

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

THEME

Synthèse structurale et pétrophysique de réservoir cambro-ordovicien du champ de Tiguentourine

Présenté par

Djerraya Abdallah - Benarabi Hosni - Hamdi Mammari

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	Dr. Beguiret Leilia	M. C. B Univ. Ouargla
Promoteur :	Mr. Laouini Hamza	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. Ameer Zaimeche Ouafi	M. A. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

Dédicace

Je dédie ce travail:

A Dieu Le Tout Miséricordieux,

*Ce travail est dédié à la lumière de mes jours et les étoiles
de mes nuits : notre parents et je ne pourrai jamais les
remercier assez. Que Dieu les gardes*

A nos très chers frères et à nos sœurs

*Je dédie ce travail aussi à notre inoubliables amis (rochdi, wahab GP,
Hayat), est pour nous un soutien inestimable*

Abdou

Mammar

Hosni

Remerciements

Au terme de cette étude, nous tenons à remercier ALLAH, qui nous a donné le courage et la volonté et patience d'aller jusqu'au bout et de ramener ce présent travail à son point ultime.

Il est agréable de remercier les personnes qui nous ont aidé à la réalisation de ce mémoire, en espérant qu'ils trouveront à travers ces quelques lignes l'expression de notre gratitude.

Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre promoteur H. LAOUINI de nous avoir suivi, qu'il veuille bien trouver L'expression de notre profonde gratitude pour l'aide scientifique et morale.

*Nos remerciements vont également à tout le personnel de département pour leur sympathie, leur gentillesse, et leur disponibilité, ainsi qu'à nos Juré :
AMEUR ZAIMECH OUAFI et BEGUIRET LEILIA*

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

Merci à tous.

Merci pour tout.

L'ensemble du Trinôme

Merci,

Abdou

Mammar

Hosni



Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I Cadre régional et local	2
I. Cadre régional	2
1-Situation géographique.....	2
2-situation géologique.....	2
3-Histoire du bassin.....	3
4. Lithostratigraphie du bassin d'ILLIZI	4
II. cadre local.....	9
Introduction.....	9
1-Situation géographique.....	9
2-Histoire de la recherche.....	10
3-Description du champ.....	10
4-Approche stratigraphique et sédimentologique.....	11
4-1-mégaséquence1 (MS1).....	13
4-2-mégaséquence2 (MS2).....	13
5-Corrélations diagraphiques.....	13
6-Le système pétrolier.....	16
6-1-La roche mère.....	16
6-2-La roche réservoir.....	16
6-2-1-La mégaséquence1 (MS1).....	16
6-2-2-La mégaséquence 2 (MS2).....	17
6-3-La roche couverture.....	17

Chapitre II Etude structurale.....	19
Introduction.....	19
1-L'Expression structural.....	19
2-L'Evolution structural.....	20
3-Les cartes en isobathes et isopaques.....	21
3-1-Interprétation de la carte en isobathes au toit du réservoir.....	21
3-2-Interprétation de la carte en isopaques de la MS1.....	22
3-3-Interprétation de la Carte en isopaques de la MS2.....	23
4-Etude des fractures.....	24
4-1-Les types de fractures.....	25
4-1-a- Les fractures naturelles	25
4-1-b- Les fractures induites	25
4-1-c- Les fractures provoquées	25
4-2-Model structural dans le champ de Tiguentourine.....	25
4-2-1-Interprétation du model.....	26
4-3-Analyse des fractures.....	28
4-4-L'Orientation des fractures à travers le champ.....	28
4-5- Histogramme d'intensité des fractures	30
4-5-1-Interprétation d' intensité des fractures fermées.....	31
4-5-2- Interprétation d' intensité des fractures ouvertes.....	31
Chapitre III Etude pétrophysique.....	32
Introduction.....	32
I-Etudes des paramètres pétrophysique.....	32
1-la porosité.....	32
1-1-Méthodes de mesure de la porosité.....	32
1-2-Interprétation de la carte en iso-porosité de MS1.....	33
1-3-Interprétation de la carte en iso-porosité de MS2	34
1-4-Evolution verticale de la porosité.....	36
2-la perméabilité.....	38

2-1-Méthodes de mesure de la perméabilité	38
2-2-Interprétation de la carte en iso-perméabilité de MS1	39
2-3-Interprétation de la carte en iso-perméabilité de MS2.....	40
2-4-Evolution verticale de la perméabilité.....	43
3-Corrélation entre la porosité et la perméabilité	45
4-Identification des grès Alpha et Beta.....	47
5-Le volume d'argile.....	48
5-1-Calcul du volume d'argile.....	48
5-2-Interprétation des profils d'argilosité.....	51
6-La saturation	51
6-2- La saturation en huile ou en gaz.....	51
7-La pression du réservoir.....	52
8-La température du réservoir.....	52
8-1-Interprétation de la carte en iso-température.....	53
9-Composition des fluides dans le réservoir.....	54
Conclusion général.....	56
Recommandations	57

LISTE DE FIGURES

Figure01 :Situation géographique du bassin d'Ilizi.....	2
Figure02 : Situation géologique du bassin d'Ilizi.....	3
Figure 03 : Log lithostratigraphique du bassin d'Ilizi.....	8
Figure 04 : Situation du champ de Tigentourine.....	9
Figure 05 : Colonne stratigraphique dans le champ de Tigentourine.....	12
Figure 06 :Correlation entre les puits(Tg-310-309-308-315-329-335et318)......	14
Figure 07 : Corrélation diagraphique entre les puits Tg336-311-319-310-323et 324.....	15
Figure 08 : Les différentes failles dans le champ de Tigentourine	20
Figure 09 Les différents mouvements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Ilizi.....	21
Figure 10 : Carte en isobathes au toit du réservoir Cambro-Ordovicien	22
Figure 11 : Carte en isopaque de MS1.....	23
Figure 12 : Carte en isopâques de MS2.....	24
Figure 13 : Model Théorique de fractures dans le champ de Tigentourine	25
Figure 14 : Les fractures naturelles dans le champ de Tigentourine.....	28
Figure 15 : Orientation des fractures ouvertes dans le champ.....	29
Figure 16 : Orientation des fractures fermées dans le champ.....	30
Figure 17 : Intensité des fractures fermées	30
Figure 18 : Intensité des fractures ouvertes	31
Figure 19 : Carte en iso-porosités de MS1	34
Figure 20 : Carte en iso-porosités de MS2	35
Figure 21 : L'évolution verticale de la porosité dans le puits Tg-319.....	36
Figure 22 : L'évolution verticale d la porosité dans le puits Tg-340.....	37
Figure 23 : L'évolution verticale de la porosité dans le puits Tg-347z.....	37
Figure. 24 : Carte en isoperméabilités de MS1.....	40
Figure 25 : Carte en iso-perméabilités de MS2.....	42
Figure 26 : L'évolution verticale de la perméabilité dans le puits Tg-319.....	43
Figure 27 : L'évolution verticale de la perméabilité dans le puits Tg-340.....	43

Figure 28 : L'évolution verticale de la perméabilité dans le puits Tg-347z.....	44
Figure 29 : L'évolution verticale de la perméabilité et la porosité du puits Tg-315bis.....	45
Figure 30 : Diagramme de corrélation entre la porosité et la perméabilité.....	46
Figure 31 : La dispersion des réservoirs de type Alpha, Beta et non rentables dans le champ de Tiguentourine.....	47
Figure 32 : Diagramme de combinaison entre le log de GR et le V d'argile.....	48
Figure 33 : Profils d'argilosité des puits Tg-347z, Tg-315bis	49
Figure 34 : Les profils d'argilosité des puits Tg-312bis et Tg-340	50
Figure 35 : L'évolution de la pression à travers le réservoir Cambro-Ordovicien de Tiguentourine.....	52
Figure 36 : Carte en iso-température du réservoir Cambro-Ordovicien.....	53

Liste des tableaux

Tableau 01 : Tableau 1 : Types des fractures dans le champ de Tiguentorine.....	27
Tableau 02 : La composition des fluides de réservoir.....	54



Introduction

Générale

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale:

Le bassin d'Illizi est l'un des plus grands bassins en Algérie, il renferme ainsi les plus grands gisements pétrogazéifères reconnus dans la plate-forme saharienne. Il a toujours été le plus étudié et continue à faire l'objet d'une intense recherche et prospection.

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

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

Cette étude de synthèse a pour but de tenter une caractérisation du réservoir Cambro-ordovicien de Tiguentourine afin de trouver des solutions efficaces pour les problèmes de production exposés dans ce champ gazéifier.

Pour atteindre cet objectif nous réalisons les chapitres suivants :

- Cadre régional *et local*.
- Analyses structurales.
- Etudes petrophysiques.

CHAPITRE I

CADRE

REGIONAL

&

LOCAL

I. Cadre régional :

1. Situation géographique:

Le bassin d'illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien, il est considéré comme l'un des plus grandes provinces pétro-gazières de l'Algérie, cette province couvre une surface considérable de l'ordre de 100.000km² (Fig. 01), il contient ainsi 73 champs pétrogazéifères.

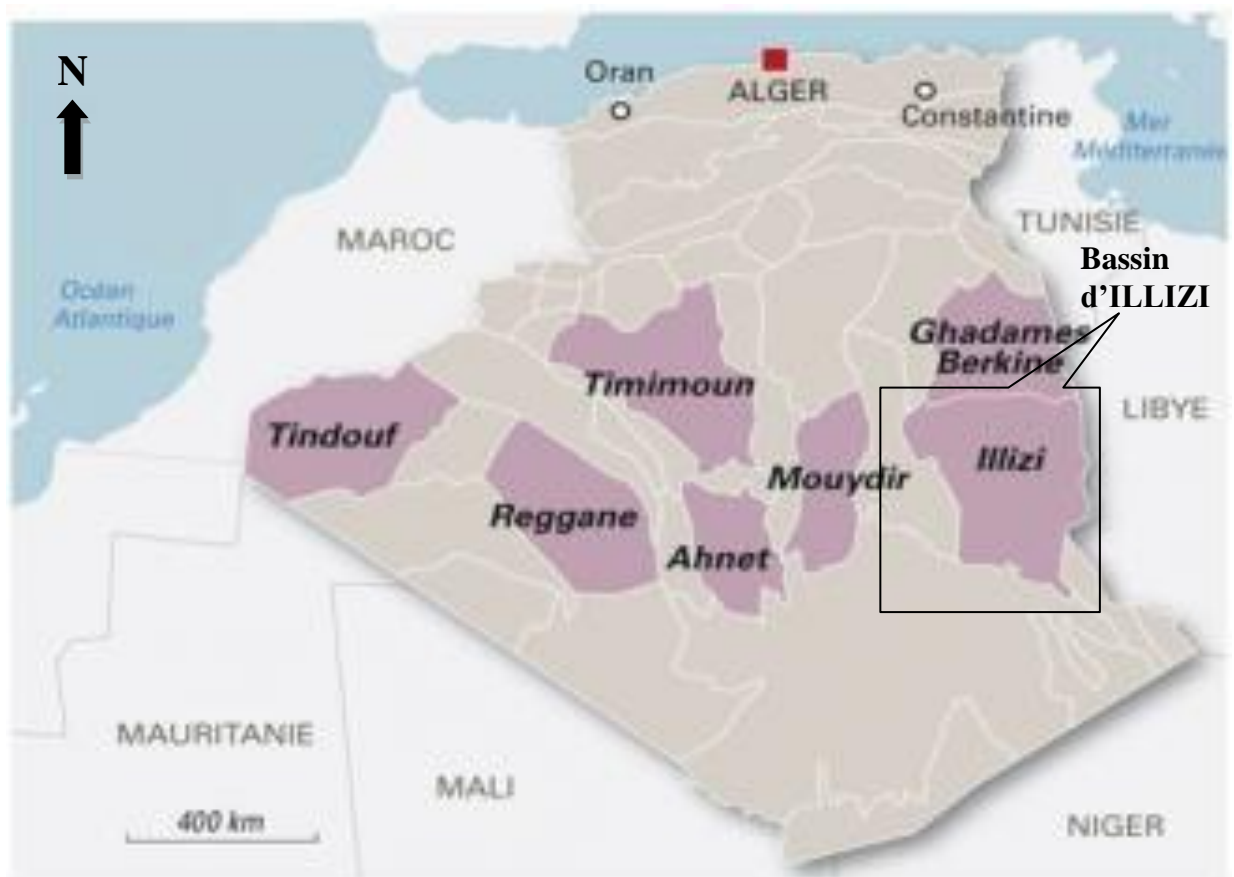


Figure 01 : Situation géographique du bassin d'illizi .

2. Situation géologique :

Le bassin d'illizi est limité (Fig.02) au Nord par le bassin de Berkine, la limite entre les bassins d'illizi et de Berkine correspond à une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara, à l'Est par le môle de Tihemboka, situé près de la frontière Algéro- Libyenne, sépare le bassin d'illizi du bassin de Hamra (Libye), au Sud par le massif du Hoggar, et à l'Ouest est limité par la dorsale d'Amguid-El Biod, qui le sépare du bassin du Mouydir.

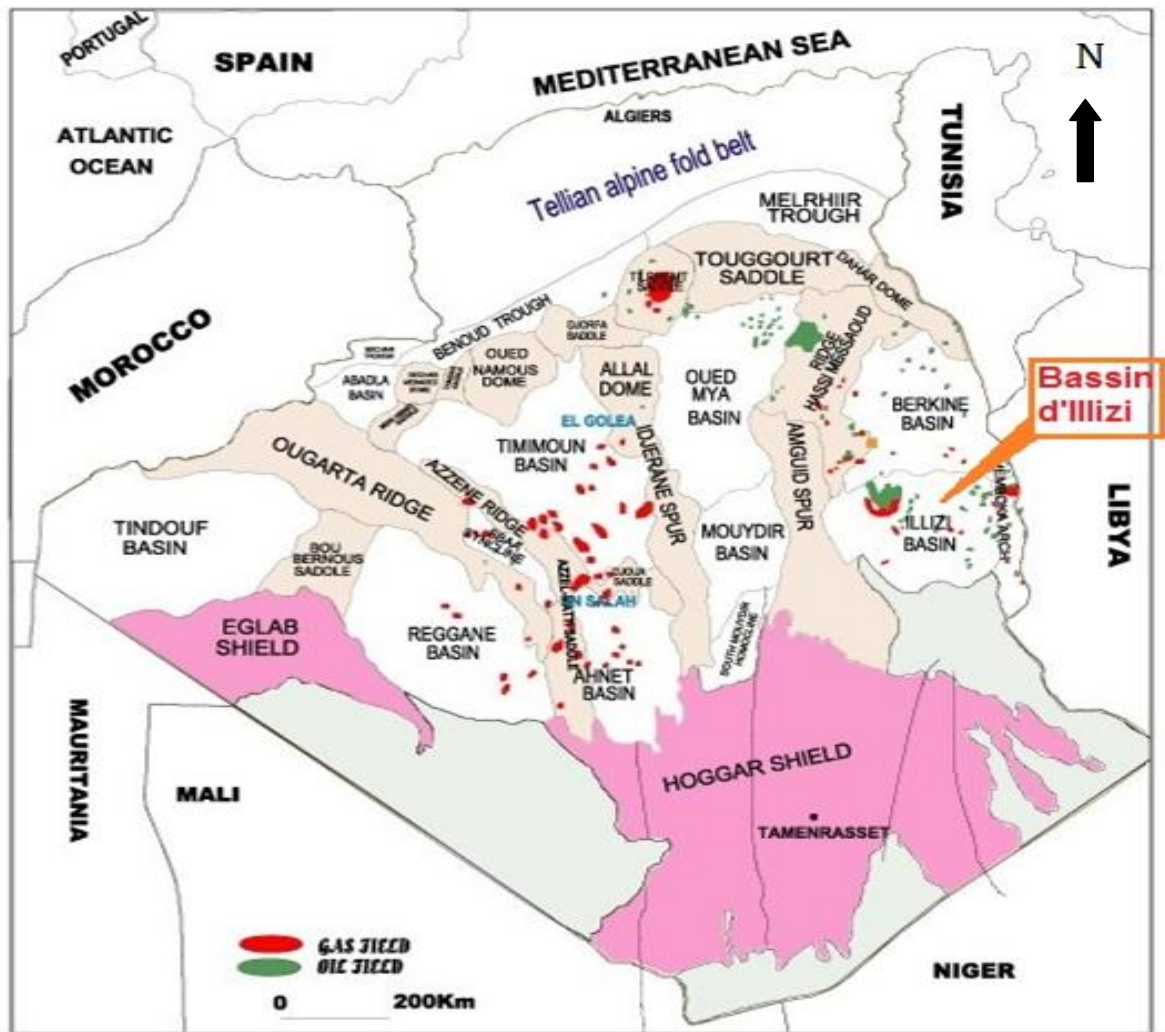


Figure.02: Situation géologique du bassin d'illizi (WEC 2007).

3. L'histoire du bassin :

Le bassin d'illizi, d'une superficie de 108424 km², est le siège d'un effort assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte du gisement d'Edjeleh.

Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23%.

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) tels que ceux de Tin Fouyé, Zarzaitine, Edjeleh, Alrar, Stah, Ohanet...etc.

Au cours de son histoire, le bassin d'illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque (Aiouna, A. 1995).

Ce bassin est de type polycyclique, il possède une séquence mésozoïque séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne, qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (réservoirs Cambro-Ordoviciens et Dévoniens).

Le remplissage du bassin d'Illizi consiste à une succession entre un milieu continentale et marin peu profond, durant l'Ordovicien supérieur des sédiments marins sont déposés.

La succession sédimentaire peut être divisée en dépôts préglaciaires, synglaciaires, et post glaciaires, les dépôts préglaciaires, recouvrant le socle, appartiennent à AJJERS et aux formations IN TAHOUITE. Les lits croisés de grès sont interprètes, comme des dépôts de système rivière (dépôts fluviatiles).

La formation d'AJJERS est tronquée par une surface transgressive d'érosion, qui est recouverte par la formation d'IN TAHOUITE.

La succession synglaciale et la formation Tamadjert, constituées des dépôts glaciomarins, indiquent une marge glaciaire.

Deux grands cycles, avancées et reculées, peuvent être corrélés à travers la surface d'études. Les proximaux dépôts des fans subaquatiques se composent de lits entrecroisés des grès grossiers et des conglomérats déposés dans un milieu à haute énergie, vers le haut, ces grès massifs passent en grès fins.

Les grès ont été déposés par les courants turbiditiques de haute densité, tandis- que les conglomérats représentent des dépôts de coulées des débris, les lits minces de grès sont interprétés comme résultant de courants de turbidité peu denses.

Le passage de l'environnement glaciomarin vers l'environnement marin proprement dit est marqué par la disparition des débris de glace empilé.

La partie inférieure des dépôts postglaciaires comprend une succession des dépôts marins délimités en haut par une surface d'inondation majeure.

La partie supérieure de ces dépôts est composée de schistes riches en matière organique de la formation silurienne.

4. Lithostratigraphie du bassin d'ILLIZI :

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tasilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

La coupe lithologique (Fig.03) type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les

terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements.

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi épaisse de plus de 3000 m est la suivante : (Fig.03).

Le Paléozoïque :

❖ *Le Cambrien :*

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

L'unité I:(conglomérats d'EL Moungar) avec une épaisseur de 300m, elle est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.

L'unité II:

Sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux. Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

❖ *L'Ordovicien :*

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

L'unité III-1:

Son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.

L'unité III-2:

Formée essentiellement de grès fins à grossiers à cimentsilteuse. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente

de joints stylolitiques et de Tigilites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

L'unité III-3:

Elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grés micacés fins à cimentargileux ou siliceux à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grés grossiers à fins à Scolithoset à stratifications obliques, qui s'enrichit en argile vers le sommet.

L'unité IV:

Son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3, elle comprend :

- a) L'unité IV-2, qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers, est constituée de dépôts variés
- b) L'unité IV-3 appelée dalle terminale est essentiellement gréseuse.

❖ *Le Silurien :*

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

Formation de l'Oued Imirhou :

Formée d'argiles à graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses, caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.

Zone de passage (unité M) :

Formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternance de grés, d'argile et de silt, les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.

Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 :

Il s'agit de grés fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.

Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 :

Son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

Le Dévonien :

A l'échelle de la région d'étude il est représenté en général par le Dévonien inférieur d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6 d'âge Siégenien :

Présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grès fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.

Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Siégenien :

Son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grès et d'argile silteuses soulignant un environnement fluvio- estuarien.

La barre supérieure (unité C3) d'âge Siégenien :

Elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100 m. Elle est assez caractéristique sur le Gamma Ray, sa configuration est cylindrique.

Le dévonien moyen et supérieur qui correspondent aux séries de Tin-Meraset de Gara Mas Melouki ne sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2 appelée formation d'Illrheme d'âge Strunien. Ce sont des grès fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre 40 à 70 m.

❖ Le Carbonifère :

Dans le bassin d'Illizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseuse (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

Le Tournaisien argilo-gréseux.

- Le Viséen argilo-gréseux caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B₂ B₁₂.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

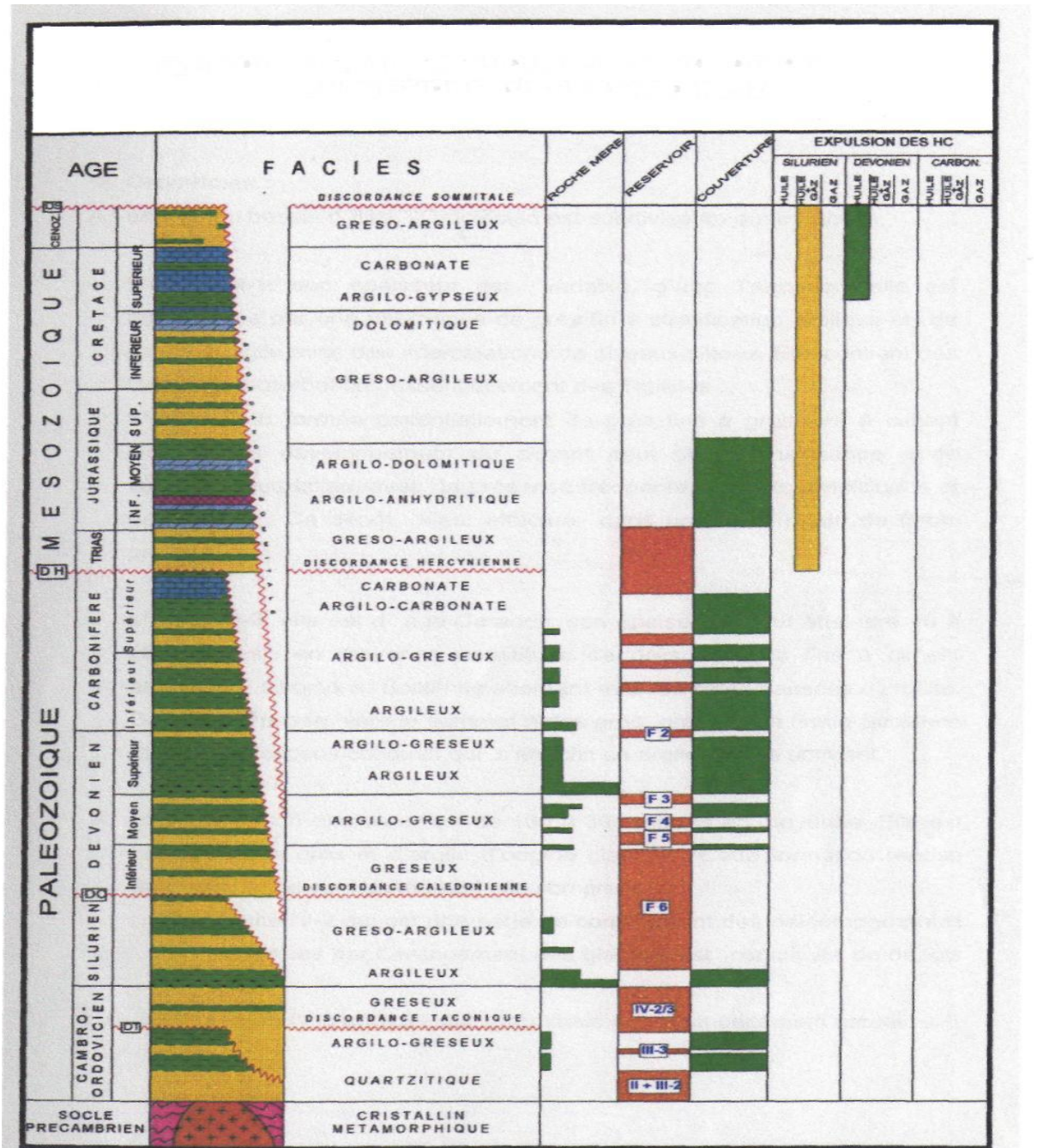
Le Mésozoïque :

Le Mésozoïque se repose en discordance sur le Paléozoïque, il est plus développée au Nord ou l'épaisseur peut atteindre 100 mètres, formé essentiellement de dépôts marins évaporitiques et Fluvio-deltaïques (grès, barres de dolomie calcaires, et argile versicolore) qui vont de trias au Sénonien, l'affleurement mésozoïque est rencontré à partir de la région de Zarzaitine à l'Est

Le Cénozoïque :

Les dépôts tertiaires relativement réduits, n'affleurent qu'au Nord-Ouest du bassin au niveau de Hamada et Tinhert. L'ensemble est recouvert par des sables éoliens Quaternaires constituant :

- L'erg Issaouane Nord tifernine.
- L'erg Issaouane Nord Irrarene.
- L'erg Bourarhet.



Document Sonatrach/Total

Figure 03 : Log lithostratigraphique du bassin d'Ilizi.

II. cadre local :

Introduction:

Les accumulations du gaz à Condensât, de Tiguentourine, ont été découvertes en 1957 par le forage (Tg-2), ce forage montre des potentiels élevés en gaz et en condensât dans le réservoir Cambro-Ordovicien de Tiguentourine.

Avec un total de 133 puits forés, pénétrant le Cambro-Ordovicien, dans cette structure préalable à attribuer un permis d'exploitations.

Les accumulations du gaz du Cambro-Ordovicien s'étendent au-dessous des structures productives Carbonifères et Dévoniennes de la reculée au Nord et de Tig high au Sud.

Les horizons productifs d'huile ont été exploités depuis 1962 dans le niveau Ordovicien, les structures tendent vers une direction NNE-SSW, avec une étendue de plus de 50km. Elles sont limitées vers l'Est par la grande faille de FADNOUN, au Nord et au Nord-Ouest, la fermeture est exprimée par un monoclinale de faible inclinaison. Cependant cette description structurale est insuffisante pour le calcul des colonnes de gaz définies et les réserves du gaz et de condensat qui existent en dehors de cette fermeture structurale.

1. Situation géographique :

Le champ de Tiguentourine est situé dans le bassin d'Illizi, près de la ville d'In Amenas, dans la province Algérienne d'Illizi (Fig.04).

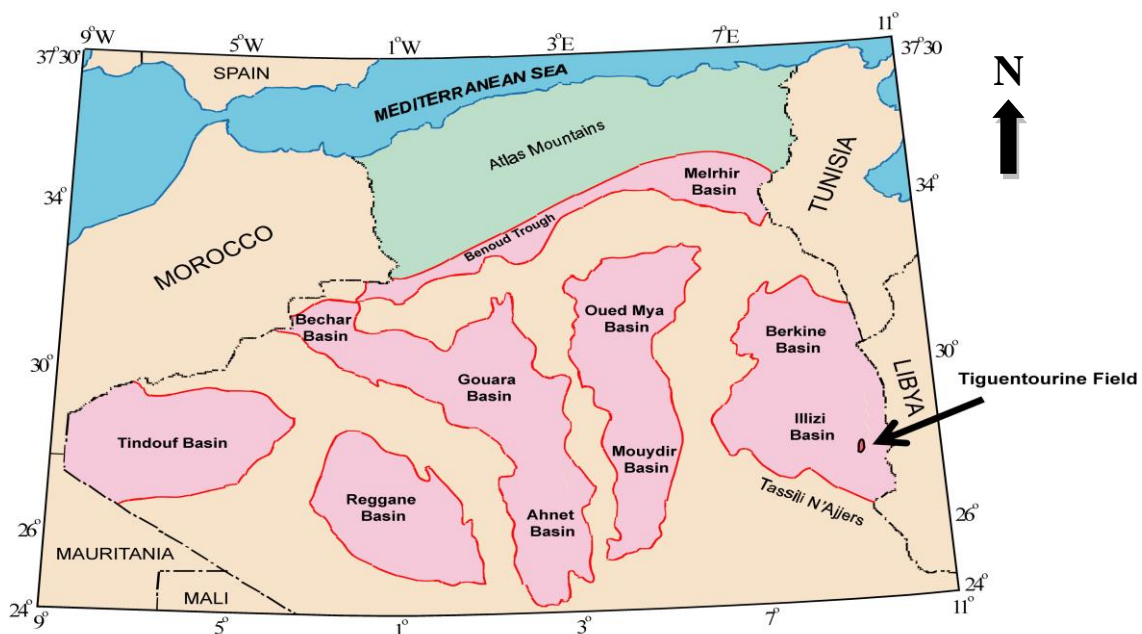


Figure 04 : Situation du champ de Tiguentourine (WEC (2007)).

2. Histoire de la recherche :

Les accumulations du gaz et de condensât, dans le champ de Tiguentourine, ont été découvertes en 1957 par le forage du puits (Tg-2), testé en gaz et en condensât dans le réservoir Ordovicien de Tiguentourine, un forage ultérieur d'évaluation a attribué un permis d'exploitation dans cette région.

Les réservoirs essentiels sont d'âge Ordovicien tardif, ils sont constitués de grès glaciogéniques, les réservoirs secondaires, constitués de grès fluviodeltaïques, se trouvent au-dessous des sédiments glaciogéniques.

Les accumulations Cambro-Ordoviciennes du gaz s'étendent au-dessous du Dévonien et du Carbonifère. Cependant, les horizons à huile ont été exploités depuis 1962.

Au Sud-Est des accumulations de l'Ordovicien, trois gisements sont bien en place dans le Dévonien, ils sont considérés comme étant des champs satellites, ces accumulations ont été évaluées, avec un nombre de puits forés, dans la période (1950-1980).

En juin 2001 que BP a commencé à forer des puits de développement du champ. Ainsi, en mars 2001, neuf puits supplémentaires ont été forés et testés, l'un de ces puits (Tg-305bis_z) est le résultat d'une opération de déviation d'un ancien puits (Tg-305bis).

En Août 2010, plus de 39 puits verticaux ont été forés dans le Sud-Ouest du champ, dans cette partie, il y a un grand volume de réservoirs de brut mais les pénétrations sont peu ; des grès argileux très productifs ont été rencontrés au niveau du puits Tg-319 et TRN-1, mais le manque de données limite notre capacité de prédire la distribution de ces grès.

3. Description du champ :

Les principales caractéristiques dans le projet, sont les structures de Tiguentourine et la Reculée qui produisent de l'huile à partir des horizons du Dévonien et du Carbonifère, ces réservoirs sont maintenant presque épuisés, le puits de découverte des réservoirs Cambro-Ordoviciens est foré en 1957.

Les réservoirs primaires, d'âge Ordovicien tardif, sont constitués de grès glaciogéniques, les réservoirs secondaires sont des grès d'origine fluviodeltaïque et marin peu profond, ces grès se trouvent directement au-dessous des sédiments glaciogéniques.

Les modèles géologiques, pour déterminer la qualité des réservoirs gréseux à l'Ouest des structures de Tiguentourine et la Reculée, fournissent la possibilité pour les réservoirs secondaires (Aliev, M. 1972).

Les champs satellites de Hassi Farida, Ouan Taredet, et Hassi OuanAbecheu, s'étendent vers le Sud-Est du champ de Tiguentourine et la Reculée.

Les réservoirs dévoniens clastiques sont d'origine fluviatile à marin peu profond.

4. Approche stratigraphique et sédimentologique :

L'approche sédimentologique et stratigraphique (Fig.05). est réalisée dans le but de mieux caractériser les réservoirs et de définir les environnements de dépôts.

Les réservoirs Cambro-Ordoviciens de Tiguentourine sont composés de deux mégaséquences. La mégaséquence 1 (MS1) est composée de roches déposées sur le socle avant l'évènement glaciaire (Cambrien supérieur).

La mégaséquence 2 (MS2) est composée de ces mêmes roches déposées, cette fois ci, au cours de l'épisode glaciaire, et représentent l'intervalle des réservoirs d'intérêt principal.

Huit couches ont été construites pour définir MS1 et MS2, ces couches ont été numérotées, de haut en bas, de 1 à 8, Les deux couches basales (7 et 8) définissent la MS1.

La majeure partie de MS1 est de mauvais rapports de perméabilité. Toutefois, les parties supérieures du réservoir, à proximité de la discordance MS2, peuvent être très productives à cause du potentiel de lessivage par l'eau douce.

Afin d'isoler ces intervalles productifs, nous avons créé une couche d'épaisseur constante, cette couche définit la couche 7, la couche 8 constitue le reste de MS1 et varie en épaisseur de couche à partir de la base de la couche 7 jusqu'au socle.

Les six autres couches composent la MS2, cette mégaséquence est subdivisée en trois parties, en se basant sur des corrélations construites par la Sonatrach.

La partie supérieure de MS2 (CO40) constitue les couches 1 et 2, une combinaison entre les formations des puits et la construction sismique est utilisée pour définir la base de CO40 sup. Ainsi, l'intervalle entre la base de CO40 sup et la MS2, définie sismiquement, a été subdivisée verticalement en deux parties égales.

La base de (CO40 moy) est utilisée pour favoriser la subdivision de l'MS2.

Encore une fois, une combinaison entre les formations des puits et la construction sismique est utilisée pour définir cette limite. Cependant, l'intervalle entre la base de (CO40 moy) et le Toit de MS1 est subdivisé en deux parties d'égales hauteurs, générant les couches 3, 4, 5 et 6.

Le champ de Tiguentourine présente une grande variété du réservoir. D'une manière générale, la MS1 repose directement sur le socle cristallin, elle s'étend tout le long du Cambrien, cette

Mégaséquence est surmontée d'une autre (MS2), celle dernière prend lieu dans l'Ordovicien, elle est subdivisée en deux unités, qui sont la CO40 et la CO50. La CO40 est à son tour, subdivisée en plusieurs intervalles numérotés de 1 à 5.

Les argiles noires du Silurien assurent une couverture sédimentaire étanche au-dessus de l'Ordovicien terminal.

	COLONNE STRATIGRAPHIQUE	L'ENVIRONNEMENT DE DEPOT	Possible association with former OpenWorks picks	Possible association with seismic reflector & picks (represents surface tops)	Poss. ass. with RMS 2007 subgrids	
Silurian	Silurian hot shale					
Ordovician	MS2	CO50	Post isostatic rebound. Shallow marine, tidal influenced.	Top Mega Seq2	Top MS2	1
		CO40	CO40.5	Shallow marine post-glacial deposits.	Top Upper CO40	
	CO40.4		Glacial sequence no. 4. HCP, megariipples, turbidites, offshore.	Intra MS2 log	Intra MS2	
	CO40.3		Glacial sequence no. 3. HCP, megariipples, turbidites, offshore.	Top Lower CO40		3
	CO40.2		Glacial sequence no. 2. HCP, megariipples, turbidites, offshore.		Base Upper MS2 (not used in RMS 2007 model)	
	CO40.1		Glacial sequence no. 1. HCP, megariipples, turbidites, offshore. Southern paleovalley.	Base Lower 40	Fill - north.	4
Cambrian	MS1	Pre glacial deposits. Fluvial/deltaic/shallow sandstones.	Top Mega Seq1	Top MS1	5	
Pre-Cambrian	Basement		Top Basement	Top Basement		

Figure 05 : Colonne lithostratigraphique dans le champ de Tiguentourine (WEC 2007).

4.1 La mégaséquence1 (MS1):

La mégaséquence 1 comprend tout le paquet sédimentaire qui existe entre les limites de séquence, définies par la surface d'érosion, et l'évènement de l'érosion glaciaire qui a affecté l'Ordovicien tardif, cette succession fluviatile à argilo-marine peut être divisée en : CO10 (Cambro-Ordovicien 10), CO15 et CO20.

4.2 La mégaséquence2 (MS2) :

L'érosion de l'Ordovicien tardif, suivant l'évènement Tectonique, a été identifiée dans les régions sahariennes à travers la reconnaissance des trottoirs striés, et des sédiments glaciogéniques associés. Ce sont des sédiments synglaciaires où la surface de captage au Nord comprend le réservoir.

5. Corrélations diagraphiques :

D'après les logs diagraphiques (GR), on a pu établir deux corrélations (Fig.06 et 07). La première corrélation est faite entre les puits Tg-310, Tg-309, Tg-308, Tg-315, Tg-329, Tg-335, Tg-319, TRN-2.

La deuxième corrélation est réalisée entre les puits Tg-Tg-306, Tg-319, Tg-311, Tg-310, Tg-323, Tg-324, Tg-336.

Ces deux corrélations montrent une très grande complexité de réservoir Cambro-Ordovicien, les biseautages et les pièges stratigraphiques et lithologiques sont très difficiles à prévoir, malgré leur abondance.

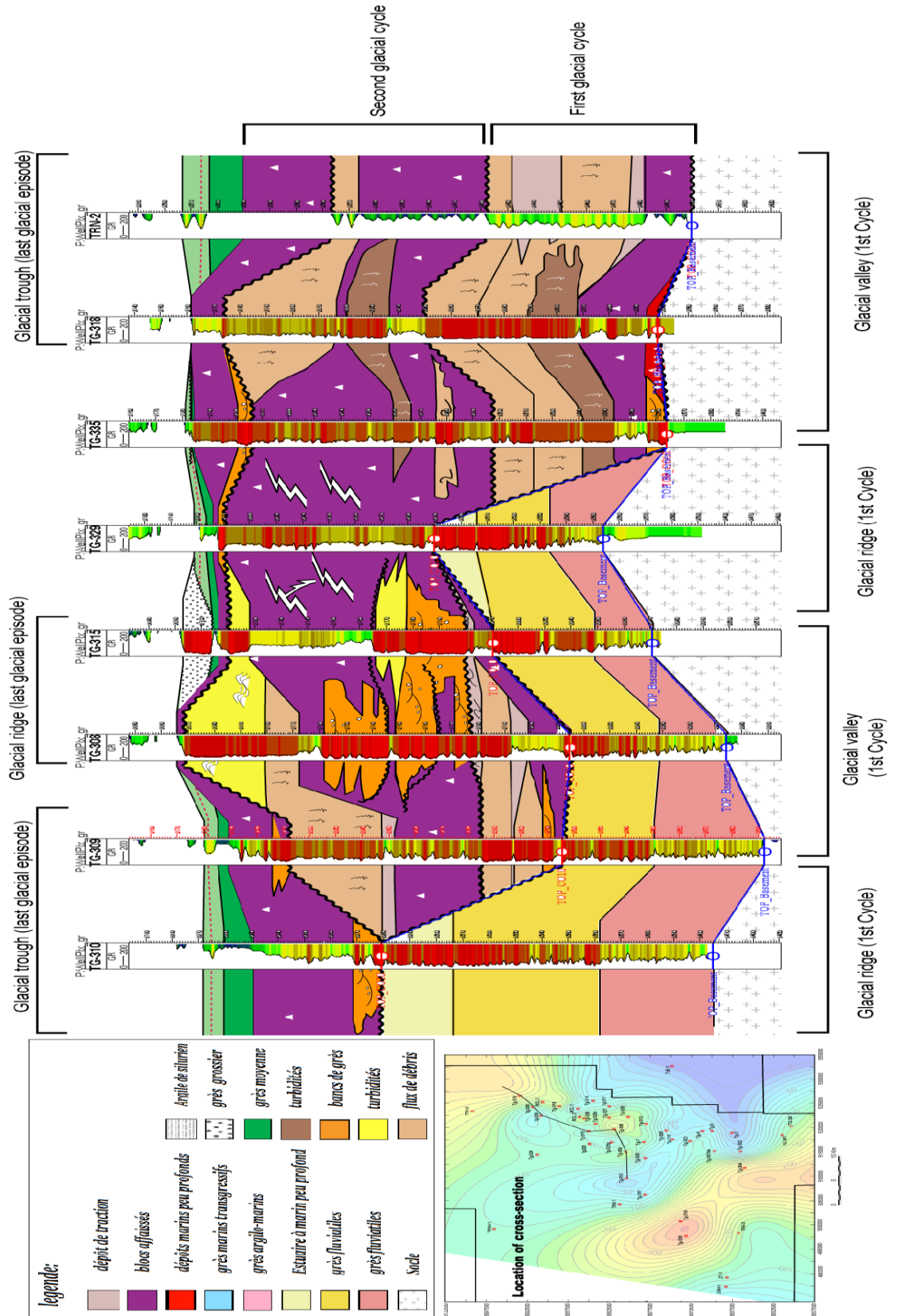


Figure 06 :corrélation entre les puits (Tg- 301-309-308-315-329-335 et 318)
(Sonatrach 2009).

6. Le système pétrolier :

6.1 La roche mère :

C'est le premier maillon essentiel de système pétrolier, ce sont des roches susceptibles de générer des différents types d'hydrocarbures (huile et gaz)

Elles sont représentées par les argiles noires Siluriennes représentées par les argiles radioactives à Graptolites, la matière organique contenue dans ces argiles est de type sapropélique avec un kérogène type II (marin).

Ces dernières sont très matures, elles ont ainsi l'aptitude de générer du gaz pour les niveaux inférieurs, et de l'huile pour les niveaux supérieurs Dévoniens et Carbonifères.

Ces argiles sont déposées durant l'épisode postglaciaire, elles sont constituées de grains très fins riches en matière organique (8-10%)

6.2 La roche réservoir :

Le réservoir est constitué par les dépôts de la mégaséquence MS1 et MS2, ces grès argileux constituent un milieu poreux et perméable susceptible de renfermer le gaz expulsé de la roche mère, ce réservoir montre un potentiel élevé, et une capacité considérable en gaz.

6.2.1 La mégaséquence 1 :

A l'heure actuelle, deux objectifs de réservoir sont poursuivis dans la mégaséquence 1. Le potentiel du réservoir de MS1 est classé le deuxième après celui de la mégaséquence 2, les objectifs sont les suivants :

Les sédiments de base de l'horizon CO20 sont déposés dans un milieu marin à haute énergie, ce qui entraîne un développement local de grès quartzeux bien classés. Toutefois, cet intervalle a été enlevé par l'érosion tardive, il est, maintenant, rencontré qu'au niveau des puits Tg-311, Tg-312 et Tg-4.

Ces grès ont les qualités de réservoir seulement dans le puits Tg-312, où la moyenne des porosités et des perméabilités est de 10% et 250md respectivement.

Les dépôts fluviatiles de CO10.4 sont conservés, immédiatement, au-dessous de la surface d'érosion CO20, ils ont des qualités de réservoirs améliorées, possiblement en raison de lessivage lors de l'évènement érosif.

Cependant, ce réservoir est faiblement développé dans plusieurs puits dans la région de Tiguentourine-la Reculée, les puits Tg-312 et Tg-306 montrent une production importantes à

partir de cet horizon. Dans le puits Tg-312, les porosités et les perméabilités des carottes de cet horizon sont en moyenne 12% et 108 md respectivement.

Les grès de CO10.1 ne ressemblent pas au grès amélioré à cause de la mauvaise qualité principale de grès.

6.2.2 La mégaséquence 2 :

La qualité de réservoir, constitué de sédiments synglaciaires, varie nettement en fonction du processus de dépôts, et par conséquent de la teneur en argile détritique et les évènements diagénétique ultérieurs. Il existe trois principaux produits de dépôts dans la mégaséquence 2 avec un potentiel du réservoir.

Les glaces proximales et les dépôts tractionnels, de grès de CO40, de faible sinuosité, que l'on trouve principalement le long du flanc Sud de la Reculée (par exemple Tg-305, Tg-308, Tg-315), ces sédiments ont probablement été canalisés dans les sédiments de la base de cycle au début de sédimentation de la mégaséquence 2.

Les extensions latérales sont difficiles à prévoir comme ils sont démontrés par les variations importantes des facies entre les puits Tg-305 et Tg-305bis, malgré leur proximité. L'analyse des données de carottes, pour ces types de lithologie, indiquent qu'ils ont un excellent potentiel de réservoir, ceci peut, probablement, être un produit de faible teneur en argile détritique associé à un dépôt de haute énergie. La réparation de la porosité –perméabilité de ces unités est définie à partir des données de carottes.

Les grès de CO40 ont été déposés sous forme de feuilles (exemple des puits Tg-2, Tg-3 et Tg-4).

La qualité du réservoir de ces unités peut être très variable et dépend fortement de la teneur en argile détritique. La teneur en argile, dans les unités propres, est de l'ordre de 2,5%, celle des unités boueux est proche de 5%.

Les grès de CO50, issues d'un milieu de haute énergie, ayant un fort potentiel du réservoir, ils ont été déposés localement (Tg-315), probablement sous forme des bancs de grès discontinus et limités latéralement. Les données des carottes (porosité et perméabilité), obtenues à partir des grès de CO50 dans le puits Tg-315, présentent une perméabilité supérieure à 20 md, et une porosité moyenne de 12%.

6.3 Roche couverture :

Argiles intra-formationnelles et une puissante série argileuse silurienne qui présente une épaisseur de 200 à 500 m.

La couverture sédimentaire silurienne ayant une extension régionale, pas seulement sur le champ de Tiguentourine mais sur toute l'étendue de la province d'ILLIZI.

Cette couverture sédimentaire, constituée des argiles noires, assure un bon piégeage des hydrocarbures dans le cambro-ordovicien de type structural, principalement des anticlinaux parfois faillés, elle joue aussi le rôle d'une roche mère qui génère des hydrocarbures.

CHAPITRE III

ANALYSE STRUCTURALE

Introduction :

L'analyse structurale repose sur l'analyse des cartes structurales, des cartes en isoépaisseurs et en isobathes du réservoir Cambro-ordovicien de Tiguentourine, l'analyse des fractures, en basant sur la simulation par le logiciel RMS (réservoir modeling software) qui est un logiciel qui, fournit l'accessibilité de réaliser des images en 3D et des cartes 2D, celles dernières montrent l'évolution des paramètres structuraux et pétrophysiques à travers l'étendu du gisement.

1. L'expression structurale :

Le complexe structural de Tiguentourine montre de principales caractéristiques structurales au toit de la mégaséquence MS2 au-dessus de la surface du programme de la sismique 3D. La marge orientale de la surface est plus structurée par rapport à la structure occidentale (Fig.08), à l'Est, il y a deux culminations structurales :

La culmination du petit relief de la Reculée au Nord et la culmination du haut relief de Tig-hig au Sud. Dans le niveau Ordovicien, deux culminations sont des blocs de failles à tendance NNE, et séparées par un col structural doux, la faille principale à l'Est est la faille de FADNOUN, qui est une faille régionale de grand angle.

Cette faille régionale s'étend à partir de la surface de Tiguentourine jusqu'aux affleurements du HOGGAR vers 400 km au Sud.

Le long de la marge orientale de la structure de Tiguentourine, la faille exprime autant que 800 m de la séparation verticale. La fermeture structurale au Nord est réalisée par une douce inclinaison régionale couplée avec une autre septentrionale et une terminaison de la faille du bloc de la Reculée. Les failles, définissant le côté occidental des blocs structuraux, sont des petites failles coupées (100-200m) au maximum.

Mais l'inclinaison structurale douce d'Ouest prolonge l'expression structurale vers l'Ouest au-delà de ces failles.

Vers le Sud, plusieurs failles sont bien en place, la compensation du toit de la surface de l'Ordovicien et la génération de la fermeture structurale méridionale.

La structure est définie par ces failles, et le plissement associé définit le point d'accident structural le long de l'axe méridional de la tendance structurale, à une profondeur de 1620m.

Cependant, le gaz a été découvert, dans plusieurs endroits, au-dessous du point de l'accident structural (Tiguentourine-la Reculée). Sonatrach a constaté le gaz à la surface.

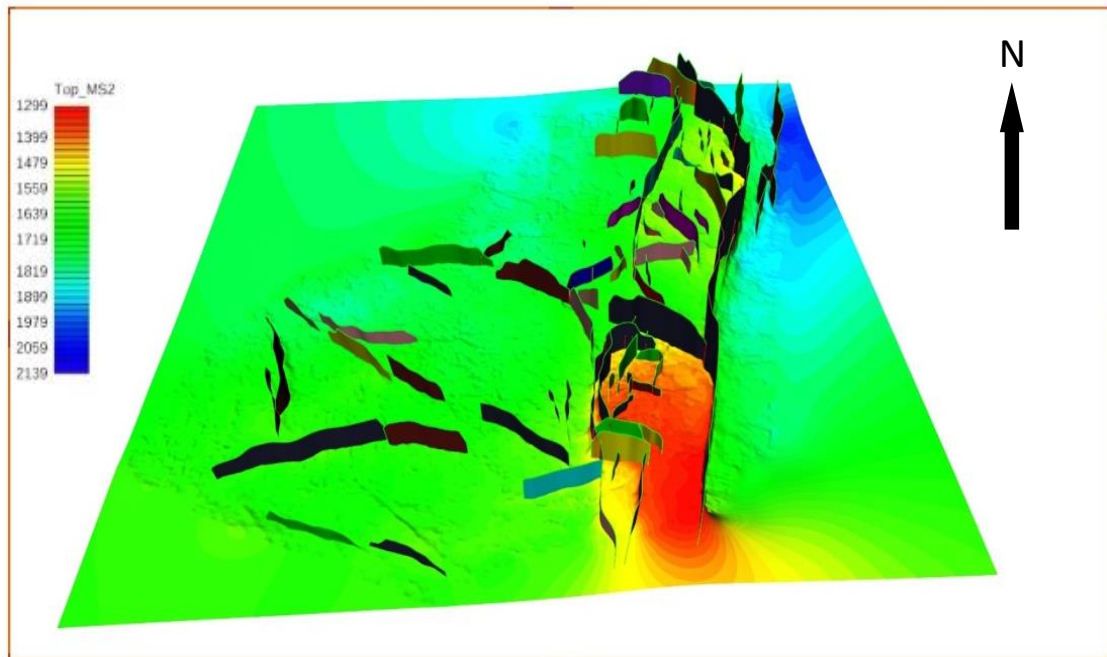


Figure 08 : Les différentes failles dans le champ de Tiguentourine (RMS/Sonatrach 2010).

2. L'évolution structurale :

La structure complexe de Tiguentourine montre sa longue durée de vie et son histoire structurale complexe.

Le Paléozoïque majeur, et les événements de structuration jeunes, enregistrés dans les puits et à partir des données sismiques, sont (Fig.09) :

- L'Ordovicien moyen - tardif (Tectonique) : soulèvement différentiel.
- L'Ordovicien terminal - début du Silurien : basculement de la partie orientale et réactivation des failles due au débarquement glacial.
- Silurien terminal - début de Dévonien (calédonien) : soulèvement différentiel le long des failles de FADNOUN.
- Évènements récursifs dans l'orogénèse varis que (hercynienne) avec des mouvements de glissement le long des failles de FADNOUN dans le Carbonifère et le Dévonien tardif. **(Latrache, S. 1982).**
- Le Carbonifère tardif-début de Permien : soulèvement et plissement avec un glissement oblique faillé le long de la faille de FADNOUN.
- Le Mésozoïque moyen : glissement oblique le long de la faille de FADNOUN, événements potentiels peuvent être générés, cette déformation tardive est autrichienne (Crétacé), événement ou un autre quelconque des événements alpins (Eocène, Oligocène)

Pour ces évènements, il est probablement que l'évènement calédonien et hercynien, plus significatifs, contribuent à la configuration structurale actuelle dans les complexes structuraux de Tiguentourine et la Reclée.

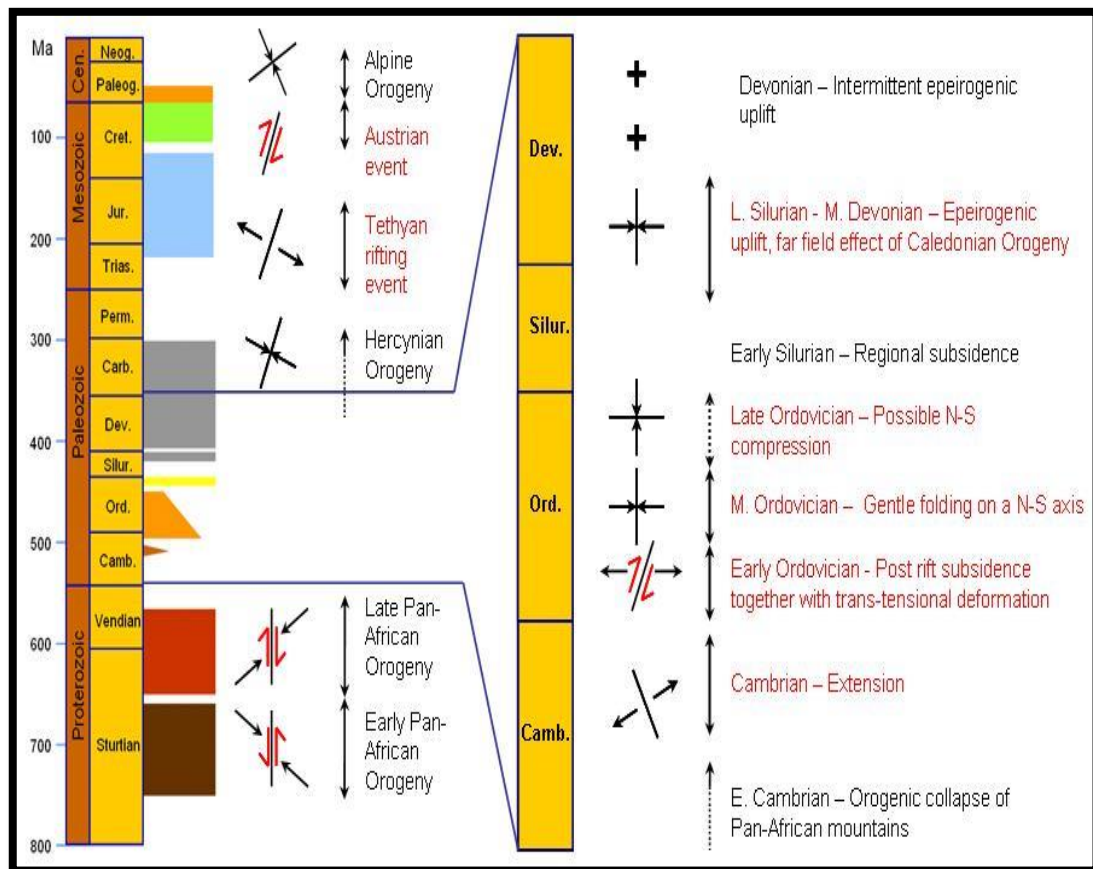


Figure 09 : Les différents mouvements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi (WEC 2007).

3. Les cartes en isobathes et isopaques :

3.1 Carte en isobathes au toit du réservoir Cambro-Ordovicien (figure10):

Interprétation :

Nous notons que le réservoir Cambro-Ordovicien de Tiguentourine a une forme dissymétrique, son côté Est, est constitué de deux culminations, l'une au Nord (La Reclée) et l'autre au Sud (TIG-high), séparées par un col structural (Fig.10).

La culmination Sud présente une altitude plus élevée par rapport à celle du Nord. Le côté Ouest est subdivisé en deux compartiments NW et SW, vers l'Est se développe un réseau de failles normales et inverses dont la plus importante se trouve à l'extrémité Est (la faille de FADNOUN), orientée Nord-Sud.

Ce réseau de failles est entrecoupé de failles verticales et de microfailles de direction NW-SE.

La culmination de TIG-high présente une longueur d'environ 14 Km, et d'une largeur d'environ 11,9 Km.

La culmination de la Reculée, à son tour, présente une longueur de 16 Km, et une largeur d'environ 13 Km.

L'analyse de cette carte montre l'évolution des côtes, une augmentation progressive, en allant de l'extrémité Est vers l'Ouest de la structure (Fig.10).

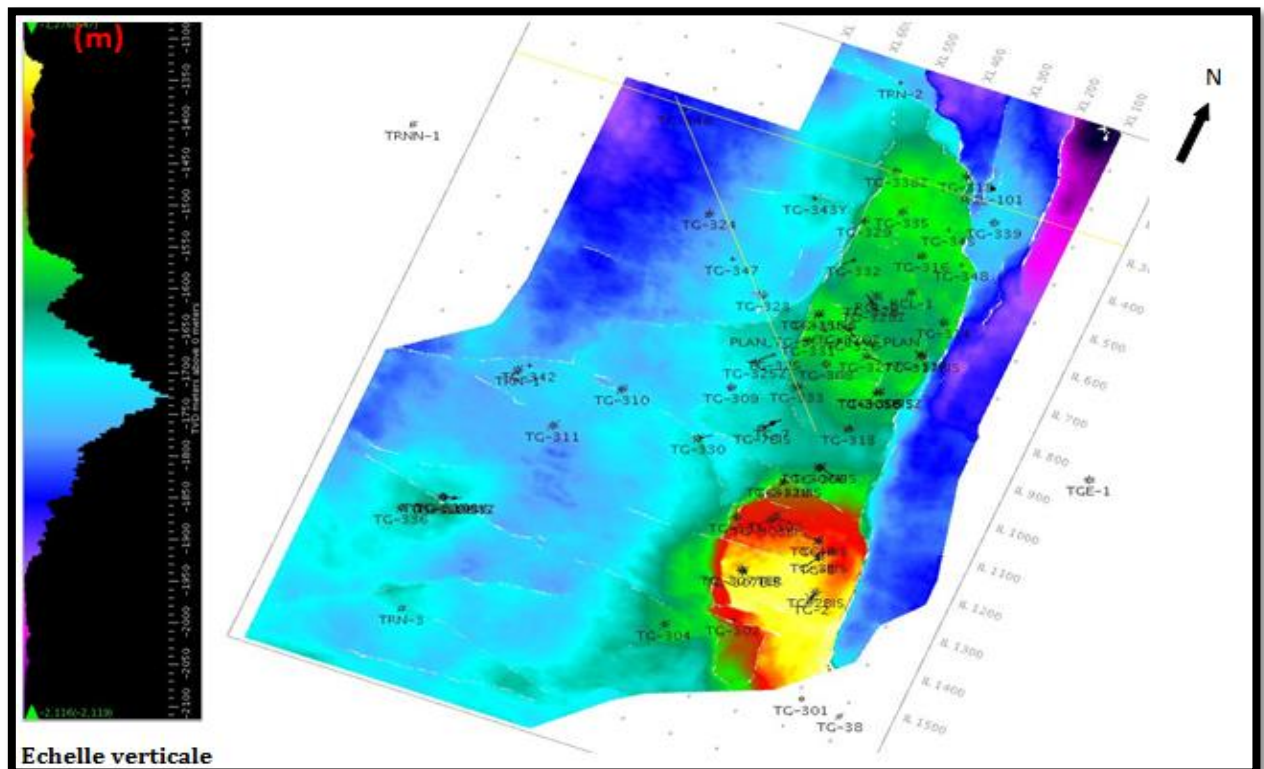


Figure 10: Carte en isobathes au toit du réservoir Cambro-Ordovicien (RMS/Sonatrach 2010).

3.2 Carte en isopaques de MS1:

Interprétation

Nous observons que l'épaisseur, de l'unité basale MS1 du réservoir Cambro-Ordovicien de Tiguentourine, varie généralement de 0 à 200m en allant de l'Est vers l'Ouest de la structure (Fig.11).

Les épaisseurs les plus élevées sont enregistrées sur tout dans la partie Ouest de la structure, cette épaisseur est confirmée par les puits Tig-304 et Tig 7bis.

Les plus faibles épaisseurs sont enregistrées dans la partie Sud-Est du réservoir et elles s'annulent dans le compartiment de la Reculée et Tig-high au Sud (Fig.11)

Cette absence de la MS1, dans la culmination de la Reculée, est justifiée par une érosion parfaite de MS1, l'érosion, donc, a raboté toute cette surrection constituée par les dépôts de la Mégaséquence MS1.

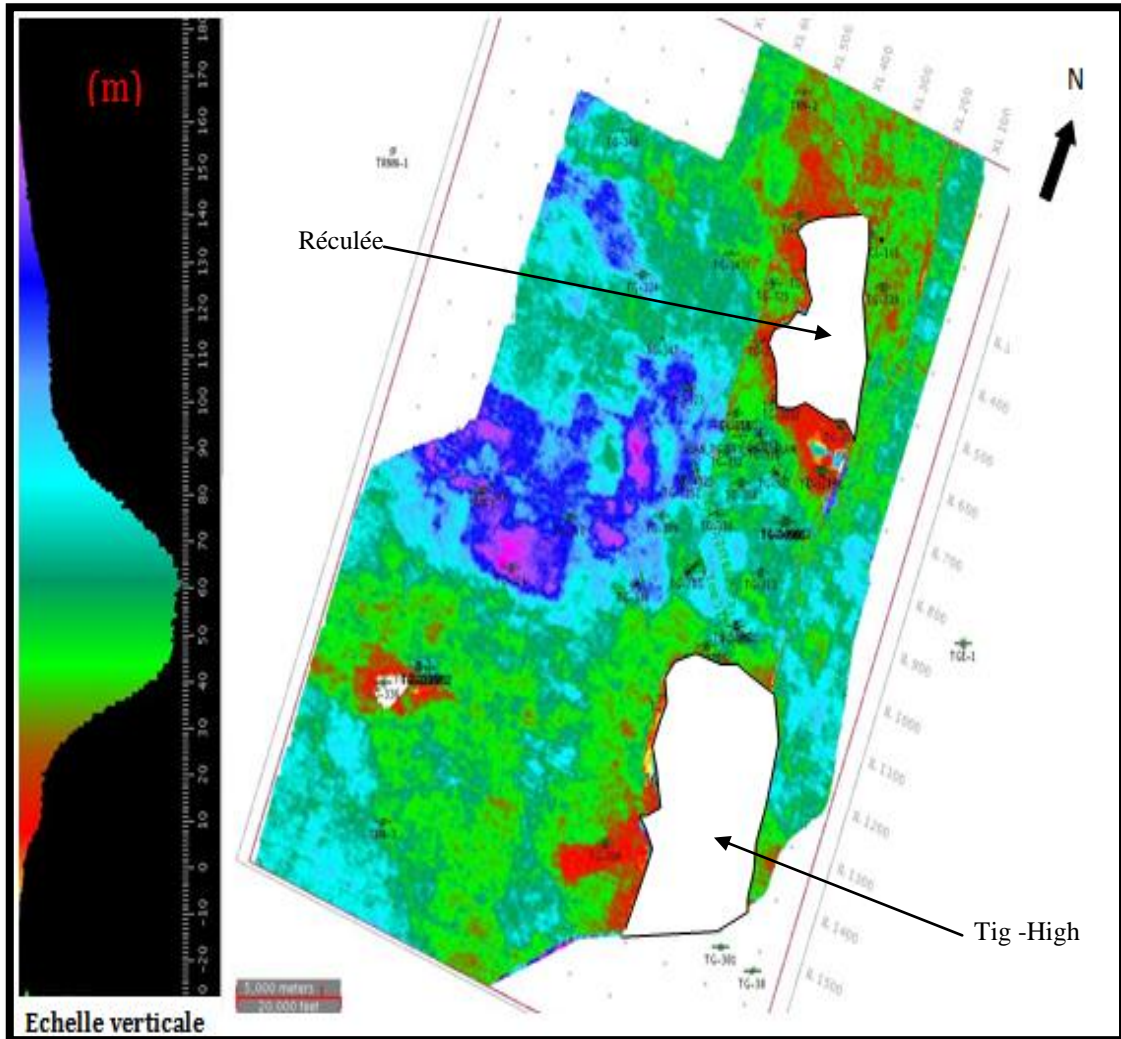


Figure 11 : Carte en isopaque de MS1 (Sonatrach 2010).

3.3 Carte en iso pâques de MS2 :

Interprétation

L'analyse de cette carte (Fig.12), fournit des données sur la variation en épaisseur de MS2, les plus faibles épaisseurs sont enregistrées aux voisinages de Tig high et la Reculée où l'MS2 a subit une érosion partielle, surtout l'unité CO50 rarement rencontrée dans les puits de forage. Vers l'ouest, l'MS2 est peu touchée par l'érosion, car elle est déposée dans une dépression

(Nord et Sud paléovallées) ; de grandes épaisseurs, dépassent parfois les 280m (ex : le puits Tg-323), sont enregistrées (Fig.12).

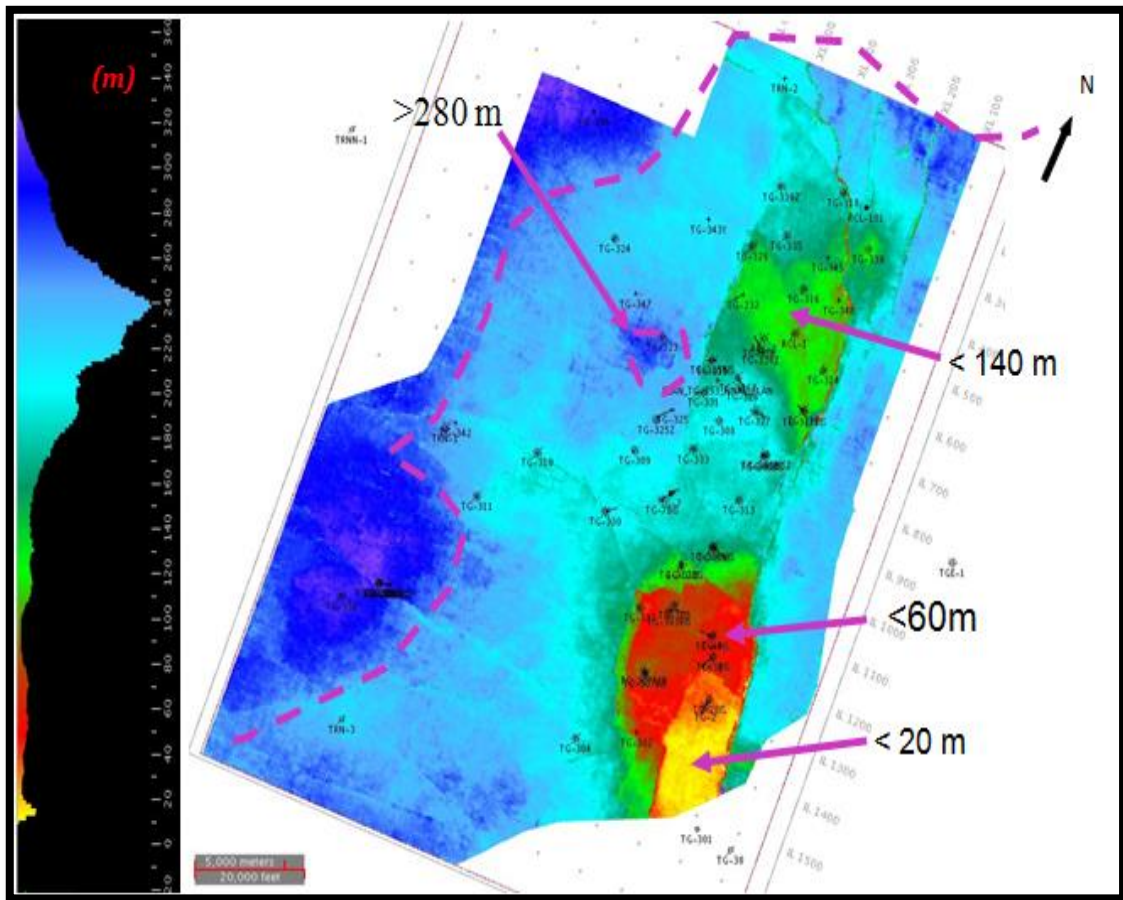


Figure 12 : Carte en isopâques de MS2 (Sonatrach 2010).

4. Etude des fractures :

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

La fracturation des couches est liée à plusieurs paramètres tels que la résistance des formations, la pression lithostatique, la puissance des contraintes, etc...

Les fractures jouent un rôle très important dans l'amélioration de la perméabilité grâce à une mise en connexion de plusieurs pores (sauf que le risque de colmatage est sûr dans le cas de relâchement de contraintes).

4.1 Les types de fractures :

a) Les fractures naturelles :

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

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

b) Les fractures induites :

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

c) Les fractures provoquées :

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

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

4.2 Le model structural dans le champ de Tigentourine :

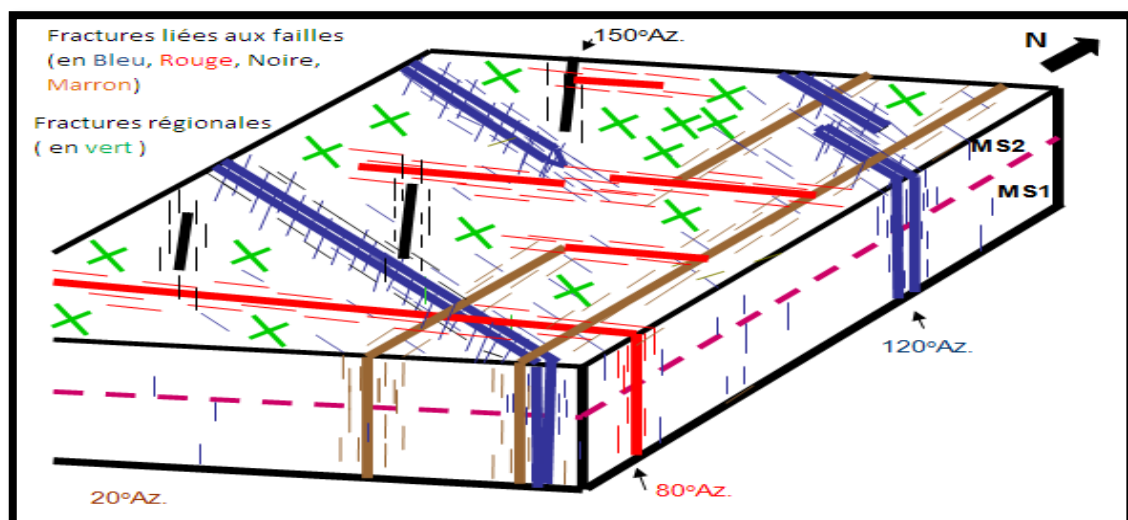


Figure 13: Model Théorique de fractures dans le champ de Tigentourine (WEC 2007).

4.2.1 Interprétions du model :

Ce model propose 4 principaux tendances de fractures selon leurs liaisons avec les failles :

Les failles en bleu (Fig 13) :

-Les fractures se produisent dans les ensembles obliques par rapport aux anciennes déformations glissantes du champ, et parallèles aux fractures ouvertes.

Cette tendance de faille est expérimentée en décrochant et a probablement un meilleur développement de fracture que les autres tendances.

-Cette tendance est testée par le puits TG310.

-Les failles mesurées dans cette classe d'azimut moyenne de 4,1 km de longueur et la visualisation des anomalies de fractures le long de 68% de leur longueur.

-Les anomalies de fractures, le long de cette classe de direction de failles, ont en moyenne: 1,3 km de longueur, et 0,6 km de largeur.

Les failles en noir (Fig 13) :

- la tendance des failles plus jeunes dans la région.

- la fracture sera fortement inclinée et parallèle à l'étendue de la faille.

- les failles sont plus courtes et dispersées.

-Elles peuvent avoir une faible intensité des fractures, mais elle peuvent encore jouer un rôle important aux intersections des failles.

- les failles mesurées dans cette classe moyenne d'azimut, de longueur moyenne de 3 km , montrent des anomalies des fractures le long de 41% de leur longueur .

Les anomalies des fractures le long de cette classe d'azimut , ont en moyenne : 0.7 km de longueur et 0.5km de largeur.

Les failles en rouge (Fig 13) :

-C'est la deuxième tendance la plus importante de failles en termes d'intensité de fractures.

-L'une des tendances les plus continues des failles.

-Elles peuvent être prélevées par le puits TG-319.

-Les fractures doivent être sub-verticales et parallèles à la direction de la faille.

-Les failles Mesurées dans cette classe d'azimut moyenne, de 4,3 km de longueur, montrent des anomalies de fractures le long de 40% de leur longueur d'étendue.

-Les anomalies de fracture le long de cette classe ont une moyenne de :

0,4 km de longueur, et 0,4 km de largeur.

Les failles en marron (Fig 13):

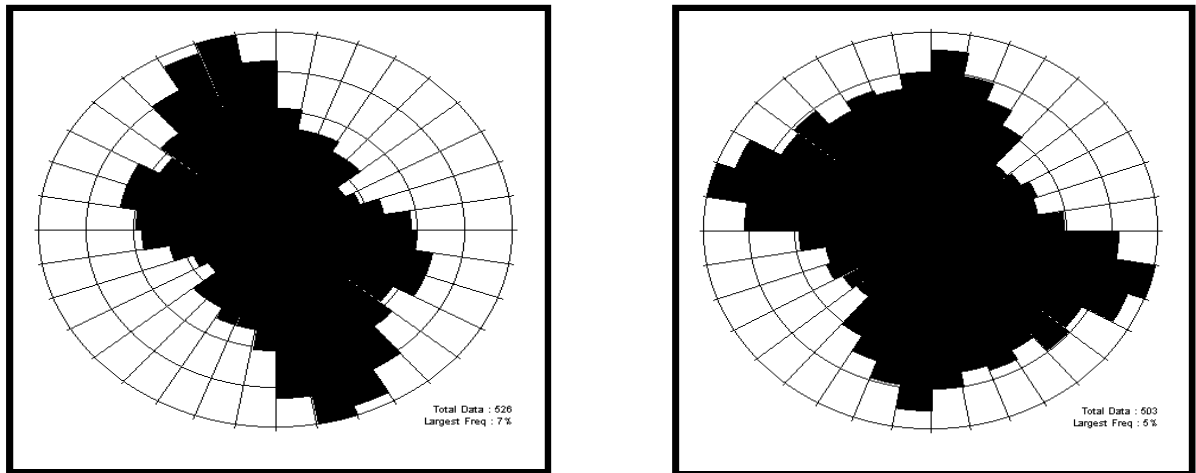
- La tendance de la faille forme les limites Est et Ouest du horst.
- L'intensité de fracture semble relativement faible le long de cette tendance de faille.
- Le puits TG-315bis se trouve à proximité de l'une de ces failles.
- Les failles mesurées dans cette classe d'azimut peuvent atteindre une moyenne de 2,6 km de longueur et montrent des anomalies de fractures le long de 17% de leur longueur d'étendue.
- Les anomalies de fractures, le long de cette classe d'azimut, ont en moyenne :
0,7 km de longueur, et 0,5 km de largeur.

Les fractures régionales (Fig 13) :

- Contexte de fracturation entre les failles.
- L'intensité des fractures est inférieure à celle des fractures liées aux failles.
- Deux directions de fractures perpendiculaires l'une à l'autre, et toutes les deux sont perpendiculaires aux fractures orthogonales (Nelson,R,A. 2006).
- Ces fractures changent d'intensités tout le long de la zone, mais généralement ils ne se présentent pas sur les attributs sismiques standards.

Tableau 1 : Types des fractures dans le champ de Tiguentorine

puits	Observation	Intervalles			Type des données		
		Toit(m)	Base(m)	Longueur(m)	Fractures ouvertes	Fractures fermées	Fractures provoquées
TG303	CORE	1942	1978	36	32	03	X
TG305BIS	FMI	2061	2226	165	95	90	X
TG306	CORE	2088	2162	74	04	00	X
TG309	CORE	2293	2300	07	03	10	X
TG310	CORE	2234	2306	72	48	94	X
TG312BIS	FMI	1991	2123	132	97	09	X
TG315BIS	FMI	2101	2242	141	47	34	X
TG318	CORE	2283	2337	54	35	21	X
TG319	CORE	2178	2396	218	21	19	X
TG323	FMI	2293	2598	305	45	44	X
TG325z	FMI	2191	3171	980	56	82	X
TG326z	FMI	2173	2458	285	30	03	X



A: les fractures fermées

B : les fractures ouvertes ouverte

Figure 14 : Les fractures naturelles dans le champ de Tigentourine (Sonatrach 2010).

4.3 Analyse des fractures:

D'une manière générale, les fractures ouvertes présentent une grande fréquence par rapport aux fractures fermées (Fig 14).

La distribution des fractures (fermées et/ou ouvertes), dans le champ de Tigentourine, se présente d'une manière irrégulière.

L'analyse des fractures fermées, par les rosas à travers le champ de Tigentourine, montre deux familles de fractures, l'une est N-170, c'est la famille la plus fréquente, l'autre est N-110 (Fig 14).

L'analyse des fractures ouvertes, à travers le champ de Tigentourine, montre aussi deux familles de dominantes de fractures ouvertes, mais avec, cette fois ci, une grande dispersion. L'une de ces deux familles est N-180, elle suit la direction de l'accident structurale majeur (FADNOUN), l'autre famille est orientée N-110 (Fig 14).

La deuxième famille des fractures fermées coïncide avec celle des fractures ouvertes (N-110), elles peuvent, possiblement, être nées d'un même accident structurale. Se sont, d'après le model structural, des fractures liées aux failles.

4.4 L'orientation des fractures à travers le champ de Tigentourine :

Les données de fracturation sont obtenues de deux manières :

- A partir des données de carottes.
- A partir des diagraphies d'imagerie.

Les deux familles dominantes de fractures ouvertes, définies précédemment, se trouvent partout au niveau des puits Tg-310, Tg-318 et Tg-332, elles définissent ainsi, deux couloir de

perméabilité (NNE-SSW et ENE-WEW) par lesquels circulent les fluides libres de la formation (Fig 15).

La dispersion des fractures ouvertes, au-delà de ces deux familles dominantes, montre une autre famille de fractures de fréquence réduite, et de direction N-150, cette famille est bien présente dans les puits Tg-303bis, Tg-347 et Tg-327, elles définies ainsi un troisième couloir de perméabilité (NNW-SSE) (Fig 15).

La distribution des fractures fermées, dans le champ de Tiguentourine, montre de multiples directions avec une abondance N-170 (d'après les données de Tg-338z, Tg-310, Tg-3bis et Tg-4bis), ces fractures annulent le rôle des factures ouvertes et elles représentent des obstacles, qui empêchent le déplacement des fluides dans le réservoir (Fig 16).

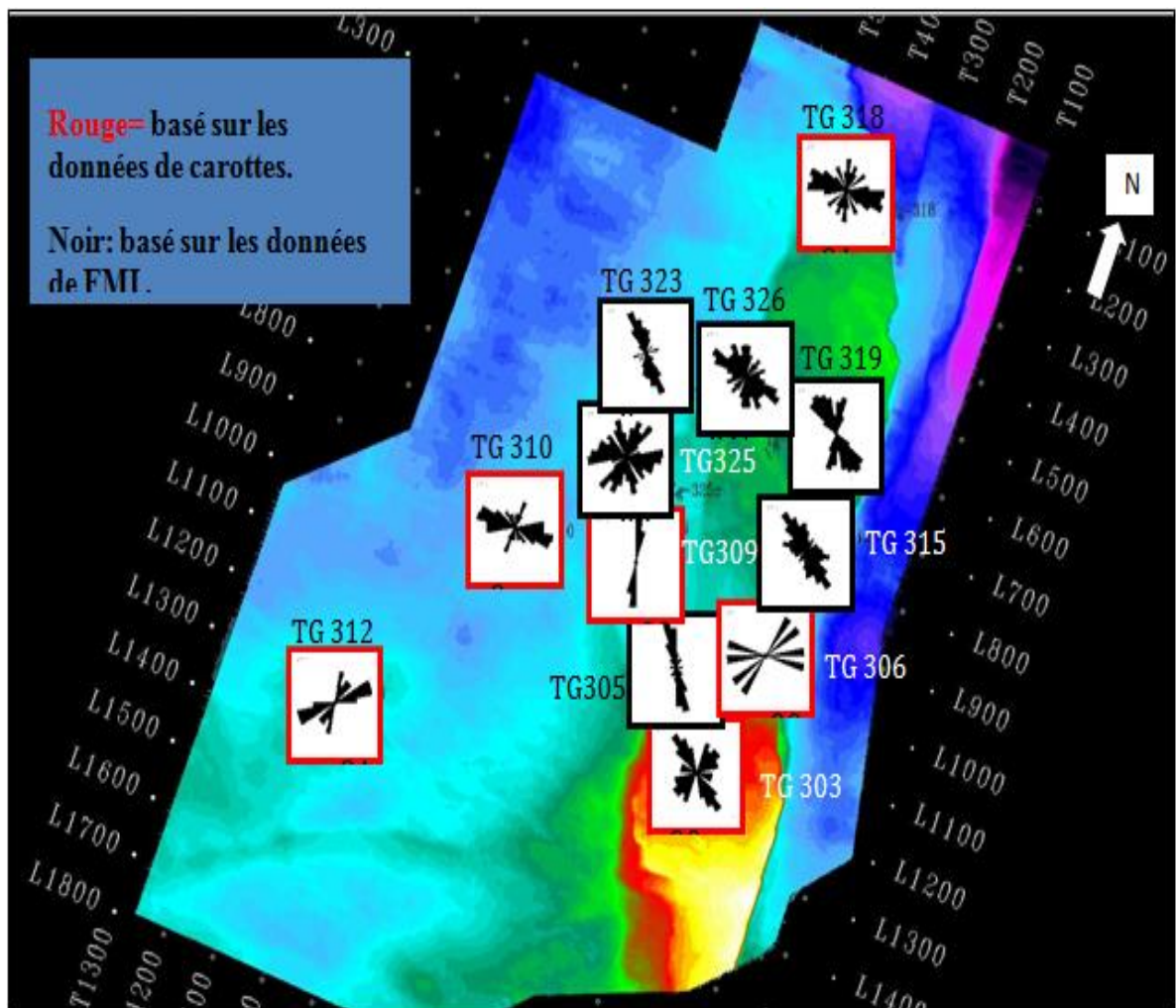


Figure 15 : Orientation des fractures ouvertes dans le champ (RMS/Sonatrach 2009).

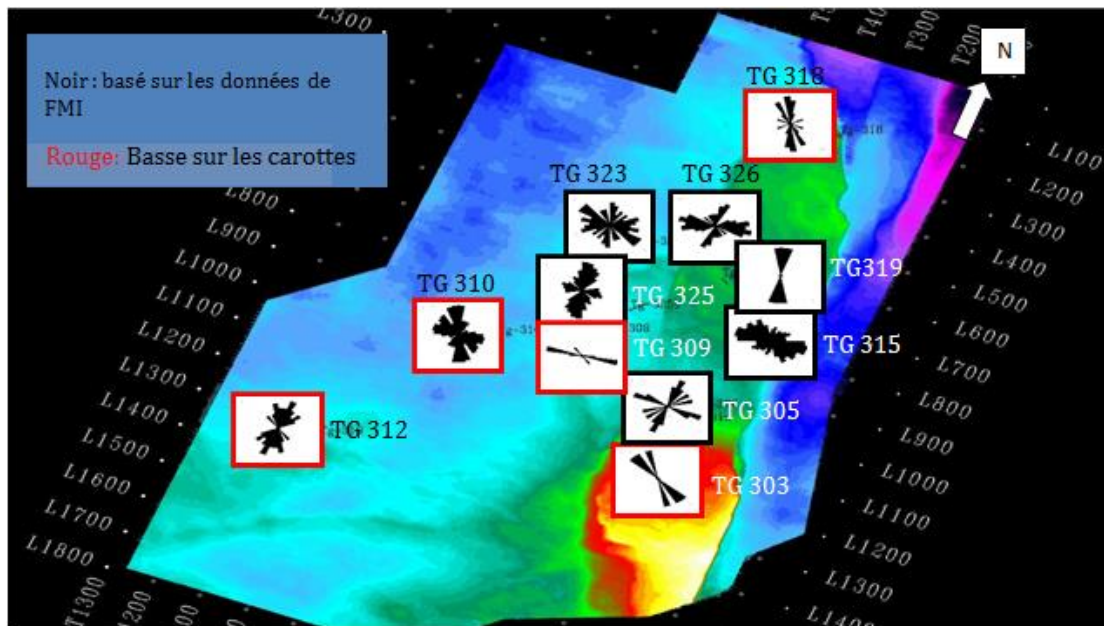


Figure 16 : Orientation des fractures fermées dans le champ (Sonatrach 2009).

4.5 Histogramme d'intensité des fractures : (Sonatrach 2009)

Pour établir cette histogramme on s'est basé sur un paramètre qui est indice de fracturation. Ce parametre est calculé pour chaque puits par la formule suivats :

$$IF = \text{nobre de fracture} / \text{intervalle testé}$$

IF = indice de fracturation

Par suit , on peut classer les puits comme des puits :(selon Beicip)

- Si : $IF > 0.6$ → fortement fracturés
- Si : $0.3 < IF < 0.6$ → moyennement fracturés
- Si : $IF < 0.3$ → faiblement fracturés

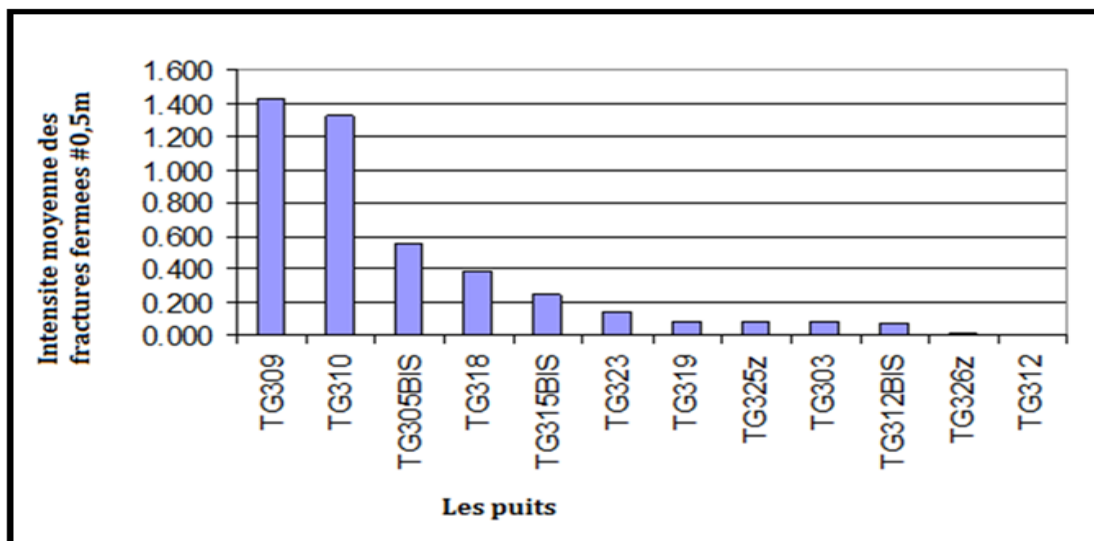


Figure 17 : Intensité des fractures fermées (Sonatrach 2009).

4.5.1. Interprétation :

L'analyse de l'intensité des fractures fermées est réalisée dans les puits Tg-309, Tg-310, Tg-305bis, Tg-323, Tg-319, Tg-325z, Tg-303, Tg-312bis et Tg-326z.

La grande valeur d'intensité des fractures fermées, est enregistrée au niveau des puits Tg-309 et Tg-310 (1,4 frac/0,5m), le puits Tg-312 n'a rencontré aucune fracture fermée (Fig 17).

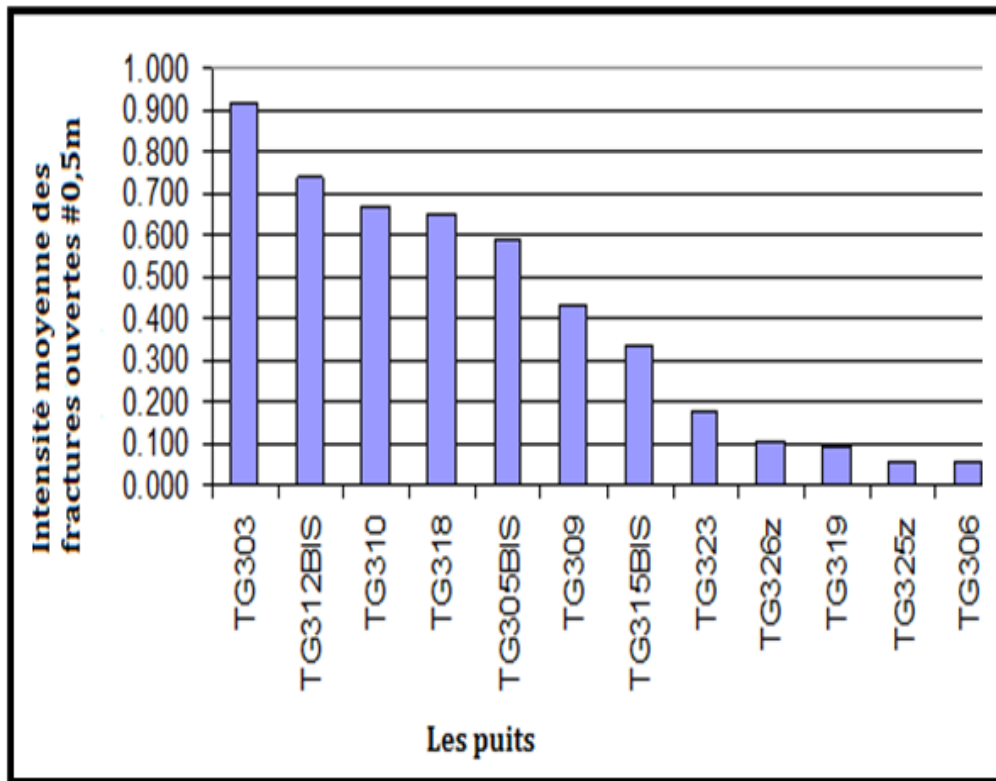


Figure 18 : Intensité des fractures ouvertes (Sonatrach 2009).

4.5.2. Interprétation :

L'analyse de l'intensité des fractures ouvertes est réalisée dans les puits Tg-309, Tg-310, Tg-305bis, Tg-323, Tg-319, Tg-325z, Tg-303, Tg-312bis, Tg-326z, Tg-318, Tg-315bis et Tg-306 (Fig 18).

Le puits Tg-303, qui se trouve dans le compartiment de la Reculée, a montré une grande intensité des fractures ouvertes (0,9 frac/0,5m).

L'intensité des fractures ouvertes sert à identifier les intervalles, qui favorisent la production grâce à leurs fracturations.

CHAPITRE III

ETUDE *PETROPHYSIQUE*

Introduction :

La connaissance des caractéristiques pétrophysiques d'une roche est nécessaire pour l'étude de réservoir dans le domaine de l'exploitation pétrolière, car elle permet :

- La détermination de la production optimale des puits.
- La détermination des quantités des fluides et leur circulation à travers les pores.
- Le développement d'un champ pétrolier.
- La sélection des puits dans les zones à intérêt pétrolier.

Parmi ces paramètres nécessaires à notre étude, nous citerons la porosité, la perméabilité et la saturation en eau et/ou en gaz.

Le réservoir Cambro-Ordovicien du bloc de Tiguentourine est largement identifié et épépiné. Les logs varient considérablement, ce qui rend une analyse cohérente plus difficile.

On se basant sur les informations du puits (Tg-2) et les puits de l'Ouest (Tg-324) et (Tg-319), l'épaisseur de la colonne du gaz est de 67 m au minimum et pourrait, parfois, dépasser les 104 m.

On se basant sur les informations des carottes, il y a une large variation de perméabilité, qui est avalisée par des profils de pression capillaire.

I. Etudes des paramètres pétrophysique :**1. La porosité :****1.1 Méthodes de mesure de la porosité :****1.1.1 Méthodes directes :**

Les méthodes de mesure de la porosité sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions, parmi ces méthodes on cite celle qui est largement utilisée dans les laboratoires d'analyse.

La méthode consiste à mesurer le volume solide à l'aide d'un prosimètre à immersion dans le mercure de type Corelab.

Le volume de la phase solide (V_s) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède dans le xylène après saturation des échantillons par ce liquide.

Le volume total est obtenu par la mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon, en calculant le poids spécifique de la phase solide.

$$\Phi = V_v / V_t$$

$$\Phi = (V_t * V_s) / V_t - 1 - (V_s / V_t)$$

1.1.2 Méthodes indirectes :

La mesure s'effectue grâce aux :

- ✓ Neutron C. N. L (Compensated Log).
- ✓ F. D.C (Formation Density Compensated).
- ✓ Macro et Micro résistivités (DLL et MSFL)

Les mesures de la porosité par les diagraphies électriques se font en se basant sur la formule **d'Archie** qui lie le facteur de formation (F) avec la porosité, mais également à la forme et la taille des pores, qui est lui-même en fonction avec la résistivité de la formation.

$$F = \frac{a}{\Phi^m} = \frac{R_O}{R_W}$$

Où :

- ✓ **a** : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes) ;
- ✓ **m** : Coefficient de cimentation =2.
- ✓ **F** : Facteur de la formation.
- ✓ **R_O** : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Om).
- ✓ **Φ** : Porosité utile en %.
- ✓ **R_w** : Résistivité de la formation saturée en eau (Om).

Calcul du moyen :

Le calcul des moyennes de porosité nous permettra de déterminer les drains, qui présentent les meilleures valeurs de porosité, ce calcul s'effectue comme suit :

$$M_a = (X_1 + X_2 + X_3 + X_n) / n$$

Avec : Ma: moyenne arithmétique.

X_i : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurées.

1.2 Interprétation de la carte en iso-porosités de MS1 :

En général, la porosité ne présente pas de grandes variations dans les domaines d'existence de MS1. Au Nord, la valeur moyenne de la porosité est de 6% ; la plus grande valeur (8,8) est enregistrée au niveau du puits TRN-2 à l'extrémité Nord-Est du champ (Fig.19).

Au Sud-Ouest et au Nord-Ouest du champ, les dépôts de MS1 sont presque absents, les puits Tg-312bis et Tg-304 ont rencontré la MS1 avec une porosité de 10% et 9,8% respectivement (Fig.19), ceci peut être expliqué par une érosion partielle de MS1 dans ces deux niveaux.

La section géologique montre l'existence de l'unité CO20 au niveau du puits Tg-312bis, cette unité présente une porosité supérieure à celle de CO10.

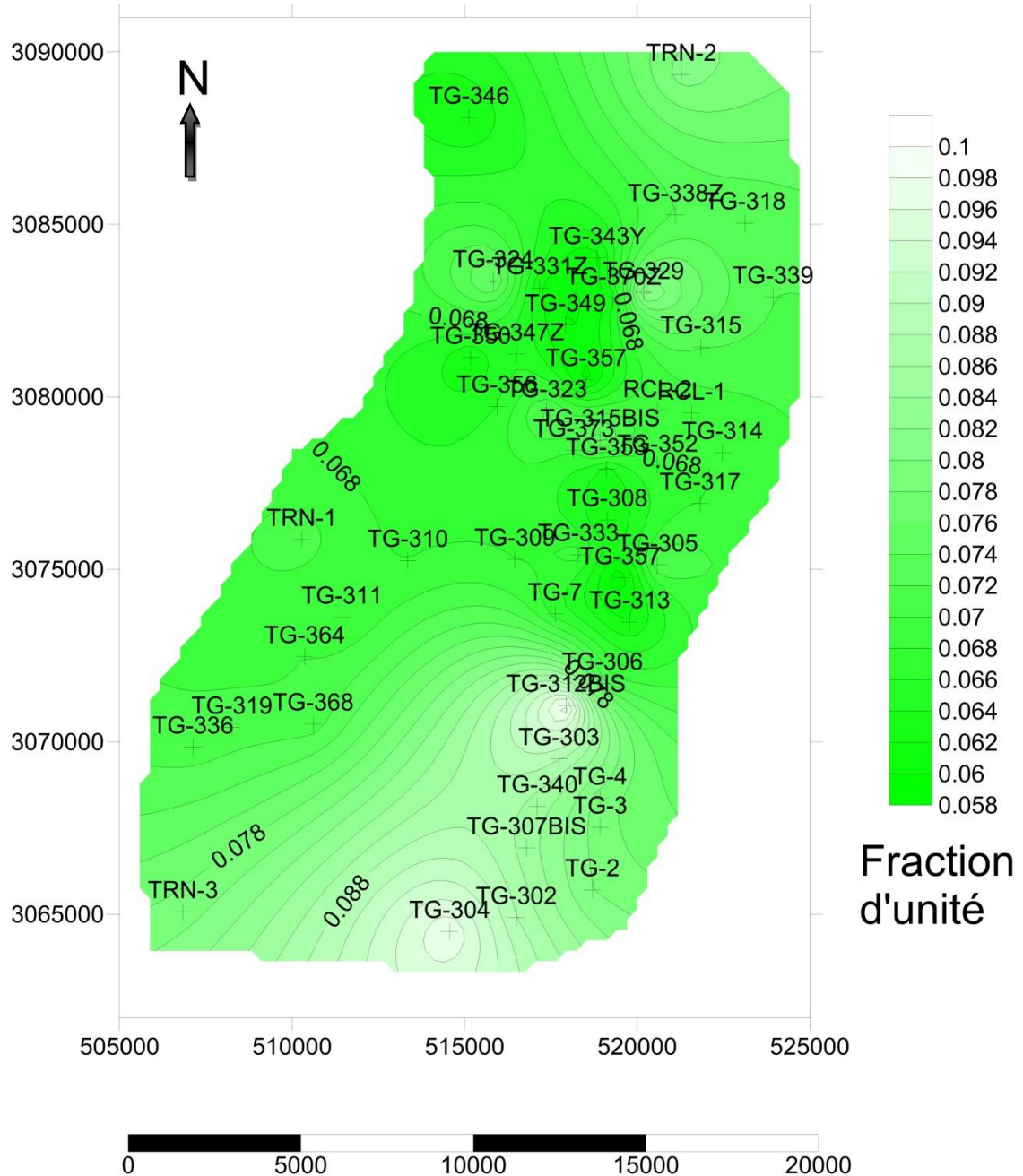


Figure 19 : Carte en iso-porosités de MS1

1.3 Interprétation de la carte en isoporosités de MS2 :

L'analyse de la carte en isoporosités de MS2 (Fig20) , indique une porosité relativement moyenne (6-8%) dans la quasi-totalité du champ, trois anomalies présentent de grandes

valeurs de porosité, la plus grande anomalie se localise au puits Tg-373 (11,6%), Les deux autres zones ont des valeurs de porosité varient entre (8-10%), l'une se trouve dans le compartiment de Tig High, elle comprend les puits Tg-3 (9,2%), et Tg-4 (9%). l'autre zone, limitée par les puits Tg-311 (8,6%), et Tg-364 (8,8%) au Sud-ouest du champ.

Le paramètre principal influant sur cette variation est la lithologie, en effet, l'unité MS2 comprend plusieurs horizons dont les paramètres pétrophysiques se différent, les dépôts turbiditiques de CO40 avec une extension régionale qui couvre toute l'étendue du champ et montre une porosité de 6-8%, les dépôts de CO50, qui couvrent localement ces derniers, ont une porosité supérieure à 8%, ce qui a donné naissance aux anomalies.

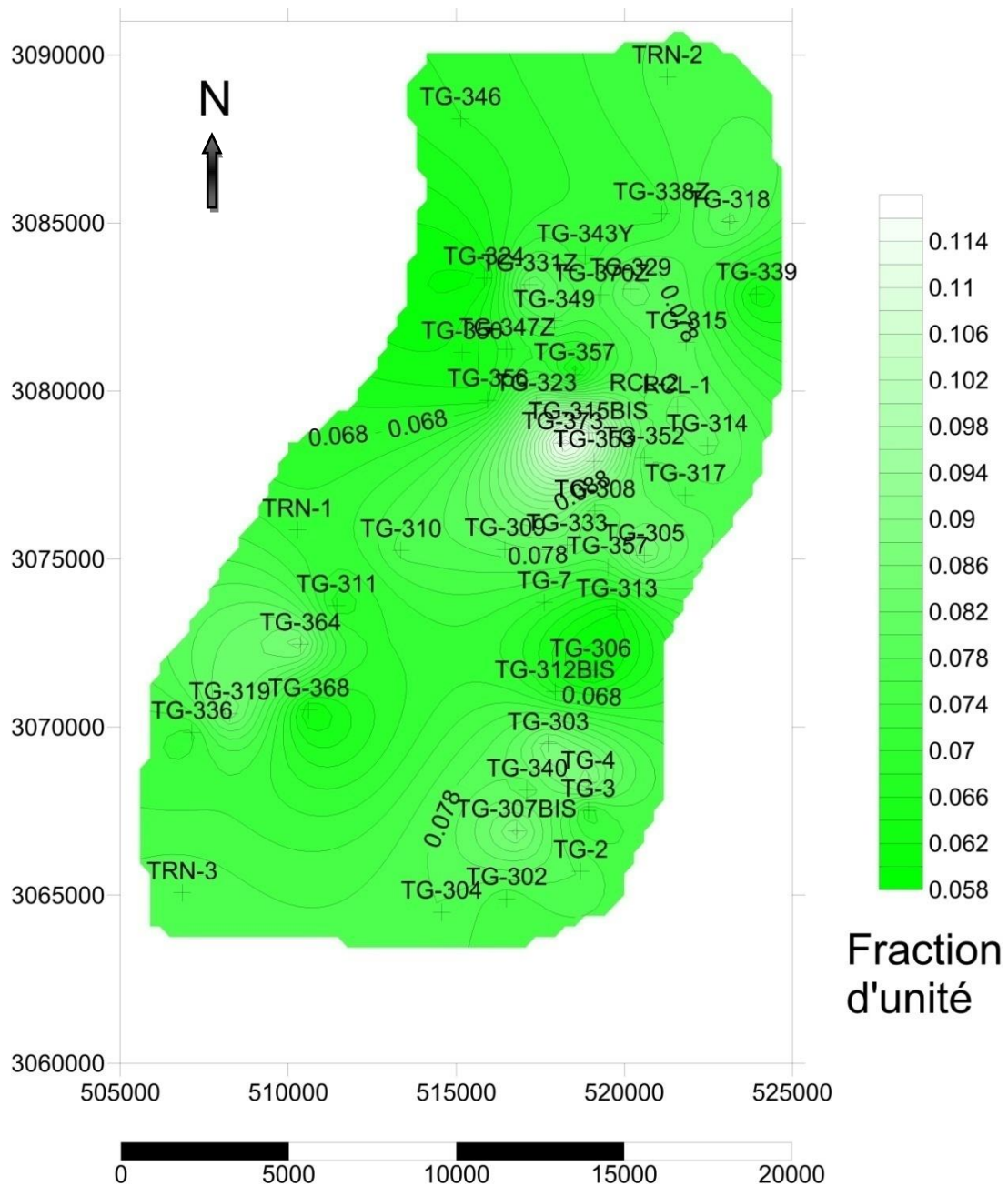


Figure 20 : Carte en iso-porosités de MS2

1.4 Evolution verticale de la porosité :

L'étude de l'évolution verticale de la porosité a été établie sur plusieurs puits verticaux, les valeurs de la porosité et de la perméabilité sont tirées de mesures effectuées sur les échantillons de carottes prélevés du sous-sol.

On donne comme exemple l'évolution verticale de la porosité à travers les puits Tg-319, Tg-340, Tg-347z.

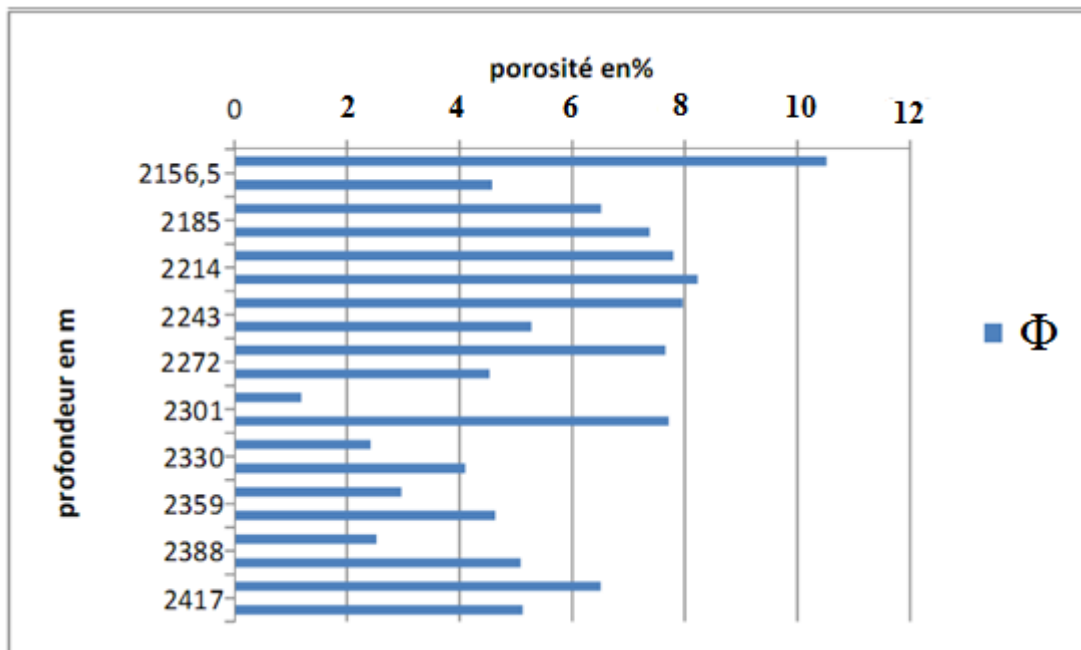


Figure 21 : L'évolution verticale de la porosité dans le puits Tg-319.

Interprétation :

Dans le puits Tg-319, le réservoir montre uniquement l'horizon CO40 de l'unité MS2, avec une porosité qui varie de 1,1 à 8,2%, elle présente deux familles de variation, l'une est située entre -2156 et -2267 m, et comprend des valeurs dont la moyenne est de 5,78%. L'autre famille caractérise tout le reste du réservoir (-2267 à -2417m), avec des valeurs dispersées autour d'une moyenne de 4% (Fig.21).

La valeur la plus élevée (10,52%) est enregistrée dans le niveau (-2156,6m), qui correspond au toit de MS2, ce qui fait que les argiles du Silurien ont, probablement, influencé sur cette porosité.

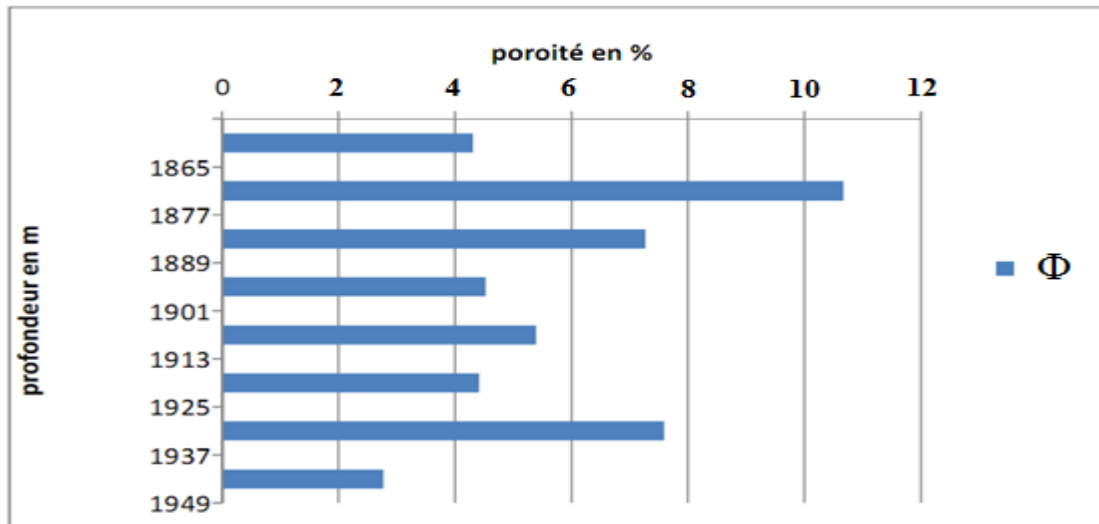


Figure 22 : L'évolution verticale de la porosité dans le puits Tg-340.

Interprétation :

L'intervalle carotté pour le puits Tg-340, comprend tout le réservoir constitué par l'horizon CO40.

Les valeurs de porosité, dans ce puits, sont limitées entre 7,59 et 2,77% avec une moyenne de 5,86%. L'anomalie présente à la profondeur -1886 m, a été enregistrée au niveau d'un mince banc argileux (Fig 22).

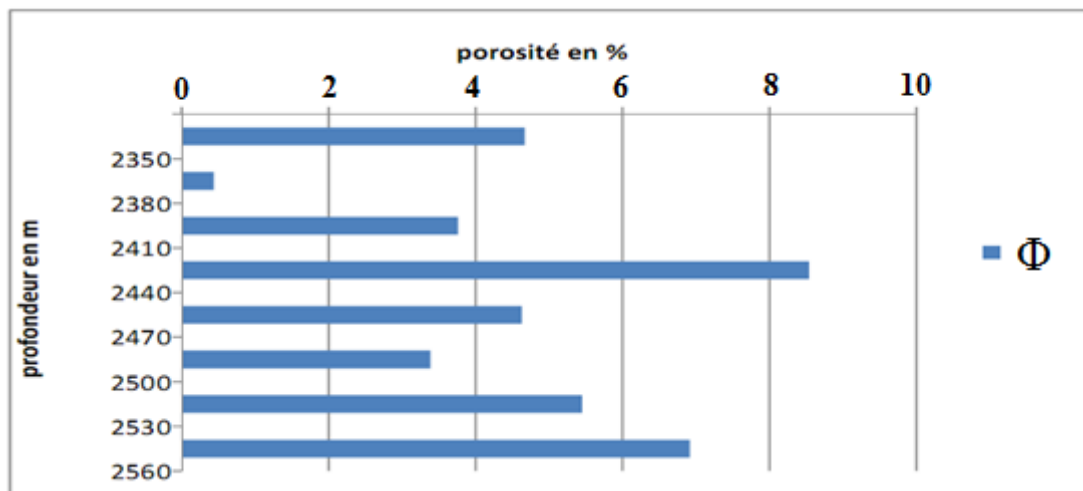


Figure 23 : L'évolution verticale de la porosité dans le puits Tg-347z.

Interprétation :

Les mesures de la porosité dans ce puits présentent une légère variation (3,38-8,54%) avec une moyenne de (5,33%). La valeur (0,43%) représente une lamelle d'argile (Fig.23).

2. La perméabilité :

2.1 Méthodes de mesures de la perméabilité :

2.1.1 Mesure de la perméabilité au laboratoire :

La mesure de la perméabilité est réalisée par un dispositif basé sur la loi de Darcy. On injecte du gaz traversant le Plug lavé, le gaz sortant de l'échantillon fera monter le niveau d'eau dans un tube gradué. On tire la perméabilité à partir de la formule empirique suivante :

$$\mathbf{K} = (\mathbf{C.Q.L.H_w})/(\mathbf{A.D}).$$

K est mesuré en Darcy ou en milli Darcy.

C = DP=P2-P1 : constante contrôlée à partir du volume de mercure.

Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud, elle est généralement égale à 60.

Q : débit constant (mm² /heure) / L : longueur standard de l'échantillon.

H_w : hauteur de l'eau dans le tube gradué.

A : section standard de l'échantillon / D : longueur totale du tube gradué

2.1.2 Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies :

A partir du gradient de la résistivité, la perméabilité est donnée par :

$$\mathbf{K} = \mathbf{C} \left[\frac{\Delta \mathbf{R}}{\Delta \mathbf{D}} \frac{1}{\mathbf{R}_0} \frac{2,3}{\rho_m - \rho_h} \right]^2 \text{ Avec :}$$

- ✓ C : constante généralement =2.
- ✓ ΔR : changement de la résistivité de R₀ à R_x en ohm.
- ✓ ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR.
- ✓ R₀ : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.
- ✓ ρ_w: densité de l'eau de la formation en gr/cm³.
- ✓ ρ_H: densité de l'huile en gr/cm³.

Actuellement ; il existe des outils qui contribuent à mesurer les perméabilités au fond du puits, tels que CMR et EMRIL.

2.1.3 Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits :

$$\mathbf{Kh} = \frac{526,7 \times \mathbf{Q} \times \mu_o \times \mathbf{b}_o}{\mathbf{m}} \text{ Avec :}$$

- ✓ Q : Débit en m³/s ou en l/s.

- ✓ μ_o : Viscosité d'huile = 0.2cp.
- ✓ B_o : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = $1.7m^3/m^3$.
- ✓ m : Pente du graphe $P = f [\log (T+t / t)]$.

Et en connaissant la valeur de la hauteur utile on tire la perméabilité

$$K = HK/h$$

La perméabilité tirée par les essais des puits est la plus correcte, pour le calcul de la moyenne dans un intervalle producteur, par rapport à celle calculée à partir des carottes, car cette dernière n'est pas toujours représentative à cause des raisons suivantes :

- Mesurer en surface et non pas dans les conditions de fond (pression et température).
- Mesurer par rapport à un gaz parfait (hélium).
- Trop de manipulations, causent beaucoup des déformations dans l'échantillon.

Calcul de la moyenne :

Le calcul des moyennes de perméabilité par drain nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs de perméabilité, qui s'effectuera comme suit :

$$K_{\text{moy}} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i} = (X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n)^{\frac{1}{n}} \text{ en md Avec :}$$

K_{moy} : Moyenne géométrique.

2.2Interprétation de la carte en iso-perméabilités de MS1 :

Le sens général d'accroissement de la perméabilité est de l'Ouest vers l'Est, dans les deux compartiments de Tig high et la Reculée, la MS1 est absente à l'exception de quelques bas endroits, où elle était partiellement érodée, dans ce cas-là, on n'a pas d'enregistrement de la perméabilité.

La plus faible valeur (0,052 md) est enregistrée à l'Ouest au niveau du puits Tg-364 (Fig.24). Les fractures naturelles et les failles jouent un rôle très important dans l'amélioration de la perméabilité dans cette partie occidentale, la moyenne de la perméabilité est donnée par la valeur 0,5md à l'Ouest, et 10md à l'Est (Fig.24).

De point de vue fractures, les fractures fermées sont plus abondantes dans la partie Ouest du champ (exemple des puits Tg-309 et Tg-310) où les rapports des fractures ouvertes sur les fractures fermées sont de 1/3 et 1/2 respectivement.

A l'Est, les fractures ouvertes sont fréquentes, elles donnent de grandes valeurs de perméabilité, à l'exception de quelques anomalies enregistrées au niveau des puits Tg-357,

Tg-373 et Tg-306 où, malgré l'absence des fractures fermées, les fractures ouvertes sont très peu.

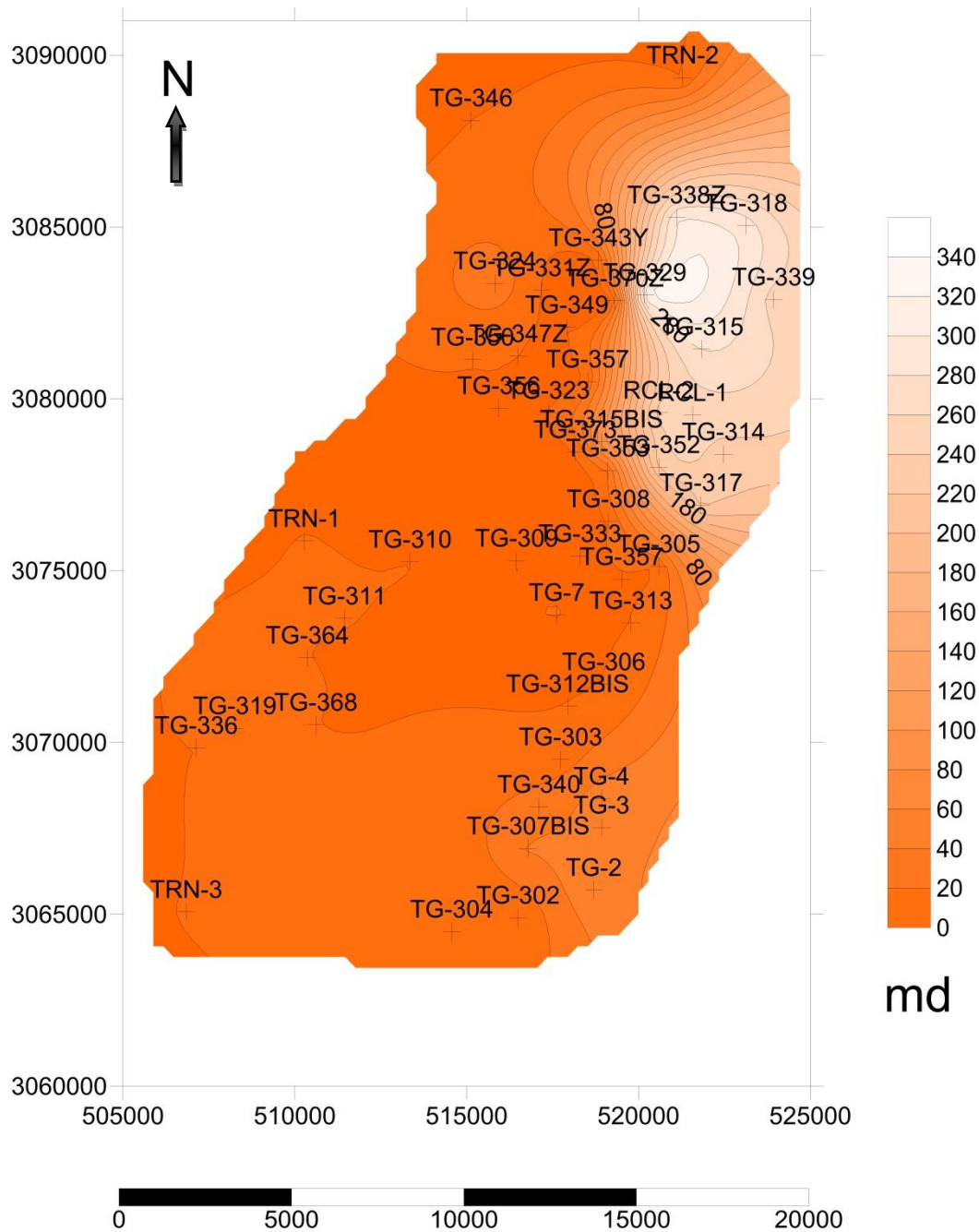


Figure. 24 : Carte en isoperméabilités de MS1

2.3 Interprétation de la carte en iso-perméabilités de MS2 :

Cette évolution de la perméabilité est faite au toit de MS2 et sur toute l'étendue du champ, nous notons que la partie Ouest du champ présente des faibles caractéristiques pétrophysiques par rapport à l'Est. Comme règle générale, la perméabilité augmente dans la direction Nord-

Est, cependant, ce champ présente une grande diversité lithologique, c'est pourquoi on aura toujours des changements brusques et non prévus dans les valeurs de perméabilité (Fig.25).

Dans le compartiment de Tig high et la Reculée, et dans la partie Nord-Ouest du champ, la perméabilité balance entre 5-20 md.

Des anomalies sont enregistrées au niveau des puits (Tg-364/Tg-311/Tg-304/Tg-310/Tg-339/TRN-3) où les perméabilités sont inférieures à 5md (Fig.25).

De point de vue fractures, la mégaséquence 2(MS2) est plus fracturée que MS1, la partie Est du champ est connue par l'abondance des fractures ouvertes, l'intensité des fractures est plus élevée surtout celles liées aux failles.

A l'Ouest, les fractures fermées sont plus fréquentes, le rapport entre les fractures ouvertes et ces dernières sont plus faibles, à l'exception du puits Tg-368 ou le rapport est presque égal à 1.

La méthode de simulation adoptée fait des cercles autour des anomalies de perméabilité pour tracer approximativement l'extension de ces dernières.

Dans le compartiment de la Reculée, deux grandes taches présentent une excellente valeur de perméabilité (>20 md), ceci peut être expliqué par l'abondance des fractures et des failles dans cette zone.

La plupart des puits ont subi des opérations de fracturation hydraulique, surtout ceux qui se trouvent à l'Ouest du champ, pour améliorer la valeur de la perméabilité autour du puits et par conséquent l'écoulement des HC vers le fond du puits.

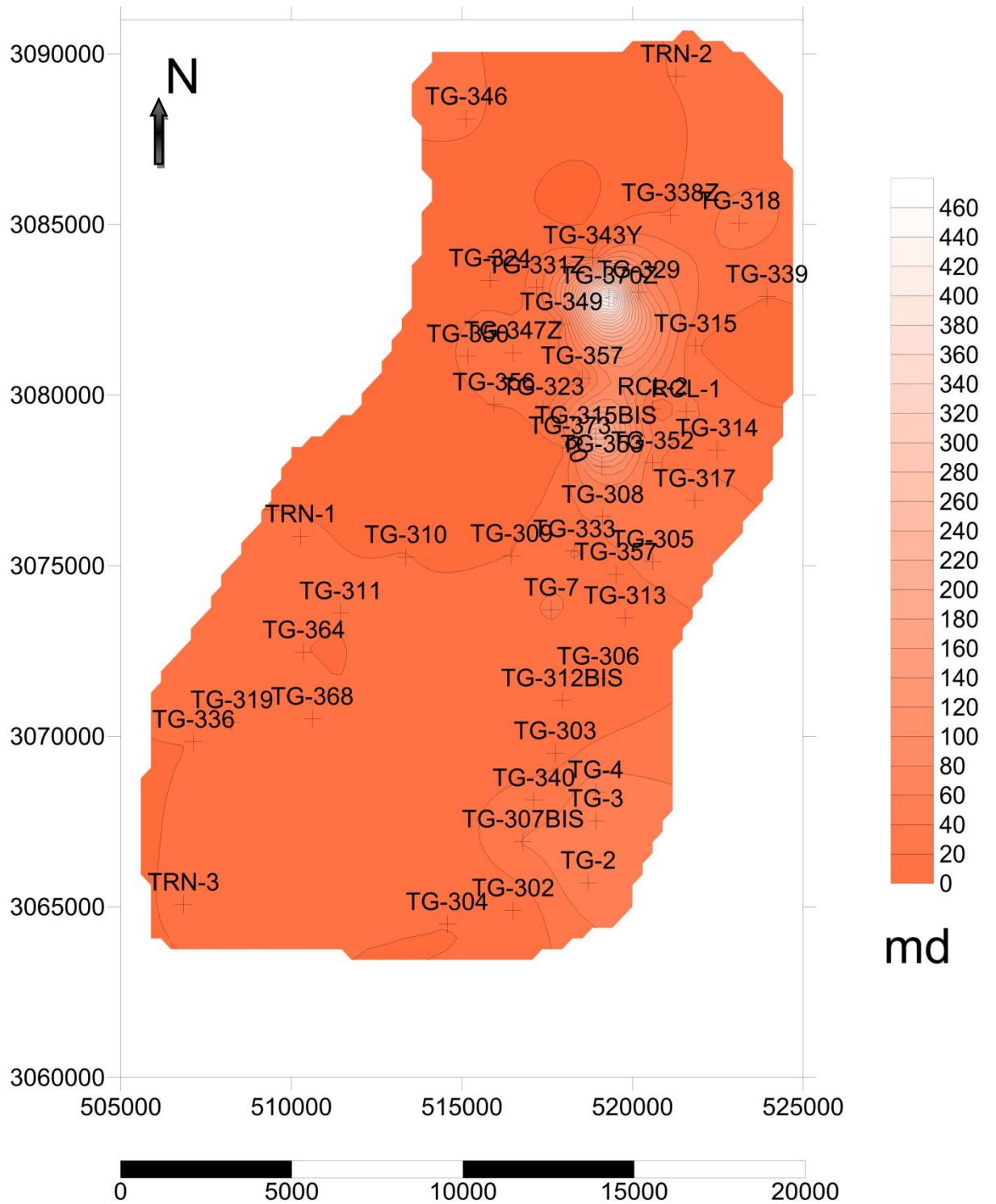


Figure 25 : Carte en iso-perméabilités de MS2

2.4 Evolution verticale de la perméabilité :

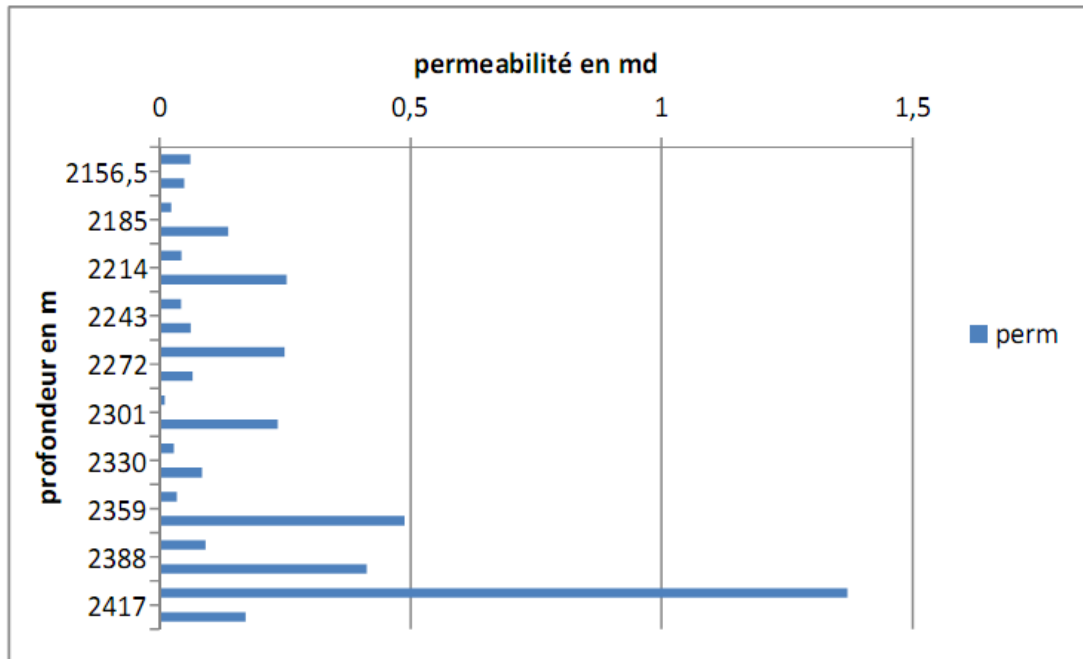


Figure 26 : L'évolution verticale de la perméabilité dans le puits Tg-319.

Interprétation :

La perméabilité dans ce puits varie autour de 0,15 md, avec une moyenne de 0,23 md. La plus grande valeur (1,36 md), qui a été enregistrée dans le niveau (-2416m), indique la présence de fissuration (Fig.26). On interprète ces faibles valeurs de perméabilité par le nombre considérable des fractures fermées car, pour ce puits, les données des carottes réalisées entre 2178 et 2396 ont compté 21 fractures ouvertes et 19 fractures fermées .

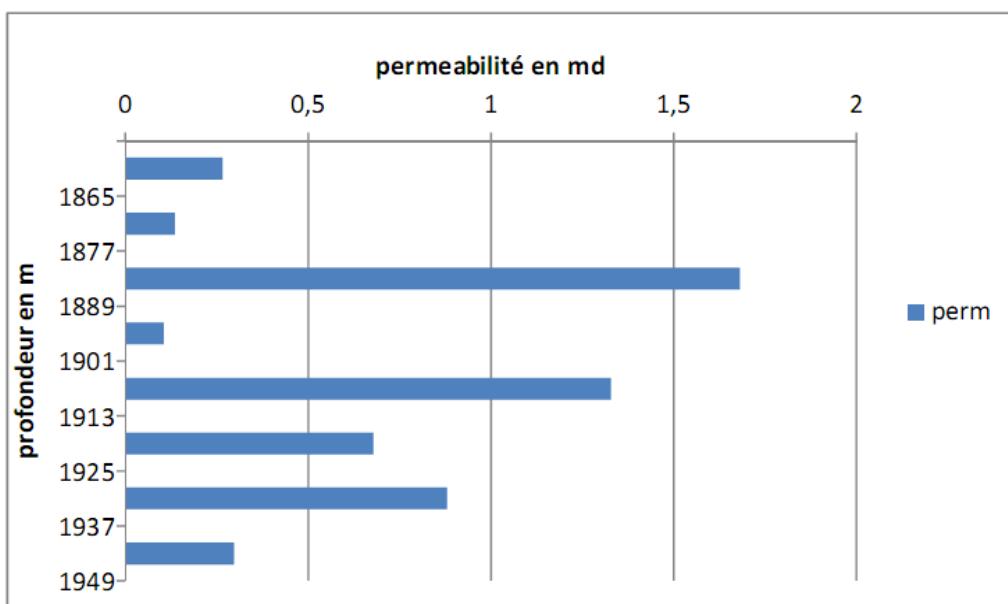


Figure 27 : L'évolution verticale de la perméabilité dans le puits Tg-340.

Interprétation :

Pour ce puits (Fig.27), la valeur moyenne de perméabilité, dans le réservoir, est de 0,82 md, le graphe représente deux familles de variations, qui sont dues à la distribution des fractures ouvertes et fermées dans la partie traversée par ce puits :

La première est rencontrée dès l'entrée du réservoir (-1843,5 m) jusqu'à (-1900 m) avec des faibles valeurs (0,2 md).

La deuxième famille se localise entre -1900 et -1949 m de profondeur, les valeurs de perméabilité sont autour de 0,5 md avec une moyenne de 0,67 md.

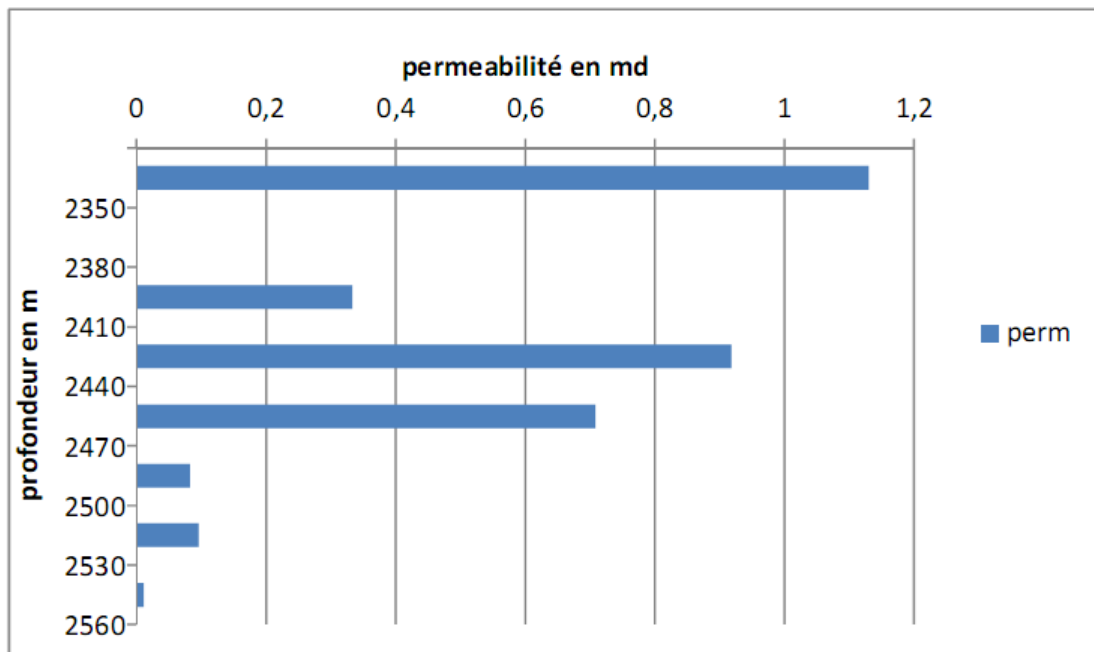


Figure 28 : L'évolution verticale de la perméabilité dans le puits Tg-347z.

Interprétation :

L'évolution verticale de la perméabilité dans le puits Tg-347z, indique une certaine hétérogénéité de réservoir, une bonne perméabilité à -2335.3 m, suivi par une valeur presque nulle à -2367.2 m, ensuite elle commence à augmenter jusqu'à atteindre 0,9 md à la profondeur -2440 m, pour chuter, encore une fois, sur le reste de réservoir. La moyenne est égale à 0,49 md (Fig.28).

Cette variation irrégulière, dans le profil de perméabilité, est causée par l'influence des fractures ouvertes dans l'amélioration de la perméabilité, et des fractures fermées dans l'emprisonnement des fluides.

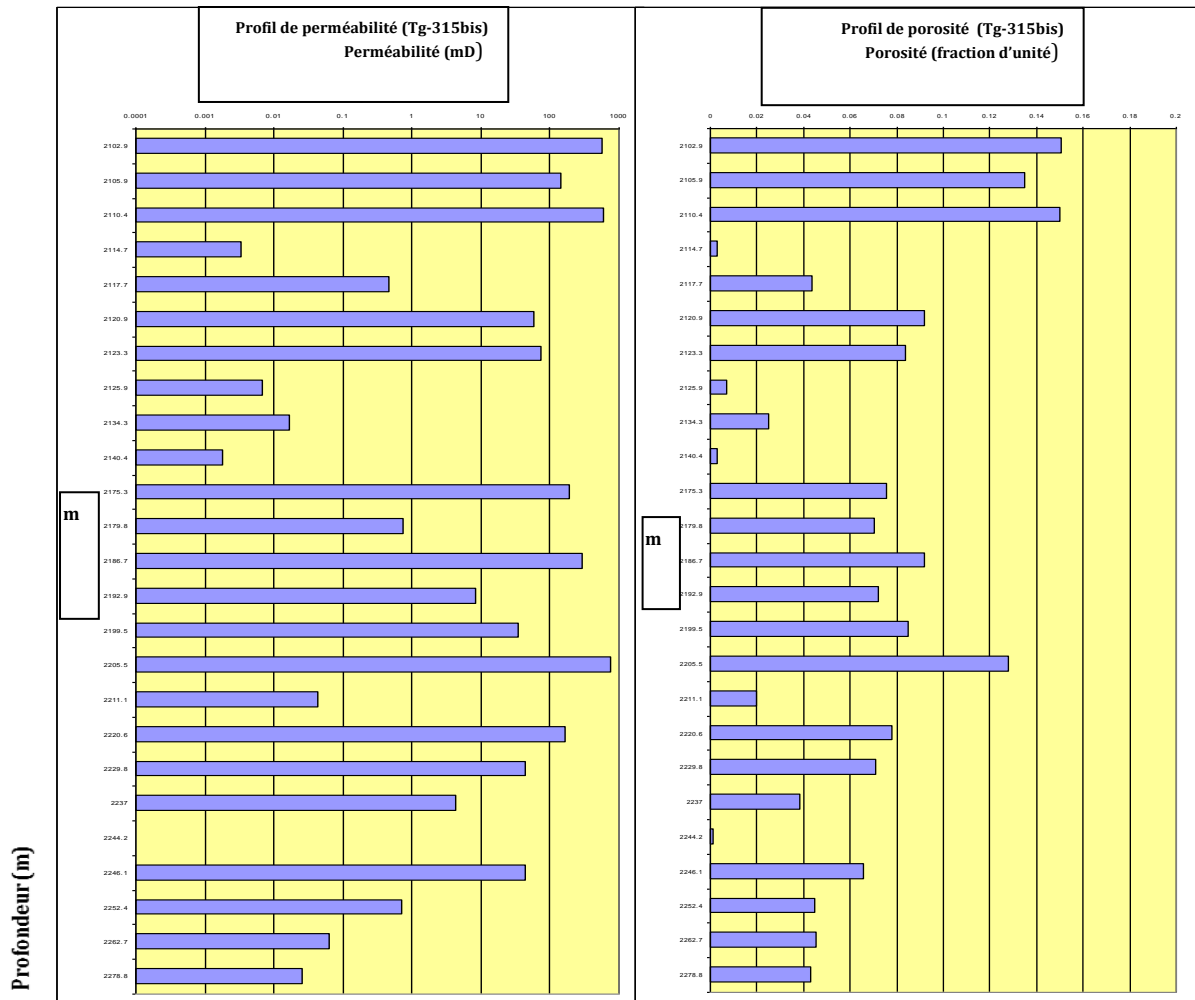


Figure 29 : L'évolution verticale de la perméabilité et la porosité du puits Tg-315bis

(Document BP).

Interprétation :

L'analyse de ces graphes indique une variation linéaire entre la perméabilité et la porosité, cette dépendance est limitée à la profondeur -2140 m, au-delà de cette cote, chaque variation de la porosité sera suivi par une variation de perméabilité de même type (croissante ou décroissante), mais d'une façon exagérée (Fig.29). Donc, la perméabilité est influencée par d'autres paramètres pétrophysiques.

3. Corrélation entre la porosité et la perméabilité :

Pour construire un diagramme de corrélation entre la porosité et la perméabilité, il faut d'abord, établir une équation mathématique, qui prend en considération tous les paramètres influençant ces deux paramètres pétrophysiques.

Cette corrélation est donnée par la relation suivante :

$$\bullet \text{ Log Perm} = a + (b + c \times (\log Rt - \log d) + e \times Vsh) \times phie$$

Avec :

a = la porosité horizontale.

b = la porosité efficace.

c = la résistivité.

d = la résistivité calibrée (pivotée).

V_{sh} = le volume d'argile.

C, e = des constants.

ϕ = porosité

Après avoir déterminé ces paramètres, on pourra, maintenant, tracer la courbe de corrélation

$$\text{Log } K = f(\phi)$$

Nous notons que la variation de la porosité ne dépend pas réellement de la perméabilité. Cette relation est expliquée par l'origine de la porosité qui est sédimentaire et la nature de la perméabilité qui est liée à la fracturation.

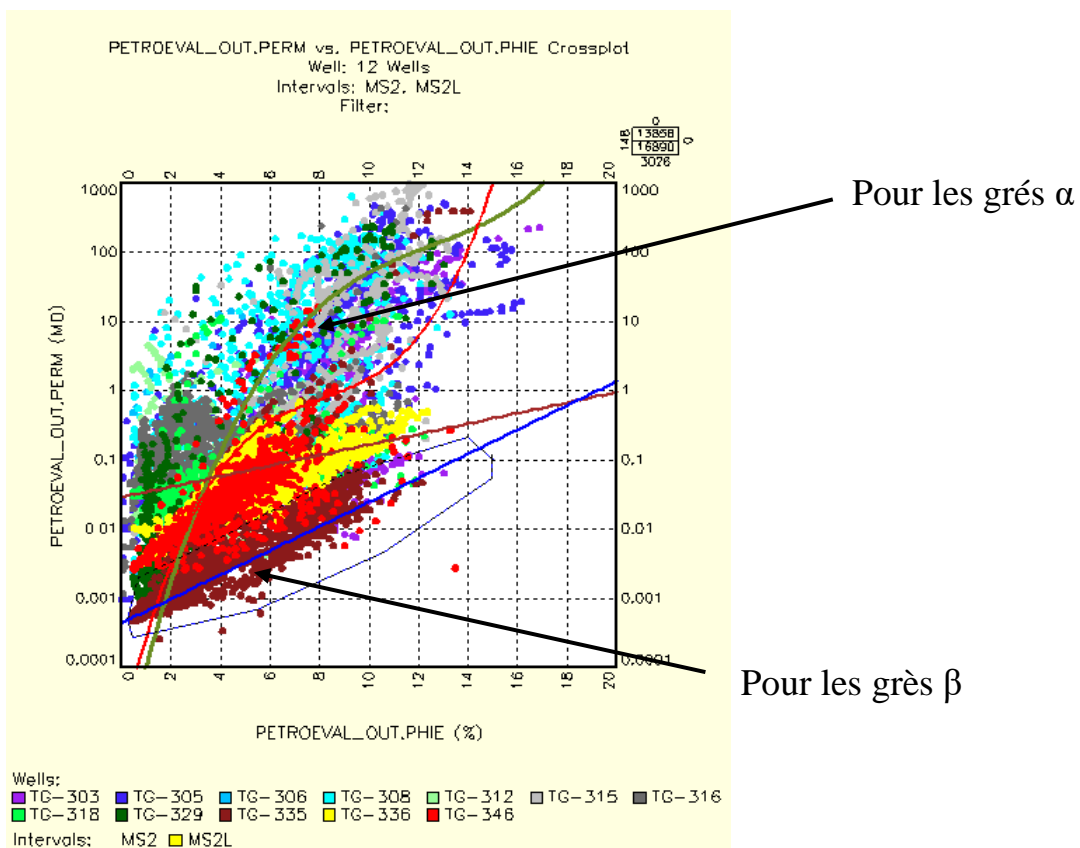


Figure 30: Diagramme de corrélation entre la porosité et la perméabilité (**Document BP**).

Ce diagramme présente deux familles de variation, des réservoirs de bonne qualité sont constitués des grès type α , et des réservoirs secondaires constitués des grès type β (Fig 30).

4. Identification des grès alpha et beta :

Les grès de type alpha sont ceux qui, présente une perméabilité > 1md, et une porosité moyenne supérieur à 5%.

Les grès de type beta partagent la même valeur de porosité avec les grès de type alpha, mais la perméabilité, cette fois ci, doit être inférieure à 1md (K < 1md).

Cependant, tout grès ayant une valeur de porosité inférieure à 5%, est considérée comme non rentable, la valeur 5% est appelée ‘cut-off de porosité’.

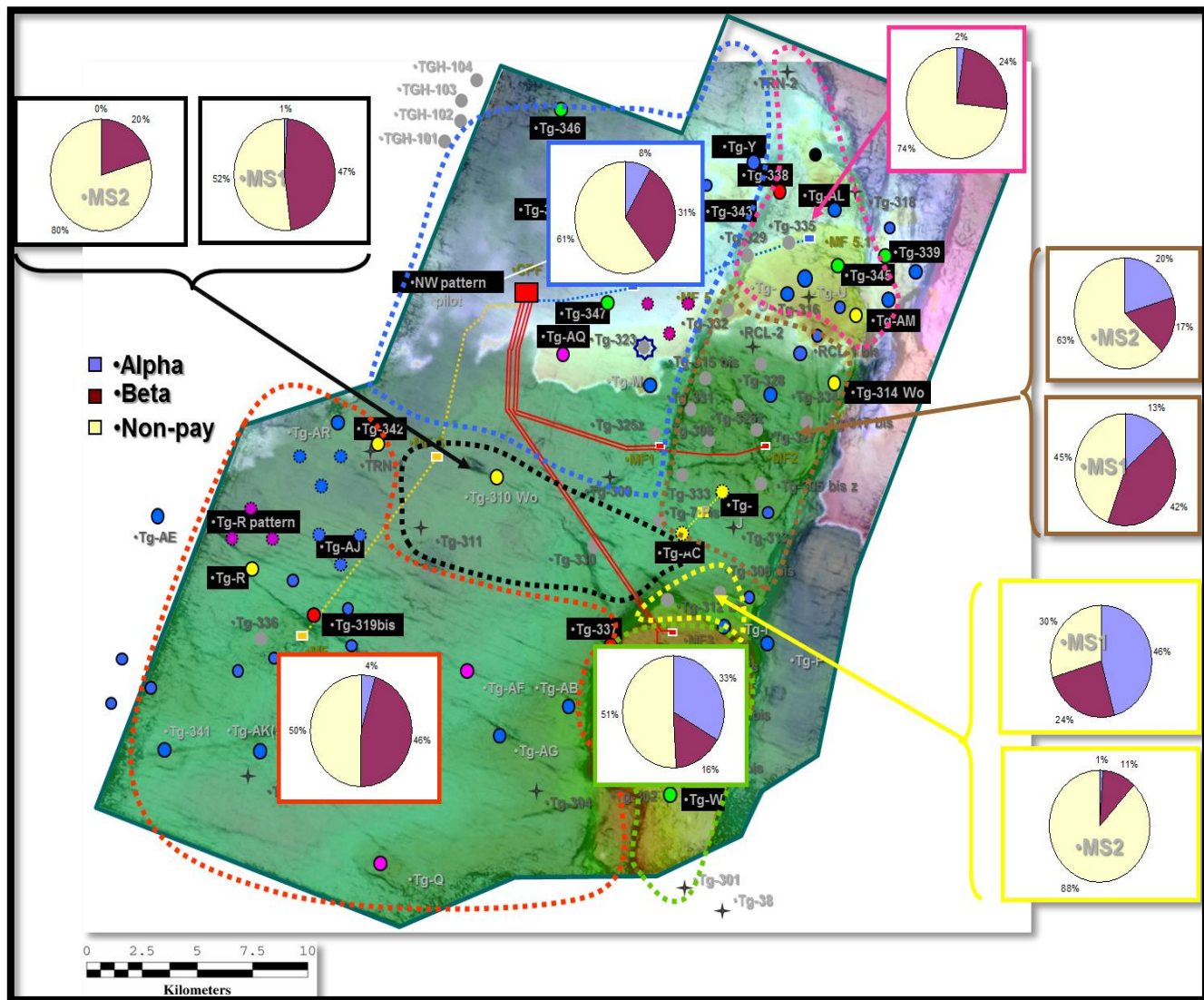


Figure 31 : La dispersion des réservoirs de type Alpha, Beta et non rentables dans le champ de Tigentourine. (Document BP).

Les réservoirs type α sont des excellents réservoirs, ils sont exploités par plusieurs puits, tel que : Tg-305, Tg-312 (Fig 31).

Les puits qui produisent à partir des réservoirs type β , tel que : Tg-335, Tg-303, Tg-346 (Fig 31), connaissent souvent des opérations de fracturation hydraulique pour améliorer les venus de gaz vers le puits.

Les réservoirs qui ont une faible porosité (<5%), sont considérés comme étant non rentables.

5. Le volume d'argile :

5.1 Calcul du volume d'argile :

Le volume d'argile est déterminé, en utilisant l'approche linéaire de GR, autres méthodes sont investies, mais le GR linéaire montre un bon argument avec le volume d'argile déterminé par XRD (x ray diffraction).

L'utilisation d'un log de GR, comme indicateur d'argilosité donne des avantages supplémentaires, il peut être utilisé raisonnablement dans les vieux puits, qui n'ont pas des logs de densité, neutron et sonic.

Les grandes valeurs de GR, dans le réservoir, ne sont pas ordinaires. D'après la description des carottes, les grandes valeurs de GR sont associées avec des bancs limoneux plutôt qu'avec l'argile pure.

$$\text{Si : } \text{GR grés} = 28 \text{ API} / \text{GR argile} = 220 \text{ API}$$

Noter que ces limites ont été déterminées en se basant sur l'information des puits d'évaluation (Tg-301 et Tg-319), tous les logs de GR doivent être corrigés.

Pour les vieux puits, aucune corrélation du milieu n'est appliquée, et les volumes d'argile sont basés sur les logs de GR. Cependant, certains de ces puits ont une incertitude supplémentaire liée à la conversion des unités de capture mesurées à l'API. Le calcul du volume d'argile, pour ces puits, est fiable.

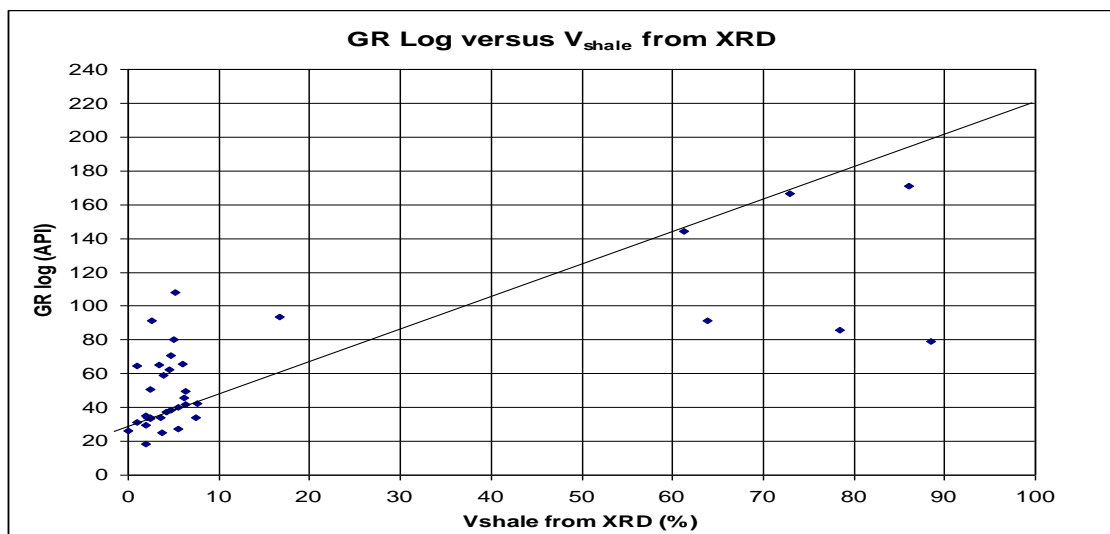


Figure 32 : Diagramme de combinaison entre le log de GR et le V d'argile (Document BP).

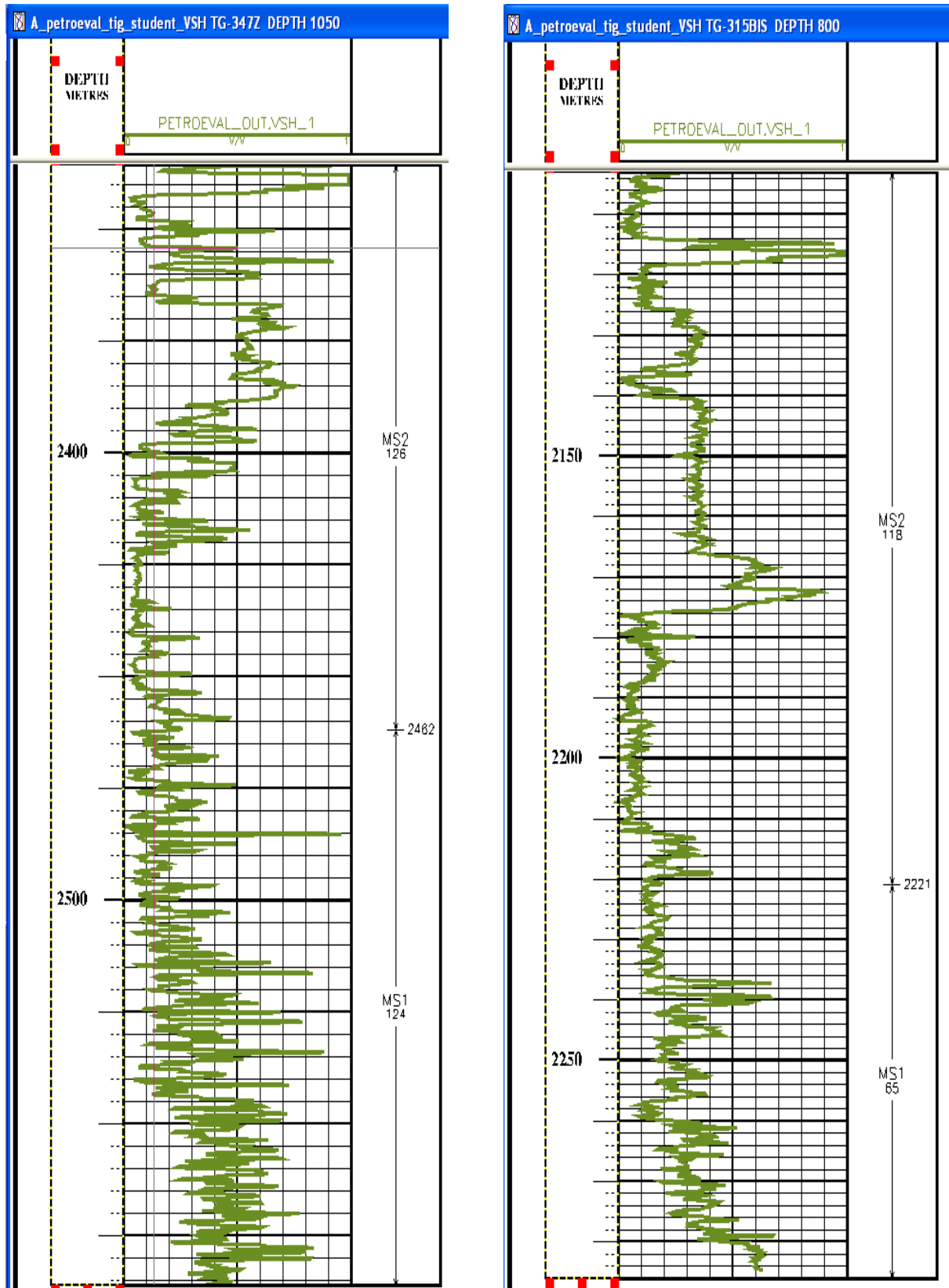


Figure 33 : Les profils d'argilosité des puits Tg-347z, Tg-315bis (Sonatrach 2009).

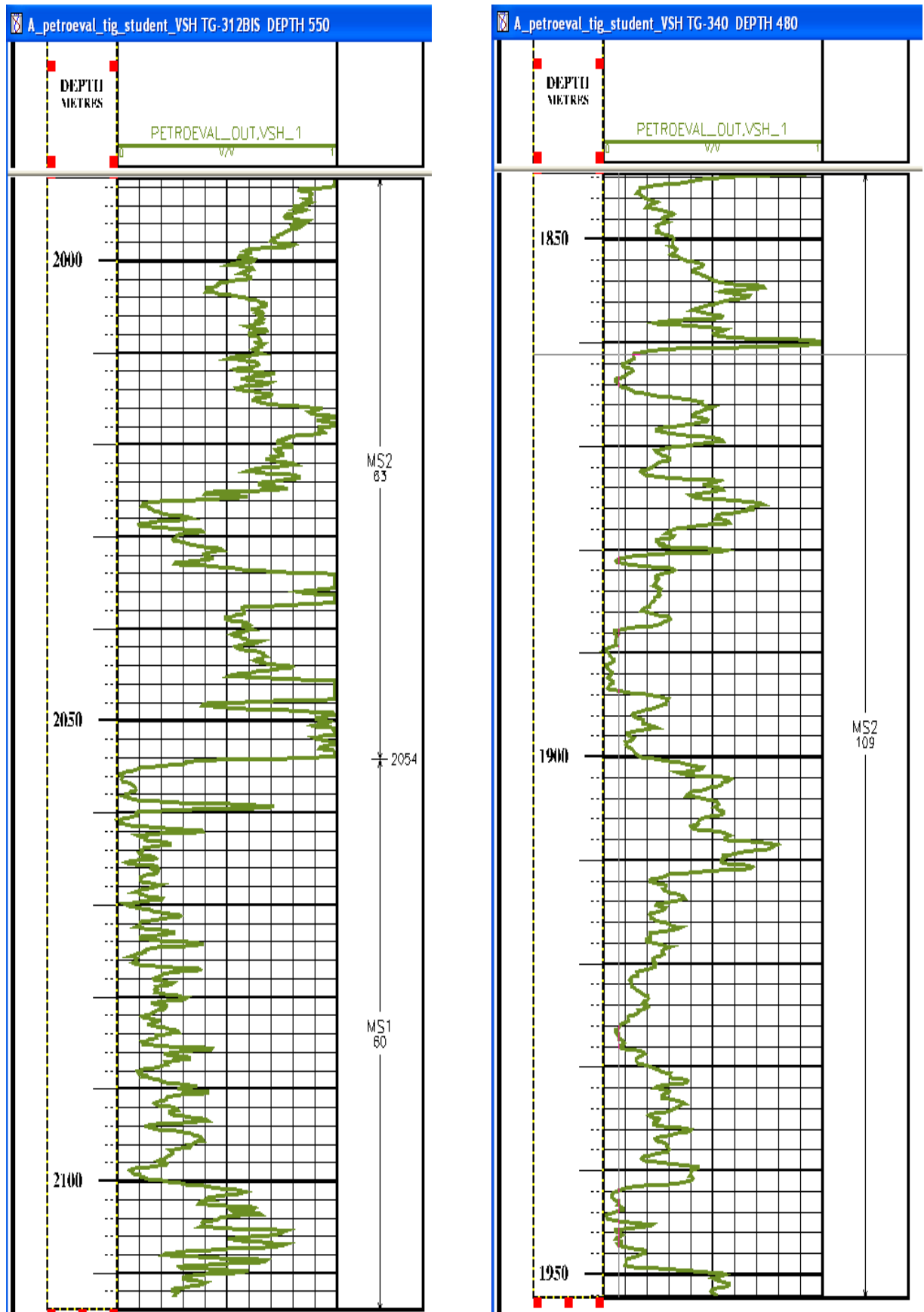


Figure 34 : Les profils d'argilosité des puits Tg-312bis et Tg-340 (Sonatrach 2009).

5.2 Interprétation des profils d'argilosité :

L'étude de l'évolution verticale d'argilosité est faite pour les puits (Tg-347z, Tg-315bis, Tg-312bis, Tg-340 et Tg-368)

Ces profils (Figure 33 et 34) montrent l'évolution d'argilosité dans les deux Megaséquences MS1 et MS2, les trois premiers puits expriment des variations brusques représentées par les piques d'argile (Fig 33).

Au sommet et au centre de MS2, une valeur moyenne d'argilosité de 50% est enregistrée, à la base, on constate une certaine diminution dans le taux d'argilosité à travers les cinq puits prise pour cette étude (Fig 33 et 34).

A la rentrée de MS1, le taux d'argilosité commence à accroître lentement vers la base de cette dernière où il atteint 50%.

Dans les puits (Tg-340, Tg-368) où la MS1 est absente, le MS2 présente des grandes variations d'argilosité avec une valeur moyenne de 40%.

D'une manière générale, le taux d'argilosité moyen à l'Ouest est plus élevé à celui de l'Est.

La comparaison de ces profils avec les profils de la perméabilité nous permet de dire, que les niveaux d'argilosité élevée correspondront aux zones à faible perméabilité et inversement, les piques de perméabilité élevées se trouvent correspondant aux zones à faible argilosité. Cette distribution confirme la relation entre la lithologie et la perméabilité de fracture.

6. La saturation :

6.1 La saturation en huile ou en gaz :

C'est le rapport du volume occupé par l'huile ou par le gaz au volume total des pores exprimé en pourcentage.

$$S_o = (V_o / V_p) * 100\%$$

S_o : Saturation en huile.

$$S_g = (V_g / V_p) * 100\%$$

S_g : Saturation en gaz.

V_o : Volume d'huile.

V_g : Volume de gaz.

V_p : Volume des pores.

Le réservoir Cambro-Ordovicien de Tiguentourine est, totalement, imprégné en gaz, c.à.d.

Que les contacts gaz-eau et huile-gaz sont absents, et la saturation représente celle de l'eau irréductible ou interstitielle. Cette eau ne pourra jamais être récupérée du réservoir.

7. Pression du réservoir :

La pression du réservoir est approximativement inférieure, dans la partie Sud de 14 psi de déferente par rapport à la partie Nord, en se basant sur les mesures statistiques de plusieurs puits, la pression de réservoir est estimée en psi.

À une profondeur de 1600m au-dessous du niveau de la mer, elle est estimée à 3264psi au Nord, et 3278 au Sud (Fig 35).

Le gradient de pression du gaz, dans le réservoir Cambro-Ordovicien, est de 0,252psi/mètre, il est estimé pour les deux structures principales Nord et Sud (fig 35).

Cependant, les données statiques à partir des puits Tg323 et Tg324, peuvent indiquer un accroissement de la pression avec la profondeur.

Les mesures effectuées dans le puits Tg319, indiquent que la pression de ce dernier est très proche à celle enregistrée au Nord. En se basant sur la plus grande densité du fluide dans le réservoir et à partir des données PVT, il est improbable que ce puits représente une communication de pression avec le Nord.

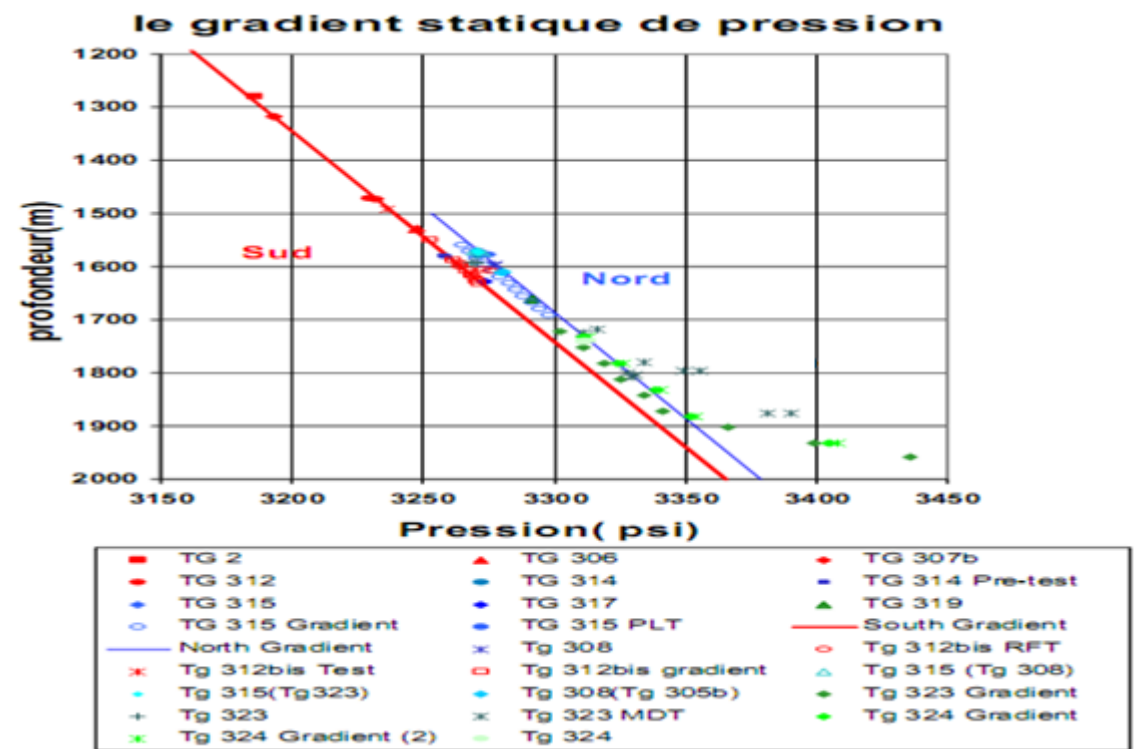


Figure 35 : L'évolution de la pression à travers le réservoir Cambro-Ordovicien de Tigentourine (WEC 2007).

8. La température du réservoir :

Un grand gradient de température existe dans tous les niveaux du champ de Tigentourine, il apparaît à partir de mappage de gradient statique de la température, c'est l'un de plusieurs

sources reliées à la faille de FADNOUN.

Dans le réservoir Cambro-Ordovicien, la température varie de 110 à 125 degré Celsius (Fig 36).

-Le gradient vertical de la température est estimé à 0,0164 degré Celsius /mètre.

8.1. Interprétation de la carte en iso-température :

Comme on a dit précédemment, la température du réservoir Cambro-Ordovicien varie de 110 à 125 degré Celsius (Fig 36).

L'évolution de la température à travers ce réservoir présente une variation irrégulière, l'augmentation devient de plus en plus brusque, en se rapprochant la faille de FADNOUN à l'Est. Les plus grandes températures sont enregistrées à l'Est au-delà de cette faille majeure (Fig 36).

Cette augmentation brusque, signalée par le rapprochement des courbes d'iso-températures, est l'une des principaux effets thermiques engendrés par la faille de FADNOUN.

Les valeurs voisines de température, dans les différentes structures le long de la faille de FADNOUN, confirment cet effet thermique.

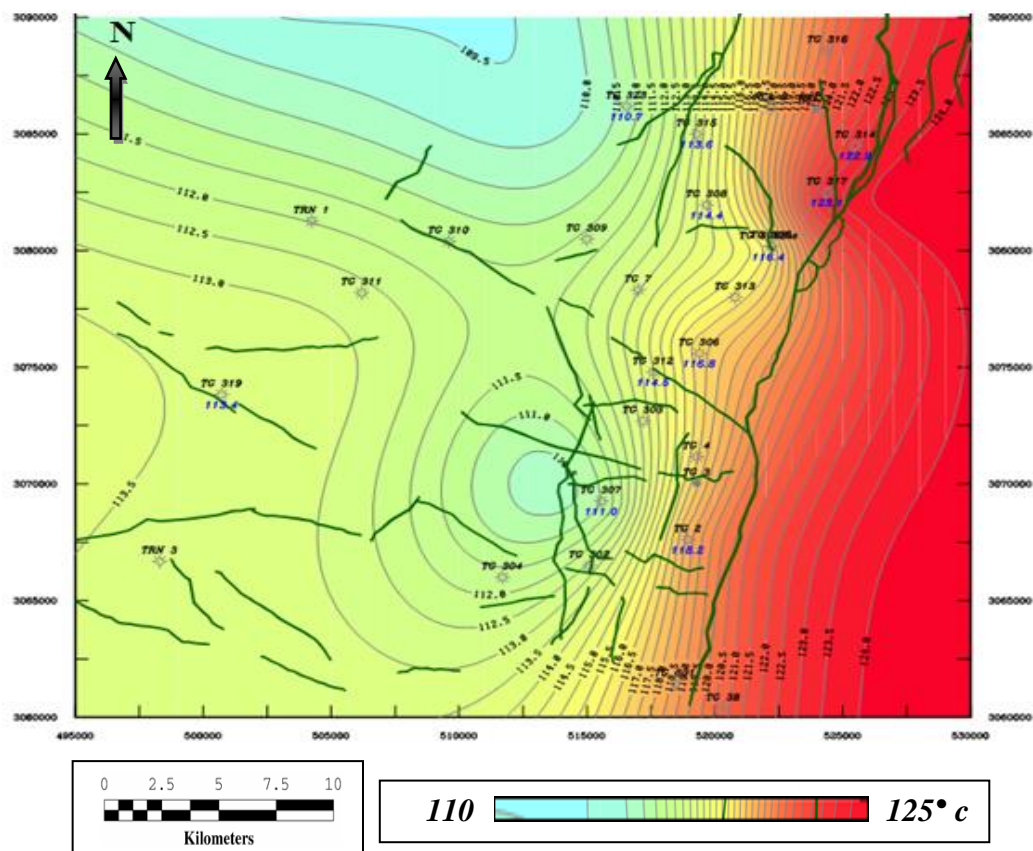


Figure 36 : Carte en iso-température du réservoir Cambro-Ordovicien (RMS/Sonatrach2009).

9. La composition des fluides dans le réservoir :

Le réservoir Cambro-Ordovicien de Tiguentourine est un énorme réservoir du gaz, couvrant une surface de plus de 1000 km².

Cependant, quelques échantillons présentent de petites différences par rapport à la composition générale moyenne des fluides, ceci est supposé être dû à des erreurs de mesure pendant le prélèvement.

Le réservoir Cambro-Ordovicien de Tiguentourine contient une faible teneur en gaz à condensat, avec une production totale du liquide, qui peut atteindre une moyenne de 234,69 à 281,627. 10⁶ T /m³, tout dépend du mélange de fluide dans les différents réservoirs. (Tableau 02)

Tableau 02 : La composition des fluides dans le réservoir .

<u>Composants</u>	<u>Région Sud-est</u>	<u>Région Ouest</u>	<u>Région Nord</u>
	(Tg002, Tg-312)	(Tg310, 319)	(Tg315, 317, 323)
	Quantités en %	Quantités en %	Quantités en %
Nitrogène	0.5496	0.4654	0.4424
Méthane	81.1980	78.1086	80.5751
CO2	2.6590	3.4610	4.1656
Ethane	7.4789	8.5300	7.2738
Propane	3.3444	4.0554	3.1834
Butanes	1.6794	2.0193	1.5614
C5s-C6s	1.3578	1.3853	1.2253
C7-C9	1.1451	1.3027	1.0328
C10-C14	0.4814	0.5510	0.4442
C15+	0.1063	0.1218	0.0959
Somme C7+	1.7327	1.9754	1.5729

Interprétation

D'après ce tableau (Tableau 02), on a pu constater que le méthane est l'élément majeur dans la composition des fluides de réservoir, avec des pourcentages, qui dépassent parfois les 80%. Les composants volatiles ont une totalité de 10%.

Le CO₂ se présente en faible quantité (2,65%), et le gaz extrait va subir, plus tard, à des traitements pour enlever le contenu en CO₂, ce dernier participe à l'amélioration de la production du gaz grâce à sa réinjection dans le sous-sol. Les composants lourds, tels que les bitumes, sont presque absents dans ce réservoir.

Conclusion:

L'analyse des paramètres pétrophysiques révèle que :

- La distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir Cambro-Ordovicien est irrégulière.
- Globalement, les valeurs de porosité et de perméabilité sont plus élevées à l'Est qu'à l'Ouest et inversement pour le volume d'argile.
- La perméabilité secondaire résulte de la fracturation.
- Les piques de perméabilité correspondent aux zones à faible argilosité.
- La relation entre la perméabilité et la porosité est très faible dans tout le réservoir.

Conclusion
Générale
&
Recommandation

Conclusion générale:

- ❖ Les accumulations de gaz découvertes dans le réservoir Cambro-ordovicien de Tiguentourine indiquent que cette région renferme un important potentiel gazifère.
- ❖ Les caractéristiques pétrophysiques sont plutôt médiocres, l'observation des cartes établies à la base des données pétrophysiques nous a montré que ces paramètres sont plus faibles dans la partie Ouest, et de plus en plus bons dans la partie Est à cause de la présence des failles orientées Nord-Ouest et Nord-Sud.

Ces failles jouent un rôle à la fois positif ou négatif sur la distribution de différents paramètres pétrophysiques.

- ❖ Les meilleures valeurs de porosité et de perméabilité se trouvent dans la partie Est du champ, au niveau de MS2 (perméabilité est supérieur à 20mD).
- ❖ Le degré de structuration et l'intensité de déformation a engendré de la fracturation qui améliore considérablement la perméabilité, les fractures observées sur les carottes ou sur les logs diagraphiques sont ouvertes et parfois colmatées.
- ❖ Les deux corrélations réalisées, dans la direction Nord-Est Sud-Ouest par les diagraphies GR et Sonic, montrent différentes épaisseurs des dépôts des unités de MS1 et MS2, ainsi que l'existence de biseautages des unités de MS1 (CO10, C15, CO20) au niveau des puits (Tg-336, Tg-335, TRN-2).

Recommandations :

- ❖ Une étude pétrographique très poussée pour mieux caractériser le réservoir Cambro-ordovicien de Tiguentourine.
- ❖ Des coupes géologiques et des corrélations lithologiques du réservoir Cambro-ordovicien à travers tous les puits de la zone et suivant de multiples directions.
- ❖ Elargir les analyses des caractéristiques pétrophysiques et le découpage en unité dans la majeure partie du champ de Tiguentourine.
- ❖ Faire appel a des acquisitions 3D pour l'identification de tous les réseaux de failles afin de prédire les chemins de drainage des hydrocarbures.
- ❖ Améliorer les paramètres pétrophysiques dans la partie Ouest du champ par la création des fractures artificielles (fracturation hydraulique).
- ❖ Réaliser plus d'enregistrements d'imagerie des puits au niveau de réservoir, ceci va nous permettent d'avoir l'orientation des fractures afin d'établir des cartes de distribution des fissures et pour une bonne connaissance du drainage des fluides, ce qui va nous permettre d'implanter les puits horizontaux.
- ❖ L'implantation des puits de production dans les meilleures zones pétrogazéifères (partie Est du champ).

Références Bibliographiques

- Aiouna, A. (1995).** « Synthèse bibliographique de bassin d'illizi (District II) ».Rapport Sonatrach.28p. Alger.
- Aliiev, M. (1972).** « Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz au Sahara algérien ». (Tome 1) SONATRACH -ALGER, 275p.
- Boudjema, A. (1987).** « Evaluation structurale du bassin pétrolier classique du Sahara Nord Oriental (Algérie) ». Thèse doctorat, université Paris XI-Orsay, 290p.
- Latrache, S. (1982).** « Evolution structurale du bassin d'illizi du Paléozoïque supérieur». Thèse de doctorat. Université Paris.
- Nelson,R,A. (January 2006)** «Fracture Analysis of Natural and Induced factures in the Tiguentourine».La Reculée field Area, HassiMessaoud.
- Skender, M, S et Arab, M. (1996).** « Synthèse géochimique sur le basin d'illizi». Rapport inédit. Sonatrach Exploration.29p. Hassi Messaoud.
- Sonatrach (2009).** « Rapports De fin de sondages : Tg-304, Tg-312bis, Tg-340, Tg-309, Tg-310, Tg-305bis, Tg-323, Tg-319, Tg-325z, Tg-347z Tg-306 ». Division de production /Sonatrach.
- Sonatrach (2010).** « Rapport d'analyse des études d'interprétations struturelle du champ de Tiguentourine ». Division Petroleum Engineering and Développement/ SONATRCH. Alger.
- WEC (2007).** « La géologie pétrolière de l'Algérie ». In Sonatrach – Schlumberger Well Evaluation Conference - Algérie 2007, p. 1.6 – 1.8, Édité par Schlumberger, 2007.
- Sonatrach (2009).** « Rapport de fin sondage de puits Tg-340, Tg-368 et Tg-357».
- Document BP(2005).** « Rapport des analyses pétrophysique et interprétation du champ de tiguentourine».

Résumé :

La région de Tiguentourine est située dans la wilaya de ILLIZI (Sud-est Algérien) , Les accumulations du gaz à Condensât, de Tiguentourine, ont été découvertes en 1957 par le forage , il montre des potentiels élevés en gaz et en condensât dans le réservoir Cambro-ordovicien de Tiguentourine. L'analyse des cartes structurales, des cartes en iso épaisseurs et en isobathes du réservoir, l'analyse des fractures, pour l'étude de réservoir dans le domaine de l'exploitation pétrolière, parmi ces paramètres nécessaires à notre étude, nous citerons la porosité, la perméabilité et la saturation en huile ou gaz.

Dans le réservoir Cambro-ordovicien de Tiguentourine indiquent que cette région renferme un important potentiel gazifère.

Mots clés : ILLIZI, Tiguentourine, Cambro-ordovicien, pétrophysiques, structurale.

Summary:

The region of Tiguentourine is located in the wilaya of ILLIZI (Southeast Algeria), the gas accumulations in Condensât, Tiguentourine, were discovered in 1957 by drilling, it shows high potential in gas and condensate in the Cambro-Ordovician reservoir of Tiguentourine. Analysis of structural maps, iso-thickness maps and reservoir isobaths, fracture analysis, The knowledge of the petrophysical characteristics of a rock is necessary for the reservoir study in the field of oil exploitation, among these parameters necessary for our study. We will mention the porosity, the permeability and the saturation in oil or gas.

In the Cambro-Ordovician reservoir of Tiguentourine indicate that this region contains a significant gas potential.

Keywords: ILLIZI, Tiguentourine, Cambro-Ordovician, petrophysical, structural

ملخص :

تقع تيفنتورين في ولاية ايليزي (جنوب شرق الجزائر) ، تم اكتشاف تراكومات الغاز المكثف، في عام 1957 عن طريق الحفر ، ويظهر إمكانات عالية في الغاز والغاز المكثف في الخزان الكمبري-اوردوفيسيان في تيفنتورين تحليل الخرائط البنيوية ، الخرائط ذات العمق المتساوي وذات السمك المتساوي من الخزان وتحليل. إن مجال فيزياء النفط هو أحد أهم خصائص حقل إنتاج النفط والغاز ، ومن بين هذه المعايير الضرورية لدراستنا ، سنذكر المسامية والنفاذية والتشبع ب البترول الغاز.

إن الخزان الكمبري-اوردوفيسيان في تيفنتورين يؤشر ان هذه المنطقة تحتوي على كم هائل من الغاز

كلمات مفتاحيه: ايليزي ، تيفنتورين ، الكمبري-اوردوفيسيان ، البتر وفيزيائية، البنيوية .