concerne l'étude des fractures, nous avons constaté que la région était globalement faiblement fracturée, avec une zone de fracturation moyenne près du puits-1 dans l'intervalle réservoir (MS2). La direction de contrainte maximale a également été identifiée, avec un changement NE-SO dans le puits-1.

Cependant, aucune fracturation majeure n'a été identifiée lors de l'analyse des images. Il est donc essentiel de compléter cette étude avec l'analyse des carottes pour obtenir une vision complète des fractures présentes dans le réservoir.

Enfin, en estimant les réserves d'hydrocarbures, nous avons pu quantifier les accumulations prouvées, probables et possibles dans l'ensemble de la région étudiée. Les réserves globales du Cambro-Ordovicien dans cette région sont estimées à environ 2,98 milliards de mètres cubes de gaz.

Les résultats obtenus permettront d'optimiser les stratégies d'exploration et d'exploitation des réservoirs compacts du Cambro-Ordovicien dans la région de Bourarhat Sud II, contribuant ainsi à une utilisation plus efficace et durable des ressources hydrocarbonées du bassin d'Illizi.

Bibliographie

- BAOUCHE Rafik, AIFA Tahar, BADDARI Kamel. CHAOUCHI.R. 2018. BACK-PROPAGATION AND SELF-ORGANIZING NETWORKS TO FRACTURE ANALYSIS USING THE IMAGE LOGS FMI IN ORDOVICIAN-DEVONIAN RESERVOIRS, ILLIZI BASIN, ALGERIA. 7^{ème} COLLOQUE MAGHREBIN DE GEOPHYSIQUE APPLIQUEE CMGA 7, Alger, Algeria. pp.47.
- M Tingay, J Reinecker, B Müller - World Stress Map Project, 2008. Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs (researchgate.net).
- BOUJEME A.A, 1987 « évaluation structurale du bassin pétrolier triasique du SAHARA.
- Document interne, Sonatrach 2017.
- Document interne, Sonatrach 2021.
- T. Dasgupta, S. Dasgupta, S. Mukherjee. 2019. Image log interpretation and geomechanical issues (researchgate.net).
- Messaouda Henniche. 2002. Architecture et modèle de dépôts d'une série sédimentaire paléozoïque en contexte cratonique
- NELSON, R.A. 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, second edition. Gulf professional publishing.
- SE. Gorucu, T. Ertekin. 2011. Optimization Of The Design Of Transverse Hydraulic Fractures In Horizontal Wells Placed In Dual Porosity Tight Gas Reservoirs (researchgate.net).
- O. SERRA, 2000 : Diagraphie différées, acquisition des données diagraphiques, Tom 3. Edition Technip.
- Sonatrach et Schlumberger, 2007: Well Evaluation Conference «WEC » Hilton Alger, Algeria.
- E. Hosseini, JN Ghogh, B Habibnia. 2015. Study of Faults in Asmari Formation by FMI Image Log, Case Study: Lali Oilfield (researchgate.net).
- OP. Wennberg, G. Casini, S. Jonoud. 2016 The characteristics of open fractures in carbonate reservoirs and their impact on fluid flow: A discussion (researchgate.net).